МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество

АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Электрические станции, сети и системы

«Допущен к защите»
Заведующий кафедрой _____
_____
(Ф.И.О., ученая степень, звание)
_____ «_____» _____ **20**___ **г.**
(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Разработка схемы внешнего электроснабжения Акшинского месторождения железных руд

Специальность 5В071800 - Электроэнергетика

Выполнил (а) Сафина И.З. (Фамилия и инициалы) Эу-13(13) (группа)

Научный руководитель Михалкова Е.Г к.т.н. доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:
по экономической части:
Жакупов А.А. к.э.н профессор
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «30» 05 20 16 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:
Байзакова С.М. старший преподаватель
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «5» 05 20 16 г.
(подпись)

Нормоконтролер: Терлецкова М.А. доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «15» 06 20 16 г.
(подпись)

Рецензент: Сулейменова Э.Т. гл.спец. АО АЭСК
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «_____» _____ 20___ г.
(подпись)

Алматы 2016 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет Электрические станции, сети и системы
Специальность 5В071800 - электроэнергетика
Кафедра Электрические станции, сети и системы

ЗАДАНИЕ
на выполнение дипломного проекта

Студент Сафина Нурсия Зубаировна
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Разработка схемы внешнего электроснабжения Алтынтокского месторождения железных руд

утверждена приказом ректора № 49 от «08» апрель 2016 г.
Срок сдачи законченной работы «30» мая 2016 г.
Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта
Карта схем электрических сетей Костанайской области; карта электрических сетей 110 кВ нагрузки костанайской РЭС, параметры линий и параметры трансформаторов.

Перечень подлежащих разработке дипломного проекта вопросов или краткое содержание дипломного проекта:
Перспективы развития Республики Казахстан.
Предварительный расчет вариантов развития
Технико-экономическое сравнение вариантов схемы сети.
Анализ режимов работы принятого варианта развития электрической сети
Экономическая часть
Безопасность жизнедеятельности

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

Карта-схема электрических сетей 110кВ Костанайской области и данные по нагрузкам.
Варианты подключения ПС 110/35/6 кВ к сети.
Расчет параметров линий, трансформаторов, схем замещения.
Предварительный расчет вариантов развития электрической сети
Технико-экономическое сравнение вариантов проектирования.
Анализ режимов работы принятого варианта развития сети 110кВ Костанайской области

Рекомендуемая основная литература

Идельчик В.И. Электрические системы и сети. – М: Энергоатомиздат 1989г – 592с.
Герасименко А.А. Передача и распределение электроэнергии. Учеб. пособие – Ростов-на-Дону. Феникс, 2008г – 715с.
Неклепаев Б.Н. Крюков И.П – электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектов.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
БЖД	Байракова С.М.	05.05.16г	
Эконом. часть	Жакупов А.К.	30.05.16г.	

ГРАФИК
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1	Перспективы развития электроэнергетики РК	21.12.15-21.01.16	
2	Предварительный расчет вариантов развития	20.03.16	
3	Технико-экономическое сравнение вариантов схемы сети	03.04.16	
4	Анализ режимов работы принятого варианта развития электрической сети	26.04.16	
5	Безопасность жизнедеятельности	18.05.16	
6	Экономическая часть	30.05.16	

Дата выдачи задания «30» мая 2016 г.

Заведующий кафедрой _____ Улбеткулов Е.К.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Руководитель _____ Михалкова Е.Г.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению
студент _____ Сафуко Н.З.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Андапта

«Алешинка темір кен орынын сыртқы электр жабдықтау схемасы жасау» тақырыбы бойынша қарастылған аудандарда талдау жүргізілді: дамуының екі нұсқасы жобаланды; тандалған нұсқаларға технико-экономикалық салыстыру жүргізілді: тандалып алынған даму нүсқасына талдау жасалынды.

«Өміртіршілік қауыпсіздігі» бөлімінде подстанция аумағында еңбек шарттарын бойынша сұрақтар қарастырылды, өрт сөндіру мәселелері, және жасанды жарықтандыру есептелді.

Экономикалық жағынан технико-экономикалық нұскау дәйектемесін есептеу мен қаржы – экономикалық тиімділігі қарастырылған.

Аннотация

В дипломной работе на тему «Разработка схемы внешнего электроснабжения Алешинского месторождения железных руд» произведен анализ рассматриваемого района электрических сетей; намечены два варианта развития; произведено технико – экономическое сравнение выбранных вариантов; выполнен анализ режимов работы принятого варианта развития.

В разделе «Безопасность жизнедеятельности» рассмотрены вопросы условий труда на подстанции, пожаротушения, а так же произведен расчет искусственного освещения.

В экономической части произведен расчет технико-экономических показателей подстанции и показателей финансово-экономической эффективности.

Annotation

The paper on the topic "Development of the scheme of external power supply of iron ore deposits Aleshinsky" The analysis of the area in question electrical networks: outlines two options: produced by techno - economic comparison of selected variants: the analysis of the mode of the received version.

In the "Safety" investigated the working conditions at the substation, fire fighting issue considered, as well as a calculation of artificial lighting.

In the economic part of a calculation of technical and economic indicators of the substation and of financial and economic efficiency.

Содержание

Введение....8
1 Тенденции развития электроэнергии Республики Казахстан....9
1.1 Анализ экономической ситуации и электроснабжения промышленных объектов Костанайской области....11
1.2 Обоснование строительства ПС 110/35/6 кВ, для питания Алешинского месторождения железных руд....13
1.3 Краткая характеристика электроснабжения рассматриваемого района....15
1.4 Электропотребление и электрические нагрузки....20
1.5 Источники покрытия электрических нагрузок. Балансы мощности....23
1.6 Обоснование схемы внешнего электроснабжения....25
1.7 Постановка задачи....26
2 Анализ существующих сетей рассматриваемого района....26
2.1 Расчет режимов участка существующих сетей 110 кВ рассматриваемого района....26
2.2 Определение параметров элементов существующей сети....27
2.2 Составление и выбор конфигурации электрической сети....35
2.3 Выбор материалов и сечения проводов....38
2.4 Выбор числа и мощности трансформаторов....40
2.5 Расчет режимов работы участка электрической сети для первого варианта присоединения ПС Алешинское....40
2.6 Расчет режимов работы участка электрической сети для второго варианта присоединения ПС Алешинское....46
2.7 Технико-экономическое сравнение вариантов схемы сети....52
3 Расчет режимов работы рассматриваемого участка электрической сети выбранного варианта подключения ПС 110/35/6 кВ на перспективу 2030 года..60
3.1 Расчет максимального режима работы электрической сети....60
3.2 Расчет минимального режима работы электрической сети....62
3.3 Расчет аварийного режима работы электрической сети....64
3.4 Анализ полученных результатов расчета....66
4 Безопасность жизнедеятельности....68
4.1 Анализ опасности поражения электрическим током в электрических сетях....68
4.2 Разработка мер электробезопасности....72
4.3 Обеспечение пожарной безопасности оборудования подстанции....78
5 Экономическая часть....82
5.1 Цели разработки проекта....82
5.2 Финансовый план....83
5.3 Определение капиталовложений в строительство прилегающих сетей....85
5.4 Определение ежегодных издержек производства....86

5.5 Себестоимость передачи электроэнергии 87
5.6 Расчет эффективности передачи электроэнергии 88
5.7 Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций.....91
5.8 Определение NPV (чистой текущей стоимости).....94
Заключение 97
Список литературы: 98

Введение

Развитие электрических сетей по всей территории республики Казахстан является актуальной задачей. Такие вопросы как наращивание мощностей производства, увеличение объемов добычи сырья, все эти цели упираются в решение вопросов энергоснабжения. И как следствие возникает необходимость в сооружении новых станций, подстанций и высоковольтных линий электропередач.

В данной работе рассматривается вопрос энергообеспечения месторождения добычи железных руд. Спрос на руду растет как на внутреннем рынке Республики Казахстан так и на внешнем. В связи с ростом спроса на данное сырье целесообразно вывести из законсервированного состояния месторождения которые были обнаружены и исследованы, но не введены в эксплуатацию ранее.

Добыча руды требует серьезного и надежного энергообеспечения. Данное предприятие относится к I уровню по категории надежности энергоснабжения, т.е. требует обеспечения питания от двух независимых источников питания. На стадии проектирования рассматриваются наиболее возможные и оптимальные точки в системе для подключения новой подстанции. А также просчитываются все режимы работ системы до и после введения нового потребителя в систему с целью выявления тех изменений которые будут внесены введением нового потребителя. При выявлении недопустимых отклонений основных показателей системы предпринимаются дополнительные меры, которые позволят вернуть эти показатели в нормативно допустимые отклонения.

1 Тенденции развития электроэнергии Республики Казахстан

По итогам прошлого года Казахстан вновь подтвердил свой статус страны с самой динамичной экономикой в Таможенном союзе и одной из самых успешных в экономическом плане в СНГ. Такое развитие обусловлено тем огромным значением, которое придается вопросам устойчивого развития и энергоэффективности. В книге «Глобальная энергоэкологическая стратегия устойчивого развития в XXI веке» Нурсултан Назарбаев дал оценку основным необходимым параметрам глобального экономического развития, на основе сегодняшней ситуации и тенденций в целом.

Рост экономики соответственно ведет к росту потребления электроэнергии, в связи с этим глава государства Нурсултан Назарбаев отметил, что широкое освоение энергетических ресурсов Казахстана должно сопровождаться внедрением инноваций, новых стандартов, экономии энергии, а также мультипликативного влияния на перерабатывающую отрасль экономики. Однако, внедрение таких инновационных технологий встречает на своем пути к реализации, такие вполне объективные сложности как те реалии в электроэнергетике которые имеет Республика Казахстан на сегодняшний день.

Электроэнергетическая структура Казахстана представляет собой довольно сложную и разветвленную структуру. Во многом эта структура была определена исторически и географически. Таким образом, на сегодняшний день Единая Энергетическая Система Республики Казахстан не является единой в полной мере, т.к. сети Западно-Казахстанской области не имеют энергетической связи с ЕЭС и работает в автономном от нее режиме. При этом сети Республики Казахстан соединены с сетями Российской Федерацией на севере и с Республиками Узбекистан и Кыргызстан на юге по средствам межгосударственных высоковольтных линий электропередач. И сегодня энергетика Казахстана развивается исходя из этих реалий.

Геологические запасы энергетического сырья в Республике расположены не равномерно. Таким образом, север страны является экспортером энергии, а Юг страны испытывает дефицит энергии и является импортером. Для того что бы снизить зависимость южного региона страны от импорта из соседних стран были построены две линии электропередач напряжением 500 кВ транзитом Север-Юг Казахстана. Как отметил глава казахстанского представительства Международного банка реконструкции и развития (МБРР) Сергей Шаталов "Расширение и модернизация линии электропередачи "Север - Юг Казахстана" означает многочисленные возможности в отношении надежности системы, увеличения потенциала экспорта и транзита, устранения дефицита электроэнергии, препятствующего

дальнейшему развитию южного региона, и более эффективное использование низкозатратных электростанций на севере, в частности в Павлодарской области"[1].

Как отмечалось выше, Западный регион Республики Казахстан не имеет связи с Единой Энергетической Сетью, при этом регион энергетически связан с энергетической системой России. Регион имеет большие запасы углеводородного сырья достаточного не только для полного энергетического самообеспечения, но и для экспортных поставок электроэнергии. Однако, на сегодняшний день регион является импартером энергии, и для выработки новых энергетических мощностей планируется в перспективе строительство новых электростанций, которые позволят, перейти от импорта энергии к ее экспорту.

Такое образом, вся территория Республики, словно паутиной, опутана линиями высоковольтных электропередач начиная от напряжений 35 кВ до 1125 кВ. Структура энергетической системы Казахстана на сегодняшний день состоит из трех независимых образований, такие как НЭС - Национальная Энергообразующая система, РЭК – Региональные Электросетевые Компании, Производители электроэнергии.

В энергопроизводстве на сегодняшний день задействован в большей степени уголь, на его долю приходится около 70% всей вырабатываемой в Республике энергии, около 14,5% приходится на водные ресурсы, 10,6% - газ, 4,9% нефть[2].

В настоящее время правительство Казахстана делает большой упор на увеличение доли электроэнергии создаваемой возобновляемыми источниками энергии или иначе «Зеленая энергия». В своем Послании к народу Казахстана «Стратегия «Казахстан -2050: новыйполетический курс состоявшегося государства» Президент Казахстана Нурсултан Назарбаев заявил - «Оставаясь крупным игроком на рынке углеводородного сырья, мы должны развивать производство альтернативных видов энергии, активно внедрять технологии, использующие энергию солнца и ветра. Все возможности для этого у нас есть. К 2050 году в стране на альтернативные и возобновляемые виды энергии должно приходиться не менее половины всего совокупного энергопотребления»[3].

Достоинства получения мощностей исходя из энергий солнца и воды очевидны экономичностью и экологичностью подхода, однако, как и все новое, введение в энергосистему станций работающих на энергии ветра и солнца сопряжено с рядом сложностей. Тем не менее, в Республике на сегодняшний день введено в эксплуатацию несколько таких электростанций и их число продолжает расти. Перспектива развития такой энергии в Казахстане достаточно оптимистична, т.к. количество солнечных дней в стране велико, и выявлены целый ряд территорий с практически не прекращаемым ветровым

потоком, скоростью 5-9 м/с. Энергетическая характеристика этих районов в несколько раз лучше, чем территории, на которых уже запущены в эксплуатацию лучшие западные аналоги ВЭС.

Несмотря на достаточно хорошие темпы развития энергосистемы в Казахстане, экспертами прогнозируется нехватка электроэнергии в будущем. Развитие экономики, промышленности, уровня жизни населения неминуемо приведут к росту энергопотребления, что в свою очередь приведет к дефицыту вырабатываемой электроэнергии. В такой ситуации достаточно доступным и экономичным решением представляется использование энергии атома. К такому выводу приходят эксперты не только в Республике Казахстан, но и во всем мире в целом.

1.1 Анализ экономической ситуации и электроснабжения промышленных объектов Костанайской области

В структуре электропотребления Костанайской области преобладающей отраслью является промышленность, доля которой к 2015 году составила 60,7%. При этом, горно-металлургический комплекс является одним из энергоемких потребителей, в общей части промышленных объектов данной области. В макроэкономических показателях горно-металлургический комплекс страны играет важную роль как одна из базовых отраслей Республики Казахстан. На мировой арене Казахстан занимает восьмое место по разведанным запасам железной руды, а среди стран СНГ третье место после России и Украины. Таким образом от того, как будет в дальнейшем развиваться комплекс горной металлургии, во многом будет зависеть поступательное развитие национальной экономики в целом, а развитие горно-металлургической области приведет к росту потребностей в электрообеспечении.

Костанайская область расположена на Севере Казахстана. Ее площадь составляет 196000 км2. На западе область граничит с Актюбинской областью, на востоке с Северно-Казахстанской и Акмолинской областями, на юге с Карагандинской областью. Сети Костанайской области являются составной частью Единой Энергетической Системы Казахстана и носят название «Сарбайские МЭСы». Область связана с «Акмолинскими МЭС» по средствам межсистемных ЛЭП. Со смежными сетями РФ Костанайская область связана межгосударственными сетями. Акмолинские МЭСы являются экспортерами энергии для Сарбайских МЭСов, поскольку электростанции местного значения, такие как Рудненская, Костанайская, Аркалыкская не могут в полном объеме обеспечить электроэнергетическую потребность области.

Прогнозируемый рост электрических нагрузок будет обусловлен реализацией проектов, предусмотренных Государственной программой

форсированного индустриально-инновационного развития, развитием предприятия малого и среднего бизнеса, наращиванием мощностей действующих предприятий. Роста объемов капитальных, инвестиционных вложений в отрасли промышленности которые на сегодняшний день являются приоритетными. Такой рост обеспечивает появление дополнительных рабочих мест, ввод в строй новых производств. За последние годы в регионе был построен завод по выпуску асфальтосмесительных установок, предприятия по производству строительных материалов, металлопрокатный завод, открыты новые производства комбайнов и другой сельхозтехники. Для агропромышленного комплекса построены молочно-товарные фермы, новые мельницы, созданы откормочные площадки, хозяйства-репродукторы и мясоперерабатывающие комплексы и маслозаводы.

На постоянной основе на предприятиях области ведутся работы по расширению ассортимента, выпускаемой продукции, открытию новых производств, внедрению новых технологий, оборудования, а также работы по модернизации уже действующих производств.

Развития предпринимательского сектора на современном этапе входит в число основных задач социально-экономической политики нашего государства в целях укрепления национальной экономики, повышения конкурентоспособности отечественных товаров и услуг.

Для устойчивого развития малого предпринимательства которое обеспечивает насыщение рынка товарами и услугами производимыми на территории области созданы благоприятные условия. Малое предпринимательство обеспечивает создание новых рабочих мест, а так же стабильное поступление налогов.

Развитие металлургической отрасли, как и любой другой отрасли, напрямую зависит от развития энергосистемы. Так как вопрос энергообеспечения является той движущей силой необходимой для обеспечения жизнедеятельности предприятия. Вопрос развития энергетической системы в Костанайской области, это вопрос обеспечения дальнейшего роста объемов добычи руды в Республики Казахстан. Этот вопрос требует отдельного внимания и отдельных инвестиционных вливаний поскольку добыча руды, достаточно энергозатратный процесс требующий бесперебойного и качественного обеспечения электроэнергией. Это задача не простая, в условиях сетей Костанайской области, энергообеспечение которой непосредственно зависит от Экибастузкой ГРЭС. Высоковольтные линии электропередач, связывающие Костанайскую и Акмолинскую области имеют определенную пропускную способность, величина которой небезгранична. Так же немаловажным фактором являются потери в линиях электропередач, которые тем выше, чем дольше срок эксплуатации высоковольтных линий. Тем не менее, эта задача разрешимая и экономически оправдана.

1.2 Обоснование строительства ПС 110/35/6 кВ, для питания Алешинского месторождения железных руд

Доля горнодобывающей промышленности в Костанайской области на 1 января 2015 года составила 44,1%. В сфере горнодобывающей промышленности основу составляют такие предприятия как АО «Варваринское», АО «ССГПО», АО «Костанайские минералы», Лисаковский филиал ТОО «Оркен», ТОО «Метал Трэйдинг», филиал АО «Алюминий Казахстана» ТБРУ, филиал АО «Алюминий Казахстана» КБРУ, и другие. [4]

Сейчас основные балансовые запасы железных руд сосредоточены в Костанайской и Карагандинской областях, где на их базе действуют горнообогатительные предприятия. В настоящее время разрабатываются 12 месторождений. Степень подготовленности запасов к промышленному освоению составляет 53,2 %. В Казахстане эксплуатируется несколько месторождений железных руд, с утвержденными запасами свыше 6 млрд. т, среди которых Соколовско-Сарбайское (включая Качары), с утвержденными запасами более 2500 млн. т (содержание железа 38-43 %, вредная примесь — сера), Лисаковское, с утвержденными запасами 3000 млн. т (содержание железа 34-38 %, вредная примесь — фосфор), Атасуйское (Кентюбинское, Каражальское), с утвержденными запасами более 800 млн. т (содержание железа 48-70 %, вредная примесь — сера), Атансорское, с утвержденными запасами более 39 млн. т (содержание железа 35-57 %, вредные примеси отсутствуют)[5].

Развитие железорудной промышленности показало высокую эффективность концентрации добычного и перерабатывающего производств на одном горно-обогатительном предприятии, причем большой производственной мощности. Именно этот путь был выбран при создании рудной базы металлургических заводов Урала на железорудных месторождениях Костанайской области Казахстана.

Учитывая это, в 1986 г. на базе Соколовско-Сарбайского горно-обогатительного комбината (ССГОК) было организовано Соколовско-Сарбайское горно-обогатительное производственное объединение (ССГПО), в состав которого вошли Соколовский, Сарбайский, Качарский и Куржункульский карьеры и Соколовский подземный рудник, как его горнодобывающие подразделения, задачей которых являлись добыча и поставка сырой железной руды на рудоподготовительный комплекс ССГПО в г. Рудном. Рудоподготовительный комплекс объединения имеет в своем составе дробильно-сортировочную фабрику, фабрику магнитного обогащения и фабрику окомкования.

После преобразования горно-обогатительного производственного объединения в акционерное общество в 1995 году начался новый этап в

развитии ССГПО. На протяжении всех лет существования предприятий АО «ССГПО» постоянное внимание уделялось совершенствованию техники и технологии работ по добыче и переработке руд. В горнодобывающих подразделениях объединения применяется современное высокоэффективное горное оборудование, постоянно совершенствуются технологические схемы и улучшаются параметры горных работ.

Сырьевыми источниками, способствующими развитию черной металлургии в республике, являются железная руда, месторождения хромитовых и марганцевых руд, коксующиеся угли, флюсовое и огнеупорное сырье. Анализ показывает, что сырьевая база черной металлургии располагает достаточными запасами, разработка которых способна не только обеспечить эффективную работу металлургических предприятий республики (АО «АрселорМиттал Темиртау», Актюбинский и Аксуский ферросплавный заводы), но и осуществлять поставку их продукции на экспорт.

В железнорудном сегменте сохраняется высокая инвестиционная активность обеспеченная мощными запасами сырьевой базы, перспективами экспортных поставок руды и продолжающийся потенциал внутреннего потребления. В связи с этим в настоящее время в стране к реализации заявлено несколько крупных проектов по добыче и по обогащению руды.

В качестве крупного импортера железной руды, в ближайшее время рассматривается КНР, а точнее его северо-западные регионы в которых ожидается «стальной бум», в отличии от развитых регионов юго-востока, где уже наступило пресыщение стального рынка и добыча руды напротив сокращается. У Казахстана по поставкам ЖРС в КНР есть несколько конкурентоспособных игроков из дальнего зарубежья — Австралии, Бразилии и ЮАР, а также России и Украины, но географическая близость Республики Казахстан к рынку сбыта позволяет выигрывать конкуренцию.

В Северном Казахстане сосредоточены 90% учтенных государственным балансом железных руд. Известны 5 крупных месторождений (Качарское, Сарбайское, Соколовское, Аятское, Лисаковское). Также здесь расположены 5 разведанных месторождений резервных (Алешинское, Южно-Сарбайское, Сорское, Ломоносовское, Шагыркольское) и одно законсервированное месторождение (Коржункольское).

Исходя из выше сказанного следует вывод о целесообразности увеличения масштабов добычи железной руды, расконсервированием раннее разведанных месторождений. Одним из разведанных резервных месторождений железной руды является Алешинское, расположенное в Боровском районе Костанайской области, в 70 км к север-северо-востоку от города Костанай в юго-восточной части Введенско-Алешинского рудного района, являющегося самым северным в пределах Главного железорудного пояса ургая [6].

Для реализации добычи железной руды на Алешинском месторождении есть необходимость решить задачу энергообеспечения данного района в достаточном объеме, для производства такого вида работ.

1.3 Краткая характеристика электроснабжения рассматриваемого района

Алешинское месторождение расположено на границе Костанайского и Мендыкадырского районов Костанайской области, в 70 км к северовостоку от города Костаная. Ситуационный план месторождения Алешинское представлен на рисунке 1.1.



Рисунок 1.1 - Ситуационный план месторождения с привязкой к местности [7]

Карта-схема существующих электрических сетей приведена на рисунке 1.2.



Рисунок 1.2 - Карта-схема существующих электрических сетей 110 кВ рассматриваемого района

Схема соединений существующих электрических сетей 110 кВ рассматриваемого района приведена на рисунке 1.3.

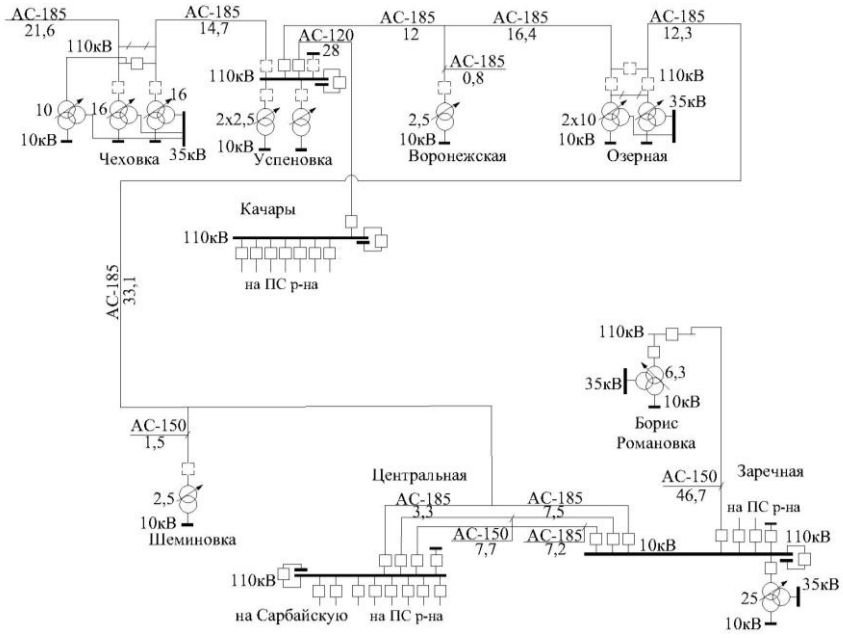


Рисунок 1.3 – Схема соединений существующих электрических сетей 110 кВ рассматриваемого района

В настоящее время в рассматриваемом районе Костанайской области сложилась следующая структура управления и балансовой принадлежности основных электроэнергетических объектов:

- Филиал «Сарбайские МЭС АО «KEGOK»- принадлежат электрические сети 1150-220 кВ, в том числе:

- ПС 220 кВ: Центральная, Качары;

- ВЛ 220 кВ: Сокол – Качары, Качары – Приуральская, Заречная – Сокол, Заречная – Центральная – Костанайская, Костанайская – Сокол.

ТОО «МРЭТ» - пренадлежат:

- ПС 220/110/10 кВ Заречная, Приуральская;

- Электрические сети 35-10 кВ, в том числе ПС 110 кВ Чеховка, Буденовка, Боровская, а также ВЛ 110 кВ Заречная – Борис-Романовка с ПС 110/35/10 кВ Борис-Романовка.

- АО «ССГПО» - принадлежат ВЛ 110 кВ Качары – Успеновка и электрические сети для электроснабжения Качарского карьера: ГПП 110 кВ №6, 7, 13 и ПС № 10, 12, запитанных по ЛЭП 110 кВот ОРУ 110 кВ ПС Качары.

Покрытие дефицита мощности потребителей Костанайской области осуществляется от внешних источников УЭС Казахстана (Экибастузские ГРЭС).

Костанайская область в рассматриваемом районе имеет связь с энергосистемами России: по ВЛ 1150 Костанайская – Челябинск (включена на напряжение 500 кВ), ВЛ 500 кВ Сокол – Троицкая ГРЭС, по ВЛ 220 кВ Приуральская – Троицкая ГРЭС, по ВЛ 110 кВ Станционная – Троицкая ГРЭС, которая в настоящее время с Россией расключена.

С УЭС Казахстана Костанайская область связана по ВЛ 1150 кВ Костанайская – Кокшетауская (включена на напряжение 500 кВ), ВЛ 500 кВ Сокол –Есиль, ВЛ 220 кВ Челгаши – Есиль и по нескольким ВЛ 35 кВ с ПС Северо – Казахстанской и Акмолинской областей. Межсистемная ВЛ 220 кВ Ленинская – Тимирязева находится под охранным напряжением 10 кВ.

В районе размещения Алешинского месторождения имеются электрические сети 35, 110 и 220 кВ:

- Одноцепная ВЛ 35 кВ Чеховка – Мирная – Павловка – Буденовка (проводом АС-50, АС-70, общей протяженностью 86 км);

- Протяженные транзитные одноцепные ВЛ 110 кВ:

- Заречная Центральная – Озерная – Успеновка – Чеховка – Джаркуль – Приуральская (проводом АС-185, общей протяженностью около 180 км);

- Заречная – Боровская – Ленинская – Урицкая – Новопавловка – Кушмурун – тяга (проводом АС-185, АС-120, АС-150 общей протяженностью 409 км);

-Радиальная ВЛ 110 кВ Заречная – Борис-Романовка (проводом АС-150, протяженностью 46,7 км) с ПС 110 кВ Борис-Романовка;

-ближайшими опорными ПС 220 кВ являются ПС Качары, Заречная и Центральная, а также ПС 110 кВ Боровская.

Электрические нагрузки и источники их покрытия.

Величина электрических нагрузок Алешинского месторождения железных руд по очередям развития представлены на основании расчета ТОО «КАЗГИПРОЦВЕТМЕТ».

Величина электрических нагрузок Алешинского месторождения железных руд по очередям развития представлена в таблице 1.1.

Таблица 1.1 - Величина электрических нагрузок Алешинского месторождения железных руд по очередям развития, в МВт

Наименование	Период строительства (2015-2024 гг.)	1 очередь 2025 г.	2 очередь 2030 г.
Установленная мощность	53,45	69,47	70,66
Максимальная расчетная электрическая нагрузка с учетом коэффициента использования и одновременности (Ки, Ко)	34,13	45,32	46,25

В состав потребителей Алешинского месторождения входят потребители следующих подразделений:

1) Горное производство, в том числе:

- на поверхности (шахтные подъемы стволов «Западный-Вентиляционный», «Восточный-Вентиляционный», вентиляторные и калориферные установки и другие);

- подземным способом добычи железной руды (насосы главных водоотливов ствола «Алешинский», рудоперепускные комплексы ствола «Скиповой» электровозная откатка, освещение и прочие).

2) Обогатительное производство (дробилки, сепараторы, мельницы и другие установки, характерные для технологии обогатительного производства);

3) Объекты общекомбинатского назначения (компрессоры, вентиляторы и другие установки, характерные для вспомогательного производства).

Все потребители в отношении обеспечения надежности электроснабжения разделяются по категориям.

Доля потребителей различной категории по надежности электроснабжения в суммарной нагрузке Алешинского месторождения представлена ниже:

1 категория – 15,26 МВт (33%);

2 категория – 24,58 МВТ (53%);

3 категория – 6,4 МВт (17%).

Потребители особой группы на производстве отсутствуют.

К потребителям первой категории относятся насосы главных водоотливов, лифтовая подъемная установка, насосы противопожарного назначения, подъемные машины для подъема людей, вентиляторы главных вентиляторных установок.

Распределение электроэнергии по потребителям Алешинского месторождения предусматривается на напряжении 35,6 и 0,4 кВ.

Значение cosφ (коэффициента мощности) принимается равным 0,97(tgφ=0,25) с учетом намечаемых к установке устройств компенсации реактивной мощности.

В соответствии с ПУЭ электроприемники первой категории необходимо обеспечивать электроэнергией от двух независимых источников питания, а 2 категории рекомендуется обеспечивать электроэнергией от двух независимых источников питания.

Таким образом, для обеспечения внешнего электроснабжения намечаемого месторождения предлагается сооружение двухтрансформаторной ПС Алешинское с присоединение по двухцепной ВЛ.

На основании величины прогнозируемой нагрузки, а также местоположения Алешинского месторождения относительно электрических сетей района варианты сооружения ПС Алешинское возможно рассматривать на напряжение 110 кВ.

Для выбора мощности трансформаторов выполнен расчет распределения электрических нагрузок по шинам 6, 35 кВ намечаемой ПС результаты которого приведены в таблице1.2.

Таблица 1.2 - расчет распределения электрических нагрузок по шинам 6, 35 кВ намечаемой ПС, в МВт

Наименование	Период строительства 2015-2024 гг.	1 очередь 2025 г.	2 очередь 2030-2032 гг.
Шины 6 кВ			
Горное производство, в т.ч.	27,9	43,4	44,2
Поверхностные потребители	27,9	27,9	27,9
Площадка ствола «Скиловой»			
Площадка ствола «Алешинский»			
Подземные потребители		15,5	16,3
Обогатительное производство		0,52	0,91
Объекты общекомбинатского назначения	6,85	6,85	6,85
Итого	34,75	50,77	51,96

«Продолжение таблицы 1.2»

Наименование	Период строительства 2015-2024 гг.	1 очередь 2025 г.	2 очередь 2030-2032 гг.
То же, с Ки и Ко	24,13	35,32	36,25
Шины 35 кВ			
Горное производство			
Поверхностные потребители			
Площадка ствола Западный-Вентиляционный	8,9	8,9	8,9
Площадка ствола Восточный-Вентиляционный	9,8	9,8	9,8
Итого	18,7	18,7	18,7
То же, с Ки и Ко	10,0	10,0	10,0
Всего по ПС	53,45	69,47	70,66
То же, с Ки и Ко	34,13	45,32	46,25
То же, в МВА	35,35	46,94	47,9

1.4 Электропотребление и электрические нагрузки

За отчетные 2014-2015 гг. электроснабжение Костанайской области характеризовалось следующими показателями, которые приведены ниже в таблице 1.3.

Таблица 1.3 - Электроснабжение Костанайской области за отчетные 2014-2015 гг.

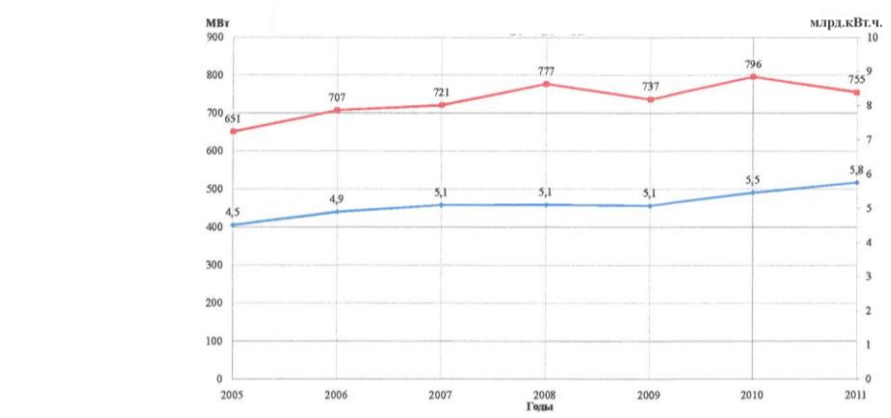
Наименование показателей	2014 г	2015 г.	Снижение (-), увеличении (+)	%
1. Электропотребление, млрд. кВт.ч.	5,45	5,75	0,3	5,5
2. Максимум электрической нагрузки (собств.), МВт	881	912	31,0	3,5
3. Максимум электрической нагрузки (совм.), МВт	796	755	-41	-5,15
4. Установленная мощность электростанций, МВт	283	283	0,0	0,0
5. Располагаемая мощность электростанций, МВт	249	250	1,0	0,4
6. Выработка электроэнергии на электростанциях, млрд. кВтч	1,597	1,883	0,3	17,9

В целом за период 2011-2015 гг. среднегодовые темпы роста электропотребления составили 4,2% и обусловлены реализацией ряда инвестиционных проектов.

В 2013 году в рамках Карты индустриализации введено в эксплуатацию 28 объектов общей стоимостью 24,6 млрд. тенге, в том числе производство по

выпуску железорудного концентрата, автосборочное производство, три производства по выпуску полиэтиленовой продукции и прочие.

Динамика электропотребления электрических нагрузок за ряд отчетных лет приведена ниже на рисунке 1.4.



Максимум электрической нагрузки (совм. С ЕЭС Казахстана)
Электропотребление

Рисунок 1.4 - Динамика электропотребления электрических нагрузок за ряд отчетных лет

Приоритетными направлениями развития экономики Костанайской области являются горнодобывающая отрасль, обрабатывающая, агропромышленная и другие.

В структуре электроснабжения преобладающей отраслью является промышленность, доля которой в 2015 году составила 60,7%.

Структура электропотребления по отраслям экономики Костанайской области за 2015 г. Приведена ниже на рисунке 1.5.

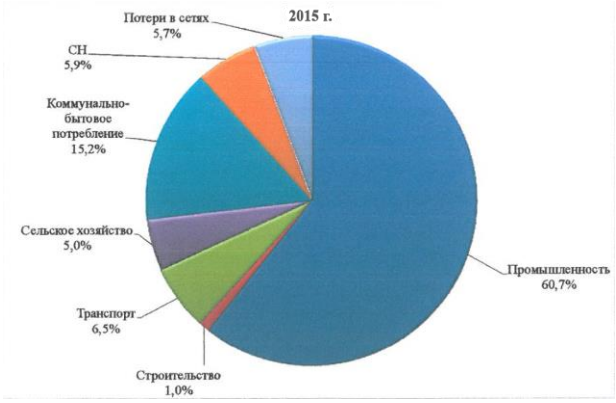


Рисунок 1.5 - Структура электропотребления по отраслям экономики Костанайской области за 2015 г

Оценка прогнозных уровней электропотребления и электрических нагрузок выполнена с учетом перспективных макроэкономических показателей развития экономики, реализация мероприятий по программе энергосбережения.

Перспективные показатели определены для минимального и максимального уровней прогноза с учетом возможных колебаний в развитии экономики на долгосрочную перспективу.

Производимый рост электрических нагрузок будет обусловлен реализацией проектов, предусмотренных Государственной программой форсированного индустриально-инновационного развития, развитием предприятий малого и среднего бизнеса, наращиванием мощностей действующих предприятий, строительством новых предприятий.

Прогнозируемые уровни электрических нагрузок Костанайской области на перспективу до 2030 года произведены ниже в таблице 1.4.

Таблица 1.4 - Прогнозируемые уровни электропотребления и электрических нагрузок Костанайской области на перспективу до 2030 года

Наименование	2015 г.	2020 г.		2025 г.		2030 г.	
	Отчет	Мин.	Макс.	Мин.	Макс.	Мин.	Макс.
		прогноз					
1. Электропотребление, млрд. кВт.ч.	6,5	6,9	8,5	7,8	9,9	8,6	10,6
2. Максимум электрической нагрузки (совм.), МВт	900	1050	1260	1180	1430	1300	1550

Динамика электропотребления и электрических нагрузок Костанайской области на перспективу до 2030 года с учетом развития приведена ниже на рисунке 1.6.

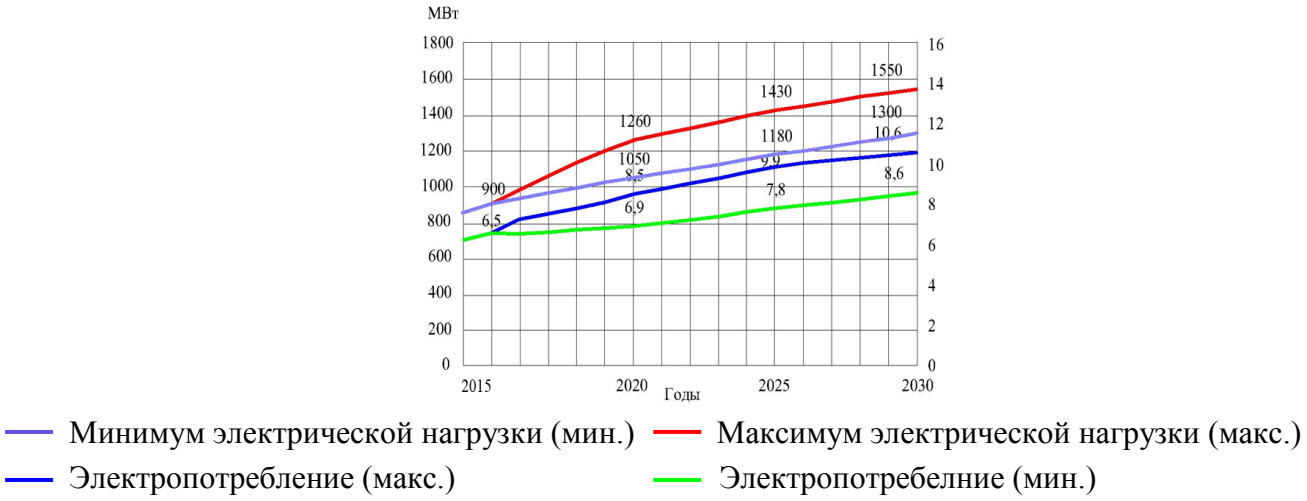


Рисунок 1.6 - Динамика электропотребления и электрических нагрузок Костанайской области на перспективу до 2030 года с учетом развития

1.5 Источники покрытия электрических нагрузок. Балансы мощности

В 2014 году собственные электростанции обеспечивали около 32,7% электропотребления области. Имеющийся дефицит мощности покрывается за счет получения от электростанций Северной зоны ЕЭС Казахстана.

Установленная и располагаемая мощность электростанций по состоянию на 01,01,2014г. Составили, соответственно, 283 и 250 МВт, в том числе:

- ТЭЦ АО «ССГПО» мощностью 267 МВт – основной источник покрытия тепловых нагрузок города Рудный, так же обеспечивает электро- и теплоснабжением промышленные объекты АО «ССГПО»;
- ТЭЦ ГКП «КТЭК» (Костанайская ТЭЦ) мощностью 12 МВт – источник тепло- и электроснабжения г. Костанай;
- ГКП «АТЭК» (Аркалыкская ТЭЦ) мощностью 4 МВт – источник тепло- и электроснабжения г. Аркалык;

В перспективе в связи с достижением предельных сроков наработки основного оборудования, ожидается выбытие Костанайской и Аркалыкской ТЭЦ.

Техническое состояние действующего оборудования ТЭЦ АО «ССГПО» планируется поддерживать за счет проведения плановых ремонтов.

В период до 2030 года, для покрытия перспективной потребности в теплоснабжении г. Костаная, планируется ввод Костанайской ТЭЦ-2 мощность 240 МВт. Окончательное решение о необходимости строительства будет принято после реализации программы модернизации ЖКХ.

Показатели установленной и располагаемой мощности электростанций Костанайской области на период до 2030 года приведены в таблице 1.5.

Таблица 1.5 - Показатели установленной и располагаемой мощности электростанций Костанайской области на период до 2030 года, в МВт

Наименование	2015 г.		2020 г.		2025 г.		2030 г.	
	Руст	Ррасп.	Руст	Ррасп.	Руст	Ррасп.	Руст	Ррасп
Существующие	283	261	279	257	267	246	267	246
ТЭЦ АО «ССГПО»	267	246	267	246	267	246	267	246
ТЭЦ ГКП КТЭК	12	11	12	11				
ГКП «Аркалыкская ТЭК»	4	4						
Планируемые	48	48	48	48	1288	1288	1788	1788
Костанайская ТЭЦ-2					240	240	240	240
Тургайская ТЭС					1000	1000	1500	1500
ВЭС Аркалык	48	48	48	48	48	48	48	48

Баланс мощности по Костанайской области на перспективу до 2030 год приведен ниже в таблице1.6

Таблица 1.6 - Баланс мощности по Костанайской области на перспективу до 2030 год в МВт

№	Наименование	2010 г.	2011 г.	2015 г.		2020 г.		2025 г.		2030 г.	
		Отчет		мин	макс	мин	макс	мин	макс	мин	макс
1	Потребность										
1.1	Максимальная электрическая нагрузка (совм. ЕЭС)	796	755	900	1040	1050	1260	1180	1430	1300	1550
1.2	в том числе нагрузка Алешинского месторождения с Ко, Км			34,1	34,1	34,1	34,1	45,3	45,3	46,3	46,3
2	Покрытие										
2.1	Установленная мощность электростанций	283	283	331	331	327	327	315	1555	1055	1055
	Существующие	283	283	283	283	279	279	267	267	267	267
	Планируемые			48	48	48	48	48	1288	788	1788
2.2	Располагаемая мощность электростанций	249	250	309	309	305	305	294	1534	1034	2034
	Существующие	249	250	261	261	257	257	246	246	246	246
	Планируемые			48	48	48	48	48	1288	788	1788
2.3	Используемая в балансе мощность	230	233	285	285	281	281	270	1340	790	1790
	Существующие	230	233	241	241	237	237	226	226	226	226
	Планируемые			44	44	44	44	44	1114	564	1564
3	Дефицит(-), избытки (+)	-566	-522	-615	-755	-769	-979	-910	-90	-510	240
3.1	Перетоки мощности по линиям связи	-566	-522	-615	-755	-769	-979	-910	-90	-510	240

Как показывает анализ полученных данных, баланс мощности по Костанайской области складывается с нарастающими дефицитами, которые на уровне 2030 года могут составить 1074-1324 МВт. С учетом принятого максимального развития генерируемых источников баланс мощности складывается с избытками в размере до 240 МВт.

Следует отметить, что допустимый переток мощности в сечении Кокшетау-Костанай-1800 МВт, таким образом, в качестве источников покрытия возможных дефицитов можно рассматривать получение дополнительных перетоков мощностей от Экибастузких ГРЭС-1, 2 и других станций Северной Зоны, которые можно учитывать при планировании возможных источников энергии для Костанайской области.

Баланс электроэнергии Костанайской области приведен ниже в таблице1.7.

Таблица 1.7 - Баланс электроэнергии Костанайской области, в Млрд.кВт.ч

№		2010г.	2011г.	2015 г.		2020 г.		2025 г.		2030 г.	
		Отчет		мин	макс	мин	макс	мин	макс	мин	макс
				Прогноз							
1	Потребление	5,55	5,75	6,5	6,9	6,9	8,5	7,8	9,9	8,6	10,6
2	Производство электроэнергии	1,6	1,88	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	8,1	5,4	10,6
	Существующие	1,6	1,88	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
	Планируемые			0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	6,3	3,6	8,8
3	Дефицит (-), избыток (+)	-3,95	-3,87	-4,5	-4,9	-4,9	-6,5	-5,9	-1,8	-3,2	0,0
4	Перетоки	-3,95	-3,87	-4,5	-4,9	-4,9	-6,5	-5,9	-1,8	-3,2	0,0

Баланс электроэнергии складывается аналогично балансу мощности с нарастающими дефицитами, которые к 2030 году могут составить 6,8-8,8 млрд. кВт.ч. С учетом принятого развития генерирующих источников дефицит электроэнергии составит до 3,3 млрд. кВт.ч., которые предполагается покрыть от внешних источников.

1.6 Обоснование схемы внешнего электроснабжения

Варианты внешнего электроснабжения намечаемого Алешинского месторождения разработаны на основании ситуационного плана размещения, возможных ближайших точек подключения к существующей сети, величины прогнозируемых нагрузок, а так же анализа существующего состояния электрических сетей района с целью анализа их загруженности на сегодняшний день и соответственно, возможности их использования, для питания новых потребителей.

Подстанция Алешинское по характеру энергопотребителей относится по степени надежности электроснабжения к I категории. Первая категория электроснабжения требует два независимых источника энергии по двум независимым линиям электропередачи. Наиболее близко расположенными подстанциями являются ПС «Чеховка», ПС «Успеновка», ПС «Воронежская», ПС «Борис-Романовка». Подстанции «Успеновка» и «Воронежская», на сегодняшний день не имеют возможности расширения открытого распределительного устройства. Таким образом, возможными подстанциями для присоединения ПС «Алешинское» являются ПС «Качары», ПС «Чеховка», ПС «Борис – Романовка». Для первого варианта точками присоединения определены шины 110 кВ ПС «Качары» и отпайка к линии 110 кВ ПС «Заречная» и ПС «Борис-Романовка», а для второго варианта подключение к шинам 110 кВ ПС «Чеховка» и отпайка к линии 110 кВ «Заречная - Борис-Романовка».

1.7 Постановка задачи

В связи с выводом из консервации месторождения по добычи железной руды на Алешинском месторождении, в работе рассматривается развитие сетей 110 кВ и возможность ввода новой ПС 110/35/6 кВ «Алешинское».

Для этого в работе необходимо:

-произвести анализ существующих сетей рассматриваемого района;

-наметить два возможных варианта развития электрических сетей с учетом подключения ПС «Алешинское» 110/35/6 для питания Алешинского месторождения;

-выбрать марку и сечение проводов ВЛ 110 кВ, произвести выбор количества, типа и мощности трансформаторов для ПС «Алешинское» 110/35/6 кВ;

-произвести технико-экономическое обоснование и определить наиболее экономически выгодный вариант подключения подстанции «Алешинское»;

-произвести анализ режимов работы, выбранного варианта развития сетей 110 кВ с ПС «Алешинское», с учетом перспективных нагрузок 2030 года;

-проанализировать полученные результаты работы.

2 Анализ существующих сетей рассматриваемого района

2.1 Расчет режимов участка существующих сетей 110 кВ рассматриваемого района

Для расчетов сети использовались мощности нагрузок, а напряжение на шинах источника питания для режима максимальных нагрузок принято равным 10,5 номинального напряжения сети.

Расчет режимов проектируемой сети осуществляется с помощью программы RASTR.

Программа «RASTR» предназначена для проведения расчетов установившихся режимов электроэнергетических систем (ЭСС). Программа позволяет рассчитывать установившиеся режимы ЭСС, схемы замещения которых содержат общее число узлов ΣN до 20, в том числе узлов Nг до 10 (включая балансирующий узел), число ветвей Nв до 30, включая трансформаторные ветви. Комплекс программы RASTR предназначен для расчета и анализа установившихся режимов электрических систем на ПЭВМ IBM PC и совместимых с нею. RASTR позволяет производить расчет,

эквивалентирование и утяжеление режима, обеспечивает возможности экранного ввода и коррекции исходных данных, быстрого отключения узлов и ветвей схемы, имеет возможности районирования сети, так же предусмотрено графическое представление схемы или отдельных ее фрагментов вместе с практически любыми расчетными и исходными параметрами.

2.2 Определение параметров элементов существующей сети

Для выполнения расчета сети необходимы параметры линий и трансформаторов данного участка сети.
Рассчитаем параметры линий электропередачи и трансформаторов рассматриваемого региона.

Активное сопротивление линии (Ом) определяется как:

$$R = r_0 \cdot L, \tag{2.1}$$

где L – длина линии, км;
r_0 – удельное активное сопротивление провода.

Реактивное сопротивление (Ом) определяется как:

$$X = x_0 \cdot L, \tag{2.2}$$

где x_0 – удельное реактивное сопротивление, Ом/км.

Проводимость определяется:

$$b_л = \frac{b_0 \cdot l}{n}, \tag{2.3}$$

где b_0 – удельная проводимость сопротивления, Ом/км.

Все удельные сопротивления определяются по справочникам в зависимости от марки провода. В таблице 2.1 приведены справочные данные проводов линий электропередачи данного участка сети[8].

Таблица 2.1 - Параметры проводов данного участка

№ линии	Участки линии	Марка провода	r0, Ом/км	x0, Ом/км	b0, См/км
1	Чеховка - Успеновка	АС- 185	0,162	0,413	2,747
2	Успеновка - Воронежская	АС- 185	0,162	0,413	2,747

Продолжение таблицы 2.1

№ линии	Участки линии	Марка провода	r0, Ом/км	x0, Ом/км	b0, См/км
3	Успеновка - Качары	АС- 120	0,249	0,427	2,658
4	Воронежская - Озерная	АС- 185	0,162	0,413	2,747
5	Озерная - Шеминовка	АС- 185	0,162	0,413	2,747
6	Шеминовка – разветвление на Цнетральную и Заречную	АС- 185	0,162	0,413	2,747
7	разветвление на Цнетральную и Заречную - Центральная	АС- 185	0,162	0,41	2,74
8	разветвление на Цнетральную и Заречную - Заречная	АС- 150	0,198	0,42	2,707
9	Центральная - Заречная	АС- 150	0,198	0,42	2,707
10	Заречная – Борис - Романовка	АС - 150	0,198	0,42	2,707

По формулам (2.1, 2.2, 2.3), согласно которым удельные значения сопротивлений и проводимостей перемножаются на длину линий электропередач. Рассчитаем активные, реактивные сопротивления и проводимости для данных участков ЛЭП. Все результаты расчетов сведены в таблицу 2.2 приведенной ниже.

Таблица 2.2 - Сопротивления и проводимости проводов линий

№ линии	Участки линии	Длина, км	R, Ом/км	X, Ом/км	B, 10-6 См/км
1	Чеховка - Успеновка	АС- 185	2,38	6,07	0,024
2	Успеновка - Воронежская	АС- 185	1,94	4,96	0,03
3	Успеновка - Качары	АС- 120	6,94	11,96	0,013
4	Воронежская - Озерная	АС- 185	2,66	6,77	0,02
5	Озерная - Шеминовка	АС- 185	5,08	1,99	0,03
6	Шеминовка – разветвление на Цнетральную и Заречную	АС- 185	13,67	5,36	0,01
7	разветвление на Цнетральную и Заречную - Центральная	АС- 185	1,21	3,09	0,05
8	разветвление на Цнетральную и Заречную - Заречная	АС- 150	0,53	1,36	0,11
9	Центральная - Заречная	АС- 185	1,22	3,09	0,05
10	Чеховка - Успеновка	АС- 185	2,38	6,07	0,024
11	Успеновка - Воронежская	АС- 185	1,94	4,96	0,03

Активные, реактивные сопротивления силовых трансформаторов, определяются по справочнику в зависимости от напряжения в сети, количества обмоток, способа охлаждения трансформаторов, наличия в трансформаторах РПН и мощности трансформаторов.[9] Все значения активных, реактивных сопротивлений по высшим, средним и низшим обмоткам трансформаторов приведены соответственно в таблице 2.3, приведставленной ниже.

Таблица 2.3 - Сопротивления трансформаторов, в Ом

Место расположения	Марка трансформатора	R_T			X_T		
		ВН	СН	НН	ВН	СН	НН
Чеховка	ТДТН-10000/110	5	5	5	142,2	0	82,7
	2хТДТН-16000/110	2,6	2,6	2,6	88,9	0	52
Успеновка	2хТМН-2500/110	42,6			508,2		
Воронежская	ТМН-2500/110	42,6			508,2		
Озерная	2хТДТН-10000/110	5	5	5	142,2	0	82,7
Шеминовка	ТМН-2500/110	42,6			508,2		
Заречная	ТДТН-40000/110	0,8	0,8	0,8	35,5	0	22,3
Борис - Романовка	ТМТН-6300/110	9,7	9,7	9,7	225,7	0	131,2

Средние нагрузки подстанций рассматриваемого района приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Средние электрические нагрузки ПС рассматриваемого района, в кВА

Наименование подстанций	Max	Min
ПС Чеховка	31,45+j10,24	22,01+j6,8
ПС Успеновка	5,95+j3,74	4,17+j2,58
ПС Воронежская	1,49+j1,32	1,04+j0,65
ПС Озерная	17+j6,3	11,9+j3,69
ПС Шеминовка	1,49+j1,32	1,04+j0,65
ПС Заречная	14,88+j4,18	10,41+j6,45
ПС Борис - Романовка	3,75+j2,1	2,62+j1,63
Всего, кВА	113,95+j39,93	65,17+j16,01

По схеме соединений рассматриваемого участка существующей сети, на напряжение 110 кВ, Костанайской области представленной на рисунке 1.3, используя данные о сопротивления и проводимостях по линиям и трансформаторам приведенных в таблицах 2.2 и 2.3, а так же зная средние электрическое нагрузки существующих ПС рассматриваемого участка сети составим схему замещения для существующих электрических сетей 110 кВ рассматриваемого района Костанайской области, приведенной на рисунке 2.1.

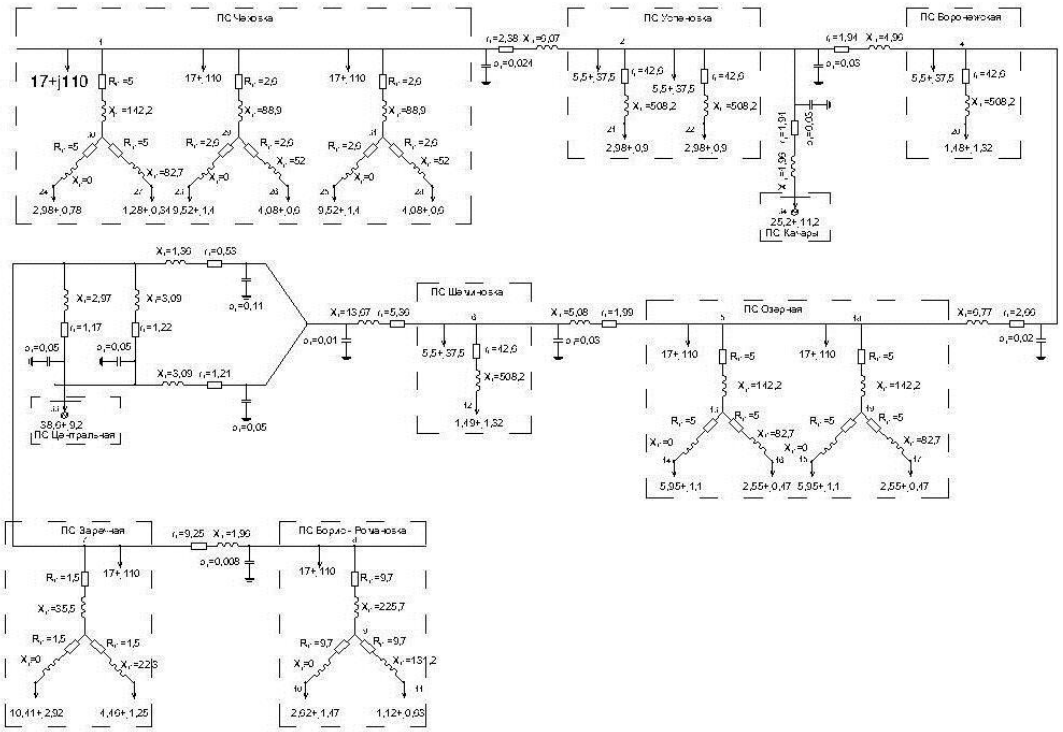


Рисунок 2.1 - Электрическая схема замещения сетей 110 кВ рассматриваемого района

В проекте произведен электрический расчет для максимального и минимального режимов, результаты расчетов приведены на рисунках (2.2) – (2.11).

Узлы

	О	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_с	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta	Район
1			Нагр	1	Чеховка	110		1					110						111.16	-3.9	
2			Нагр	2	Успеновка	110		1					110						112.34	-3.12	
3			Нагр	4	Воронежская	110		1					110						112.37	-3.22	
4			Нагр	5	Озерная	110		1					110						112.5	-3.33	
5			Нагр	6	Шеминовка	110		1					110						113.09	-3.05	
6			База	7	Заречная	115		1			20	7.3	115	-1000	1000				115	-2.16	
7			Нагр	8	Борис-Романовк	110		1					110						114.67	-2.14	
8			Нагр	9	ВН	110		1					110						110.05	-5.81	
9			Нагр	10	СН	35			2.6	1.5			35						36.68	-5.74	
10			Нагр	11	НН	10			1.1	0.6			10						10.37	-5.48	
11			Нагр	12	НН	10			1.5	1.3			10						10.07	-6.4	
12			Нагр	13	ВН	110		1					110						109.48	-8.93	
13			Нагр	14	СН	35			6	1.1			35						36.48	-8.9	
14			Нагр	15	СН	35			6	1.1			35						36.48	-8.9	
15			Нагр	16	НН	10			2.5	0.5			10						10.35	-9.93	
16			Нагр	17	НН	10			2.5	0.5			10						10.35	-9.93	
17			Нагр	18	ВН	110		1					110						112.5	-3.33	
18			Нагр	19	ВН	110		1					110						109.48	-8.93	
19			Нагр	20	НН	10			1.5	1.3			10						9.99	-6.59	
20			Нагр	21	НН	10			3	0.9			10						10.07	-10.23	
21			Нагр	22	НН	10			3	0.9			10						10.07	-10.23	
22			Нагр	23	СН	35			9.5	1.4			35						36.51	-9.6	
23			Нагр	24	СН	35			3	0.8			35						37.08	-5.64	
24			Нагр	25	СН	35			9.5	1.4			35						35.63	-13.25	
25			Нагр	26	НН	10			4.1	0.6			10						10.49	-10.63	
26			Нагр	27	НН	10			1.3	0.3			10						10.66	-5.96	
27			Нагр	28	НН	10			4.1	0.6			10						10.23	-14.99	
28			Нагр	29	ВН	110		1					110						108.58	-9.61	
29			Нагр	30	ВН	110		1					110						110.1	-5.65	
30			Нагр	31	ВН	110		1					110						106.18	-13.28	
31			Нагр	32		110		1					110						114.82	-2.25	
32			Нагр	33	Цнетральная	110		1					110						114.91	-2.21	
33			Нагр	34	Качары	110		1			42.8	10.4	110						115.96	-1.2	

Рисунок 2.2 - Расчетные значения «Узлы» рассматриваемого участка существующей сети 110 кВ, в максимальном режиме

Ветви

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	ryr	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			ЛЭП	1	2			Чеховка - Успеновк	2.38	6.07	-40.4		32	9	
2			ЛЭП	2	4			Успеновка - Вороне	1.94	4.96	-33		-4	2	
3			ЛЭП	4	18			Воронежская - ВН	2.66	6.77	-45		-2	3	
4			ЛЭП	5	6			Озерная - Шеминови	1.99	5.08	-33.8		15	7	
5			ЛЭП	7	8			Заречная - Борис-Р	9.25	1.96	-126.4		-4	-1	
6			Тр-р	8	9			Борис-Романовка -	9.7	225.7		1	-4	-2	
7			Тр-р	9	10			ВН - СН	9.7			0.334	-3	-2	
8			Тр-р	9	11			ВН - НН	9.7	131.2		0.095	-1	-1	
9			Тр-р	6	12			Шеминовка - НН	42	508.2		0.095	-2	-1	
10			Тр-р	5	13			Озерная - ВН	5.02	142.2		1	-9	-2	
11			Тр-р	1	31			Чеховка - ВН	5.02	142.2		1	-14	-5	
12			Тр-р	18	19			ВН - ВН	5.02	142.2		1	-9	-2	
13			Тр-р	13	14			ВН - СН	5.02			0.334	-6	-1	
14			Тр-р	19	15			ВН - СН	5.02			0.334	-6	-1	
15			Выкл	18	5			ВН - Озерная					6	5	
16			Тр-р	19	17			ВН - НН	5.02	82.7		0.095	-3	-1	
17			Тр-р	13	16			ВН - НН	5.02	82.7		0.095	-3	-1	
18			Тр-р	4	20			Воронежская - НН	42	508.2		0.095	-1	-1	
19			Тр-р	2	21			Успеновка - НН	42	508.2		0.095	-3	-1	
20			Тр-р	2	22			Успеновка - НН	42	508.2		0.095	-3	-1	
21			Тр-р	1	29			Чеховка - ВН	2.6	88.9		1	-14	-3	
22			Тр-р	1	30			Чеховка - ВН	2.6	88.9		1	-4	-1	
23			Тр-р	29	23			ВН - СН	2.6			0.337	-10	-1	
24			Тр-р	30	24			ВН - СН	2.6			0.337	-3	-1	
25			Тр-р	31	25			ВН - СН	5.02			0.337	-10	-1	
26			Тр-р	29	26			ВН - НН	2.6	51.7		0.097	-4	-1	
27			Тр-р	30	27			ВН - НН	2.6	51.7		0.097	-1	-0	
28			Тр-р	31	28			ВН - НН	5.02	82.7		0.097	-4	-1	
29			ЛЭП	6	32			Шеминовка -	5.36	13.67	-90.9		16	8	
30			ЛЭП	32	7			- Заречная	1.21	3.09	-20.6		8	4	
31			ЛЭП	32	33			- Цнетральная	0.53	1.36	-9.1		8	4	
32			ЛЭП	33	7			Цнетральная - Заре	1.17	2.97	-19.8		4	2	
33			ЛЭП	33	7			Цнетральная - Заре	1.25	3.18	-21.1		4	2	
34			ЛЭП	2	34			Успеновка - Качарь	6.94	11.96	-74.4		42	10	

Рисунок 2.3 - Расчетные значения «Ветви» рассматриваемого участка существующей сети 110 кВ, в максимальном режиме

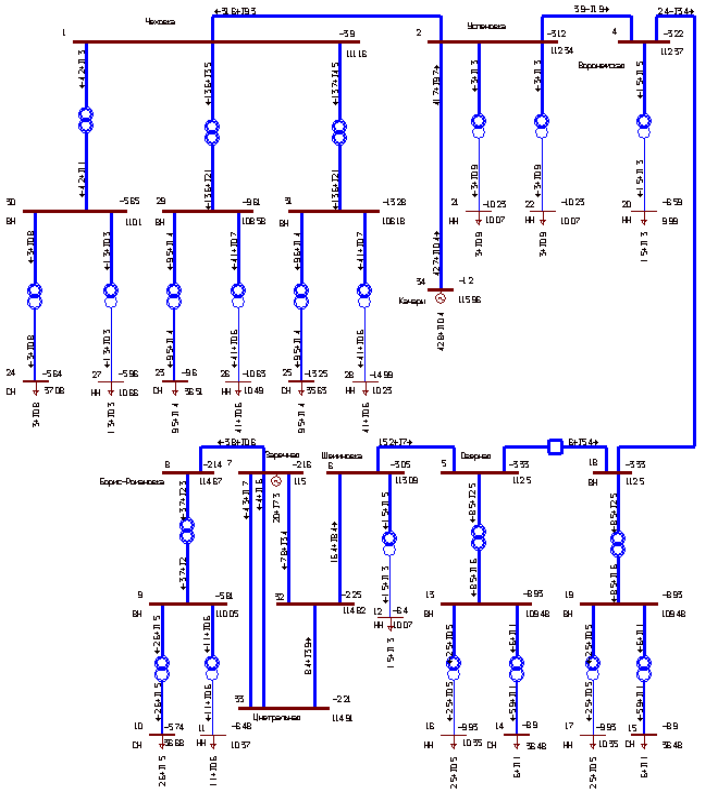


Рисунок 2.4 - «Графика» рассматриваемого участка существующей сети 110 кВ, в максимальном режиме

Напряжения

	S	Номер	Название	U_ном	V	dV
1		24	СН	35	37.08	5.94
2		27	НН	10	10.66	6.61
3		34	Качары	110	115.96	5.42

Рисунок 2.5 - Напряжения в узлах рассматриваемого участка существующей сети 110 кВ, в максимальном режиме

Районы+Потери

	Np+	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1		110		1.8557	1.4259	0.43	-0	-0		

Рисунок 2.6 - Потери в электрической сети рассматриваемого участка существующей сети 110 кВ, в максимальном режиме

Как показывают расчеты, в максимальном режиме общенагрузочные потери составили 1,86 МВт, потери в ЛЭП составили 1,43 МВт, в трансформаторах 0,43 МВт. Отклонения напряжений в узловых точках сети соответствуют допустимым значениям, которые составляют ±5-10% от номинального значения напряжения [10].

Узлы

	OS	Тип	Номер	Название	U_ном	_сх	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta	Район
1		Нагр	1	Чеховка	110		1					110						112.18	-3.14	
2		Нагр	2	Успеновка	110		1					110						113.15	-2.64	
3		Нагр	4	Воронежская	110		1					110						113.17	-2.71	
4		Нагр	5	Озерная	110		1					110						113.23	-2.78	
5		Нагр	6	Шеминовка	110		1					110						113.67	-2.61	
6		База	7	Заречная	115		1			14	4.3	115	-1000	1000				115	-2	
7		Нагр	8	Борис-Романовк	110		1					110						114.77	-1.98	
8		Нагр	9	ВН	110		1					110						111.09	-4.57	
9		Нагр	10	СН	35			1.8	1.1			35						37.05	-4.52	
10		Нагр	11	НН	10			0.8	0.5			10						10.49	-5.04	
11		Нагр	12	НН	10			1	0.6			10						10.47	-4.9	
12		Нагр	13	ВН	110		1					110						110.3	-6.63	
13		Нагр	14	СН	35			4.2	1.3			35						36.78	-6.6	
14		Нагр	15	СН	35			4.2	1.3			35						36.78	-6.6	
15		Нагр	16	НН	10			1.8	0.6			10						10.43	-7.31	
16		Нагр	17	НН	10			1.8	0.6			10						10.43	-7.31	
17		Нагр	18	ВН	110		1					110						113.23	-2.78	
18		Нагр	19	ВН	110		1					110						110.3	-6.63	
19		Нагр	20	НН	10			1	0.6			10						10.42	-5.03	
20		Нагр	21	НН	10			2.1	1.7			10						9.85	-7.46	
21		Нагр	22	НН	10			2.5	1.3			10						10.01	-8.36	
22		Нагр	23	СН	35			6.7	2.1			35						36.77	-7.02	
23		Нагр	24	СН	35			2.1	0.7			35						37.34	-4.32	
24		Нагр	25	СН	35			6.7	2.1			35						35.97	-9.48	
25		Нагр	26	НН	10			2.9	0.9			10						10.55	-7.75	
26		Нагр	27	НН	10			0.9	0.9			10						10.71	-4.53	
27		Нагр	28	НН	10			2.9	0.9			10						10.3	-10.7	
28		Нагр	29	ВН	110		1					110						109.28	-7.05	
29		Нагр	30	ВН	110		1					110						110.85	-4.33	
30		Нагр	31	ВН	110		1					110						107.05	-9.53	
31		Нагр	32		110		1					110						114.88	-2.06	
32		Нагр	33	Цнетральная	110		1					110						114.94	-2.03	
33		Нагр	34	Качары	110		1			29.9	11.2	110						116.12	-1.43	

Рисунок 2.7 - Расчетные значения «Узлы» рассматриваемого участка существующей сети 110 кВ, в минимальном режиме

Ветви

	О	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	Груг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			ЛЭП	1	2			Чеховка - Успеновк	2.38	6.07	-40.4		22	10	
2			ЛЭП	2	4			Успеновка - Вороне	1.94	4.96	-33		-3	2	
3			ЛЭП	4	18			Воронежская - ВН	2.66	6.77	-45		-2	2	
4			ЛЭП	5	6			Озерная - Шеминов	1.99	5.08	-33.8		10	6	
5			ЛЭП	7	8			Заречная - Борис-Р	9.25	1.96	-126.4		-3	-0	
6			Тр-р	8	9			Борис-Романовка - I	9.7	225.7		1	-3	-2	
7			Тр-р	9	10			ВН - СН	9.7			0.334	-2	-1	
8			Тр-р	9	11			ВН - НН	9.7	131.2		0.095	-1	-0	
9			Тр-р	6	12			Шеминовка - НН	42	508.2		0.095	-1	-1	
10			Тр-р	5	13			Озерная - ВН	5.02	142.2		1	-6	-2	
11			Тр-р	1	31			Чеховка - ВН	5.02	142.2		1	-10	-4	
12			Тр-р	18	19			ВН - ВН	5.02	142.2		1	-6	-2	
13			Тр-р	13	14			ВН - СН	5.02			0.334	-4	-1	
14			Тр-р	19	15			ВН - СН	5.02			0.334	-4	-1	
15			Выкл	18	5			ВН - Озерная					4	4	
16			Тр-р	19	17			ВН - НН	5.02	82.7		0.095	-2	-1	
17			Тр-р	13	16			ВН - НН	5.02	82.7		0.095	-2	-1	
18			Тр-р	4	20			Воронежская - НН	42	508.2		0.095	-1	-1	
19			Тр-р	2	21			Успеновка - НН	42	508.2		0.095	-2	-2	
20			Тр-р	2	22			Успеновка - НН	42	508.2		0.095	-2	-2	
21			Тр-р	1	29			Чеховка - ВН	2.6	88.9		1	-10	-4	
22			Тр-р	1	30			Чеховка - ВН	2.6	88.9		1	-3	-2	
23			Тр-р	29	23			ВН - СН	2.6			0.337	-7	-2	
24			Тр-р	30	24			ВН - СН	2.6			0.337	-2	-1	
25			Тр-р	31	25			ВН - СН	5.02			0.337	-7	-2	
26			Тр-р	29	26			ВН - НН	2.6	51.7		0.097	-3	-1	
27			Тр-р	30	27			ВН - НН	2.6	51.7		0.097	-1	-1	
28			Тр-р	31	28			ВН - НН	5.02	82.7		0.097	-3	-1	
29			ЛЭП	6	32			Шеминовка -	5.36	13.67	-90.9		11	6	
30			ЛЭП	32	7			- Заречная	1.21	3.09	-20.6		6	2	
31			ЛЭП	32	33			- Цнетральная	0.53	1.36	-9.1		6	3	
32			ЛЭП	33	7			Цнетральная - Заре	1.17	2.97	-19.8		3	1	
33			ЛЭП	33	7			Цнетральная - Заре	1.25	3.18	-21.1		3	1	
34			ЛЭП	2	34			Успеновка - Качарь	6.94	11.96	-74.4		29	11	

Рисунок 2.8 - Расчетные значения «Ветви» рассматриваемого участка существующей сети 110 кВ, в минимальном режиме

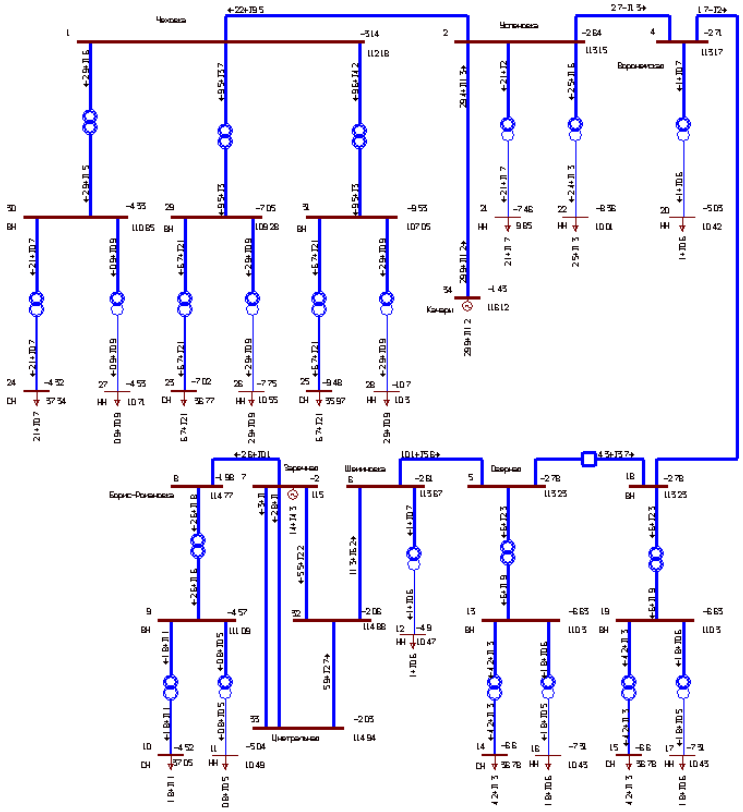


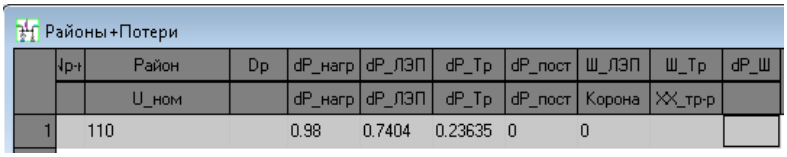
Рисунок 2.9 - «Графика» рассматриваемого участка существующей сети 110 кВ, в минимальном режиме



Напряжения

	S	Номер	Название	U_ном	V	dV
1		10	СН	35	37.05	5.86
2		14	СН	35	36.78	5.08
3		15	СН	35	36.78	5.08
4		23	СН	35	36.77	5.07
5		24	СН	35	37.34	6.69
6		26	НН	10	10.55	5.52
7		27	НН	10	10.71	7.1
8		34	Качары	110	116.12	5.56

Рисунок 2.10 - Напряжения в узлах рассматриваемого участка существующей сети 110 кВ, в минимальном режиме



Районы+Потери

	№р-н	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1		110		0.98	0.7404	0.23635	0	0		

Рисунок 2.11 - Потери в электрической сети рассматриваемого участка существующей сети 110 кВ, в минимальном режиме

Как показывают расчеты, в минимальном режиме общие нагрузочные потери составили 0,98 МВт, в ЛЭП - 0,74 МВт, в трансформаторах - 0,236 МВт. Отклонения напряжения в узловых точках соответствуют допустимым значениям ±10% от номинального значения напряжения.

Годовые потери:

Программа RASTR в результате расчета дает величины потерь мощности в час. Потери мощности за зимние сутки определяются по формуле (2.4)

$$\Delta P_{сут.з.} = P_i \cdot t_i, \qquad (2.4)$$

где P_i - потери мощности в час;

t_i – число часов в сутках.

Потери мощности за летние сутки определяются по формуле (2.5)

$$\Delta P_{сут.л.} = P_i \cdot t_i. \qquad (2.5)$$

По формуле (2.6) вычисляется величина потерь мощности за год[11]:

$$\Delta P_г = \Delta P_{сут.з.} \cdot n_з + \Delta P_{сут.л.} \cdot n_л, \qquad (2.6)$$

где $\Delta P_г$- активные потери мощности в линиях и трансформаторах за год;

$\Delta P_{сут.з.}$– суточное потребление энергии в зимний период;
$n_з$ – число зимних суток в году;
$\Delta P_{сут.л.}$–суточное потребление энергии в летний период;
$n_л$ - число летних суток в году.

Расчет потерь активной мощности рассматриваемого района за зимний период произведем по формуле (2.4)

$$\Delta P_{сут.з.} = 1{,}86 \cdot 24 = 44{,}64 \text{ МВт.ч.}$$

Расчет потерь активной мощности рассматриваемого района за летний период произведем по формуле (2.5)

$$\Delta P_{сут.л.} = 0{,}98 \cdot 24 = 23{,}52 \text{ МВт.ч.}$$

Потери активной мощности за год вычислим по формуле (2.6)

$$\Delta P_{г} = 44{,}64 \cdot 155 + 23{,}52 \cdot 210 = 6919{,}2 + 4939{,}2 = 11858{,}4 \text{ МВТ.ч.}$$

Годовые потерь активной мощности в существующей сети рассматриваемого участка, на напряжение 110 кВ, составили 11858,4 МВт.ч.

2.2 Составление и выбор конфигурации электрической сети

Костанайская область в рассматриваемом районе имеет связь с энергосистемами России: по ВЛ 1150 Костанайская – Челябинск (включена на напряжение 500 кВ), ВЛ 500 кВ Сокол – Троицкая ГРЭС, по ВЛ 220 кВ Приуральская – Троицкая ГРЭС, по ВЛ 110 кВ Станционная – Троицкая ГРЭС, которая в настоящее время с Россией расключена.

С УЭС Казахстана Костанайская область связана по ВЛ 1150 кВ Костанайская – Кокшетауская (включена на напряжение 500 кВ), ВЛ 500 кВ Сокол –Есиль, ВЛ 220 кВ Челгаши – Есиль и по нескольким ВЛ 35 кВ с ПС Северо - Казахстанской и Акмолинской областей. Межсистемная ВЛ 220 кВ Ленинская – Тимирязева находится под охранным напряжением 10 кВ.

В районе размещения Алешинского месторождения имеются электрические сети 35, 110 и 220 кВ:

- Одноцепная ВЛ 35 кВ Чеховка – Мирная – Павловка – Буденовка (проводом АС-50, АС-70, общей протяженностью 86 км);

- протяженные транзитные одноцепные ВЛ 110 кВ:

- Заречная Центральная – Озерная – Успеновка – Чеховка – Джаркуль – Приуральская (проводом АС-185, общей протяженностью около 180 км);

- Заречная – Боровская – Ленинская – Урицкая – Новопавловка – Кушмурун – тяга (проводом АС-185, АС-120, АС-150 общей протяженностью 409 км);

-Радиальная ВЛ 110 кВ Заречная – Борис-Романовка (проводом АС-150, протяженностью 46,7 км) с ПС 110 кВ Борис-Романовка;

- ближайшими опорными ПС 220 кВ являются ПС Качары, Заречная и Центральная, а также ПС 110 кВ Боровская.

Для первого варианта присоединения ПС Алешинское предлагаются подстанции Качары и Борис-Романовка. Протяженность линии Качары - Алешинское составляет 90 км, выполнена проводом АС-240. Линия Алешинское – Борис – Романовка составляет 26 км, выполнена проводом АС-150. Для подстанции Алешинское приняты 2 трансформатора.

Для второго варианта присоединения ПС Алешинское принято присоединение к ПС Чеховка и ПС Борис – Романовка. Протяженность линии Чеховка – Алешинское составляет 52 км проводом АС-240, протяженность второй линии такая же как и в первом варианте Алешинское – Борис – Романовка 26 км проводом АС-150.

Карты-схемы и схемы внешних подключений ПС Алешинского к существующим сетям 110 кВ для обоих вариантов приведены на рисунках (2.12, 2.15)

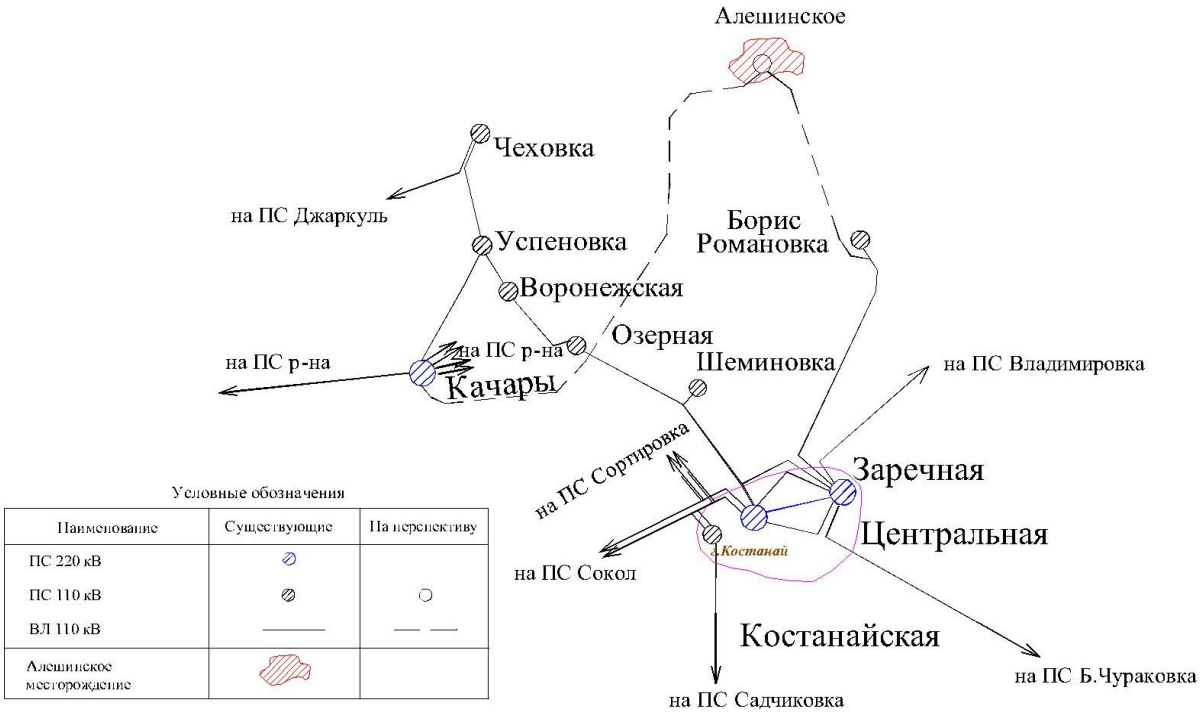


Рисунок 2.12 - Карта-схема электрических сетей 110 кВ рассматриваемого района с присоединением ПС Алешинское по 1 варианту

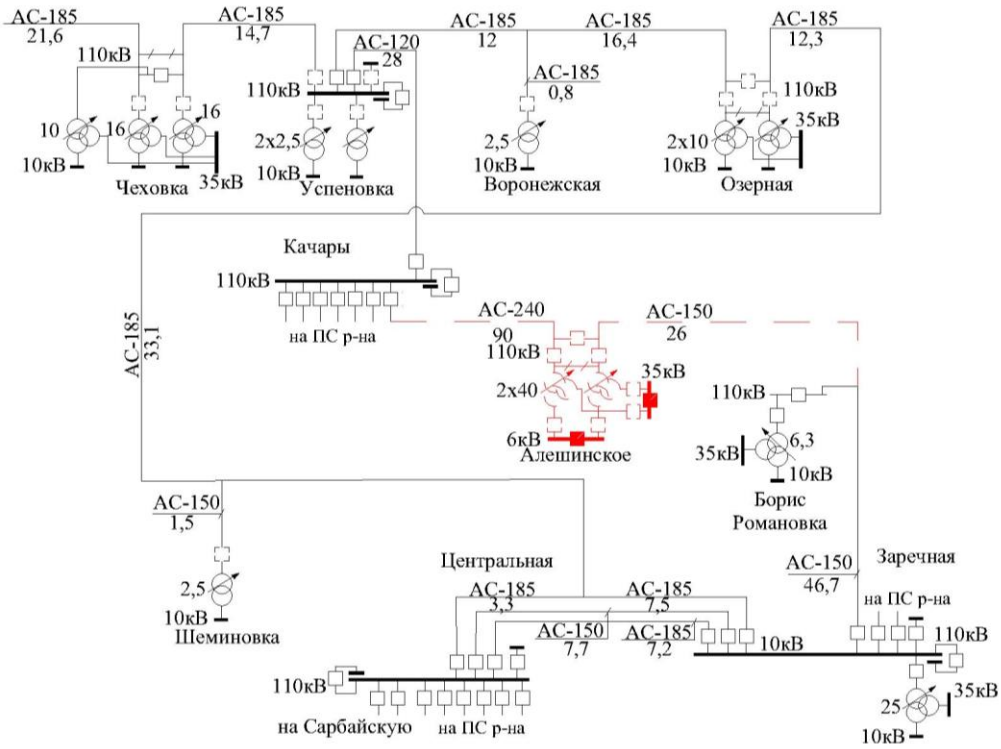


Рисунок 2.13 - Схема внешнего электроснабжения ПС Алешинское по 1 варианту

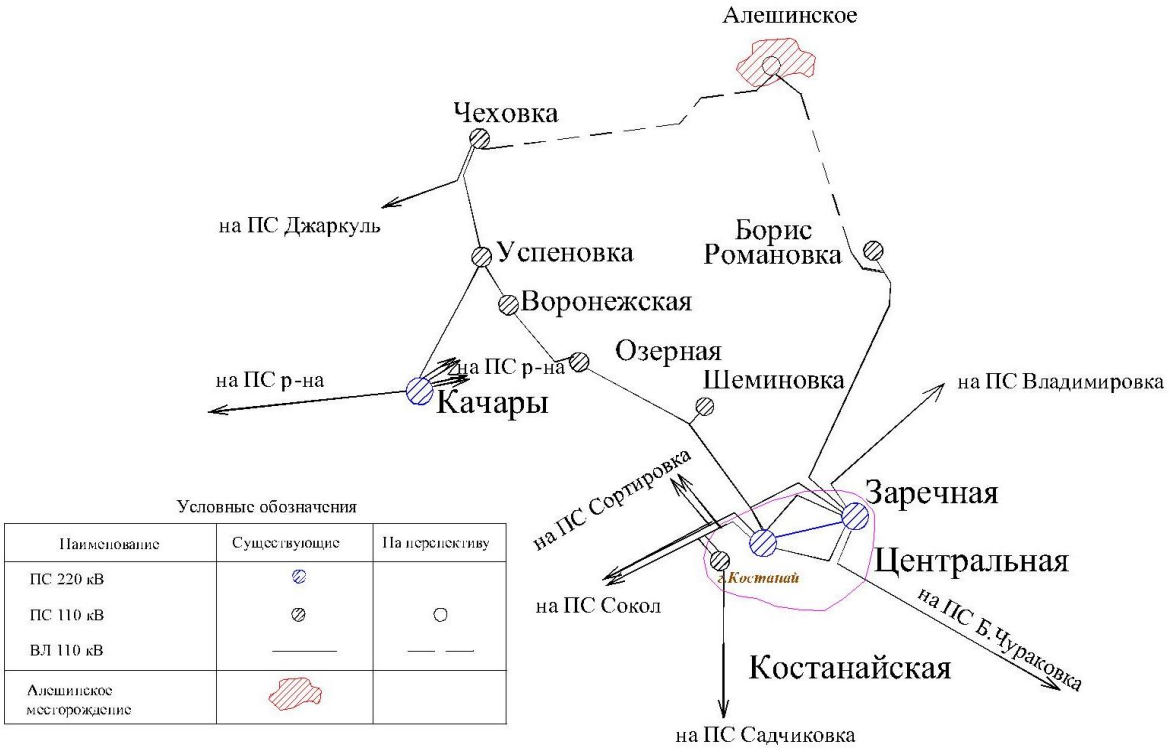


Рисунок 2.14 - Карта-схема электрических сетей 110 кВ рассматриваемого района с присоединением ПС Алешинское по 2 варианту

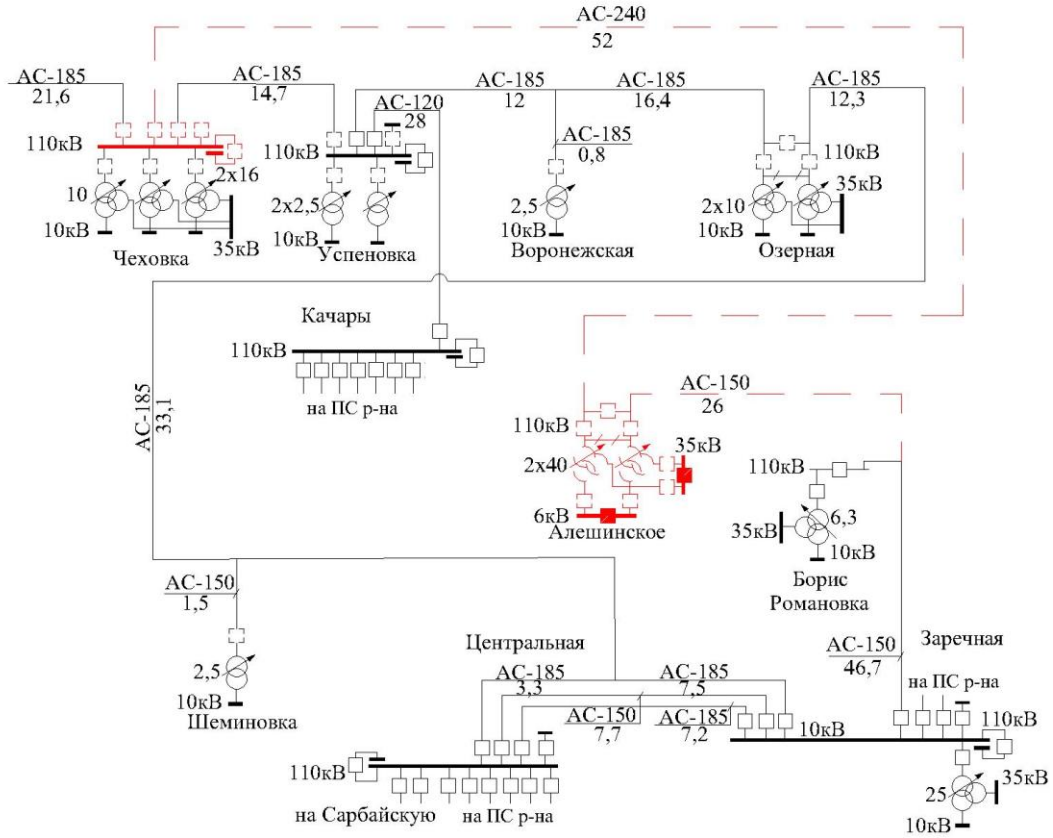


Рисунок 2.15 - Схема внешнего электроснабжения ПС Алешинское по 2 варианту

2.3 Выбор материалов и сечения проводов

Критерием выбора сечения проводов является минимум приведенных затрат. В практике проектирования линий массового строительства выбор сечения проводов производится не сопоставительным технико-экономическим расчетом, а по нормируемым обобщенным показателям.

В настоящее время в качестве такого показателя при проектировании воздушных линий 35-750 кВ используются экономические токовые интервалы каждой марки провода для ВЛ разных напряжений, определенных с учетом унификации конструкций ВЛ.

Сечения проводов выбираются по таблице в зависимости от напряжения, расчетной токовой нагрузки, района по гололеду, материала и ценности опор.

Выбранное сечение провода должно быть проверенно по допустимой токовой нагрузке по нагреву:

$$I_р \le I_{доп}, \qquad (2.7)$$

где $I_р$ – расчетный ток;

$I_{доп}$ –допустимый длительный ток.

Определение токов на участках сети:

$$I_р = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_н \cdot 2}. \quad (2.8)$$

где S - мощность на участках Качары – Алешинское и Борис-Романовка – Алешинское;

Uн – номинальное напряжение.

Подставляем значение в (2.8), определяем величину тока на участке Качары – Алешинское.

$$I_р = \frac{\sqrt{34{,}2^2 + 8{,}6^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 0{,}093 \text{ А}.$$

Для участков Качары – Алешинское и Чеховка - Алешинское принято сечение АС-240, а для участка Чеховка – Алешинское АС - 150 [8]. Все сечения линий ВЛ приведены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 - Параметры проводов данного участка

№ линии	Участки линии	Марка провода	r0, Ом/км	x0, Ом/км	b0, См/км
1	Качары - Алешинское	АС - 240	0,12	0,405	2,808
2	Борис – Романовка - Алешинское	АС - 150	0,198	0,42	2,707
3	Чеховка - Алешинское	АС - 240	0,12	0,405	2,808

Активные, реактивные сопротивления линий, и их проводимости определенные по формулам (2.1), (2.2), (2.3) приведены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 - Сопротивления и проводимости проводов линий

№ линии	Участки линии	Длина, км	R, Ом/км	X, Ом/км	B, 10-6 См/км
1	Качары - Алешинское	АС - 240	10,8	36,45	0,004
2	Борис – Романовка - Алешинско	АС - 150	5,15	1,09	0,01
3	Чеховка - Алешинское	АС - 240	6,24	21,06	0,006

2.4 Выбор числа и мощности трансформаторов

Силовые трансформаторы, установленные на электростанциях и подстанциях, предназначены для преобразования электроэнергии с одного напряжения на другое. Наибольшее распространение получили трехфазные трансформаторы, так как потери в них на 12-15 % ниже, а расход активных материалов и стоимость на 20-25% меньше, чем в группе трех однофазных трансформаторов такой же суммарной мощности[11].

Мощность трансформатора выбирается по выражению

$$S_т = \frac{S_{нагр.}}{1{,}4}, \qquad (2.9)$$

где $S_{нагр}$ – мощность нагрузки;

$S_т$ – мощность, для выбора [12]

Трансформаторы и автотрансформаторы выбираются со встроенным регулятором напряжения под нагрузкой (РПН).

По формуле (2.9) определим мощность трансформатора

$$S_Т = \frac{35{,}26}{1{,}4} = 25{,}19 \text{ МВА}.$$

Выбираем трансформатор с перспективой на увеличение нагрузки ТРДН40000/110. $S_{ном}$=40 МВА[12].

2.5 Расчет режимов работы участка электрической сети для первого варианта присоединения ПС Алешинское

Как отмечалось выше, для первого варианта присоединения ПС Алешинское определены подстанции Качары и Борис-Романовка. Протяженность линии Качары - Алешинское составляет 90 км, выполнена проводом АС-240. Линия Алешинское – Борис – Романовка составляет 26 км, выполнена проводом АС-150. Для подстанции Алешинское приняты 2 трансформатора мощностью по 40 МВт. Расчет режимов сети, позволит оценить изменение, которое привнесет в сеть добавлении новой подстанции с ее нагрузками в режиме работы системы в максимальном и минимальных режимах. Как видно из плана, приведенного ниже, ПС Романовка находится в достаточном удалении от остальных подстанции 110 кВ. Подстанция ПС Алешинское имеет значительную нагрузку, что может привести к заметным

изменениям в сети. Однако, ПС Алешинское запитывается от двух опорных подстанций: от подстанции Качары непосредственно и от подстанции Заречная транзитом через линию Заречная – Борис – Романовка. Тем самым подключение ПС Алешинское образует кольцо, охватывающее подстанции Заречная – Центральная – Шеминовка – Озерная Воронежская – Успеновка – Алешинское – Борис – Романовка – Заречная. Создание такого кольца, повышает надежность системы и ее устойчивость и приводит к новым перетокам мощностей по сети.

По схеме на рисунке 2.13 составим схему замещения для сети с ПС Алешинское по 1 варианту. Схема 2.16.

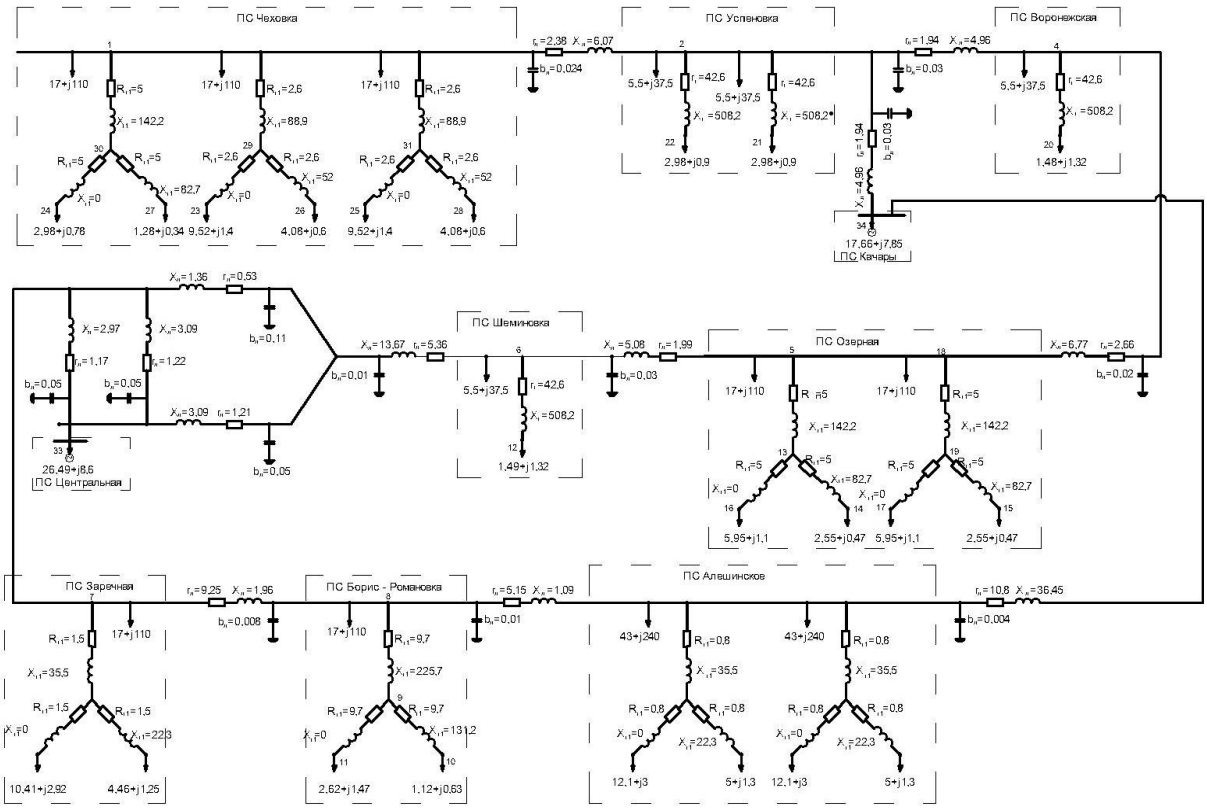
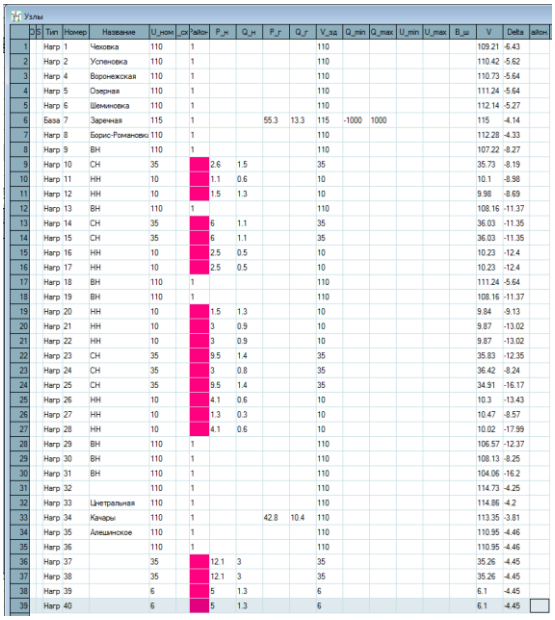


Рисунок 2.16 - Схема замещения рассматриваемого участка сети 110 кВ с ПС Алешинское по 1 варианту

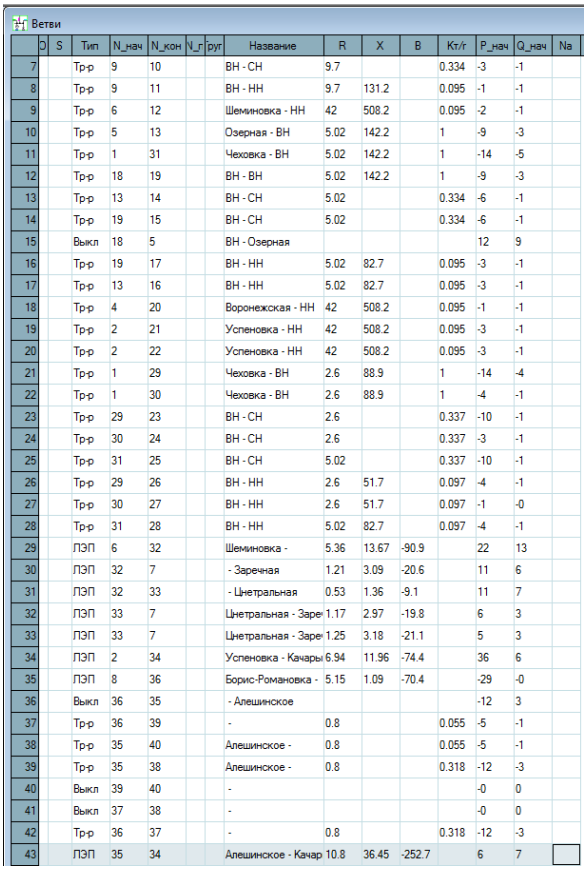
Произведем расчет первого варианта подключения ПС Алешинское к существующей сети 110 кВ. Полученные результаты приведены на рисунках 2.17-2.26.



Узлы

	DS	Тип	Номер	Название	U_ном	_ск	Зайон	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зад	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta	зайон
1		Нагр	1	Чеховка	110		1					110						109.21	-6.43	
2		Нагр	2	Успеновка	110		1					110						110.42	-5.62	
3		Нагр	4	Воронежская	110		1					110						110.73	-5.64	
4		Нагр	5	Озерная	110		1					110						111.24	-5.64	
5		Нагр	6	Шеминовка	110		1					110						112.14	-5.27	
6		База	7	Заречная	115		1			55.3	13.3	115	-1000	1000				115	-4.14	
7		Нагр	8	Борис-Романовка	110		1					110						112.28	-4.33	
8		Нагр	9	ВН	110		1					110						107.22	-8.27	
9		Нагр	10	СН	35			2.6	1.5			35						35.73	-8.19	
10		Нагр	11	НН	10			1.1	0.6			10						10.1	-8.98	
11		Нагр	12	НН	10			1.5	1.3			10						9.98	-8.69	
12		Нагр	13	ВН	110		1					110						108.16	-11.37	
13		Нагр	14	СН	35			6	1.1			35						36.03	-11.35	
14		Нагр	15	СН	35			6	1.1			35						36.03	-11.35	
15		Нагр	16	НН	10			2.5	0.5			10						10.23	-12.4	
16		Нагр	17	НН	10			2.5	0.5			10						10.23	-12.4	
17		Нагр	18	ВН	110		1					110						111.24	-5.64	
18		Нагр	19	ВН	110		1					110						108.16	-11.37	
19		Нагр	20	НН	10			1.5	1.3			10						9.84	-9.13	
20		Нагр	21	НН	10			3	0.9			10						9.87	-13.02	
21		Нагр	22	НН	10			3	0.9			10						9.87	-13.02	
22		Нагр	23	СН	35			9.5	1.4			35						35.83	-12.35	
23		Нагр	24	СН	35			9	0.8			35						36.42	-8.24	
24		Нагр	25	СН	35			9.5	1.4			35						34.91	-16.17	
25		Нагр	26	НН	10			4.1	0.6			10						10.3	-13.43	
26		Нагр	27	НН	10			1.3	0.3			10						10.47	-8.57	
27		Нагр	28	НН	10			4.1	0.6			10						10.02	-17.99	
28		Нагр	29	ВН	110		1					110						106.57	-12.37	
29		Нагр	30	ВН	110		1					110						108.13	-8.25	
30		Нагр	31	ВН	110		1					110						104.06	-16.2	
31		Нагр	32		110		1					110						114.73	-4.25	
32		Нагр	33	Центральная	110		1					110						114.86	-4.2	
33		Нагр	34	Качары	110		1			42.8	10.4	110						113.35	-3.81	
34		Нагр	35	Алешинское	110		1					110						110.95	-4.46	
35		Нагр	36		110		1					110						110.95	-4.46	
36		Нагр	37		35			12.1	3			35						35.26	-4.45	
37		Нагр	38		35			12.1	3			35						35.26	-4.45	
38		Нагр	39		6			5	1.3			6						6.1	-4.45	
39		Нагр	40		6			5	1.3			6						6.1	-4.45	

Рисунок 2.17 - Расчетные значения «Узлы» рассматриваемого участка сети 110 кВ с подключением ПС Алешинское по 1 варианту в максимальном режиме



Ветви

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	руг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
7			Тр-р	9	10			ВН - СН	9.7			0.334	-3	-1	
8			Тр-р	9	11			ВН - НН	9.7	131.2		0.095	-1	-1	
9			Тр-р	6	12			Шеминовка - НН	42	508.2		0.095	-2	-1	
10			Тр-р	5	13			Озерная - ВН	5.02	142.2		1	-9	-3	
11			Тр-р	1	31			Чеховка - ВН	5.02	142.2		1	-14	-5	
12			Тр-р	18	19			ВН - ВН	5.02	142.2		1	-9	-3	
13			Тр-р	13	14			ВН - СН	5.02			0.334	-6	-1	
14			Тр-р	19	15			ВН - СН	5.02			0.334	-6	-1	
15			Выкл	18	5			ВН - Озерная					12	9	
16			Тр-р	19	17			ВН - НН	5.02	82.7		0.095	-3	-1	
17			Тр-р	13	16			ВН - НН	5.02	82.7		0.095	-3	-1	
18			Тр-р	4	20			Воронежская - НН	42	508.2		0.095	-1	-1	
19			Тр-р	2	21			Успеновка - НН	42	508.2		0.095	-3	-1	
20			Тр-р	2	22			Успеновка - НН	42	508.2		0.095	-3	-1	
21			Тр-р	1	29			Чеховка - ВН	2.6	88.9		1	-14	-4	
22			Тр-р	1	30			Чеховка - ВН	2.6	88.9		1	-4	-1	
23			Тр-р	29	23			ВН - СН	2.6			0.337	-10	-1	
24			Тр-р	30	24			ВН - СН	2.6			0.337	-3	-1	
25			Тр-р	31	25			ВН - СН	5.02			0.337	-10	-1	
26			Тр-р	29	26			ВН - НН	2.6	51.7		0.097	-4	-1	
27			Тр-р	30	27			ВН - НН	2.6	51.7		0.097	-1	-0	
28			Тр-р	31	28			ВН - НН	5.02	82.7		0.097	-4	-1	
29			ЛЭП	6	32			Шеминовка -	5.36	13.67	-90.9		22	13	
30			ЛЭП	32	7			- Заречная	1.21	3.09	-20.6		11	6	
31			ЛЭП	32	33			- Центральная	0.53	1.36	-9.1		11	7	
32			ЛЭП	33	7			Центральная - Заре	1.17	2.97	-19.8		6	3	
33			ЛЭП	33	7			Центральная - Заре	1.25	3.18	-21.1		5	3	
34			ЛЭП	2	34			Успеновка - Качары	6.94	11.96	-74.4		36	6	
35			ЛЭП	8	36			Борис-Романовка -	5.15	1.09	-70.4		-29	-0	
36			Выкл	36	35			- Алешинское					-12	3	
37			Тр-р	36	39			-	0.8			0.055	-5	-1	
38			Тр-р	35	40			Алешинское -	0.8			0.055	-5	-1	
39			Тр-р	35	38			Алешинское -	0.8			0.318	-12	-3	
40			Выкл	39	40			-					-0	0	
41			Выкл	37	38			-					-0	0	
42			Тр-р	36	37			-	0.8			0.318	-12	-3	
43			ЛЭП	35	34			Алешинское - Качар	10.8	36.45	-252.7		6	7	

Рисунок 2.18 - Расчетные значения «Ветви» рассматриваемого участка сети 110 кВ с подключением ПС Алешинское по 1 варианту в максимальном режиме

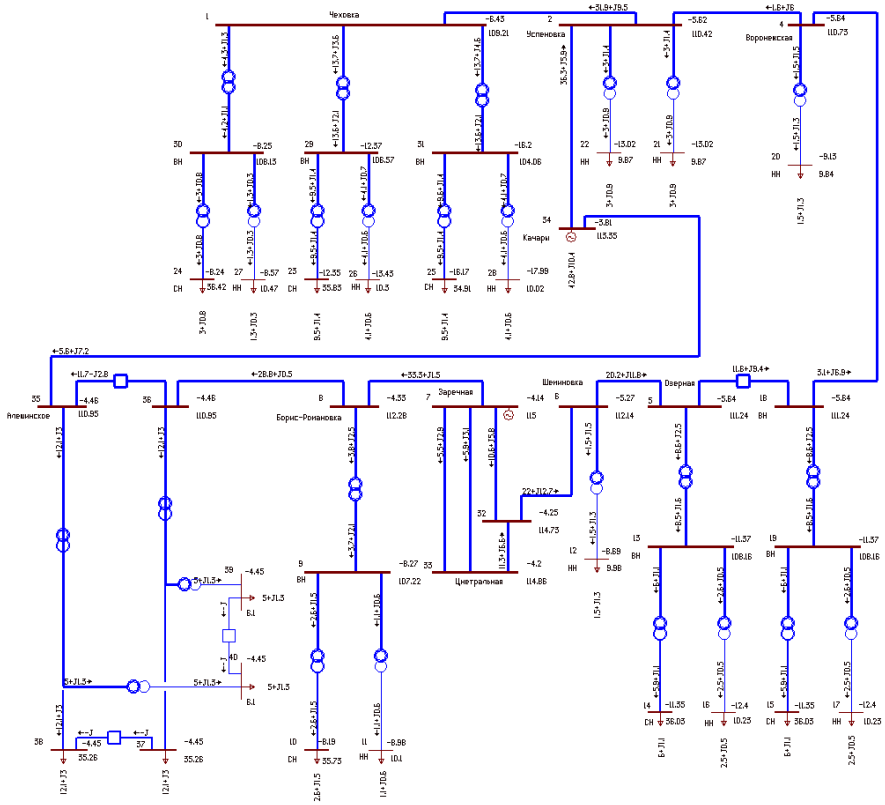


Рисунок 2.19 – «Графика» рассматриваемого участка сети 110 кВ с подключением ПС Алешинское по 1 варианту в максимальном режиме

Напряжения

	S	Номер	Название	U_ном	V	dV
1		31	ВН	110	104.06	-5.4

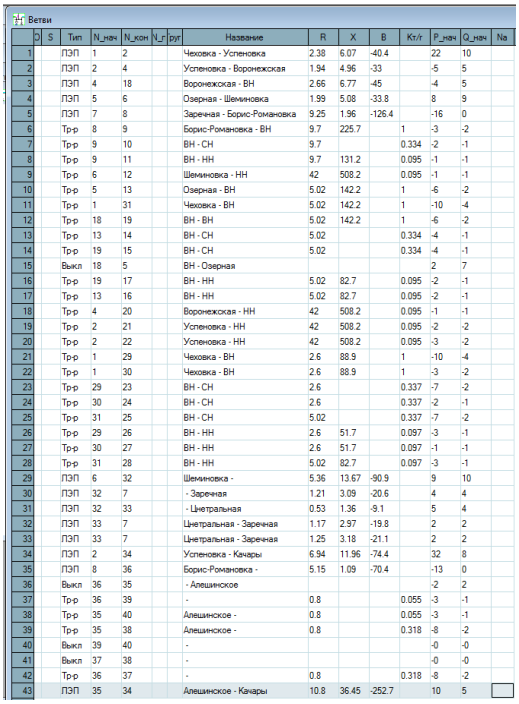
Рисунок 2.20 - Напряжения в узлах рассматриваемого участка сети 110 кВ с подключением ПС Алешинское по 1 варианту в максимальном режиме

Районы+Потери

	Np+	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1	1		3.03	3.03	2.56	0.47	-0	-0		

Рисунок 2.21 - Потери активной мощности в сети 110 кВ рассматриваемого участка сети с присоединением ПС Алешинское по 1 варианту в максимальном режиме

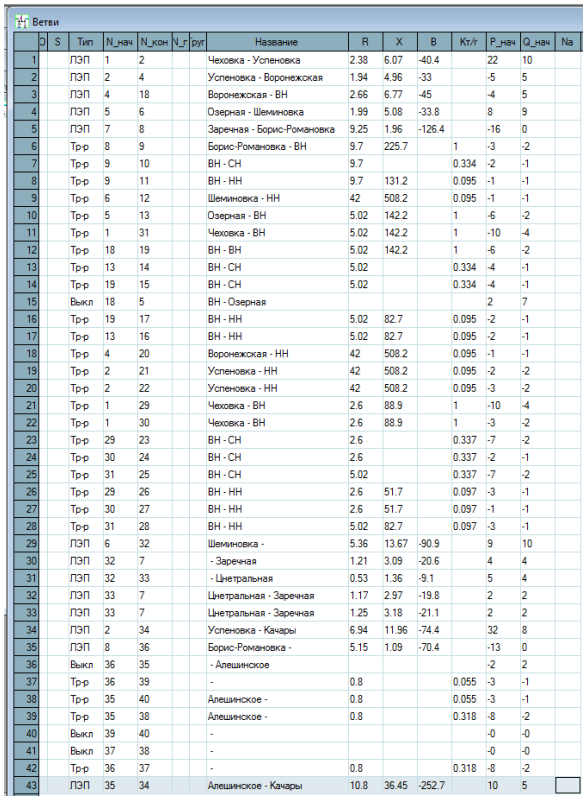
Как показывают расчеты, в максимальном режиме для первого варианта подключения ПС Алешинское к существующей сети, нагрузочные потери составили 3,03 МВт, в ЛЭП - 2,56 МВт, в трансформаторах - 0,47 МВт. Отклонения напряжения в узловых точках соответствуют допустимым значениям ±10% от номинального значения напряжения[10].



Ветви

	D	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	рут	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			ЛЭП	1	2			Чеховка - Успеновка	2.38	6.07	-40.4		22	10	
2			ЛЭП	2	4			Успеновка - Воронежская	1.94	4.96	-33		-5	5	
3			ЛЭП	4	18			Воронежская - ВН	2.66	6.77	-45		-4	5	
4			ЛЭП	5	6			Озерная - Шеминовка	1.99	5.08	-33.8		8	9	
5			ЛЭП	7	8			Заречная - Борис-Романовка	9.25	1.96	-126.4		-16	0	
6			Тр-р	8	9			Борис-Романовка - ВН	9.7	225.7		1	-3	-2	
7			Тр-р	9	10			ВН - СН	9.7			0.334	-2	-1	
8			Тр-р	9	11			ВН - НН	9.7	131.2		0.095	-1	-1	
9			Тр-р	6	12			Шеминовка - НН	42	508.2		0.095	-1	-1	
10			Тр-р	5	13			Озерная - ВН	5.02	142.2		1	-6	-2	
11			Тр-р	1	31			Чеховка - ВН	5.02	142.2		1	-10	-4	
12			Тр-р	18	19			ВН - ВН	5.02	142.2		1	-6	-2	
13			Тр-р	13	14			ВН - СН	5.02			0.334	-4	-1	
14			Тр-р	19	15			ВН - СН	5.02			0.334	-4	-1	
15			Выкл	18	5			ВН - Озерная					2	7	
16			Тр-р	19	17			ВН - НН	5.02	82.7		0.095	-2	-1	
17			Тр-р	13	16			ВН - НН	5.02	82.7		0.095	-2	-1	
18			Тр-р	4	20			Воронежская - НН	42	508.2		0.095	-1	-1	
19			Тр-р	2	21			Успеновка - НН	42	508.2		0.095	-2	-2	
20			Тр-р	2	22			Успеновка - НН	42	508.2		0.095	-3	-2	
21			Тр-р	1	29			Чеховка - ВН	2.6	88.9		1	-10	-4	
22			Тр-р	1	30			Чеховка - ВН	2.6	88.9		1	-3	-2	
23			Тр-р	29	23			ВН - СН	2.6			0.337	-7	-2	
24			Тр-р	30	24			ВН - СН	2.6			0.337	-2	-1	
25			Тр-р	31	25			ВН - СН	5.02			0.337	-7	-2	
26			Тр-р	29	26			ВН - НН	2.6	51.7		0.097	-3	-1	
27			Тр-р	30	27			ВН - НН	2.6	51.7		0.097	-1	-1	
28			Тр-р	31	28			ВН - НН	5.02	82.7		0.097	-3	-1	
29			ЛЭП	6	32			Шеминовка -	5.36	13.67	-90.9		9	10	
30			ЛЭП	32	7			- Заречная	1.21	3.09	-20.6		4	4	
31			ЛЭП	32	33			- Цнетральная	0.53	1.36	-9.1		5	4	
32			ЛЭП	33	7			Цнетральная - Заречная	1.17	2.97	-19.8		2	2	
33			ЛЭП	33	7			Цнетральная - Заречная	1.25	3.18	-21.1		2	2	
34			ЛЭП	2	34			Успеновка - Качары	6.94	11.96	-74.4		32	8	
35			ЛЭП	8	36			Борис-Романовка -	5.15	1.09	-70.4		-13	0	
36			Выкл	36	35			- Алешинское					-2	2	
37			Тр-р	36	39			-	0.8			0.055	-3	-1	
38			Тр-р	35	40			Алешинское -	0.8			0.055	-3	-1	
39			Тр-р	35	38			Алешинское -	0.8			0.318	-8	-2	
40			Выкл	39	40			-					-0	-0	
41			Выкл	37	38			-					-0	-0	
42			Тр-р	36	37			-	0.8			0.318	-8	-2	
43			ЛЭП	35	34			Алешинское - Качары	10.8	36.45	-252.7		10	5	

Рисунок 2.22 - Расчетные значения «Узлы» рассматриваемого участка сети 110 кВ с подключением ПС Алешинское по 1 варианту в минимальном режиме



Ветви

	D	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	рут	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			ЛЭП	1	2			Чеховка - Успеновка	2.38	6.07	-40.4		22	10	
2			ЛЭП	2	4			Успеновка - Воронежская	1.94	4.96	-33		-5	5	
3			ЛЭП	4	18			Воронежская - ВН	2.66	6.77	-45		-4	5	
4			ЛЭП	5	6			Озерная - Шеминовка	1.99	5.08	-33.8		8	9	
5			ЛЭП	7	8			Заречная - Борис-Романовка	9.25	1.96	-126.4		-16	0	
6			Тр-р	8	9			Борис-Романовка - ВН	9.7	225.7		1	-3	-2	
7			Тр-р	9	10			ВН - СН	9.7			0.334	-2	-1	
8			Тр-р	9	11			ВН - НН	9.7	131.2		0.095	-1	-1	
9			Тр-р	6	12			Шеминовка - НН	42	508.2		0.095	-1	-1	
10			Тр-р	5	13			Озерная - ВН	5.02	142.2		1	-6	-2	
11			Тр-р	1	31			Чеховка - ВН	5.02	142.2		1	-10	-4	
12			Тр-р	18	19			ВН - ВН	5.02	142.2		1	-6	-2	
13			Тр-р	13	14			ВН - СН	5.02			0.334	-4	-1	
14			Тр-р	19	15			ВН - СН	5.02			0.334	-4	-1	
15			Выкл	18	5			ВН - Озерная					2	7	
16			Тр-р	19	17			ВН - НН	5.02	82.7		0.095	-2	-1	
17			Тр-р	13	16			ВН - НН	5.02	82.7		0.095	-2	-1	
18			Тр-р	4	20			Воронежская - НН	42	508.2		0.095	-1	-1	
19			Тр-р	2	21			Успеновка - НН	42	508.2		0.095	-2	-2	
20			Тр-р	2	22			Успеновка - НН	42	508.2		0.095	-3	-2	
21			Тр-р	1	29			Чеховка - ВН	2.6	88.9		1	-10	-4	
22			Тр-р	1	30			Чеховка - ВН	2.6	88.9		1	-3	-2	
23			Тр-р	29	23			ВН - СН	2.6			0.337	-7	-2	
24			Тр-р	30	24			ВН - СН	2.6			0.337	-2	-1	
25			Тр-р	31	25			ВН - СН	5.02			0.337	-7	-2	
26			Тр-р	29	26			ВН - НН	2.6	51.7		0.097	-3	-1	
27			Тр-р	30	27			ВН - НН	2.6	51.7		0.097	-1	-1	
28			Тр-р	31	28			ВН - НН	5.02	82.7		0.097	-3	-1	
29			ЛЭП	6	32			Шеминовка -	5.36	13.67	-90.9		9	10	
30			ЛЭП	32	7			- Заречная	1.21	3.09	-20.6		4	4	
31			ЛЭП	32	33			- Цнетральная	0.53	1.36	-9.1		5	4	
32			ЛЭП	33	7			Цнетральная - Заречная	1.17	2.97	-19.8		2	2	
33			ЛЭП	33	7			Цнетральная - Заречная	1.25	3.18	-21.1		2	2	
34			ЛЭП	2	34			Успеновка - Качары	6.94	11.96	-74.4		32	8	
35			ЛЭП	8	36			Борис-Романовка -	5.15	1.09	-70.4		-13	0	
36			Выкл	36	35			- Алешинское					-2	2	
37			Тр-р	36	39			-	0.8			0.055	-3	-1	
38			Тр-р	35	40			Алешинское -	0.8			0.055	-3	-1	
39			Тр-р	35	38			Алешинское -	0.8			0.318	-8	-2	
40			Выкл	39	40			-					-0	-0	
41			Выкл	37	38			-					-0	-0	
42			Тр-р	36	37			-	0.8			0.318	-8	-2	
43			ЛЭП	35	34			Алешинское - Качары	10.8	36.45	-252.7		10	5	

Рисунок 2.23 - Расчетные значения «Ветви» рассматриваемого участка сети 110 кВ с подключением ПС Алешинское по 1 варианту в минимальном режиме

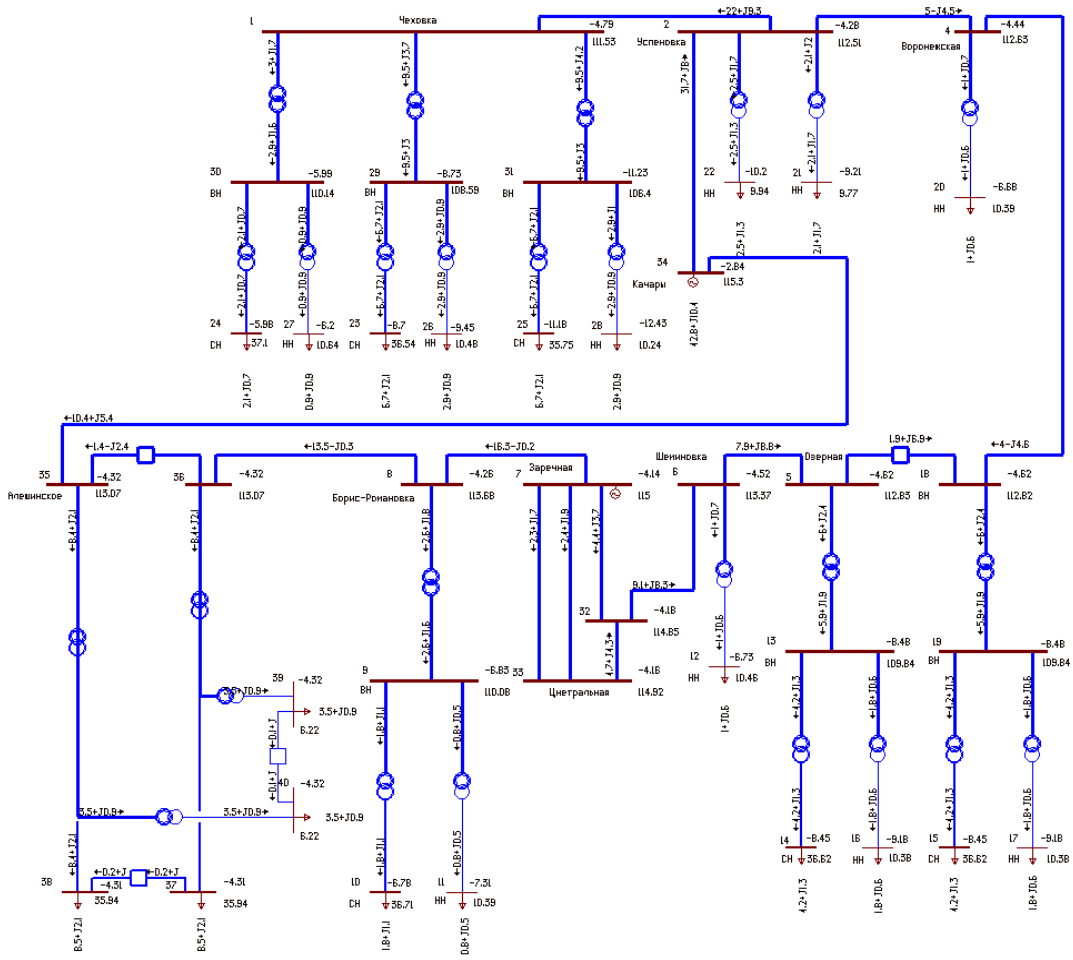


Рисунок 2.24 – «Графика» рассматриваемого участка сети 110 кВ с подключением ПС Алешинское по 1 варианту в минимальном режиме

Напряжения

	S	Номер	Название	U_ном	V	dV
1		24	СН	35	37.07	5.92
2		27	НН	10	10.63	6.32
3		34	Качары	110	115.28	4.8

Рисунок 2.25 - Напряжения в узлах рассматриваемого участка сети 110 кВ с подключением ПС Алешинское по 1 варианту в минимальном режиме

Районы+Потери

	Np+	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1	1		1.41	1.41	1.15	0.25	0	0		
2		110		1.41	1.15	0.25	0	0		

Рисунок 2.26 - Потери активной мощности в сети 110 кВ рассматриваемого участка сети с присоединением ПС Алешинское по 1 варианту в минимальном режиме

Как показывают расчеты, в максимальном режиме нагрузочные потери активной мощности составили 1,41 МВт, в ЛЭП - 1,15 МВт, в трансформаторах - 0,25 МВт. Отклонения напряжения в узловых точках соответствуют допустимым значениям ±10% от номинального значения напряжения.[10]

Годовые потери:

Расчет потерь активной мощности рассматриваемого района за зимний период произведем по формуле (2.5)

$$\Delta P_{\text{сут.з.}} = 3{,}03 \cdot 24 = 72{,}72 \text{ МВт.ч.}$$

Расчет потерь активной мощности рассматриваемого района за летний период произведем по формуле (2.6)

$$\Delta P_{\text{сут.л.}} = 1{,}41 \cdot 24 = 33{,}84 \text{ МВт.ч.}$$

Потери активной мощности за год вычислим по формуле (2.4)

$$\Delta P_{\text{г}} = 72{,}72 \cdot 155 + 33{,}84 \cdot 210 = 11271{,}6 + 7106{,}4 = 18378 \text{ МВт.ч.}$$

По первому варианту подключения ПС Алешинское к существующей сети годовые потери составили 18378 МВт.ч., что на 35,48% больше годовых потерь в существующей системе, которые составили 11858,4 МВт.ч.

2.6 Расчет режимов работы участка электрической сети для второго варианта присоединения ПС Алешинское

Для второго варианта присоединения ПС Алешинское принято присоединение к ПС Чеховка и ПС Борис – Романовка. Протяженность линии Чеховка – Алешинское составляет 52 км проводом АС-240, протяженность второй линии такая же как и в первом варианте Алешинское – Борис – Романовка 26 км проводом АС-150.

Схема замещения для второго варианта подключения ПС Алешинское приведена на рисунке 2.27, схема составлена по схеме внешнего подключения приведенного на рисунке 2.15.

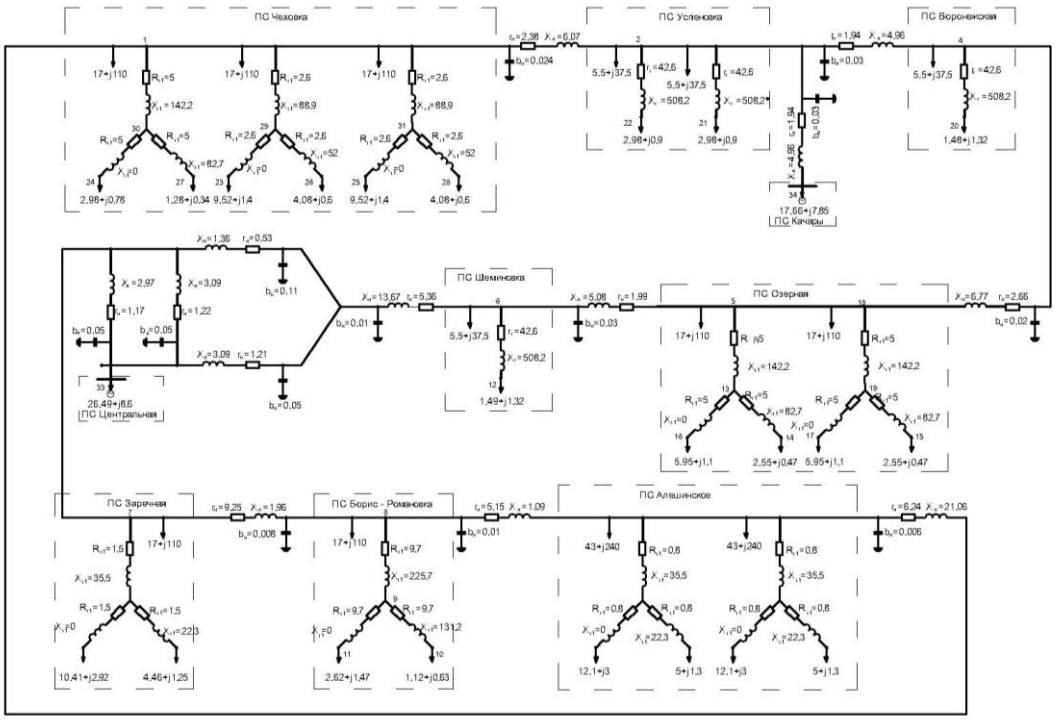


Рисунок 2.27 - Схема замещения рассматриваемого участка сети 110 кВ с ПС Алешинское по 2 варианту

Узлы

	D	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_сх	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta	район
1			Нагр	1	Чеховка	110		1					110						109.78	-4.69	
2			Нагр	2	Успеновка	110		1					110						111.18	-4.08	
3			Нагр	4	Воронежская	110		1					110						111.37	-4.35	
4			Нагр	5	Озерная	110		1					110						111.73	-4.67	
5			Нагр	6	Шеминовка	110		1					110						112.51	-4.56	
6			База	7	Заречная	115		1			55.9	14.2	115	-1000	1000				115	-4.14	
7			Нагр	8	Борис-Романовка	110		1					110						111.41	-4.44	
8			Нагр	9	ВН	110		1					110						106.37	-8.34	
9			Нагр	10	СН	35			2.6	1.5			35						35.45	-8.26	
10			Нагр	11	НН	10			1.1	0.6			10						10.02	-9.04	
11			Нагр	12	НН	10			1.5	1.3			10						10.02	-7.98	
12			Нагр	13	ВН	110		1					110						108.68	-10.32	
13			Нагр	14	СН	35			6	1.1			35						36.21	-10.29	
14			Нагр	15	СН	35			6	1.1			35						36.21	-10.29	
15			Нагр	16	НН	10			2.5	0.5			10						10.28	-11.31	
16			Нагр	17	НН	10			2.5	0.5			10						10.28	-11.31	
17			Нагр	18	ВН	110		1					110						111.73	-4.67	
18			Нагр	19	ВН	110		1					110						108.68	-10.32	
19			Нагр	20	НН	10			1.5	1.3			10						9.9	-7.84	
20			Нагр	21	НН	10			3	0.9			10						9.95	-11.41	
21			Нагр	22	НН	10			3	0.9			10						9.95	-11.41	
22			Нагр	23	СН	35			9.5	1.4			35						36.05	-10.49	
23			Нагр	24	СН	35			3	0.8			35						36.61	-6.48	
24			Нагр	25	СН	35			9.5	1.4			35						35.17	-14.21	
25			Нагр	26	НН	10			4.1	0.6			10						10.36	-11.56	
26			Нагр	27	НН	10			1.3	0.3			10						10.53	-6.81	
27			Нагр	28	НН	10			4.1	0.6			10						10.1	-16.01	
28			Нагр	29	ВН	110		1					110						107.19	-10.51	
29			Нагр	30	ВН	110		1					110						108.72	-6.49	
30			Нагр	31	ВН	110		1					110						104.82	-14.25	
31			Нагр	32		110		1					110						114.77	-4.19	
32			Нагр	33	Цнетральная	110		1					110						114.88	-4.17	
33			Нагр	34	Качары	110		1			42.8	10.4	110						114.83	-2.13	
34			Нагр	35	Алешинское	110		1					110						109.6	-4.62	
35			Нагр	36		110		1					110						109.6	-4.62	
36			Нагр	37		35			12.1	3			35						34.83	-4.6	
37			Нагр	38		35			12.1	3			35						34.83	-4.6	
38			Нагр	39		6			5	1.3			6						6.03	-4.61	
39			Нагр	40		6			5	1.3			6						6.03	-4.61	

Рисунок 2.28 - Расчетные значения «Узлы» рассматриваемого участка сети 110 кВ с подключением ПС Алешинское по 2 варианту в максимальном режиме

Ветви

	D	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	рут	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			ЛЭП	1	2			Чеховка - Успеновк	2.38	6.07	-40.4		27	15	
2			ЛЭП	2	4			Успеновка - Вороне	1.94	4.96	-33		-8	8	
3			ЛЭП	4	18			Воронежская - ВН	2.66	6.77	-45		-7	9	
4			ЛЭП	5	6			Озерная - Шеминови	1.99	5.08	-33.8		10	13	
5			ЛЭП	7	8			Заречная - Борис-Рс	9.25	1.96	-126.4		-44	-1	
6			Тр-р	8	9			Борис-Романовка -	9.7	225.7		1	-4	-2	
7			Тр-р	9	10			ВН - СН	9.7			0.334	-3	-1	
8			Тр-р	9	11			ВН - НН	9.7	131.2		0.095	-1	-1	
9			Тр-р	6	12			Шеминовка - НН	42	508.2		0.095	-2	-1	
10			Тр-р	5	13			Озерная - ВН	5.02	142.2		1	-8	-3	
11			Тр-р	1	31			Чеховка - ВН	5.02	142.2		1	-14	-4	
12			Тр-р	18	19			ВН - ВН	5.02	142.2		1	-8	-3	
13			Тр-р	13	14			ВН - СН	5.02			0.334	-6	-1	
14			Тр-р	19	15			ВН - СН	5.02			0.334	-6	-1	
15			Выкл	18	5			ВН - Озерная					2	11	
16			Тр-р	19	17			ВН - НН	5.02	82.7		0.095	-3	-1	
17			Тр-р	13	16			ВН - НН	5.02	82.7		0.095	-3	-1	
18			Тр-р	4	20			Воронежская - НН	42	508.2		0.095	-2	-1	
19			Тр-р	2	21			Успеновка - НН	42	508.2		0.095	-3	-1	
20			Тр-р	2	22			Успеновка - НН	42	508.2		0.095	-3	-1	
21			Тр-р	1	29			Чеховка - ВН	2.6	88.9		1	-14	-3	
22			Тр-р	1	30			Чеховка - ВН	2.6	88.9		1	-4	-1	
23			Тр-р	29	23			ВН - СН	2.6			0.337	-10	-1	
24			Тр-р	30	24			ВН - СН	2.6			0.337	-3	-1	
25			Тр-р	31	25			ВН - СН	5.02			0.337	-10	-1	
26			Тр-р	29	26			ВН - НН	2.6	51.7		0.097	-4	-1	
27			Тр-р	30	27			ВН - НН	2.6	51.7		0.097	-1	-0	
28			Тр-р	31	28			ВН - НН	5.02	82.7		0.097	-4	-1	
29			ЛЭП	6	32			Шеминовка -	5.36	13.67	-90.9		12	15	
30			ЛЭП	32	7			- Заречная	1.21	3.09	-20.6		6	7	
31			ЛЭП	32	33			- Центральная	0.53	1.36	-9.1		6	7	
32			ЛЭП	33	7			Центральная - Заре	1.17	2.97	-19.8		3	4	
33			ЛЭП	33	7			Центральная - Заре	1.25	3.18	-21.1		3	3	
34			ЛЭП	2	34			Успеновка - Качары	6.94	11.96	-74.4		42	10	
35			ЛЭП	8	36			Борис-Романовка -	5.15	1.09	-70.4		-39	-0	
36			Выкл	36	35			- Алешинское					-21	3	
37			Тр-р	36	39			-	0.8			0.055	-5	-1	
38			Тр-р	35	40			Алешинское -	0.8			0.055	-5	-1	
39			Тр-р	35	38			Алешинское -	0.8			0.318	-12	-3	
40			Выкл	39	40			-					-0	0	
41			Выкл	37	38			-					-0	-0	
42			Тр-р	36	37			-	0.8			0.318	-12	-3	
43			ЛЭП	35	1			Алешинское - Чехов	0.25	3.18	-146		-4	7	

Рисунок 2.29 - Ра счетные значения «Ветви» рассматриваемого участка сети 110 кВ с подключением ПС Алешинское по 2 варианту в максимальном режиме

Произведем расчет второго варианта подключения ПС Алешинское. Полученные результаты приведены на рисунках 2.28-2.37.

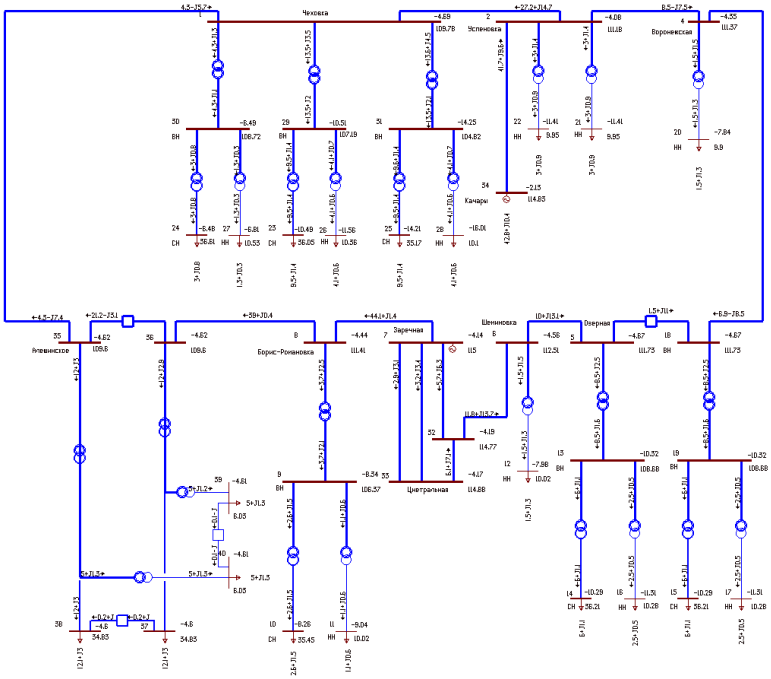


Рисунок 2.30 – «Графика» рассматриваемого участка сети 110 кВ с подключением ПС Алешинское по 2 варианту в максимальном режиме

Напряжения

	S	Номер	Название	U_ном	V	dV
1		27	НН	10	10.53	5.28

Рисунок 2.31 - Напряжения в узлах рассматриваемого участка сети 110 кВ с подключением ПС Алешинское по 2 варианту в максимальном режиме

Районы+Потери

	Np+	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1	1		3.92	3.92	3.45	0.46	0	0		

Рисунок 2.32- Потери активной мощности в сети 110 кВ рассматриваемого участка сети с присоединением ПС Алешинское по 2 варианту в максимальном режиме

Как показывают расчеты, в максимальном режиме для второго варианта подключения ПС Алешинское к существующей сети, нагрузочные потери составили 3,92 МВт, в ЛЭП – 3,45 МВт, в трансформаторах - 0,46 МВт. Отклонения напряжения в узловых точках соответствуют допустимым значениям ±10% от номинального значения напряжения.[10]

Узлы

	D	S	Тип	Номер	Название	U_ном	cx	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta	айон
1			Нагр	1	Чеховка	110		1					110						112.2	-4.15	
2			Нагр	2	Успеновка	110		1					110						113.3	-3.54	
3			Нагр	4	Воронежская	110		1					110						113.29	-3.8	
4			Нагр	5	Озерная	110		1					110						113.31	-4.14	
5			Нагр	6	Шеминовка	110		1					110						113.73	-4.16	
6			База	7	Заречная	115		1			26.5	9.8	115	-1000	1000				115	-4.14	
7			Нагр	8	Борис-Романовка	110		1					110						113.09	-4.18	
8			Нагр	9	ВН	110		1					110						109.42	-6.83	
9			Нагр	10	СН	35			1.8	1.1			35						36.49	-6.78	
10			Нагр	11	НН	10			0.8	0.5			10						10.33	-7.32	
11			Нагр	12	НН	10			1	0.6			10						10.5	-6.36	
12			Нагр	13	ВН	110		1					110						110.3	-8.02	
13			Нагр	14	СН	35			4.2	1.3			35						36.78	-7.99	
14			Нагр	15	СН	35			4.2	1.3			35						36.78	-7.99	
15			Нагр	16	НН	10			1.8	0.6			10						10.43	-8.71	
16			Нагр	17	НН	10			1.8	0.6			10						10.43	-8.71	
17			Нагр	18	ВН	110		1					110						113.31	-4.14	
18			Нагр	19	ВН	110		1					110						110.3	-8.02	
19			Нагр	20	НН	10			1	0.6			10						10.46	-6.02	
20			Нагр	21	НН	10			2.1	1.7			10						9.85	-8.4	
21			Нагр	22	НН	10			2.5	1.3			10						10.02	-9.38	
22			Нагр	23	СН	35			6.7	2.1			35						36.76	-8.09	
23			Нагр	24	СН	35			2.1	0.7			35						37.33	-5.35	
24			Нагр	25	СН	35			6.7	2.1			35						35.94	-10.57	
25			Нагр	26	НН	10			2.9	0.9			10						10.55	-8.82	
26			Нагр	27	НН	10			0.9	0.9			10						10.71	-5.57	
27			Нагр	28	НН	10			2.9	0.9			10						10.29	-11.82	
28			Нагр	29	ВН	110		1					110						109.23	-8.11	
29			Нагр	30	ВН	110		1					110						110.82	-5.36	
30			Нагр	31	ВН	110		1					110						106.96	-10.63	
31			Нагр	32		110		1					110						114.89	-4.15	
32			Нагр	33	Центральная	110		1					110						114.94	-4.15	
33			Нагр	34	Качары	110		1			42.8	10.4	110						116.9	-1.65	
34			Нагр	35	Алешинское	110		1					110						112.15	-4.21	
35			Нагр	36		110		1					110						112.15	-4.21	
36			Нагр	37		35			8.5	2.1			35						35.64	-4.2	
37			Нагр	38		35			8.5	2.1			35						35.64	-4.2	
38			Нагр	39		6			3.5	0.9			6						6.17	-4.2	
39			Нагр	40		6			3.5	0.9			6						6.17	-4.2	

Рисунок 2.33 - Расчетные значения «Узлы» рассматриваемого участка сети 110 кВ с подключением ПС Алешинское по 2 варианту в минимальном режиме

Ветви

	D	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	руг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			ЛЭП	1	2			Чеховка - Успеновк	2.38	6.07	-40.4		26	10	
2			ЛЭП	2	4			Успеновка - Ворone	1.94	4.96	-33		-11	4	
3			ЛЭП	4	18			Воронежская - ВН	2.66	6.77	-45		-10	4	
4			ЛЭП	5	6			Озерная - Шеминов	1.99	5.08	-33.8		2	9	
5			ЛЭП	7	8			Заречная - Борис-Р	9.25	1.96	-126.4		-23	-3	
6			Тр-р	8	9			Борис-Романовка -	9.7	225.7		1	-3	-2	
7			Тр-р	9	10			ВН - СН	9.7			0.334	-2	-1	
8			Тр-р	9	11			ВН - НН	9.7	131.2		0.095	-1	-1	
9			Тр-р	6	12			Шеминовка - НН	42	508.2		0.095	-1	-1	
10			Тр-р	5	13			Озерная - ВН	5.02	142.2		1	-6	-2	
11			Тр-р	1	31			Чеховка - ВН	5.02	142.2		1	-10	-4	
12			Тр-р	18	19			ВН - ВН	5.02	142.2		1	-6	-2	
13			Тр-р	13	14			ВН - СН	5.02			0.334	-4	-1	
14			Тр-р	19	15			ВН - СН	5.02			0.334	-4	-1	
15			Выкл	18	5			ВН - Озерная					-3	6	
16			Тр-р	19	17			ВН - НН	5.02	82.7		0.095	-2	-1	
17			Тр-р	13	16			ВН - НН	5.02	82.7		0.095	-2	-1	
18			Тр-р	4	20			Воронежская - НН	42	508.2		0.095	-1	-1	
19			Тр-р	2	21			Успеновка - НН	42	508.2		0.095	-2	-2	
20			Тр-р	2	22			Успеновка - НН	42	508.2		0.095	-3	-2	
21			Тр-р	1	29			Чеховка - ВН	2.6	88.9		1	-10	-4	
22			Тр-р	1	30			Чеховка - ВН	2.6	88.9		1	-3	-2	
23			Тр-р	29	23			ВН - СН	2.6			0.337	-7	-2	
24			Тр-р	30	24			ВН - СН	2.6			0.337	-2	-1	
25			Тр-р	31	25			ВН - СН	5.02			0.337	-7	-2	
26			Тр-р	29	26			ВН - НН	2.6	51.7		0.097	-3	-1	
27			Тр-р	30	27			ВН - НН	2.6	51.7		0.097	-1	-1	
28			Тр-р	31	28			ВН - НН	5.02	82.7		0.097	-3	-1	
29			ЛЭП	6	32			Шеминовка -	5.36	13.67	-90.9		3	9	
30			ЛЭП	32	7			- Заречная	1.21	3.09	-20.6		2	4	
31			ЛЭП	32	33			- Цнетральная	0.53	1.36	-9.1		2	4	
32			ЛЭП	33	7			Цнетральная - Заре	1.17	2.97	-19.8		1	2	
33			ЛЭП	33	7			Цнетральная - Заре	1.25	3.18	-21.1		1	2	
34			ЛЭП	2	34			Успеновка - Качары	6.94	11.96	-74.4		42	10	
35			ЛЭП	8	36			Борис-Романовка -	5.15	1.09	-70.4		-20	-3	
36			Выкл	36	35			- Алешинское					-8	-1	
37			Тр-р	36	39			-	0.8			0.055	-3	-1	
38			Тр-р	35	40			Алешинское -	0.8			0.055	-3	-1	
39			Тр-р	35	38			Алешинское -	0.8			0.318	-8	-2	
40			Выкл	39	40			-					-0	0	
41			Выкл	37	38			-					-0	0	
42			Тр-р	36	37			-	0.8			0.318	-8	-2	
43			ЛЭП	35	1			Алешинское - Чехов	0.25	3.18	-146		4	2	

Рисунок 2.34 - Расчетные значения «Ветви» рассматриваемого участка сети 110 кВ с подключением ПС Алешинское по 2 варианту в минимальном режиме

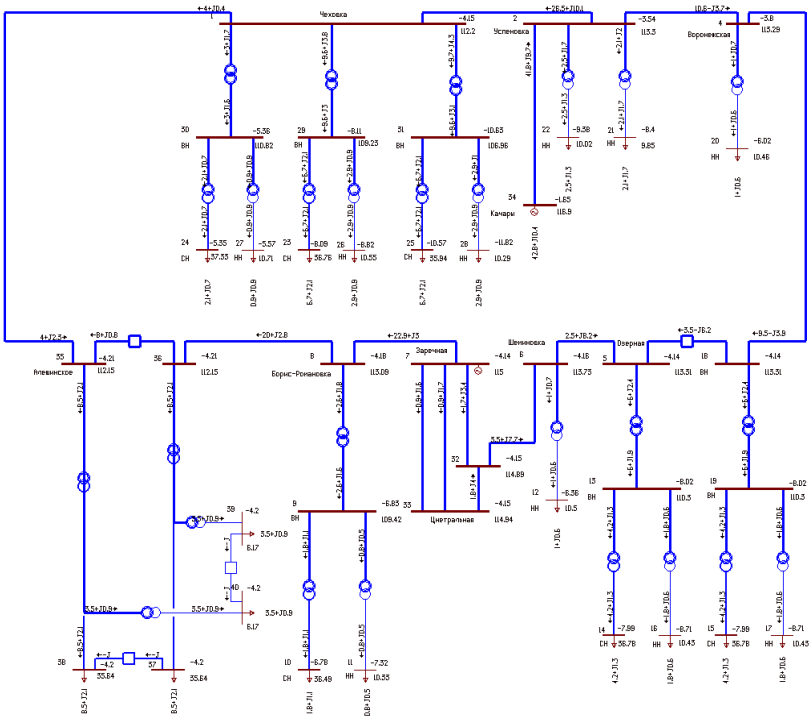


Рисунок 2.35 – «Графика» рассматриваемого участка сети 110 кВ с подключением ПС Алешинское по 2 варианту в минимальном режиме

Напряжения

	S	Номер	Название	U_ном	V	dV
1		27	НН	10	10.71	7.07

Рисунок 2.36 - Напряжения в узлах рассматриваемого участка сети 110 кВ с подключением ПС Алешинское по 2 варианту в минимальном режиме

Районы+Потери

	Np+	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1	1		2.03	2.03	1.77	0.25	0	0		

Рисунок 2.37 - Потери в электрической сети рассматриваемого участка сети 110 кВ с подключением ПС Алешинское по 2 варианту в минимальном режиме

Как показывают расчеты, в минимальном режиме для второго варианта подключения ПС Алешинское к существующей сети, нагрузочные потери составили 2,03 МВт, в ЛЭП – 1,77 МВт, в трансформаторах - 0,25 МВт. Отклонения напряжения в узловых точках соответствуют допустимым значениям 10% от номинального значения напряжения.[10]

Годовые потери:

Расчет потерь активной мощности рассматриваемого района за зимний период произведем по формуле (2.4)

$$\Delta P_{\text{сут.з.}} = 3{,}45 \cdot 24 = 82{,}8 \text{ МВт.ч.}$$

Расчет потерь активной мощности рассматриваемого района за летний период произведем по формуле (2.5)

$$\Delta P_{\text{сут.л.}} = 2{,}03 \cdot 24 = 48{,}72 \text{ МВт.ч.}$$

Потери активной мощности за год вычислим по формуле (2.6):

$$\Delta P_{\text{г}} = 82{,}8 \cdot 155 + 48{,}72 \cdot 210 = 12834 + 10231{,}2 = 23065{,}2 \text{ МВт.ч.}$$

По второму варианту подключения ПС Алешинское к существующей сети годовые потери составили 23065,2 МВт.ч., что на 48,7 % больше годовых потерь в существующей системе, которые составили 11841,29 МВт.ч.

Полученные значения потерь активной мощности в год для существующей сети, 1-го варианта (присоединение к ПС Качары и ПС Борис

– Романовка), 2-го варианта (с присоединением к ПС Чеховка и ПС Борис – Романовка) сведены в таблицу 2.7.

Таблица 2.7 - Сводные данные по режимам сетей 110 кВ, в МВт

Режимы	Нагрузочные потери	Потери в линиях	Потери в трансформаторах
Существующая сеть без ПС Алешинское			
максимальный, МВт	6919,2	5319,6	1599,6
минимальный, МВт	4939,2	3729,6	1209,6
потери в год, МВт.ч.	11858,4	9049,2	2809,2
Существующая сеть с ПС Алешинское 1 вариант			
максимальный, МВт	11271,6	9523,2	1748,4
минимальный, МВт	7106,4	5796	1260
потери в год, МВт.ч.	18378	15319,2	3008,4
Существующая сеть с ПС Алешинское 2 вариант			
максимальный, МВт	14582,4	12834	1711,2
минимальный , МВт	10231,2	8920,8	1260
потери в год, МВт.ч.	24813,6	21754,8	2971,2

2.7 Технико-экономическое сравнение вариантов схемы сети

При технико-экономическом сравнении сопоставляются только допустимые по техническим требованиям варианты. Это вариант, в котором потребитель получит нужную электроэнергию заданного качества при заданной степени надежности и доступной стоимости.

Сопоставление вариантов схемы сети осуществляются путем сравнения расчетов экономической эффективности капитальных вложений. Экономическим критерием определяется наивыгоднейший вариант с минимальными приведенными затратами. Схема электрической сети может быть определена путем применения номинальных напряжений, числом ступеней трансформации, схемой соединения подстанций и схемами электрических соединений понижающих подстанций. Сравниваемые варианты развития сети должны обеспечивать равноценный полезный отпуск электроэнергии по потребителям при заданном режиме потребления, мощности нагрузки.

Выбор номинального напряжения электрической сети существенно влияет на ее технико-экономические показатели и на технические характеристики.

Так при повышении номинального напряжения снижаются потери мощности и электроэнергии, снижаются эксплуатационные расходы, уменьшаются сечения проводов и затраты металла на сооружение линий,

растут предельные мощности, передаваемые по линиям, облегчается будущее развитие сети, но увеличиваются капитальные вложения на сооружение сети. Сеть меньшего номинального напряжения требует, наоборот, меньших капитальных затрат, но приводит к большим эксплуатационным расходам из-за роста потерь мощности и электроэнергии и, кроме того, обладает меньшей пропускной способностью. В связи с этим становится очевидным правильность выбора номинального напряжения сети при ее проектировании.[15]

Экономически целесообразное номинальное напряжение зависит от ряда факторов: мощности нагрузок, удаленность от источников питания, их расположения относительно друг друга, от выбранной конфигурации электрической сети, способов регулирования напряжения.

Выбор сечения проводов и кабелей по условиям допустимого нагрева является наиболее важной задачей, имеющей первостепенное значение для надежной работы электрических сетей.

В первом варианте предполагается, что вновь строящаяся подстанция «Алешинское» будет получать питание по одноцепным ВЛ 110 кВ к ОРУ 110 кВ ПС 220/110/10 кВ Качары и ВЛ 110 кВ Заречная – Борис-Романовка.

Во втором варианте развития сети предполагается присоединение ПС «Алешинское» по одноцепным ВЛ 110 кВ к ОРУ 110 кВ ПС 110/35/6 кВ Чеховка с проводом АС-240 протяженностью 52 км и ВЛ 110 кВ Заречная-Барис Романовка.

Первый вариант развития сети:

а) строительство подстанции «Алешинское»

б) строительство двух линий ВЛ 110кВ «ПС Качары – ПС Алешинское» протяженностью 90 км и «ПС Борис – Романовка – ПС Алешинское» протяженностью 26 км.

Второй вариант развития:

а) строительство подстанции «Алешинское»

б) строительство двух линий ВЛ 110кВ «ПС Чеховка – ПС Алешинское» протяженностью 52 км и «ПС Борис – Романовка – ПС Алешинское» протяженностью 26 км.

Для расчетов введем следующие допущения:

- примем, что варианты равноценны по надежности,

- капиталовложения в сеть считаются единовременными, а годовые издержки – постоянными. В этом случае оценка вариантов производится по расчетным затратам, которые определяются по выражению:

$$З_i = Е_н К_i + И_{аi} + И_{эi}, \qquad (2.10)$$

где i-номера сравниваемых вариантов;

$E_н$ – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений, равный 0,12;

$К_i$ – капиталовложения в объекты сети;

$И_{ai}$ – полные годовые отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживания электрической сети;

$И_{эi}$ – затраты на компенсацию потерь электроэнергии в сети.

Полные отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание сети могут быть найдены по выражению:

$$И_а = \sum P_i \cdot К_i, \qquad (2.11)$$

где $К_i$ – капиталовложения в i – ый элемент сети;

P_i – нормы амортизированных отчислений на i - ый элемент.

Затраты на компенсацию потерь электроэнергии для каждого варианта определяем по формуле:

$$И_э = \Delta P' \cdot \tau' \cdot З' + \Delta P'' \cdot \tau'' \cdot З''. \qquad (2.12)$$

где $\Delta P'$ – переменные потери мощности, зависящие от нагрузки;

$\Delta P''$- постоянные потери мощности, независящие от нагрузки;

З' и З" – удельные затраты на компенсацию соответственно переменных и постоянных потерь, тенге/кВт.час;

τ'' – время максимальных потерь соответственно для переменных и постоянных потерь мощности (τ') принимаем по кривой зависимости времени максимальных потерь от времени использования максимума мощности, $\tau'' = 8760$ часов – это время работы оборудования).

По приведенным выражениям определяем расчетные затраты по каждому из сравниваемых вариантов. Оптимальным по экономическим показателям является вариант, характеризующийся меньшими расчетными затратами.

Для сравнения необходимо рассчитать капитальные вложения на строительство электрических сетей и подстанций, которые определяются по укрупненным показателям стоимости электрооборудования.

Определим капиталовложения в первом варианте сети.

Найдем капитальные затраты на одноцепную воздушную линию напряжением 110 кВ, на стальных опорах, в районе по гололедности II.

Капитальные затраты рассчитываются по формуле

$$K = K_0 \cdot L \cdot k, \qquad (2.13)$$

где K_0 – удельные капитальные затраты на строительство линии, млн.тенге.,

L – длина линии, км.;

K – поправочный коэффициент, показывающий зависимость затрат от района строительства линии, k=1,02.

Рассчитаем капиталовложения на строительство ЛЭП

Вариант 1: подключение подстанции «Алешинское» по линиям 110 кВ от ВЛ «ПС Качары – ПС Алешинское» и «ПС Алешинское – ПС Борис – Романовка»

$$K_л = 1576{,}92 \text{ млн.тенге.}$$

Вариант 2: подключение подстанции «Алешинское» по линиям 110 кВ от ВЛ «ПС Чеховка – ПС Алешинское» и «ПС Алешинское – ПС Борис – Романовка»

$$K_л = 983{,}89 \text{ млн.тенге.}$$

Капиталовложение в подстанцию соответствует средним условиям строительства и учитывает все затраты производственного назначения. В стоимость ПС включены затраты на внешние инженерные сети в объемах, предусмотренных в «Рекомедациях по техническому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 110-750 кВ». Так же в эту сумму заложена стоимость постоянного отвода земли.

Капитальные затраты на сооружение подстанции определяются составом оборудования:

$$K_П = (\sum K_i \cdot n_i + K_{пост}) \cdot a_р, \qquad (2.14)$$

где K_i - расчетные стоимости распределительных устройств, трансформаторов, токоограничивающих реакторов, а так же дополнительные капиталовложения линейных ячеек, оборудованных высокочастотной связью;

n_i - соответственно число единиц перечисленного оборудования;

$K_{пост}$- постоянная часть затрат по подстанции, мало зависящая от мощности подстанции;

$a_р$ - коэффициент учитывающий район сооружения.

Определяем капиталовложения ПС Алешинское 110/35/6 кВ:

$$К_{П} = 440 \text{ млн.тенге.}$$

Общие капиталовложения в строительство энергообъекта рассчитывается по формуле:

$$К = К_{Л} + К_{П}. \quad (2.15)$$

Определяем капиталовложения в строительство энергообъекта, для варианта №1:

$$К = 440 + 1576{,}92 = 2016{,}92 \text{ млн.тенге.}$$

Определяем капиталовложения в строительство энергообъекта, для варианта №2:

$$К = 440 + 983{,}89 = 1423{,}89 \text{ млн.тенге.}$$

Проводим технико-экономическое сравнение вариантов. Сравнения производим по приведенным затратам.

Определим нормы ежегодных отчислений на амортизацию $И_{а}$, ремонт и обслуживание $И_{р.о.}$:

$$И_{а} = К \cdot Р_{а}, \quad (2.16)$$

где $Р_{а}$ - норма ежегодных отчислений на амортизацию.

Определим нормы ежегодных отчислений на ремонт и обслуживание $И_{р.о.}$:

$$И_{р.о.} = К \cdot (Р_{Р} + Р_{0}), \quad (2.17)$$

где $(Р_{Р}+Р_{0})$ - нормы ежегодных отчислений на ремонт и обслуживание.

$$И_{\Sigma} = И_{а} + И_{р.о.}. \quad (2.18)$$

Нормы ежегодных отчислений показаны в таблице.

Находим издержки по первому варианту по ЛЭП:

$$И_{а} + И_{р.о.} = И_{сум}. \quad (2.19)$$

Нормы ежегодных отчислений на амортизацию, ремонт и обслуживание, в относительных единицах приведены в таблице 2.8.

Таблица 2.8 - Нормы ежегодных отчислений на амортизацию, ремонт и обслуживание, в относительных единицах

Наименование оборудования	Амортизация	Ремонт и обслуживание	Суммарные отчисления
Воздушные линии 110 кВ на стальных и железобетонных опорах	0,024	0,005	0,029
Силовое, электротехническое оборудование 110 кВ	0,064	0,02	0,084

$$И_{сум.мин.} = 2016{,}92 \cdot 0{,}029 = 58{,}49 \text{ млн.тенге}.$$

Находим издержки по первому варианту по ПС:

$$И_{сум.ПС} = 440 \cdot 0{,}084 = 36{,}96 \text{ млн.тенге}.$$

Находим суммарные издержки по первому варианту:

$$И_{сум.общ.} = 58{,}49 + 36{,}96 = 95{,}45 \text{ млн.тенге}.$$

Находим издержки по второму варианту по ЛЭП:

$$И_{а} + И_{р.о.} = И_{сум}. \qquad (2.20)$$

$$И_{сум.лин} = 983{,}89 \cdot 0{,}029 = 28{,}53 \text{ млн.тенге}.$$

Находим издержки по второму варианту по ПС:

$$И_{сум.ПС} = 570 \cdot 0{,}084 = 47{,}88 \text{ млн.тенге}.$$

Находим суммарные издержки по второму варианту:

$$И_{сум.общ.} = 28{,}53 + 47{,}88 = 76{,}41 \text{ млн.тенге}.$$

Находим издержки на компенсацию потерь электроэнергии. По заданному значению часов, T_{max}=7000 найдем время максимальных потерь τ=5500 часов.

Стоимость переменныхи постоянных потерь электроэнергии соответственно составляют З’=0,15 тенге/кВт·ч, З"=0,2 тенге/кВт·ч,

Определяем переменные и ΔР’ и постоянные потери мощности ΔР’’.

Потери в ЛЭП рассчитаны в программе «RASTR» в таблице «Потери»

Постоянные мощности находим по формуле

$$\Delta P' = \Delta P_{л} + \Delta P_{тр}, \qquad (2.21)$$

где $\Delta P_{л}$ - переменные потери в линии, МВт;

$\Delta P_{тр}$ - переменные потери в трансформаторе, МВт.

$$\Delta P'' = \Delta P_{кор} + \Delta P_{хх}, \qquad (2.22)$$

где $\Delta P_{кор}$ - потери на корону в ЛЭП, МВт;

$\Delta P_{хх}$ - потери холостого хода в трансформаторе, МВТ.

Находим потери на корону $\Delta P_{кор}$

$$\Delta P_{кор} = \Delta p_{уд} \cdot L, \qquad (2.23)$$

где $\Delta P_{уд}$ - потери на корону на 1 км линии.

Для первого варианта сети:

$$\Delta P_{кор} = 0{,}0012 \cdot 116 = 0{,}1392 \text{ МВт}.$$

Для второго варианта сети:

$$\Delta P_{кор} = 0{,}0012 \cdot 78 = 0{,}936 \text{ МВт}.$$

Потери холостого хода в трансформаторе $\Delta P_{хх}$ для трансформатора находим из каталожных данных $\Delta P_{хх}$ =0,043 МВт. Найдем переменные потери в ЛЭП $\Delta P_{л}$. В программе «RASTR» из таблицы «Районы+потери» получаем для первого варианта потери в ЛЭП 2,56 МВт, для второго варианта 3,45 МВт.

Рассмотрим потери в трансформаторе при одинаковом времени загрузки обмоток трансформатора. Тогда переменные потери мощности вычисляем по формуле

$$\Delta P_{тр} = \Delta P_{вн\text{-}нн} \cdot \left(\frac{S_{наг}}{S_{т}} \right)^2 . \qquad (2.24)$$

Для первого варианта:

$$\Delta P_{тр} = 0{,}1 \cdot \left(\frac{35{,}26}{2 \cdot 40} \right) = 0{,}2 \cdot 0{,}44 = 0{,}088 \text{ МВт}.$$

Находим ежегодные издержки на компенсацию потерь электроэнергии в элементах сети по формуле (2.19).

Таблица 2.9 -Переменные и постоянные потери мощности вариантов, в МВт

Потери	$\Delta P_{л}$	$\Delta P_{тр}$	$\Delta P_{кор}$	$\Delta P_{х.х.}$
Вариант I	2,56	0,088	0,2784	0,043
Вариант II	3,45	0,088	0,1872	0,043

Для первого варианта:

$$И_{э} = (2{,}56 + 0{,}088) \cdot 2{,}6 \cdot 5500 + (0{,}1392 + 0{,}043) \cdot 2{,}3 \cdot 8760 =$$
$$= 37866{,}4 + 3670{,}97 = 41537{,}37 = 41{,}537 \text{ млн.тенге}.$$

Для второго варианта:

$$И_{э} = (3{,}45 + 0{,}088) \cdot 2{,}6 \cdot 5500 + (0{,}936 + 0{,}043) \cdot 2{,}3 \cdot 8760 =$$
$$= 50593{,}4 + 19724{,}89 = 70318{,}29 = 70{,}318 \text{ млн.тенге}.$$

Определим приведенные затраты для первого варианта:

$$З_{1} = 0{,}12 \cdot (1576{,}92 + 440) + 95{,}45 + 41{,}537 = 379{,}02 \text{ млн.тенге}.$$

Для второго варианта:

$$З_{2} = 0{,}12 \cdot (983{,}89 + 440) + 76{,}41 + 70{,}318 = 317{,}59 \text{ млн.тенге}.$$

Найдем разницу двух вариантов $\Delta З$

$$\Delta З = \frac{З_{1} - З_{2}}{З_{1}} \cdot 100\% = \frac{379{,}02 - 317{,}59}{379{,}02} = 16{,}2\%. \qquad (2.25)$$

Из приведенного технико-экономического сравнения следует, что первый вариант, согласно которому ПС Алешинское присоединяется к ПС Качары протяженность ВЛ составляет 90 км и ПС Борис-Романовка длина ВЛ 26 км экономически выгоднее на 16,2 % второго варианта, с присоединением новой ПС к ПС Чеховка протяженность ВЛ составляет 52 км и ПС Борис – Романовка, протяженность линии 26 км.

3 Расчет режимов работы рассматриваемого участка электрической сети выбранного варианта подключения ПС 110/35/6 кВ на перспективу 2030 года

Расчет системы с учетом роста нагрузок на перспективу, необходим для прогнозирования ожидаемых изменений в нагрузках и как следствие изменение потерь в системе. Анализ полученных результатов позволяет принимать своевременные решения о внесении изменений в структуре системы для оптимизации ее работы.

3.1 Расчет максимального режима работы электрической сети

Произведем расчет выбранного варианта подключения ПС Алешинское на перспективу до 2030 года. По приведенным выше данным потребление мощности ПС Алешинским на период строительства составляет 34,13МВА, а до 2030 года прогназируется прирост мощности до 46,25 МВА. В соответствии с новыми нагрузками полученные результаты приведены на рисунках 3.1-3.13.

Узлы

	О	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_сх	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta	Район
1			Нагр	1	Чеховка	110		1					110						106.23	-6.1	
2			Нагр	2	Успеновка	110		1					110						108.28	-5.4	
3			Нагр	4	Воронежская	110		1					110						108.91	-5.46	
4			Нагр	5	Озерная	110		1					110						109.86	-5.5	
5			Нагр	6	Шемяновка	110		1					110						111.1	-5.17	
6			База	7	Заречная	115		1			117.3	15.8	115	-1000	1000				115	-4.14	
7			Нагр	8	Борис-Романовк	110		1					110						107.49	-5.11	
8			Нагр	9	ВН	110		1					110						102.15	-9.37	
9			Нагр	10	СН	35			2.6	1.5			35						34.04	-9.29	
10			Нагр	11	НН	10			1.1	0.6			10						9.62	-10.14	
11			Нагр	12	НН	10			1.5	1.3			10						9.87	-8.69	
12			Нагр	13	ВН	110		1					110						106.68	-11.39	
13			Нагр	14	СН	35			6	1.1			35						35.54	-11.37	
14			Нагр	15	СН	35			6	1.1			35						35.54	-11.37	
15			Нагр	16	НН	10			2.5	0.5			10						10.08	-12.43	
16			Нагр	17	НН	10			2.5	0.5			10						10.08	-12.43	
17			Нагр	18	ВН	110		1					110						109.86	-5.5	
18			Нагр	19	ВН	110		1					110						106.68	-11.4	
19			Нагр	20	НН	10			1.5	1.3			10						9.65	-9.13	
20			Нагр	21	НН	10			3	0.9			10						9.65	-13.17	
21			Нагр	22	НН	10			3	0.9			10						9.65	-13.17	
22			Нагр	23	СН	35			9.5	1.4			35						34.79	-12.38	
23			Нагр	24	СН	35			3	0.8			35						35.4	-8.04	
24			Нагр	25	СН	35			9.5	1.4			35						33.81	-16.45	
25			Нагр	26	НН	10			4.1	0.6			10						9.99	-13.53	
26			Нагр	27	НН	10			1.3	0.3			10						10.18	-8.39	
27			Нагр	28	НН	10			4.1	0.6			10						9.7	-18.4	
28			Нагр	29	ВН	110		1					110						103.46	-12.4	
29			Нагр	30	ВН	110		1					110						105.13	-8.05	
30			Нагр	31	ВН	110		1					110						100.79	-16.49	
31			Нагр	32		110		1					110						114.63	-4.24	
32			Нагр	33	Центральная	110		1					110						114.8	-4.2	
33			Нагр	34	Качары	110		1			37.2	14.2	110						112.11	-3.78	
34			Нагр	35	Алешинское	110		1					110						103.52	-5.73	
35			Нагр	36		110		1					110						103.52	-5.73	
36			Нагр	37		35			28.5	2.4			35						32.85	-5.72	
37			Нагр	38		35			28.5	2.4			35						32.85	-5.72	
38			Нагр	39		6			12.2	1			6						5.69	-5.72	
39			Нагр	40		6			12.2	1			6						5.69	-5.72	

Рисунок 3.1 - Расчетные значения «Узлы» рассматриваемого участка сети 110 кВ с подключением ПС Алешинское выбранного варианта с нагрузками 2030 года в максимальном режиме

Ветви

	О	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	рег	Название	R	X	B	Кт/т	P_нач	Q_нач	Na
1			ЛЭП	1	2			Чеховка - Успеновк	2.38	6.07	-40.4		32	23	
2			ЛЭП	2	4			Успеновка - Вороне	1.94	4.96	-33		2	13	
3			ЛЭП	4	18			Воронежская - ВН	2.66	6.77	-45		4	14	
4			ЛЭП	5	6			Озерная - Шеминови	1.99	5.08	-33.8		21	19	
5			ЛЭП	7	8			Заречная - Борис-Ро	9.25	1.96	-126.4		-94	3	
6			Тр-р	8	9			Борис-Романовка -	9.7	225.7		1	-4	-3	
7			Тр-р	9	10			ВН - СН	9.7			0.334	-3	-1	
8			Тр-р	9	11			ВН - НН	9.7	131.2		0.095	-1	-1	
9			Тр-р	6	12			Шеминовка - НН	42	508.2		0.095	-2	-1	
10			Тр-р	5	13			Озерная - ВН	5.02	142.2		1	-9	-3	
11			Тр-р	1	31			Чеховка - ВН	5.02	142.2		1	-14	-5	
12			Тр-р	18	19			ВН - ВН	5.02	142.2		1	-9	-3	
13			Тр-р	13	14			ВН - СН	5.02			0.334	-6	-1	
14			Тр-р	19	15			ВН - СН	5.02			0.334	-6	-1	
15			Выкл	18	5			ВН - Озерная					13	16	
16			Тр-р	19	17			ВН - НН	5.02	82.7		0.095	-3	-1	
17			Тр-р	13	16			ВН - НН	5.02	82.7		0.095	-3	-1	
18			Тр-р	4	20			Воронежская - НН	42	508.2		0.095	-2	-1	
19			Тр-р	2	21			Успеновка - НН	42	508.2		0.095	-3	-1	
20			Тр-р	2	22			Успеновка - НН	42	508.2		0.095	-3	-1	
21			Тр-р	1	29			Чеховка - ВН	2.6	88.9		1	-14	-4	
22			Тр-р	1	30			Чеховка - ВН	2.6	88.9		1	-4	-1	
23			Тр-р	29	23			ВН - СН	2.6			0.337	-10	-1	
24			Тр-р	30	24			ВН - СН	2.6			0.337	-3	-1	
25			Тр-р	31	25			ВН - СН	5.02			0.337	-10	-1	
26			Тр-р	29	26			ВН - НН	2.6	51.7		0.097	-4	-1	
27			Тр-р	30	27			ВН - НН	2.6	51.7		0.097	-1	-0	
28			Тр-р	31	28			ВН - НН	5.02	82.7		0.097	-4	-1	
29			ЛЭП	6	32			Шеминовка -	5.36	13.67	-90.9		23	20	
30			ЛЭП	32	7			- Заречная	1.21	3.09	-20.6		11	10	
31			ЛЭП	32	33			- Цнетральная	0.53	1.36	-9.1		12	10	
32			ЛЭП	33	7			Цнетральная - Заре	1.17	2.97	-19.8		6	5	
33			ЛЭП	33	7			Цнетральная - Заре	1.25	3.18	-21.1		6	5	
34			ЛЭП	2	34			Успеновка - Качарь	6.94	11.96	-74.4		36	14	
35			ЛЭП	8	36			Борис-Романовка -	5.15	1.09	0		-84	6	
36			Выкл	36	35			- Алешинское					-40	10	
37			Тр-р	36	39			-	0.8			0.055	-12	-1	
38			Тр-р	35	40			Алешинское -	0.8			0.055	-12	-1	
39			Тр-р	35	38			Алешинское -	0.8			0.318	-29	-2	
40			Выкл	39	40			-					0	0	
41			Выкл	37	38			-					0	0	
42			Тр-р	36	37			-	0.8			0.318	-29	-2	
43			ЛЭП	35	1			Алешинское - Чехов	6.24	21.06	0		1	13	

Рисунок 3.2 - Расчетные значения «Ветви» рассматриваемого участка сети 110 кВ с подключением ПС Алешинское выбранного варианта с нагрузками 2030 года в максимальном режиме

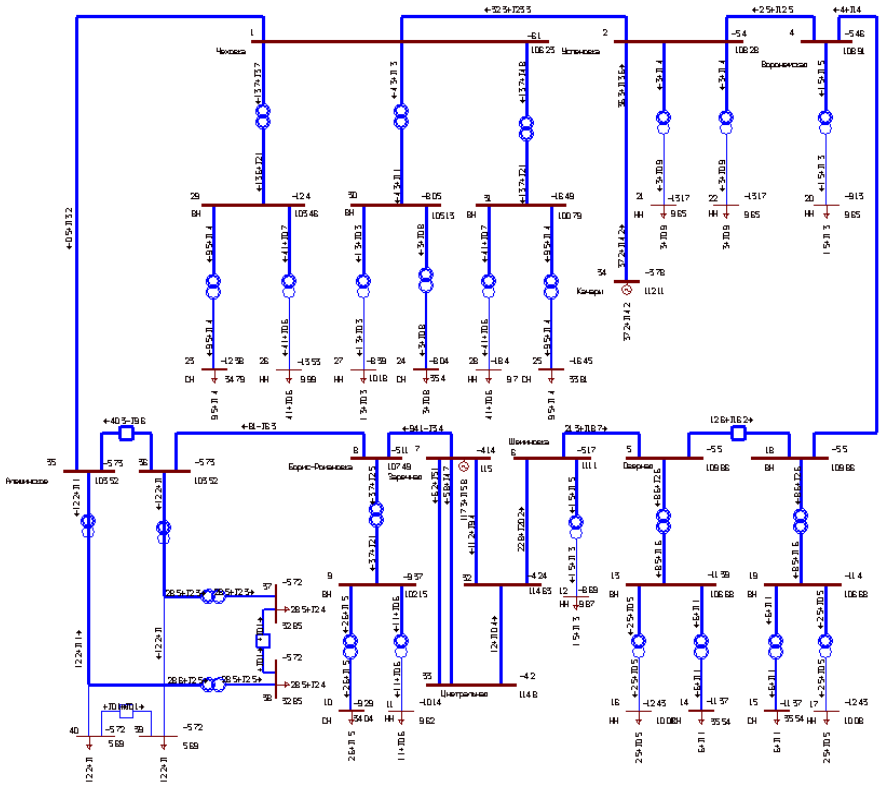


Рисунок 3.3 – «Графика» рассматриваемого участка сети 110 кВ с подключением ПС Алешинское выбранного варианта с нагрузками 2030 года в максимальном режиме

Напряжения

	S	Номер	Название	U_ном	V	dV
1		9	ВН	110	102.15	-7.13
2		29	ВН	110	103.46	-5.95
3		31	ВН	110	100.79	-8.37
4		35	Алешинское	110	103.52	-5.89
5		36		110	103.52	-5.89
6		37		35	32.85	-6.15
7		38		35	32.85	-6.15
8		39		6	5.69	-5.2
9		40		6	5.69	-5.2

Рисунок 3.4 - Напряжения в узлах рассматриваемого участка сети 110 кВ с подключением ПС Алешинское выбранного варианта с нагрузками 2030 года в максимальном режиме

Районы+Потери

	Чр-н	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1	1		11.95	11.95	11.33	0.62	0	0		

Рисунок 3.5 - Потери активной мощности в сети 110 кВ с подключением ПС Алешинское выбранного варианта с нагрузками 2030 года в максимальном режиме

Как показывают расчеты, в выбранном варианте с нагрузками на 2030 год в максимальном режиме нагрузочные потери составили 11,95 МВт, в ЛЭП – 11,33 МВт, в трансформаторах - 0,62 МВт. Отклонения напряжения в узловых точках соответствуют допустимым значениям ±10% от номинального значения напряжения.

3.2 Расчет минимального режима работы электрической сети

Узлы

	ОБ	Тип	Номер	Название	U_ном	_с>	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta	айон
1			Нагр 1	Чеховка	110		1					110						109.88	-4.81	
2			Нагр 2	Успенская	110		1					110						111.5	-4.24	
3			Нагр 4	Воронежская	110		1					110						111.76	-4.4	
4			Нагр 5	Озерная	110		1					110						112.16	-4.59	
5			Нагр 6	Шемановка	110		1					110						112.87	-4.5	
6			База 7	Заречная	115		1			68.4	8.8	115	-1000	1000				115	-4.14	
7			Нагр 8	Борис-Романовк	110		1					110						110.34	-4.71	
8			Нагр 9	ВН	110		1					110						106.56	-7.5	
9			Нагр 10	СН	35			1.8	1.1			35						35.54	-7.44	
10			Нагр 11	НН	10			0.8	0.5			10						10.06	-8.01	
11			Нагр 12	НН	10			1	0.6			10						10.41	-6.73	
12			Нагр 13	ВН	110		1					110						109.11	-8.55	
13			Нагр 14	СН	35			4.2	1.3			35						36.38	-8.52	
14			Нагр 15	СН	35			4.2	1.3			35						36.38	-8.52	
15			Нагр 16	НН	10			1.8	0.6			10						10.31	-9.26	
16			Нагр 17	НН	10			1.8	0.6			10						10.31	-9.26	
17			Нагр 18	ВН	110		1					110						112.16	-4.59	
18			Нагр 19	ВН	110		1					110						109.11	-8.55	
19			Нагр 20	НН	10			1	0.6			10						10.31	-6.69	
20			Нагр 21	НН	10			2.1	0.7			10						10.16	-9.23	
21			Нагр 22	НН	10			2.5	1.3			10						9.83	-10.29	
22			Нагр 23	СН	35			6.7	2.1			35						35.94	-8.92	
23			Нагр 24	СН	35			2.1	0.7			35						36.53	-6.06	
24			Нагр 25	СН	35			6.7	2.1			35						35.1	-11.52	
25			Нагр 26	НН	10			2.9	0.9			10						10.31	-9.69	
26			Нагр 27	НН	10			0.9	0.9			10						10.48	-6.29	
27			Нагр 28	НН	10			2.9	0.9			10						10.05	-12.93	
28			Нагр 29	ВН	110		1					110						106.82	-8.95	
29			Нагр 30	ВН	110		1					110						108.46	-6.07	
30			Нагр 31	ВН	110		1					110						104.47	-11.58	
31			Нагр 32		110		1					110						114.8	-4.18	
32			Нагр 33	Цнетральная	110		1					110						114.9	-4.16	
33			Нагр 34	Качары	110		1			37.2	14.2	110						115.23	-2.71	
34			Нагр 35	Алешинское	110		1					110						107.88	-5.06	
35			Нагр 36		110		1					110						107.88	-5.05	
36			Нагр 37		35			19.9	2			35						34.26	-5.05	
37			Нагр 38		35			19.9	2			35						34.26	-5.05	
38			Нагр 39		6			8.6	0.9			6						5.93	-5.05	
39			Нагр 40		6			8.6	0.9			6						5.93	-5.05	

Рисунок 3.6 - Расчетные значения «Узлы» рассматриваемого участка сети 110 кВ с подключением ПС Алешинское выбранного варианта с нагрузками 2030 года в минимальном режиме

Ветви

	О	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	гру	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			ЛЭП	1	2			Чеховка - Успеновк	2.38	6.07	-40.4		27	19	
2			ЛЭП	2	4			Успеновка - Ворone	1.94	4.96	-33		-4	8	
3			ЛЭП	4	18			Воронежская - ВН	2.66	6.77	-45		-3	8	
4			ЛЭП	5	6			Озерная - Шеминови	1.99	5.08	-33.8		9	12	
5			ЛЭП	7	8			Заречная - Борис-Р	9.25	1.96	-126.4		-58	2	
6			Тр-р	8	9			Борис-Романовка -	9.7	225.7		1	-3	-2	
7			Тр-р	9	10			ВН - СН	9.7			0.334	-2	-1	
8			Тр-р	9	11			ВН - НН	9.7	131.2		0.095	-1	-1	
9			Тр-р	6	12			Шеминовка - НН	42	508.2		0.095	-1	-1	
10			Тр-р	5	13			Озерная - ВН	5.02	142.2		1	-6	-2	
11			Тр-р	1	31			Чеховка - ВН	5.02	142.2		1	-10	-4	
12			Тр-р	18	19			ВН - ВН	5.02	142.2		1	-6	-2	
13			Тр-р	13	14			ВН - СН	5.02			0.334	-4	-1	
14			Тр-р	19	15			ВН - СН	5.02			0.334	-4	-1	
15			Выкл	18	5			ВН - Озерная					3	10	
16			Тр-р	19	17			ВН - НН	5.02	82.7		0.095	-2	-1	
17			Тр-р	13	16			ВН - НН	5.02	82.7		0.095	-2	-1	
18			Тр-р	4	20			Воронежская - НН	42	508.2		0.095	-1	-1	
19			Тр-р	2	21			Успеновка - НН	42	508.2		0.095	-2	-1	
20			Тр-р	2	22			Успеновка - НН	42	508.2		0.095	-3	-2	
21			Тр-р	1	29			Чеховка - ВН	2.6	88.9		1	-10	-4	
22			Тр-р	1	30			Чеховка - ВН	2.6	88.9		1	-3	-2	
23			Тр-р	29	23			ВН - СН	2.6			0.337	-7	-2	
24			Тр-р	30	24			ВН - СН	2.6			0.337	-2	-1	
25			Тр-р	31	25			ВН - СН	5.02			0.337	-7	-2	
26			Тр-р	29	26			ВН - НН	2.6	51.7		0.097	-3	-1	
27			Тр-р	30	27			ВН - НН	2.6	51.7		0.097	-1	-1	
28			Тр-р	31	28			ВН - НН	5.02	82.7		0.097	-3	-1	
29			ЛЭП	6	32			Шеминовка -	5.36	13.67	-90.9		10	13	
30			ЛЭП	32	7			- Заречная	1.21	3.09	-20.6		5	6	
31			ЛЭП	32	33			- Цнетральная	0.53	1.36	-9.1		5	6	
32			ЛЭП	33	7			Цнетральная - Заре	1.17	2.97	-19.8		3	3	
33			ЛЭП	33	7			Цнетральная - Заре	1.25	3.18	-21.1		3	3	
34			ЛЭП	2	34			Успеновка - Качарь	6.94	11.96	-74.4		36	14	
35			ЛЭП	8	36			Борис-Романовка -	5.15	1.09	0		-53	3	
36			Выкл	36	35			- Алешинское					-24	6	
37			Тр-р	36	39			-	0.8			0.055	-9	-1	
38			Тр-р	35	40			Алешинское -	0.8			0.055	-9	-1	
39			Тр-р	35	38			Алешинское -	0.8			0.318	-20	-2	
40			Выкл	39	40			-					-0	0	
41			Выкл	37	38			-					0	0	
42			Тр-р	36	37			-	0.8			0.318	-20	-2	
43			ЛЭП	35	1			Алешинское - Чехов	6.24	21.06	0		5	9	

Рисунок 3.7 - Расчетные значения «Ветви» рассматриваемого участка сети 110 кВ с подключением ПС Алешинское выбранного варианта с нагрузками 2030 года в минимальном режиме

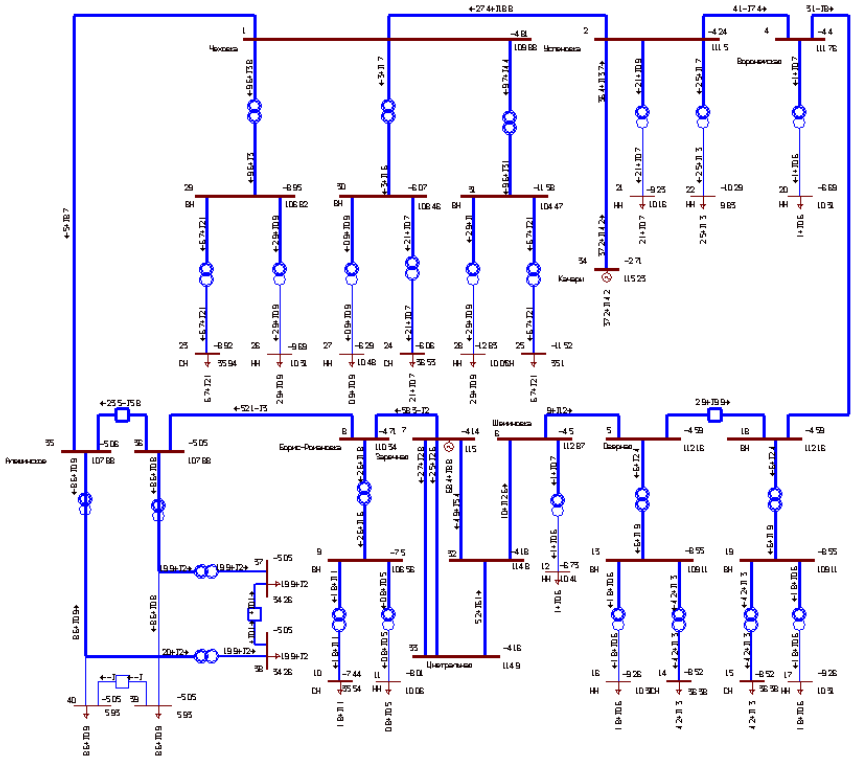
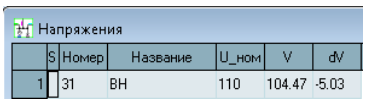
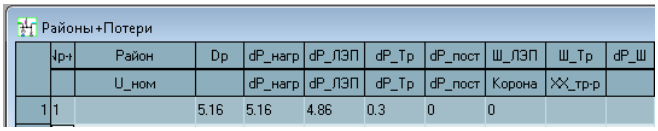


Рисунок 3.8 – «Графика» рассматриваемого участка сети 110 кВ с подключением ПС Алешинское выбранного варианта с нагрузками 2030 года в минимальном режиме


Напряжения

	S	Номер	Название	U_ном	V	dV
1		31	ВН	110	104.47	-5.03

Рисунок 3.9 - Напряжения в узлах рассматриваемого участка сети 110 кВ с подключением ПС Алешинское выбранного варианта с нагрузками 2030 года в минимальном режиме


Районы+Потери

	Чр+	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	ХХ_тр-р	
1	1		5.16	5.16	4.86	0.3	0	0		

Рисунок 3.10 - Потери активной мощности в сети 110 кВ с подключением ПС Алешинское выбранного варианта с нагрузками 2030 года в минимальном режиме

Как показывают расчеты, в выбранном варианте с нагрузками на 2030 год в минимальном режиме нагрузочные потери составили 5,16 МВт, в ЛЭП - 17,16 МВт, в трансформаторах - 0,68 МВт. Отклонения напряжения в узловых точках соответствуют допустимым значениям ±10% от номинального значения напряжения.

Годовые потери:

Расчет потерь активной мощности рассматриваемого района за зимний период произведем по формуле (2.5)

$$\Delta P_{сут.з} = 11{,}95 \cdot 24 = 286{,}8 \ \text{Мт.ч}$$

Расчет потерь активной мощности рассматриваемого района за летний период произведем по формуле (2.6)

$$\Delta P_{сут.л.} = 5{,}16 \cdot 24 = 123{,}84 \ \text{МВт.ч.}$$

Потери активной мощности за год вычислим по формуле (2.4)

$$\Delta P_{г} = 286{,}8 \cdot 155 + 123{,}84 \cdot 210 = 44454 + 26006{,}4 = 470460{,}4 \ \text{МВт.ч.}$$

3.3 Расчет аварийного режима работы электрической сети

Аварийный режим относится к послеаварийным режимам и характризует его кратковременность. Время срабатывания составляет от секунд до долей секунд. Режимы аварийные возникают при повреждениях разного характера, например при повреждении обрыве проводов, коротких

замыканиях, пляске проводов. При этом параметры системы изменяются быстро и сильно отличаются от тех параметров, которые были при установившемся режиме.

Расчет аварийного режима производится при отключении одной из линий, т.е. вся передаваемая мощность передается по одной цепи ЛЭП.

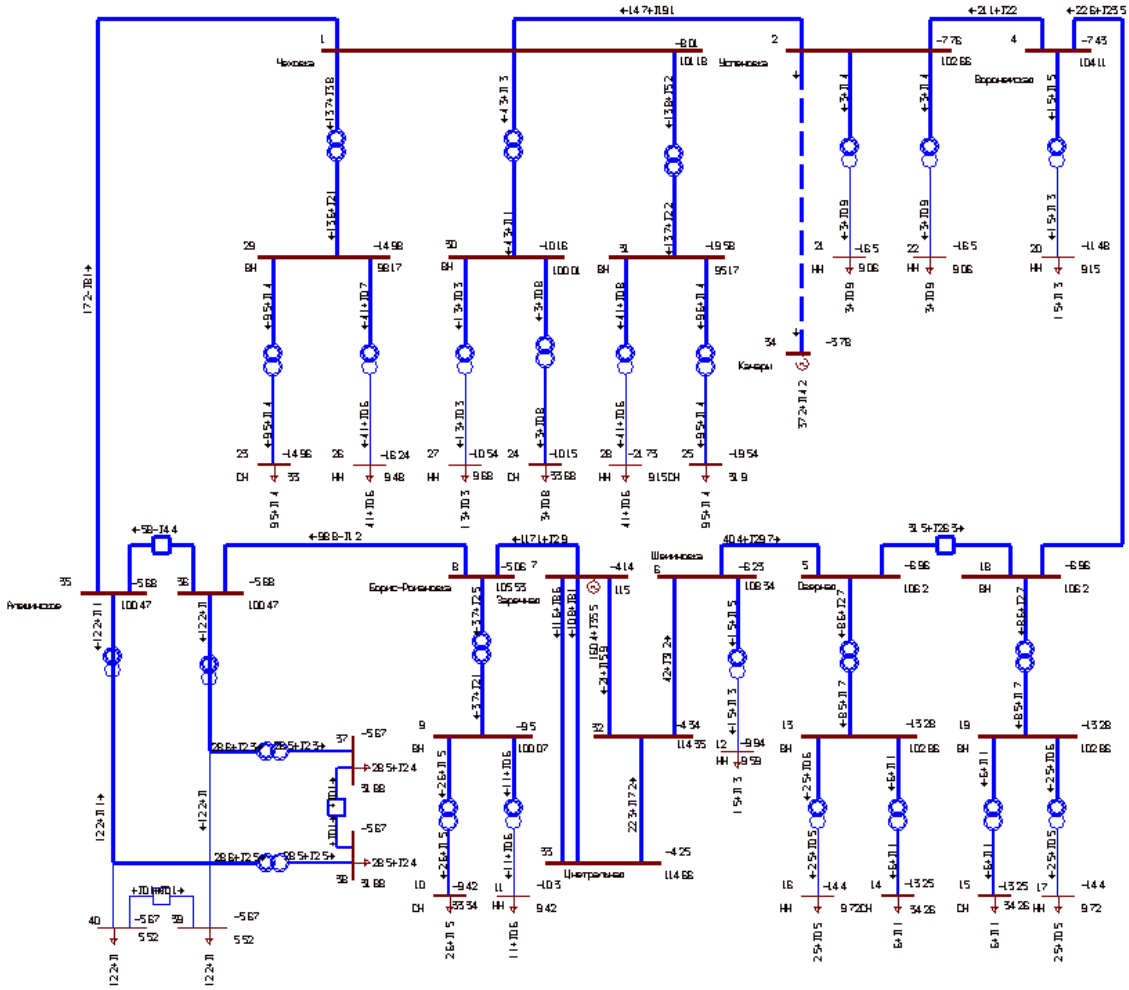


Рисунок 3.11 – «Графика» рассматриваемого участка сети 110 кВ с подключением ПС Алешинское выбранного варианта с нагрузками 2030 года в аварийном режиме

Напряжения

	S	Номер	Название	U_ном	V	dV
1		1	Чеховка	110	101.18	-8.02
2		2	Успеновка	110	102.66	-6.68
3		4	Воронежская	110	104.11	-5.36
4		9	ВН	110	100.07	-9.03
5		11	НН	10	9.42	-5.8
6		13	ВН	110	102.86	-6.49
7		19	ВН	110	102.86	-6.49
8		20	НН	10	9.15	-8.48
9		21	НН	10	9.06	-9.42
10		22	НН	10	9.06	-9.42
11		23	СН	35	33	-5.72
12		25	СН	35	31.9	-8.85
13		26	НН	10	9.48	-5.21
14		28	НН	10	9.15	-8.47
15		29	ВН	110	98.17	-10.75
16		30	ВН	110	100.01	-9.08
17		31	ВН	110	95.17	-13.48
18		35	Алешинское	110	100.47	-8.66
19		36		110	100.47	-8.66
20		37		35	31.88	-8.92
21		38		35	31.88	-8.92
22		39		6	5.52	-7.99
23		40		6	5.52	-7.99

Рисунок 3.12 - Напряжения в узлах рассматриваемого участка сети 110 кВ с подключением ПС Алешинское выбранного варианта с нагрузками 2030 года в аварийном режиме

Районы+Потери

	Чр+	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	ХХ_тр-р	
1	1		17.84	17.84	17.16	0.68	-0	-0		

Рисунок 3.13 - Потери активной мощности в сети 110 кВ с подключением ПС Алешинское выбранного варианта с нагрузками 2030 года в аварийном режиме

Как показывают расчеты, в выбранном варианте с нагрузками на 2030 год в аварийном режиме нагрузочные потери составили 11,84 МВт, в ЛЭП – 17,16 МВт, в трансформаторах – 0,68 МВт. Отклонения напряжения в узловых точках соответствуют допустимым значениям ±10% от номинального значения напряжения.

3.4 Анализ полученных результатов расчета

Проведя расчеты режимов существующей сети рассматриваемого участка сети 110 кВ, Костанайской области, а так же расчеты режимов сети при подключении ПС Алешинское с учетом нагрузок на 2015 год и с учетом

нагрузок на 2030 год, полученые значения напряжения в сети, не превышает допустимых отклонений напряжения ±10%.

Значения потерь активной мощности в год для существующей сети, выбранного варианта (с присоединением к шинам ПС Чеховка и отпайкой от линии «Заречная - Борис – Романовка») с нагрузками на 2015 год, и с нагрузками на 2030 год сведены в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 - Сводные данные по режимам сетей 110 кВ

Режимы	Потери в нагрузках	Потери в линиях	Потери в трансформаторах
Существующая сеть без ПС Алешинское			
максимальный, МВт	6919,2	5319,6	1599,6
минимальный, МВт	4939,2	3729,6	1209,6
потери в год, МВт.ч	11858,4	9049,2	2809,2
Существующая сеть с ПС Алешинское на отчетный год			
максимальный, МВт	14582,4	12834	1711,2
минимальный, МВт	10231,2	8920,8	1260
потери в год, МВт.ч	24813,6	21754,8	2971,2
Существующая сеть с ПС Алешинское на перспективу до 2030 года			
максимальный, МВт	44454	41403,6	2306,4
минимальный, МВт	26006,4	24494,4	1512
потери в год, МВт.ч	70460,4	65898	3818,4

В существующих сетях рассматриваемого района сетей 110 кВ, Костанайской области годовые потери активной мощности составляли 11858,4 МВт.ч. Годовые потери в линиях составили 9049,2 МВт.ч., годовые потери в трансформаторах 2809,2 МВт.ч.

Подключение новой подстанции ПС 110/30/6 кВ в сеть, по выбранному второму варианту присоединения, согласно которому новая ПС присоединяется к шинам ПС «Чеховка» и отпайка к линии «Заречная - Борис – Романовка», потери активной мощности в год составили 24813,6 МВт.ч., что в 2 раза превышает величину потерь в существующей сети. Потери в линиях составили 21754,8 МВт.ч., что по сравнению с потерями в линиях существующей сети в 2,4 раза больше. Потери в трансформаторах составляют 2971,2 МВт.ч., что на 5,8% больше показателей потерь активной мощности в существующей сети.

Значение потерь активной мощности в сети рассматриваемого участка, Костанайской области с учетом увеличения нагрузки на новой ПС на 2030 год составили 70460,4 МВт, что в 3,2 раза больше показателей потерь активной мощности с нагрузками на 2015 год. Потери в линиях составили 65898 МВт.ч., это в 2,7 раза больше потерь в линиях на 2015 год. Величина потерь активной

мощности в трансформаторах составила 3818,4, что на 28,5% больше величины потерь приходящихся на 2015 год.

Для уменьшения потерь активной мощности на данном участке электрических сетей, в дальнейшем необходимо будет применять переприятия по снижению потерь.

4 Безопасность жизнедеятельности

4.1 Анализ опасности поражения электрическим током в электрических сетях

При эксплуатации и ремонте электрического оборудования и сетей человек может оказаться в сфере действия электрического поля или непосредственном соприкосновении с находящимися под напряжением проводниками электрического тока. В результате прохождения тока через человека может произойти нарушение его жизнедеятельных функций.

Опасность поражения электрическим током усугубляется тем, что, во первых, ток не имеет внешних признаков и как правило человек без специальных приборов не может заблаговременно обнаружить грозящую ему опасность; во вторых, воздействия тока на человека в большинстве случаев приводит к серьезным нарушениям наиболее важных жизнедеятельных систем, таких как центральная нервная, сердечно-сосудистая и дыхательная, что увеличивает тяжесть поражения; в третьих, переменный ток способен вызвать интенсивные судороги мышц, приводящие к не отпускающему эффекту, при котором человек самостоятельно не может освободиться от воздействия тока; в четвертых, воздействие тока вызывает у человека резкую реакцию отдергивания, а в ряде случаев и потерю сознания, что при работе на высоте может привести к травмированию в результате падения.

Электрический ток, проходя через тело человека, может оказывать биологическое, тепловое, механическое и химическое действия. Биологическое действие заключается в способности электрического тока раздражать и возбуждать живые ткани организма, тепловое – в способности вызывать ожоги тела, механическое – приводить к разрыву тканей, а химическое – к электролизу крови.[16]

Воздействие электрического тока на организм человека может явиться причиной электротравмы. Электротравма – это травма, вызванная воздействием электрического тока или электрической дуги. Условно электротравмы делят на местные и общие. При местных электротравмах возникает местное повреждение организма, выражающиеся в появлении

электрических ожогов, электрических знаков, в металлизации кожи, механических повреждениях и электроофтальмии (воспаление наружных оболочек глаз). Общие электротравмы, или электрические удары, приводят к поражению всего организма, выражающемуся в нарушении или полном прекращении деятельности наиболее жизненно важных органов и систем – легких (дыхания), сердца (кровообращения).

Оценивать опасность воздействия электрического тока на человека можно по ответным реакциям организма. С увеличением тока четко проявляются три качественно отличные ответные реакции. Это прежде всего ощущение, более судорожное сокращение мышц (неотпускание для переменного тока и болевой эффект постоянного) и, наконец, фисрилляция сердца. Электрические токи, вызывающие соответствующую ответную реакцию, подразделяют на ощутимые, неотпускающие и фибрилляционные.

4.1.1 Однофазное прикосновение к сети

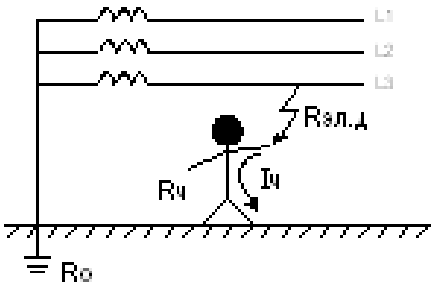


Рисунок 4.1 - Однофазное прикосновение к сети

Величина тока при однофазном прикосновении к сети определяется по формуле 4.1.

$$I_h = \frac{U_ф}{\sqrt{3} \cdot (R_h + R_{эл.д.} + R_0)}, \qquad (4.1)$$

где $U_ф$ - фазное напряжение, В;

R_h -сопротивление тела человека, Ом;

$R_{эл.д}$ - сопротивление электрической дуги, Ом;

R_0 - сопротивление заземляющего устройства, Ом.

Величину тока однофазного прикосновения определим по формуле (4.1).

$$I_h = \frac{110 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (1000 + 2000 + 0{,}5)} = 21{,}6 \text{ А}.$$

4.1.2 Двухфазное прикосновение к сети

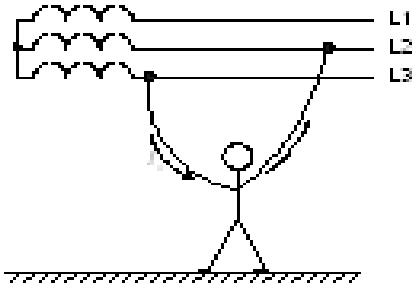


Рисунок 4.2 - Двухфазное прикосновение к сети

Величина тока при двухфазном прикосновении к сети определяется по формуле 4.2.

$$I_h = \frac{U_л}{R_h + R_{эл.д}}, \qquad (4.2)$$

где $U_л$ - линейное напряжение, В;

R_h -сопротивление тела человека, Ом;

$R_{эл.д}$ - сопротивление электрической дуги, Ом.

Величину тока двухфазном прикосновении определим по формуле (4.2).

$$I_h = \frac{35 \cdot 10^3}{1000 + 2000} = 11{,}67 \text{ А}.$$

4.1.3 Однофазное прикосновение к сети

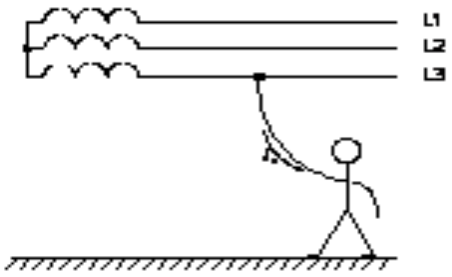


Рисунок 4.3 – Однофазное прикосновение к сети

Величина тока при однофазном прикосновении к сети определяется по формуле 4.3.

$$I_h = \frac{U_ф}{\sqrt{3}\left(R_h^2 + \left(\frac{X_c}{3}\right)^2 + R_{эл.д}\right)}, \qquad (4.3)$$

где X_c – емкостное сопротивление, Ом.

Величину тока однофазного прикосновения определим по формуле (4.3).

$$I_h = \frac{35 \cdot 10^3}{\sqrt{3}\left(1000^2 + \left(\frac{32 \cdot 10^3}{3}\right)^2 + 2000\right)} = 6{,}73 \text{ А}.$$

4.1.4 Попадание под напряжение прикосновения

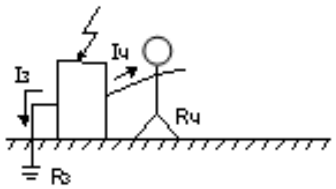


Рисунок 4.4 – Попадание под напряжение прикосновения

Величина тока при попадении под напряжение прикосновения определяется по формуле 4.4.

$$I_h = \frac{I_з \cdot R_э \cdot \alpha_з}{R_h}, \qquad (4.4)$$

где $I_з$ – ток замыкания на землю, А;

α_1 – коэффициент напряжения прикосновения.

Величину тока попадения под напряжение прикосновения определим по формуле (4.4).

$$I_h = \frac{5200 \cdot 0{,}5 \cdot 0{,}3}{1000} = 0{,}78 \text{ А}.$$

Таким образом, оценена опасность воздействия электрического тока на человека. С увеличением тока четко проявляются три качественно отличные ответные реакции. Это прежде всего ощущение, более

судорожное сокращение мышц (неотпускание для переменного тока и болевой эффект постоянного) и, наконец, фисрилляция сердца. Электрические токи, вызывающие соответствующую ответную реакцию, подразделяют на ощутимые, неотпускающие и фибрилляционные [17].

4.2 Разработка мер электробезопасности

Заземление – одна из основных и старейших защитных мер. При этой защитной мере все металлические корпуса электроприемников, металлические конструкции и т.п., которые могут оказаться из-за повреждения изоляции под опасным напряжением, должны быть заземлены, т.е. преднамеренно соединены с землей.

Назначение защитного заземления заключается в том, чтобы создать между корпусом защищаемого устройства и землей электрическое соединение с достаточно малым сопротивлением для того, чтобы в случае замыкания на корпус этого устройства прикосновение к этому корпусу человека (параллельное присоединение) не могло вызвать прохождение через его тело тока такой величины, которая угрожало бы жизни или здоровью.

Заземление может быть рабочим, защитным и грозозащитным.

Разрабатывается заземляющее устройство для ОРУ 110/35/10 кВ “Кенкияк”, размещенного на многослойной земле с удельными сопротивлениями верхнего слоя $\rho_{1изм}$ и нижнего слоя $\rho_{2изм}$.

По периметру контура заземления в грунт забьем вертикальные стержни диаметром d, длиной l.

По рассматриваемому проекту площадь подстанции 90·140 м^2, верхний слой ρ_1=150 Ом·м (с учетом промерзания), нижний слой ρ_2=60 Ом·м, h_1=2 м, t=0,8 м, $I_В$=5 м, $t_{р.з.}$=0,12 с, $t_{отк.в.}$=0,08 с, $L_Г$=920 м, ток, стекающий с заземлителей подстанции при однофазном КЗ на рассматриваемой подстанции, $I_з$=5 кА. Естественных заземлителей нет.

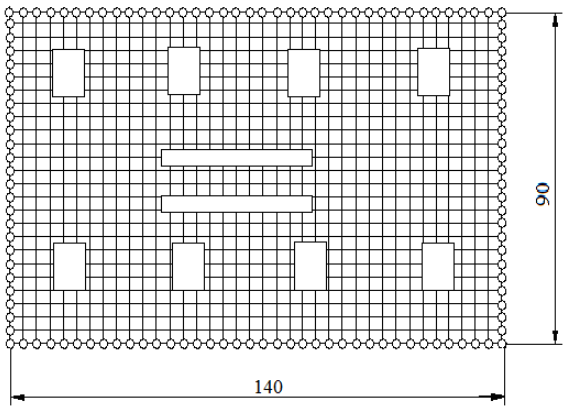


Рисунок 4.4 – Расчетная схема заземления

По предварительной схеме определяется суммарная длина горизонтальных и количество вертикальных электродов.

$$L_Г = 90 \cdot 6 + 140 \cdot 4 = 920 \text{ м}, \quad (4.5)$$

$$n_В = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{I_В}, \quad (4.6)$$

$$n_В = \frac{\sqrt{140 \cdot 90} \cdot 4}{5} = 90 \text{ шт.}$$

Составляется расчетная модель заземлителя в виде квадратной сетки площадью S=12600 м^2. Длина одной стороны ее будет √S=112 м.

Коэффициент прикосновения определяется по формуле (4.7)

$$m = \frac{L_Г}{2\sqrt{S}} - 1, \quad (4.7)$$

где $L_Г$- длина горизонтального заземлителя, м;

S- рассчитываемая площадь.

$$m = \frac{920}{2\sqrt{140 \cdot 90}} - 1 = 4{,}1 - 1 = 3{,}1,$$

Принимается m=3.

Уточняется суммарная длина горизонтальных электродов (4.8)

$$L_Г = 2\sqrt{S}(m+1), \quad (4.8)$$

$$L_Г = 2 \cdot 112 \cdot 4 = 896 \text{ м.}$$

Расстояние между вертикальными электродами определяется по формуле

$$a = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{n}, \quad (4/9)$$

$$a = \frac{4 \cdot 112}{90} = 5 \text{ м.}$$

Суммарная длина вертикальных заземлителей (электродов)

$$L_В = l_В \cdot n_В, \quad (4.10)$$

$$L_В = 5 \cdot 90 = 450 \text{ м},$$

где $l_В$- длина вертикального заземлителя, м;

$n_В$- количество вертикальных электродов.

Относительная глубина погружения в землю вертикальных электродов

$$t_{отн} = \frac{l_В + t_В}{\sqrt{S}}, \quad (4.11)$$

$$t_{отн} = \frac{5 + 0{,}8}{112} = 0{,}05 \text{ м},$$

где $t_В$- глубина погружения в землю верхнего конца вертикального электрода, м;

$\sqrt{S}$- площадь, занимаемая заземлителем, м^2;

$l_В$- длина вертикального заземлителя, м;

$L_Г$- длина горизонтальных заземлителей, м.

Относительная длина по формуле

$$l_{отн} = \frac{h - t_В}{l_В}, \quad (4.12)$$

$$l_{отн} = \frac{2 - 0{,}8}{5} = 0{,}24 \text{ м}.$$

Расчетное эквивалентное удельное сопротивление грунта $р_Э$ определяется по формуле (4.13)

$$р_{экв} = \frac{р_1}{р_2}, \quad (4.13)$$

Определим эквивалентное активное сопротивление по формуле (4.13)

$$р_{экв} = \frac{150}{60} = 2{,}5.$$

Поскольку $1<p_1/p_2<10$ значение k находится по формуле (4.14)

$$k = 0{,}43 \cdot \left(l_{отн} + 0{,}272 \cdot \ln \frac{a \cdot \sqrt{2}}{l_в} \right). \quad (4.14)$$

Определим k по выражению (4.14)

$$k = 0{,}43 \cdot \left(0{,}24 + 0{,}272 \cdot \ln \frac{5 \cdot \sqrt{2}}{5} \right) = 0{,}14.$$

Теперь определяется $p_Э$ по формуле (4.15)

$$p_Э = p_2 \cdot \left(\frac{p_1}{p_2} \right)^k, \quad (4.15)$$

Определим $p_Э$, по формуле 4.15

$$p_Э = 60 \cdot (\frac{150}{60})^{0{,}14} = 60 \cdot 2{,}5^{0{,}14} = 68{,}2 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Вычисляется расчетное сопротивление R рассматриваемого искусственного заземлителя, но предварительно находится коэффициент A по формуле (4.16), поскольку $0<t_{отн}<0{,}1$

$$A = 0{,}444 - 0{,}84 \cdot t_{отн}, \quad (4.16)$$

Согласно формуле (4.16)

$$A = 0{,}444 - 0{,}84 \cdot 0{,}05 = 0{,}402.$$

Тогда, по формуле (4.17),

$$R = A \cdot \frac{p_э}{\sqrt{S}} + \frac{p_э}{L_Г + L_В}, \quad (4.17)$$

Согласно формуле (4.17)

$$R = R_з = 0{,}402 \cdot \frac{82}{112} + \frac{82}{896 + 450} = 0{,}36 \text{ Ом},$$

где $\rho_э$- расчетное эквивалентное удельное сопротивление грунта, Ом·м;

A- коэффициент;

S- площадь заземляющего устройства, $м^2$;

$R_1=R_з$ так как нет естественных заземлителей.

Определяется потенциал заземляющего устройства, по формуле (4.18)

$$ф_{з.у.} = I_з \cdot R_з, \quad (4.18)$$

Согласно формуле (4.18)

$$ф_{з.у.} = 5000 \cdot 0{,}36 = 1800 \text{ В}.$$

Этот потенциал допускается, так как он меньше 10 кВ.

Теперь рассчитывается заземление для напряжения 35 кВ, по формуле (4.19).

$$I_з = \sqrt{3} \cdot U \cdot (35 \cdot l_к + l_в) / 350, \quad (4.19)$$

где $l_к$- общая длина, подключенной к сети кабельной линии, км;

$l_В$- общая длина, подключенной к сети воздушной линии, км.

Согласно, формуле (4.19)

$$I_з = \sqrt{3} \cdot 35 \cdot (35 \cdot 6 + 0{,}09) / 350 = 36{,}39 \text{ А},$$

Длина кабельной линии на подстанции равна 6 км, длина воздушной линии 0,09 км. Сопротивление заземлителя определяется по формуле (4.20).

$$R_з \le \frac{250}{I_з}, \quad (4.20)$$

Согласно формуле (4.20)

$$R_з \le \frac{250}{36{,}39} = 6{,}87 \text{ Ом}.$$

Заземляющее устройство выполняется в виде контура из полосы 4х40 мм, проложенной на глубине 0,7 м.

Питание на собственные нужды подстанция получает от трансформатора 10/0,4 кВ. Сопротивление заземляющего устройства нейтрали трансформатора на стороне 0,4 кВ не должно быть менее 4 Ом.

$$R_э \le 4 \text{ Ом.}$$

$$r_г = \frac{0{,}366 \cdot \rho_{расч}}{l} \lg \frac{2 \cdot l^2}{b \cdot t}, \qquad (4.21)$$

где $\rho_{расч}=k_с \cdot \rho=3 \cdot 150=450$ Ом·м.

$$r_г = \frac{0{,}366 \cdot 450}{460} \lg \frac{2 \cdot 460^2}{40 \cdot 10^{-3} \cdot 70} = 2{,}63 \text{ Ом.}$$

Предварительно принимая в контуре 20 вертикальных заземлителей, для $\alpha/l=1$ находится коэффициент использования полосы $\eta_г=0{,}27$, тогда сопротивление полосы в контуре из 20 вертикальных заземлителей, по формуле (4.22)

$$R_г = \frac{r_г}{\eta_г}, \qquad (4.22)$$

По формуле (4.22), вычислим

$$R_г = \frac{2{,}63}{0{,}27} = 9{,}74 \text{ Ом.}$$

Необходимое сопротивление вертикальных заземлителей, по формуле (4.23)

$$R_в = \frac{R_г \cdot R_з}{R_г - R_з}, \qquad (4.23)$$

Согласно формуле (4.23),

$$R_в = \frac{9{,}74 \cdot 4}{9{,}74 - 4} = 6{,}79 \text{ Ом.}$$

где $R_{иск}=R_з$, так как естественные заземлители отсутствуют.

Количество вертикальных заземлителей, по формуле (4.24)

$$n_в = \frac{r_в}{R_в \cdot \eta_в}, \qquad (4.24)$$

Согласно формуле (4.24)

$$n_в = \frac{40,1}{6,79 \cdot 0,44} = 13.$$

Если $n_в < 20$, условия выполняются и принимается $n_в = 13$ электродов, где сопротивление одного вертикального заземлителя (стержня 5 м, диаметром 12 мм при $\rho_{расч} = k_с \cdot \rho = 1,25 \cdot 150 = 187,5$ Ом·м).

$$r_в = \frac{0,366 \cdot \rho_{расч}}{l} \cdot (\lg \frac{2 \cdot l}{d} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l}), \qquad (4.25)$$

где $\rho_{расч.}$ - расчетное удельное сопротивление грунта, Ом·м;

l- длина стержня, м;

d - диаметр стержня, м;

t - глубина заложения, равная расстоянию от поверхности земли до середины заземлителя, м (0,8+5/2=3,3 м).

$$r_в = \frac{0,366 \cdot 187,5}{5} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot 5}{12 \cdot 10^{-3}} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot 3,3 + 5}{4 \cdot 3.3 - 5} \right) = 40,1 \text{ Ом}.$$

4.3 Обеспечение пожарной безопасности оборудования подстанции

Причины пожаров в электроустановках электрических станций и сетей. Статистика пожаров показывает, что в электроустановках электрических станций и сете

й пожары возникали на следующих объектах:

- пожары на генераторах и синхронных компенсаторах – у генераторов с водородным охлаждением возможно возгорание водорода вследствие его утечки через неисправные уплотнения (подшипников, выводов обмоток статора). У машин с воздушным охлаждением изоляция обмоток статора загорает вследствие их перегрева токами нагрузки или токами междувитковых замыканий (при отказе срабатывания защит);

- пожары в распределительных устройствах могут возникать из-за неосторожного ведения газосварочных или электросварочных работ помещениях и камерах РУ вследствие коротких замыканий, вызванных проникновением в помещение животных и птиц. Пожары происходят в

результате взрыва масляных выключателей, отключающая способность которых не соответствует токам короткого замыкания;

- пожары в маслонаполненных трансформаторах и реакторах возможны вследствие выброса масла и при коротких замыканиях внутри трансформатора и несрабатывания газовой защиты;

- пожары в кабельном хозяйстве возможны вследствие загорания и т.д.

Если горящая электроустановка не отключена и находится под напряжением, то тушение ее представляет опасность поражения электрическим током. Как правило, тушить ручными средствами пожар электрооборудования следует при снятом с него напряжении. Если почему-либо снять напряжение невозможно, то допускается тушение электроустановки, находящейся под напряжением, но с соблюдением особых мер электробезопасности, которые предусматриваются в Инструкциях по тушению пожара в электроустановках. Тушение пожаров в помещениях энергообъектов с проникновением в них без снятия напряжения не допускается.

Руководителем тушения пожара до прибытия первого пожарного подразделения является старший по смене энергетического объекта – начальник смены, дежурный инженер, диспетчер электросетей, дежурный по подстанции. Отключение присоединений, на которых горит электрооборудование, может производиться дежурным без предварительного разрешения вышестоящего оперативного персонала, но с последующим уведомлением.

При тушении пожара люди должны быть обеспечены средствами защиты органов дыхания, а наступление на огонь должно осуществляться с наветренной стороны.

Большинство средств тушения не является универсальными, т.е. приемлемыми для тушения любых пожаров. Эффективное пожаротушение достигается при применении порошковыхогнетушащих, а также твердотопливные аэрозоле образующие составы.

1) Порошковые огнетушащие составы

Огнетушащие порошки представляют собой мелко измельченные минеральные соли с различными добавками, препятствующими их слеживанию и компонованию. Основой для огнетушащих порошков являются фосфорно-аммонийные соли (моло-, диаммонийфосфаты, аммофос), карбонат и бикарбонат натрия, хлорид калия и др.).

Механизм огнетушащего действия в основном заключается в ингибировании горения в результате связывания активных центров цепных реакций, протекающих в пламени. Происходит либо гетерогенная рекомендация этих центров на поверхности частицы, либо гомогенныевзаимодействия газообразных продуктов возгонки порошков с

активными центрами.

Порошки хранят в специальных упаковках, предохраняющих их от увлажнения, и подают в очаг горения сжатыми газами. Порошки нетоксичны, малоагрессивны, сравнительно дешевы, удобны в обращении.

2) Твердотопливные аэрозолеобразующие составы.

Твердотопливные аэрозолеобразующие огнетушащие составы (ТАОС) относятся к качественно новому типу комбинированных, экологически безопасных средств газопорошкового пожаротушения.

Основой ТАОС служит окислительно-восстановительная система специально подобранных химически стабильных в исходном состоянии веществ. При кратковременном воздействии внешнего высокотемпературного источника тепла (электродвигателя, электроспирали и др.) инициируется реакция состава ТАОС, в результате которой образуется и одновременно подается в защищаемый объем огнетушащая смесь газов (азот, углекислый газ) и твердых частиц микронных размеров.

Огнетушащие заряды ТАОС на практике применяются в специальных устройствах – генераторах огнетушащего аэрозоля, являющихся основными и единовременными исполнительными элементами установок пожаротушения нового типа.

В связи с тем, что на подстанции существует опасность пожаров используют следующие средства пожаротушения:

1) Ручные:

- огнетушители химической пены;
- огнетушитель пенный;
- огнетушитель порошковый;
- огнетушитель углекислотный, бромэтиловый.

2) Противопожарные системы:

- система водоснабжения;
- пеногенератор.

3) Системы автоматического пожаротушения с использованием средств автоматической сигнализации:

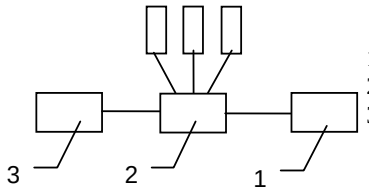
- пожарный извещатель (тепловой, световой, дымовой, радиационный).

4) Система пожаротушения ручного действия (кнопочный извещатель).

Для осуществления тушения загорания водой в системе автоматического пожаротушения используются устройства спринклеры и дренчеры. Их недостаток - распыление происходит на площади до 15 м^2.

Способ соединения датчиков в системе электро-пожарной сигнализации с приемной станцией может быть:

- параллельным (лучевым);
- последовательным (шлейфным)[14].



1 – стационарная система питания; 2 – приемная станция; 3 – аккумулятор.

Рисунок 4.5. Лучевой способ присоединения датчиков

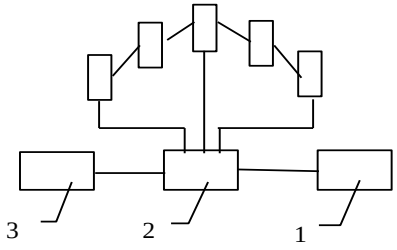


Рисунок 4.6. Шлейфный способ присоединения датчиков

Преимуществами шлейфной системы являются:

1) Сравнительно небольшая стоимость устройства линий, так как требуется по сравнению с лучевой системой меньшее количество провода и меньший объем работ по прокладке линий.

2) Возможность автоматического извещения на приемном аппарате о всех неисправинстях, имеющих место в систем сигнализации.

3) Возможность установит место возникновения пожара < помощью самопишущего при бора, который записывает ленте номер извещателя, подавшего сигнал.

Наряду с преимуществами шлейфная система сигнализации имеет следующие недостатки:

1) Высокая стоимость приемного аппарата и работ по заземлению извещателей.

2) При включении в шлейф одного телеграфного аппарата можно одновременно принять по одному шлейфу лишь один сигнал о пожаре.

3) Сравнительная сложность конструкции извещателей.

Учитывая положительные и отрицательные стороны шлейфной системы электрической пожарной сигнализации, последняя может быть рекомендована для крупных промышленных предприятий.

5 Экономическая часть

5.1 Цели разработки проекта

Целью технико-экономического обоснования является обеспечение строительства подстанций 110/6 кВ и прилегающих к ней сетей 110 и 6 кВ.

Строящиеся подстанция предназначены для реализации электроэнергии новых микрорайонов, автомобильному заводу данного района со стороны 110 и 6 кВ.

Описание строящихся подстанций.

Проектируемые подстанции и прилегающие к ним сети предполагается разместить вне населенных пунктов в равнинной местности. Сооружение ЛЭП 110 и 6 кВ предполагается с использованием железобетонных опор.

Для строительства подстанции, передачи электроэнергии по тарифу, который ниже действующего, создается ТОО «Железорудный», чтобы создать конкуренцию на розничном рынке по передаче электроэнергии.

Целью создания ТОО – получение прибыли от передачи электроэнергии с шин подстанции до потребителя.

Рынками сбыта является все потребители электроэнергии, подключенные к подстанциям, находящиеся на балансе компании. Основным потребителем подстанции является автомобильный завод и новые микрорайоны. В перспективе, предполагается, что подстанции позволят компании реализовать дополнительную электроэнергию потребителям в необходимом количестве.

Так как ТОО «Железорудный» занимается энергообеспечением, а так же осуществляющих подготовку кадров для управления и обслуживания систем энергообеспечения. Поэтому оценка результатов производственной деятельности образуется от продажи выработанной электроэнергии на объект.

Тем самым компания проводит работу по повышению качества электроэнергии для потребителей. Тариф на электроэнергию принимается исходя из себестоимости передаваемой электроэнергии.

В соответствии со строительными нормами срок строительства подстанций, установленной мощности 2х40 МВА, и прилегающих сетей 110 и 6 кВ принят равным одному году. Оборудование установлено с учетом будущего роста энергопотребления данного региона, а так же с увеличением нагрузок.

Организационная структура управления ТОО будет такой же, как и в других сетях компаниях.

На п/ст и прилегающих к ней сетях устанавливается современное высокоавтоматизированное оборудование, что обеспечивает высокий уровень надежности электроснабжения.

Ремонт будет осуществляться с помощью персонала специализированных ремонтных организаций.

ТОО «Железорудный» занимается покупкой и продажей электроэнергии. Особо сложные ремонтные работы выполняются с привлечением персонала специализированных ремонтных организаций.

Кредит для строительства подстанции берется в банке с дальнейшей выплатой процентов по кредиту. Процентная ставка 25 % годовых, срок кредитования 10 лет.

Для осуществления строительства и эксплуатации рассматриваемого энергобъекта создается Товарищество с ограниченной ответственностью с привлечением средств за счет выпуска акций и заемного капитала потенциальных инвесторов.

В примере структура финансирования суммарных инвестиций принята следующей: 70% акционерного капитала и 30% заемного с выплатой последнего равными долями в течение пяти лет начиная со второго года эксплуатации энергообъекта.

Экологическая ситуация в районе размещения электросети находится в пределах установленных санитарных норм.

Строительство подстанции и прилегающих сетей не приведёт к ухудшению экологической ситуации в районе.

5.2 Финансовый план

5.2.1 Расчет общих капитальных затрат

Все расчеты капиталовложений в подстанцию сведены в таблицу 5.1.

Таблица5.1 – Капиталовложения в объект п/ст № 1«Алешинское»

РУ или оборудование	Число ячеек или элементов оборудования	Цена одной ячейки или единицы оборудования, млн.тенге	Общая стоимость, млн.тенге
РУ 110 кВ	2	19,85	39,7
РУ 6 кВ	18	1,123	20,214
Трансформаторы	2	39,863	79,726
Постоянные затраты	-	61,1	61,1
Итого:			200,74

Таблица5.2 – Капиталовложения в объект п/ст №2 «Городская»

РУ или оборудование	Число ячеек или элементов оборудования	Цена одной ячейки или единицы оборудования, млн.тенге.	Общая стоимость, млн.тенге.
РУ 110 кВ	2	19,85	39,7
РУ 6 кВ	18	1,496	26,93
Трансформаторы	2	31,8	63,6
Постоянные затраты	-	57,9	57,9
Итого:			188,13

Капитальные затраты на сооружение подстанции определяются составом оборудования, формула (5.1).

$$K_{П/СТ№1} = \left(\sum K_i \cdot n_i + K_{пост}\right) \cdot \alpha_р, \qquad (5.1)$$

где K_i - расчетные стоимости распределительных устройств, трансформаторов, а также дополнительные капиталовложения линейных ячеек, оборудованных высокочастотной связью;

n_i - соответственно число единиц перечисленного оборудования;

$K_{пост}$ - постоянная часть затрат по подстанции, малозависящая от мощности подстанции;

$\alpha_р$ - коэффициент, учитывающий район сооружения.

$$K_{П/СТ№1} = 200{,}74 \text{ млн.тенге},$$

$$K_{П/СТ№2} = 188{,}13 \text{ млн.тенге},$$

Вычислим суммарную постоянную часть затрат, формула

$$K_{П/СТ№1} + K_{П/СТ№2} = 388{,}87 \text{ млн.тенге}.$$

Расчетная стоимость ячеек РУ учитывает стоимость выключателей, разъединителей, трансформаторов тока и напряжения, ОПН, аппаратуры управления, сигнализации, РЗ и А, контрольных кабелей, ошиновки, строительных конструкций и фундаментов, а также соответствующих строительно-монтажных работ.

Расчетная стоимость трансформаторов включает затраты на ошиновку, шинопроводы, грозозащиту, заземление, контрольные кабели, РЗ и А, строительные конструкции и строительно-монтажные работы.

Показатели постоянной части затрат по подстанции учитывают полную расчетную стоимость подготовки и благоустройства территории, общеподстанционного пункта управления, устройств расхода на собственные нужды, аккумуляторной батареи, компрессорной, подъездных и внутриплощадочных дорог, средств связи и телемеханики, маслохозяйства, водопровода, канализации, наружного освещения и прочих общеподстанционных элементов.

5.3 Определение капиталовложений в строительство прилегающих сетей

Стоимость сооружения ЛЭП определяется основными ее параметрами: напряжением, типом опор, маркой проводов и конструкцией фазы, районом строительства, характеристикой трассы и климатическими условиями и рассчитывается по выражению (5.2).

$$K_{ЛЭП} = k_{уд} \cdot L \cdot \alpha_{нв} \cdot \alpha_{р} + \Delta K_{р.пр.} + \Delta K_{д.гр.} + n_{р.б.} \cdot K_{р.б.}, \qquad (5.2)$$

где $K_{уд.i}$ - удельные показатели стоимости 1 км линии, соответствующие уровню напряжения и количеству цепей, а также учитывающий определенные условия прохождения трассы (по равнине, лес - не более 10% от длины трассы, доставка грузов до трассы - не более 20 км и развозка оборудования по трассе - не более 10 км);

L = 16 км - длина линии;

$\alpha_{нв}$ = 1,06 - поправочный коэффициент, учитывающий скоростной напор ветра;

$\alpha_{р}$ =1,27 - коэффициент, учитывающий район прохождения трассы;

$\Delta K_{р.пр}$ = 3,8 - затраты, учитывающие рубку просеки в лесу, если лес составляет более 10% длины трассы;

$\Delta K_{ДТр.}$ = 1 - затраты, учитывающие доставку грузов к линии, если условия доставки отличаются от вышеуказанных;

$n_{р.б.}$ = 1 - количество ремонтных баз вдоль линии;

$K_{р.б.}$ = 1 - затраты на создание и оснащение одной ремонтной базы.

В расчете затраты на создание и оснащение ремонтных баз, а также на создание линий связи принимаются в размере 10%.

Все расчеты капиталовложения по линиям электропередач сводятся в таблицу 5.3.

Таблица 5.3 – Капитальные вложения в ЛЭП

Линия	Общая длина линии, км	Стоимость одного км. длины линии, млн.тенге	Общая стоимость линии, млн. тенге (с учетом строительных работ, оборудования)
ВЛ 110 кВ	32	4,052	129,66
Итого:			129,66

Общие капитальные вложения в строительство энергообъекта составят, формула (5.3)

$$K_{ЭС} = K_{П/СТ} + K_{ЛЭП}. \quad (5.3)$$

Согласно формуле (5.3)

$$K_{ЭС} = 388{,}87 + 129{,}66 = 518{,}53 \text{ млн.тенге}.$$

5.4 Определение ежегодных издержек производства

Издержки производства п/ст и прилегающих сетей связаны с затратами на содержание подстанции, распределительных устройств и линий электропередач.

Кроме того, передача и распределение электроэнергии связаны с частичной потерей ее при транспортировке по линиям электропередач и трансформации. Поскольку такие потери связаны с процессом передачи, то их стоимость включается в состав ежегодных издержек. Формула (5.4)

$$И_{перед} = И_{экс} + И_{пот}, \quad (5.4)$$

где $И_{экс}$ - суммарные затраты электросетевых хозяйств системы на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сетей, тенге/год;

$И_{пот}$ - суммарная стоимость потерь в сетях системы, тенге/год.

Расчет затрат электросетевых хозяйств на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сетей определяется по укрупненным показателя, согласно формуле (5.5).

$$И_{экс} = И_{ам} + И_{об/рем}, \quad (5.5)$$

где $И_{ам}$ - ежегодные издержки на амортизацию (реновацию), тенге/год, по формуле (5.6).

$$И_{ам} = \frac{\alpha_{ам}}{100} \cdot К_{ЭС}, \quad (5.6)$$

где $\alpha_{ам}$ - нормы отчислений на амортизацию, %/год;

$И_{об/рем}$ - издержки на обслуживание и ремонты (капитальный и текущие), тенге/год, согласно формуле (5.7)

$$И_{об/рем} = \frac{\alpha_{об/рем}}{100} \cdot К_{ЭС}, \quad (5.7)$$

где $\alpha_{об/рем}$ - нормы отчислений на обслуживание электрических сетей и ремонты, %/год.

Расчет эксплуатационных издержек сводится в виде таблицы 5.4.

Таблица 5.4 – Эксплуатационные издержки распределения энергии

Элемент	Кап. вло-жения, млн.тенге	$\alpha_{ам}$,%	$\alpha_{об}$,%	$И_{ам}$, млн. тенге/год	$И_{обсл}$, млн. тенге/год	$И_{экспл}$, млн. тенге/год
п/ст1,2110/10кВ	388,87	4	3	15,55	11,66	25,22
ЛЭП 110 кВ	129,66	4	3	5,186	3,889	9,075
Итого:				20,74	15,549	34,296

5.5 Себестоимость передачи электроэнергии

Себестоимость передачи электроэнергии, вычисляется по формуле (5.8).

$$S = \frac{\sum И_{передач}}{Э_{год}}, \quad (5.8)$$

ТОО «Железорудный» может получить прибыль по двум составляющим:

1) услуга за передачу электроэнергии;

2) по виду деятельности (т.е. АО выступает в виде гарантированногопоставщика электроэнергии предприятию).

Затраты на амортизацию оборудования, определим по формуле (5.9).

$$И_{ам} = \sum К_{П/СТ,ЛЭП} \cdot Н\%, \quad (5.9)$$

где $Н_{\%} = 2 \div 4\%$ - норма амортизации.

По формуле (5.5) определим затраты на амортизацию оборудования.

$$И_{ам} = 518{,}53 \cdot 0{,}04 = 20{,}74 \text{ млн.тенге.}$$

Другие затраты составят, формула (5.10).

$$И_{другие} = И_{З/П} + И_{обсл.} + И_{ам.} + И_{с/э} + И_{админ} + И_{прочие} = 100\%, \qquad (5.10)$$

где $И_{з/п}$ – затраты на заработную плату персонала;
$И_{обсл.}$ – затраты на обслуживание п/ст и ЛЭП;
$И_{ам}$ – затраты на амортизацию;
$И_{с/э}$ – затраты на строительство, эксплуатацию;
$И_{админ.}$ – административные затраты;
$И_{прочие}$ – прочие затраты.

Затраты на амортизацию могут достигать до 45%, а 55% составят другие затраты.

Тогда суммарные затраты на передачу электроэнергии составят:

$$\sum И_{передача} = (20{,}74 \cdot 1) / 0{,}45 = 46{,}088 \text{ млн.тенге.}$$

Себестоимость передачи электроэнергии, по формуле (5.11)

$$S = \frac{\sum И_{передача}}{Э_{год}}. \qquad (5.11)$$

где $Э_{год}$=13136,91·4000=52,544 млн.кВт·ч–годовое энергопотребление предприятия.

Согласно формуле (5.11)

$$S = \frac{46{,}088}{52{,}544} = 0{,}87, \text{ тенге/кВт. ч.}$$

5.6 Расчет эффективности передачи электроэнергии

Стоимость электроэнергии:

$$Т = 16 \text{ тенге/кВт. ч.}$$

где, Т - тариф за электроэнергию

ТОО «Железорудный» заключает договора по поставке электроэнергии со следующими поставщиками:

$$Т_{гор.сети(РЭК)} = 5{,}05 \text{ тенге/кВт.ч.}$$

где, $Т_{гор.сети\ (РЭК)}$ – тариф за передачу электроэнергии городским сетям или РЭК;

$$Т_{ЭПО} = 5{,}1 \text{ тенге/кВт.ч.}$$

где, $Т_{эпо}$ – тариф за электроэнергию, установленный энергопроизводящей организацией;

$$Т_{НЭС} = 2 \text{ тенге/кВт.ч.}$$

где, $Т_{НЭС}$ – тариф на услуги по передаче электроэнергии по Национальным электрическим сетям.

Выручка от прогнозируемого объема передачи электроэнергии заводу тяжелого машиностроения ТОО «Железорудный» составит, формула (5.12)

$$V_{ТОО\ "Жеезорудный"} = Т \cdot Э_{год}. \qquad (5.12)$$

Согласно формуле (5.12)

$$V_{ТОО\ "Жеезорудный"} = 16 \cdot 52{,}544 = 840{,}704 \text{ млн.тенге.}$$

Из прогнозируемой выручки ТОО «Железорудный» произведет следующие выплаты, соответсвенно по формуле (5.12):

Выплаты по договору ТОО «Железорудный» составят:

$$1 \cdot 52{,}544 = 52{,}54 \text{ млн.тенге.}$$

Выплаты городским сетям за передачу электроэнергии составят:

$$5{,}05 \cdot 52{,}544 = 265{,}3472 \text{ млн.тенге.}$$

Выплаты национальным электрическим сетям составят:

$$2,4 \cdot 52,544 = 126,11 \text{ млн.тенге.}$$

Выплаты энергопроизводящим предприятиям составят:

$$5,1 \cdot 52,54 = 267,974 \text{ млн.тенге.}$$

Остаток из прогнозируемой выручки за передачу электроэнергии составит:

$$\text{Пр} = 840,704 - 52,54 - 265,347 - 126,11 - 267,974 = 128,7328 \text{ млн.тенге.}$$

Чистая прибыль за вычетом налога 20% составит:

$$\text{ЧПр} = \text{Пр} \cdot (1 - 0,2) = 128,7328 \cdot 0,8 = 102,986 \text{ млн.тенге.}$$

Полученная прибыль будет направлена на погашения инвестиционных средств и это составит 60% от чистой прибыли:

$$\text{Пр} = 102,986 \cdot 0,6 = 61,79 \text{ млн.тенге.}$$

Денежный поток. Формула (5.13):

$$\text{CF} = \text{Пр} + \text{И}_{\text{ам}}. \qquad (5.13)$$

По формуле (5.13)

$$\text{CF} = 61,79 + 20,74 = 82,53 \text{ млн.тенге.}$$

Срок окупаемости сооружаемых подстанций и ЛЭП для ТОО «Железорудный» составит. Формула (5.14)

$$\text{РР} = \frac{\sum \text{К}_{\text{п/ст,ЛЭП}}}{\text{Пр}}. \qquad (5.14)$$

По формуле (5.14) определим срок окупаемости сооружаемых подстанций

$$\text{РР} = \frac{518,53}{61,79} = 8,39 \text{ года.}$$

5.7 Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций

В качестве основных показателей и критериев финансово-экономической эффективности инвестиций в условиях рыночных отношений использованы

1) простые показатели:

- простая норма прибыли - простая норма рентабельности инвестиций; сравнение расчетной величины с минимальным или средним уровнем доходности (процентной ставки по кредитам, облигациям, ценным бумагам, депозитным вкладам) приводит к заключению о целесообразности дальнейшего анализа данного проекта;

- простой срок окупаемости капитальных вложений; представляет собой период времени, в течении которого сумма чистых доходов покрывает инвестиции, определяет период в течении которого объект будет работать на "себя", т.е. получаемый объем чистого дохода засчитывается как возврат первоначально инвестированного капитала;

- срок предельно-возможного полного возврата банковских кредитов и процентов по ним; определяет период в течении которого полностью возвращаются банковские ссуды за счет дохода от реализации продукции (определяется при наличии заемного капитала).

2) интегральные показатели:

- чистый дисконтированный доход; расчет этого показателя производится дисконтированием чистого потока платежей (чистого дохода); критерием финансовой эффективности инвестиций в сооружение объекта является условие: $Э_д > 0$, тогда доходность инвестиций превышает величину среднего норматива дисконтирования (или средней стоимости капитала);

- внутренняя норма доходности; определяется значением нормы дисконтирования, при котором чистый дисконтированный доход становится равным нулю; критерием эффективности инвестиций в сооружение проектируемого объекта служит условие превышения внутренней нормы доходности над средней величиной норматива дисконтирования: $E_{Вн} > E_{ср}$;

- срок окупаемости дисконтированных затрат; характеризует период, в течение которого полностью возмещаются дисконтированные капитальные вложения за счет чистого дохода, получаемого при эксплуатации объекта; критерием экономической эффективности инвестиций в сооружение объекта служит выражение $T_{ок} < T_р$.

Для инвестиционных проектов принята система оценочных критериев, которые позволяют определить его эффективность, выбрать из нескольких инвестиционных проектов наиболее приемлемый с точки зрения инвестора, определить отдачу денежных потоков, выбрать наиболее рациональную цену капитала, а так же решить ряд других задач.

Система критериев характеризуется следующими особенностями:

- Инвестиции и денежные потоки должны быть сопоставимыми как во времени инвестиционного проекта, так и по месту их реализации. Минимальный период оценки один год.

- В систему входят несколько методов оценки. Каждый проект должен оцениваться по всему набору методов оценки.

- Сопоставимость денежных показателей необходима:

а) при инфляции;

б) при существовании различных инвесторов;

в) при разновременности инвестиций и созданных в период реализации инвестиционного проекта денежных потоков;

г) при реализации инвестиционного проекта в разные промежутки времени:

В инвестиционной практике денежные потоки могут быть либо в виде чистых оттоков, либо в виде чистых притоков.

Чистый отток - это превышение различных видов расходов над различными видами доходов, имеют знак минус.

Чистый приток - это превышение различных видов доходов над различными видами расходов, имеют знак плюс.

Расчеты эффективности обычно базируются на нулевом или первом году реализации инвестиционного проекта. Величины инвестиций и денежных потоков рассматриваются как годовые величины.

Система оценок делится на две группы:

Дисконтированные оценки или временные оценки. Они включают в себя:

ЧПС (NPV) - чистая приведенная стоимость (чистый приведенный эффект, чистый приведенный доход, чистая приведенная прибыль);

ИРИ (PI) - индекс рентабельности инвестиций;

ВНП(IRR) - внутренняя норма прибыли(внутренняя норма доходности. Норма окупаемости);

МВНП (MIRR) - модифицированная норма прибыли;

ДСОИ(DPP) - дисконтированный срок окупаемости инвестиций.

Простые оценки:

1) СОИ(PP) - срок окупаемости инвестиций;

2) КЭИ(ARR) - коэффициент эффективности инвестиций.

Необходимость использования всех методов оценки вызвана тем, что оценки по различным методам могут иметь противоречивый характер. Сравнивая оцени инвестиций по различным методам аналитик делает выводы о приемлемости того или иного проекта.

ЧПС (NPV) "Чистая приведенная стоимость"

Этот метод основан на сопоставлении дисконтированных денежных потоков с инвестициями. При этом ЧПС(NPV) может использоваться в двух вариантах, формулах (5.15; 5.16; 5.17).

$$\text{ЧПС} = \sum_{t=1}^{n} \frac{FV_t}{(1+rt)^n} - I_c, \tag{5.15}$$

где FV_t - будущая стоимость (ценность) денег или возвратная стоимость;

r_t -темп прироста - ставка - банковская процентная ставка;

n - количество лет;

Ic - инвестиции.

$$FVt = PVt \cdot (1+rt)^n, \tag{5.16}$$

где PVt - сегодняшняя (текущая) стоимость денег (ценностей).

$$\text{ЧПС} = \sum_{t=1}^{n} \frac{FV_t}{(1+rt)^n} - \sum_{t=1}^{n} \frac{Ic_t}{(1+rt)^n}. \tag{5.17}$$

Лучшим инвестиционным проектом, по данному методу, будет считаться тот у которого:

ЧПС(NPV)>0 и по максимальной его величине, следовательно фирма получает дополнительную рыночную стоимость;

ЧПС(NPV)=0 , то аналитик обязан провести дополнительные исследования по рассматриваемым проектам с учетом выплачиваемых налогов;

ЧПС(NPV)<0, то проект отвергается, т.к. рыночная стоимость имущества уменьшается;

ВНП (IRR) "Внутренняя норма прибыли".

Внутренняя норма прибыли равна показателю цены капитала или ЧПС=0.

Для определения цены капитала:

1) аналитически выполняется несколько расчетов с тем чтобы довести ЧПС = 0, изменяя при этом $r_{t/}$;

2) рассчитывается по формуле(5.18).

$$\text{ВНП}(IRR) = r_1 \cdot \frac{(\text{ЧПС}^-) + (r_2 - r_1)}{(\text{ЧПС}_1^+) + (\text{ЧТС}_2^-)}, \tag{5.18}$$

где $\text{ЧПС}_1^+ - \text{ЧПС}$ при расчете капитала (процентной ставки) r1;

$\text{ЧПС}_1^- - \text{ЧПС}$ при расчете капитала (процентной ставки) r_2;

r_1 - цена капитала (процентная ставка) при которой ЧПС минимально превышает 0;

r_2 - цена капитала (процентная ставка) при которой ЧПС минимально меньше 0.

Оценка ВНП(IRR) имеет следующие свойства:

1) не зависит от вида денежного потока;

2) не линейная форма зависимости;

3) представляет собой убывающую функцию;

4) не обладает свойством адетивности;

5) позволяет предположить ожидать ли максимальную прибыль (норму доходности).

СОИ (PP) "Срок окупаемости инвестиций".

Это простой метод рассчитывается по формуле (5.19)

$$PP = \frac{I_c}{CF}, \qquad (5.19)$$

где I_c – инвестиции;

CF – денежный поток

Недостатки метода СОИ (PP):

1) не учитывает влияние денежных притоков последних лет;

2) не делает различия между накопленными денежными потоками и их распределением по годам;

3) не обладает свойством аддитивности.

Преимущества данного метода:

1) прост для расчетов;

способствует расчетам ликвидности предприятия, т.е. окупаемости инвестиций;

2) показывает степень рискованности того или иного инвестиционного проекта, чем меньше срок окупаемости тем меньше риск и наоборот.

5.8 Определение NPV (чистой текущей стоимости)

Для определения NPV, необходимо спрогнозировать величину финансовых потоков в каждый год проекта, а затем привести их к общему знаменателю. То есть NPV – это разница между суммой денежных поступлений порождаемых реализацией проекта и дисконтированных текущих стоимостей и всех затрат.

Чистая приведенная стоимость определяется, по формуле (5.20)

$$NPV = \sum_{1}^{n} \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_n, \qquad (5.20)$$

где CF – ежегодные денежные поступления;
n - годы реализации проекта;
I_o - полные суммарные инвестиции;
r – процентная ставка.

Результаты расчета сведем в таблицу 5.5.

Таблица 5.5. – Результаты расчета чистой текущей стоимости

Годы	CF, млн. тенге ежнгод. денеж. поступления	r (10%) процентная ставка	Текущая стоимость
0	-518,53	1	-518,53
1	133,29	0,909	-121,16
2	133,29	0,826	-110,09
3	133,29	0,751	-100,1
4	133,29	0,683	-91,03
5	133,29	0,621	-82,77
6	133,29	0,549	-73,17
			Σ=**578,32**
			NPV=59,79

Расчет ведется до первого положительного значения NPV,т.е. до 6-го года. NPV больше нуля, следовательно, при данной ставке дисконтирования проект является выгодным для предприятия, поскольку генерируемые им приток дохода превышает норму доходности в настоящий момент времени.

Под внутренней нормой прибыли инвестиционного проекта (InternalRateoReturn, IRR) понимают значение коэффициента дисконтирования r, при котором NPV проекта равен нулю:

$$NPV = 0 \text{ при } IRR = r.$$

Экономический смысл критерия IRR заключается в следующем: IRR показывает максимально допустимый относительный уровень расходов по проекту. В то же время предприятие может реализовывать любые инвестиционные проекты, уровень рентабельности которых не ниже текущего значения показателя цены капитала. Формула (5.21).

$$IRR = r_1 + \frac{NPV_1}{NPV_1 - NPV_2}(r_2 - r_1)\%, \qquad (5.21)$$

где r_1- банковский процент в размере 10%;

r_2- банковский процент в размере 12%;

NPV_1 - NPV при банковском проценте 10%;

NPV_2- NPV при банковском проценте 12%;

Согласно формуле (5.21)

$$IRR = 10 + \frac{73{,}17}{73{,}17 - 59{,}79}(12 - 10) = 20{,}92\%,$$

IRR служит индикатором риска. В нашем случае IRR превышает нашу процентную ставку на 10,92%, это хороший показатель.

Таким образом, анализ приведенных финансово- экономических показателей свидетельствует об эффективности инвестиций в рассматриваемый проект.

Заключение

В дипломной работе на тему «Разработка схемы внешнего электроснабжения Алешинского месторождения железных руд» был произведен анализ состояния существующих электрических сетей Костанайской области.

Приведены причины, вследствие которых, возникла необходимость вывода из консервации Алешинского месторождения железных руд.

Произведен анализ схемы и нагрузок сетей Костанайской области.

Рассчитаны режимы работы участка электрических сетей 110 кВ Костанайской области с существующими нагрузками 2015 г.:

Далее, намечены и обоснованы два варианта подключения ПС 110/35/6 кВ «Алешинское».

Выполнено технико-экономическое сравнение выбранных вариантов развития сети. В результате которого был принят второй вариант развития, т.е подключение ПС «Алешинское», с одной стороны линией 110 кВ к шинам ПС «Успеновка», с другой стороны отпайкой к линии 110 кВ «Заречная – Борис-Романовка». Разница в приведенных затратах составила 16,2 %.

В работе был произведен расчет режимов работы участка электрических сетей 110 кВ Костанайской области выбранного варианта развития с перспективными нагрузками на 2030 г..

По результатам расчетов режимов работы были сделаны следующие выводы:

- отклонения напряжения во всех узловых точках, т.е. на шинах ПС во всех рассчитанных режимах работы сети соответствуют допустимым значениям;

- годовые потери: в существующих сетях - 11858,4 МВт.ч., с подключением новой подстанции по выбранному варианту на 2015 год - 24813,6 МВт.ч., что в 2 раза превышает величину потерь мощности в существующей сети; с ростом нагрузок на 2030 год - 70460,4 МВт, что в 3,2 раза больше показателей потерь активной мощности с нагрузками на 2015 год..

Для уменьшения потерь мощности на данном участке электрических сетей, в дальнейшем необходимо будет применять мероприятия по снижению потерь.

Список литературы:

1 http://www.kt.kz/rus/international_affairs.

2 http://www.kdbl.kz/upload/analitika/2008.

3 http://climatechange.ru/node/1077.

4 http://geology.gov.kz/ru/presstsentr.

5 http://investinkostanay.kz/ru/about-region.

6 http://articlekz.com/article.

7 https://www.google.com/earth.

8 Справочник по проектированию электрических сетей Файбисович Д.Л. М НЦ ЭНАС, 2005.

9 Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. – Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. М.: Энергоатомиздат, 1989.

10 В.Н. Сажин, Н.А. Генбач. Электрические сети и системы. Алматинский Университет Энергетики и Связи. Конспект лекций. Алматы 2007.-36 с.

11 Идельчик В.И. Электрические системы и сети. М: Энергоатомиздат, 1989 . -592 с.

12 Справочник по проектированию электроэнергетических систем /под. Ред. С. С. Ракотяна, И. М. Шапиро. –М: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.

13 Евдокунин Г.А., Электрические системы и сети: Учебное пособие для студентов электроэнергетических спец. вузов. – СПб: Издательство Сизова М.П., 2001.- 685 с. Правила устройства электроустановок Минэнерго СССР 6-е изд. Переработанное и одоб. М; Энергоатомиздат. 1986.

14 Проектирование схем электроустановок. Балаков Ю.Н. – М.: МЭИ, 2006 г..

15 Самсонов В.С. Экономика предприятий энергетического комплекса: Учебник. – М., 2003.

16 Приказ министра энергетики Республики Казахстан от 31 марта 2015 года №253 «Об утверждении Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок.

17 П.А. Долин. Основы техники безопасности в электроустановках: Учеб. Пособие . – 2-е изд., перераб. И доп. – М.: Энергоатомиздат, 1994. – 448 с.

18 Учебно-методические и учебные работы. Общие требования к построению, изложению, оформлению и содержанию учебно-методических и учебных работ. СТ НАО 56023-1910-04-2014. Некоммерческое акционерное общество «Алматинский университет энергетики и связи». Алматы.