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: Реконструкция сети 110 кВ участка Трудовая 1 - ПС 122 Осакаровского района Карагандинской области

Специальность 5В071800 - „Электроэнергетика"

Выполнил (а) Тлеубеков А.А. (Фамилия и инициалы) ЭЭу-13 (В) (группа)

Научный руководитель Тенбаев Н.А., доцент

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:
Жакупов Н.Н. к.э.н., профессор
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «25» 05 2016 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:
Байзакова С.М. старший преподаватель
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «19» 05 2016 г.
(подпись)

Нормоконтролер: Терлеухова М.А, доцент АУЭС
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «_____»_____ 20__ г.
(подпись)

Рецензент: Сулейменова Д.Т. гл.спец. АО „АНК"
(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 Электроэнергетический
Специальность 5В071800 - „Электроэнергетика"
Кафедра „Электрические станции, сети и системы"

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Токтобеков А.Н.
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Реконструкция сети 110кВ участка Трудовая 1 - КС-22 Осакаровского района Карагандинской области

утверждена приказом ректора № 49 от «08» 04 2016 г.

Срок сдачи законченной работы «30» 05 2016 г.

Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта
Карта-схема существующего участка эл. сети Карагандинской области, Осакаровского района, Электрическая схема соединений; марка, сечение проводов линий электропередач, тип, марка, мощность силовых трансформаторов ПС.

Перечень подлежащих разработке дипломного проекта вопросов или краткое содержание дипломного проекта:
1. Характеристика исходной информации для реконструкции электрических сетей 110кВ;
2. Расчет режимов работы существующего участка эл. сети 110кВ с нагрузками 2015 г.
3. Замена проводов АС-95 на участке эл. сети 110кВ „Трудовая 1 - КС-22";
4. Расчет режимов работы участка электрической сети 110кВ с нагрузками 2015 г с учетом замены проводов на участке „Трудовая 1 - КС-22"
5. Расчет режимов работы участка эл. сети 110кВ с перспективными нагрузками 2028 г с учетом замены проводов на участке „Трудовая 1 - КС-22".

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Данные по фактику электрических сетей 110 кВ Осинторовского района Карагандинской области
2. Схема замещения, данных по ЛЭП и трансформатор-
3. Определение расчетных параметров существующих эл. сетей 110 кВ с напряжением 2015 г.
4 Замена провода АС 95 на участке эл. сети 110 кВ „Придовая I - ПС-22"
5. Механический расчет проводов и опор
6 Определение расчетных параметров режимов работы уч-ка эл. сетей с напряжением 2015 г с учетом замены провода
7. Определение расчетных параметров режима работы уч-ка эл. сетей с напряжением 2038 г с учетом замены провода

Рекомендуемая основная литература

1 Передача и распределение электрической энергии: Учебное пособие / А.Н. Герасименко, В.Т. Федин. – Ростов н/Д: Феникс, 2006. – 720 с.
2. Идельчик В.И. Электрические сети и системы. Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1988 г.
3. Баок В.М. Электрические сети и системы – М.; Высшая школа, 1986 г. Справочник по проектированию электроэнергетических систем;
4. ГОСТ 13109-97 Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
БЖД	Байзакова С.М.	19.05.2016 г.	
Эконом. часть	Кажупов Ж.А.	25.05.16 г.	

ГРАФИК
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1	Характеристика исходной информации для реконструкции т. сети 110 кВ Карагандинской области, Осакаровского района „Трудовая 1 - НС-22".		
2.	Расчет режимов работы существующего участка электрической сети 110 кВ Карагандинской области, Осакаровского района, с нагрузками 2015 г.		
3.	Замена провода на участке т. сети 110 кВ „Трудовая 1 - НС-22".		
4.	Расчет режимов работы участка т. сети 110 кВ Карагандинской области, Осакаровского р-на с нагрузками 2015 г. после замены провода на участке „Трудовая 1 - НС-22".		
5.	Расчет режимов работы участка т. сети 110 кВ с перспективными нагрузками 2038 г с учетом замены провода.		

Дата выдачи задания «30» 05 2016 г.

Заведующий кафедрой _____ _____
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Руководитель _____ _____
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению
студент _____ _____
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Андапта

Тақырыбы «Қарағанды облысы, Осапар ауданындағы НС-22 Трудовая 1 телімінде 110 кВ торапты қайта жөндеу» дипломдық жұмыста Қарағанды облысы, Осапар ауданындағы 2015 ж. жүктememен 110 кВ тораптарының қолданыстағы телімдерінің жұмыс режимдеріне есептеу жүргізіледі. «Трудовая 1 – НС-22» телімін қайта жөндеу қажеттілігі негізделген. Ауыстыру үшін сымның қимасы және маркасы таңдалған, таңдалған сымның механикалық төзімділігіне есептеу жүргізілген, критикалық аралықтар анықталған, сонымен қатар ЭБЖ тіректеріне механикалық есептеу мен таңдау жүргізілген, топырақта тіректерді бекіту есептелінген. Соынмен бірге, 2015 ж. қолданыстағы жүктемелермен және 2028 жылға келешектегі жүктемелермен электр тораптары телімдерінің жұмыс режимдеріне есептеу жүргізілген.

Жұмыста Экономика және Өмір тіршілік қауіпсіздігі сұрақтары да қарастырылған.

Анотация

В дипломной работе на тему «Реконструкция сети 110 кВ участка Трудовая 1 – НС-22 Осаповского района, Карагандинской области» былл произведен расчет режимов работы существующего участка сети 110 кВ Карагандинской области, Осапаровского района с нагрузками 2015 г. Обоснована необходимость реконструкции участка «Трудовая 1 – НС-22». Выбрана марка и сечение провода для замены, произведен расчет механической прочности выбранного провода, определены критические пролеты, произведен выбор и механический расчет опор ЛЭП, рассчитано закрепление опор в грунте. Так же произведены расчеты режимов работы участка электрической сети с существующими нагрузками 2015 г. и с перспективными нагрузками 2028 г. с учетом замены провода.

В работе приведены разделы «Экономическая часть» и «Безопасность жизнедеятельности».

Annotation

In the research paper entitled "Reconstruction of the 110 kV network section 1 Labour - NA-22 Osakarovsky district, Karaganda region" byll calculated the modes of operation of the present site of 110 kV electric networks of Karaganda region, Osakarovsky area with loads of 2015 The necessity of reconstruction of the "Labor 1 -. NA-22 " Select the brand and conductor cross-section for replacement, calculated the mechanical strength of the selected conductors, identified critical spans, made the selection and calculation of mechanical power transmission poles, calculated strengthening supports in the ground.

For calculations of operating modes of the mains section is produced with existing workloads 2015 and with perspective loads in 2028 with the replacement wire.

The paper presents the sections "The economic part" and "Safety".

Содержание

Введение 8
1 Характеристика исходной информации для реконструкции электрической сети 110 кВ Карагандинской области, Осакаровского района «Трудовая 1–НС-22» 10
1.1 Физико-географические характеристики района 10
1.2 Климатические условия 10
1.3 Обоснование реконструкции участка электрической сети 110 кВ Карагандинской области, Осакаровского района «Трудовая 1–НС-22» 11
1.4 Постановка задачи работы 13
2 Расчет режимов работы существующего участка электрической сети 110 кВ Карагандинской области, Осакаровского района с нагрузками 2015 г. 13
2.1 Определение средних нагрузок на рассматриваемом участке электрической сети 110 кВ Карагандинской области, Осакаровского района 13
2.2 Расчет параметров линий электропередачи и трансформаторов 15
2.3 Определение расчетных параметров максимально режима работы участка существующих электрических сетей 110 кВ с нагрузками 2015 г. 17
2.4 Определение расчетных параметров минимального режима работы участка существующих электрических сетей 110 кВ с нагрузками 2015 г. 20
3 Замена провода на участке электрической сети 110 кВ «Трудовая 1–НС-22» Карагандинской области, Осакаровского района 22
3.1 Замена провода АС -95 на участке электрической сети 110 кВ «Трудовая 1–НС-22» Карагандинской области, Осакаровского района 22
3.2 Выбор марки и сечения проводов ВЛ 110 кВ 24
3.3 Расчет провода АС-150/24 на механическую прочность 26
3.4 Определение критических пролетов 29
3.5 Расчет сталеалюминевых проводов 31
3.6 Механический расчет опор 36
3.7 Расчет закрепления опор в грунте 41
4 Расчет режимов работы участка электрической сети 110 кВ Карагандинской области, Осакаровского района с существующими нагрузками 2015 г. с учетом замены провода на участке «Трудовая 1–НС-22» 48
4.1 Определение расчетных параметров максимального режима работы участка электрических сетей 110 кВ с нагрузками 2015 г. после замены провода 48
4.2 Определение расчетных параметров минимального режима работы участка электрических сетей 110 кВ с нагрузками 2015 г. после замены провода 51
5 Расчет режимов работы участка электрической сети 110 кВ Карагандинской области, Осакаровского района с перспективными нагрузками 2028 г. с учетом замены провода на участке «Трудовая 1–НС-22» 53

5.1 Определение расчетных параметров максимального режима работы участка электрических сетей 110 кВ с нагрузками 2028 г. после замены провода 53
5.2 Определение расчетных параметров минимального режима работы участка электрических сетей 110 кВ с нагрузками 2028 г. после замены провода 55
6 Анализ полученных результатов в ходе замены провода на участке «Трудовая 1–НС-22» 57
7 Безопасность жизнедеятельности 58
7.1 Опасные и вредные факторы, воздействующие на обслуживающий персонал 58
7.2 Расчет заземления подстанции 59
7.3 Молниезащита подстанции глубокого ввода 65
8 Экономическая часть 68
8.1 Определение капитальных затрат, необходимых для реконструкции 68
8.2 Определение экономического эффекта от внедрения нового оборудования 71
Заключение 77
Список литературы 78

Введение

Изношенность основных фондов РЭКов и электростанций достигла критического предела, что уже в ближайшие годы может привести к самым серьезным негативным последствиям. Высокая степень износа основных производственных фондов электрических станций, электрических и тепловых сетей, низкий уровень амортизационных отчислений и инвестиций ведут к невосполнимому выбытию энергетического оборудования. В соответствии с планом реконструкции до 2020 года предусмотрены конкретные меры по реконструкции, модернизации существующих и строительству новых объектов Национальной электрической сети и региональных электросетевых компаний с определением по каждому объекту объемов и источников финансирования, предполагаемых сроков ввода.

Проект реконструкции электрических сетей может выполняться в качестве самостоятельной работы, называемой «Схемой реконструкции электрической сети энергосистемы» (объединенной, районной, города, промышленного узла и т. д.), или как составная часть схемы развития энергосистемы. При проектировании электрических сетей увязываются решения по реконструкции сетей различных назначений. На различных этапах проектирования электрических сетей решаются разные по составу и объему задачи, которые имеют следующее примерное содержание:

- анализ существующей сети рассматриваемой энергосистемы (района, города, объекта), включающий ее рассмотрение с точки зрения загрузки, условий регулирования напряжения, выявления «узких мест» в работе;
- определение электрических нагрузок потребителей и составление балансов активной мощности по отдельным подстанциям и энергоузлам, обоснование сооружения новых понижающих подстанций; выбор расчетных режимов работы электростанций (если к рассматриваемой сети присоединены электростанции) и определение загрузки проектируемой электрической сети;
- электрические расчеты различных режимов работы сети и обоснование схемы построения сети на рассматриваемые расчетные уровни;
- составление баланса реактивной мощности и выявление условий регулирования напряжения в сети, обоснование пунктов размещения компенсирующих устройств, их типа и мощности;
- расчеты токов КЗ проектируемой сети и установление требований к отключающей способности коммутационной аппаратуры, разработка предложений по ограничению мощности КЗ;
- сводные данные по намеченному объему реконструкции электрической сети, натуральные и денежные показатели, очередность реконструкции.

Содержание проектов реконструкции электрических сетей показывает, что в них входит очень широкий круг вопросов. С точки зрения системного подхода следует вести проектирование для всей сети электроэнергетической системы, начиная от шин электростанций и включая всех потребителей. При

этом необходимо рассматривать схемы электростанций и подстанций, решать вопросы защиты от перенапряжений, выбирать устройства защиты и автоматики для автоматического управления и регулирования режима работы электрической системы, включая сети всех напряжений. Такая задача чрезмерно громоздка, практически ее можно решать только по частям — проектировать отдельно сети различных назначений, электростанции и подстанции, защиту от перенапряжений, релейную защиту, устройства автоматики и т. д. При проектировании каждой из этих частей отдельные части представляются приближенно, в них учитываются лишь влияющие на данную часть элементы, для которых предполагаются типовые решения. В дальнейшем эти полученные при проектировании решения уточняются и согласовываются.

При реконструкции электрической сети 110 кВ решаются следующие задачи: данная линия проверяется по надежности электроснабжения и качества электроэнергии в нормальных и послеаварийных режимах, выбираются марки проводов и типы трансформаторов для реконструируемых объектов (ЛЭП и подстанции).

Далее производятся электрические расчёты установившихся режимов работы для реконструируемой электрической сети.

Расчёт производится на основе составленных схем замещения сети, при помощи программы «RASTR». Целью этого расчёта является: выявление уровней напряжения в узлах сети, расчёт потерь мощности и энергии для оценки экономической её эксплуатации.

Для выбранного и рассчитанного варианта сети производится несколько типовых расчётов: Экономический расчёт для определения тарифов электроэнергии и срока окупаемости объектов (ЛЭП или подстанции); расчёт токов короткого замыкания и выбора оборудования на одной из реконструируемых подстанций, а также механический расчет опор и проводов.

1 Характеристика исходной информации для реконструкции электрической сети 110 кВ Карагандинской области, Осакаровского района «Трудовая 1–НС-22»

1.1 Физико-географические характеристики района

Карагандинская область — область в центральной части Казахстана, находится в самом центре континента Евразия, почти равноудалена от Северного Ледовитого и Индийского, Атлантического и Тихого океанов. Климат резкоконтинентальный и крайне засушливый. Область занимает наиболее возвышенную часть Казахского мелкосопочника — Сарыарки.

В настоящее время Карагандинская область — самая крупная по территории и промышленному потенциалу, богатая минералами и сырьём. Территория области в новых границах составляет 427 982 км² (15,7 % общей площади территории Казахстана).

Осакаровский район расположен на севере Карагандинской области.

Площадь района 12,6 тыс. км². Центр района — посёлок Осакаровка. В состав района входят также посёлок Молодежный и 53 сельских населенных пункта, входящие в 22 сельских округа. Район является одним из крупных в области и занимает одно из ведущих мест по производству сельскохозяйственной продукции и промышленности.

Протяженность электрических сетей по району составляет 2500 км, количество подстанций 29 шт, КТП-287 шт.

Электроснабжение региона осуществляется через Осакаровский и Молодежный районы электрических сетей, объединенных в центральный регион ТОО «КРЭК». Износ сетей и оборудования составляет 75-85%. Ежегодно за счет средств собственников сетей проводятся ремонтные работы электрических сетей, трансформаторных подстанций.

1.2 Климатические условия

Климат в Карагандинской области резко-континентальный с суровыми зимами, знойным летом и умеренным годовым количеством осадков. Летом выгорает растительность и температура может подниматься до высоких значении. Зимой бураны заметают дороги, а таяние снега весной превращает овраги и речушки в бурлящие потоки, смывающие всё на своём пути.

- Среднегодовая температура — +3,6 °C
- Среднегодовые осадки — 332 мм.
- Среднегодовая влажность воздуха — 65 %.
- Среднегодовая скорость ветра — 3,8 м/с

Климатические характеристики и среднемесячные осадки приведены на рисунке 1.1.

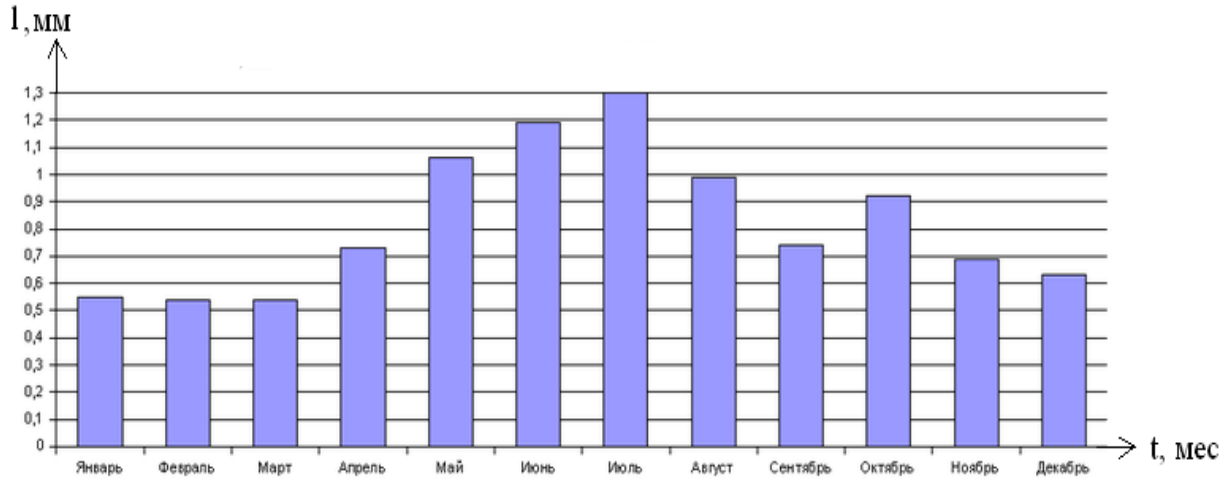


Рисунок 1.1 - Среднемесячные осадки в Карагандинской области

1.3 Обоснование реконструкции участка электрической сети 110 кВ Карагандинской области, Осакаровского района «Трудовая 1–НС-22»

Необходимость реконструкции участка сети 110 кВ Карагандинской области, Осакаровского района «Трудовая –НС-22» вызвана увеличением нагрузок потребителей и необходимостью повышения надежности электроснабжения потребителей электроэнергии северных районов Карагандинской области.

На территории Осакаровского района расположены: Осакаровский элеватор, нефтебаза, асфальтобетонный завод, Осакаровская мебельная фабрика, на территории района добычу флюсового известняка осуществляет ТОО «Караганда Спец ферросплавы», производством и распределением воды РГП Канал имени К.Сатпаева, добычей угля разрез Молодежный УД «Борлы» Корпорации Казахмыс, аграрный сектор экономики представлен 581 сельхозформированиями, кроме того по территории района проходит автомобильная дорога республиканского значения Алматы-Екатеринбург и Алматы-Омск, железная дорога РГП «Казахстан Темир-Жолы», в связи с этим в регионе наблюдается значительный прирост население, развиваются малый и средний бизнес, сельскохозяйственное производство, что в свою очередь сказывается в дефиците электрической энергии.

Еще одой причиной для реконструкции участка сети 110 кВ «Трудовая 1 – НС-22» послужила тот факт, что значительная часть линий электропередачи и комплектных трансформаторных подстанций расположенные в данном регионе полностью выработала свой ресурс. На сегодня износ оборудования составляет 80%. На рисунке 1.1 представлена карта схема рассматриваемого участка электрических сетей Карагандинской области, Осакаровского района. На рисунке 1.2 представлена схема электрических соединений данного участка.

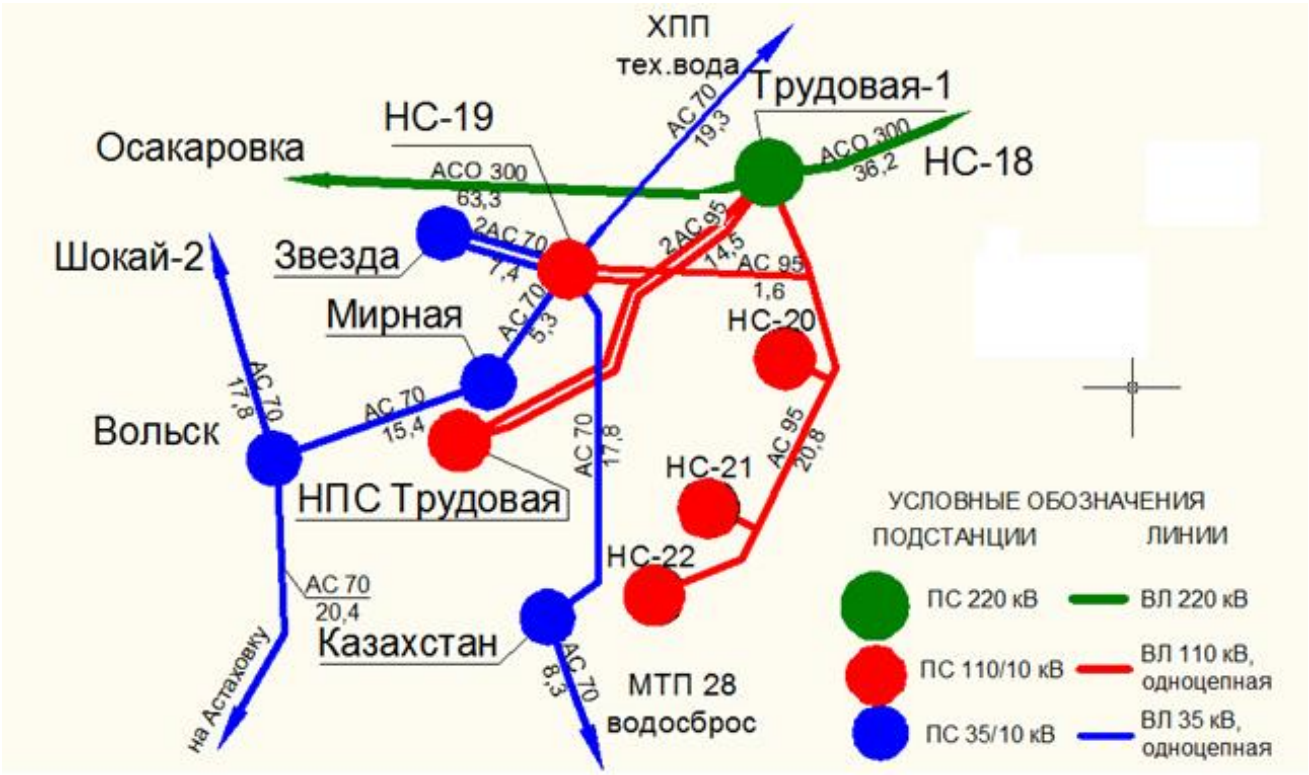


Рисунок 1.1 - Карта-схема существующих участка электрических сетей Карагандинской области, Осакаровского района

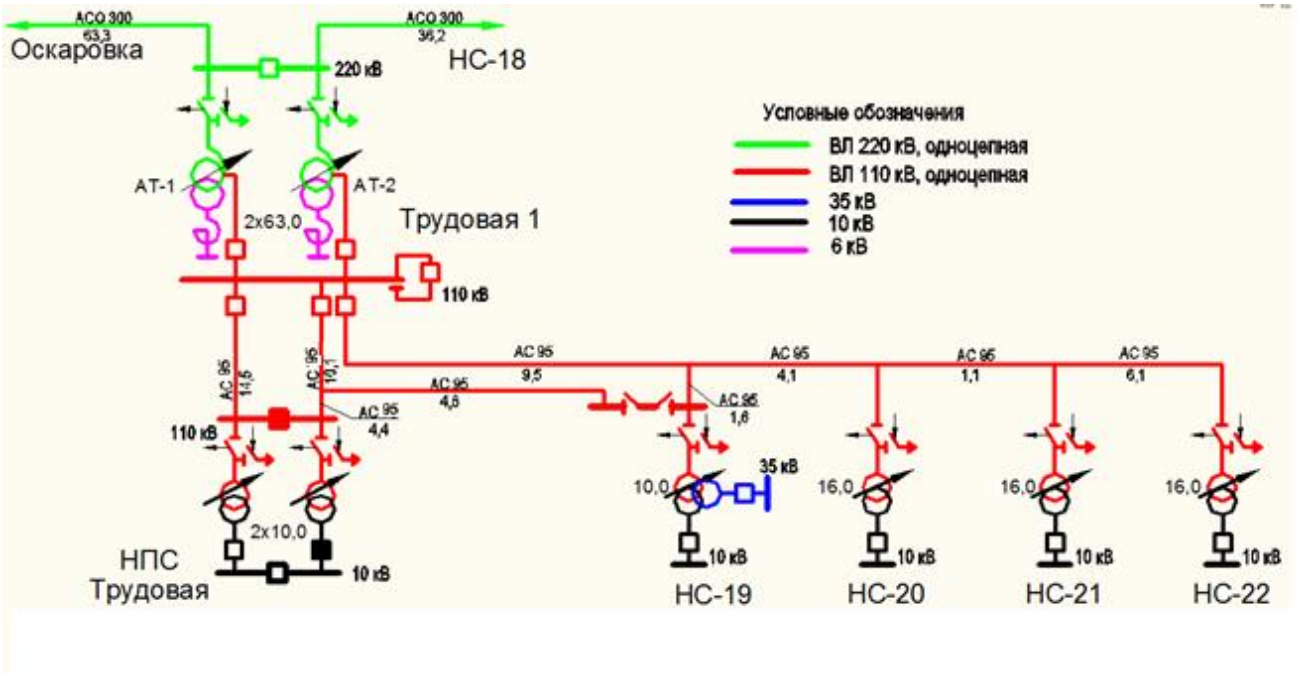


Рисунок 1.2 - Электрическая схема участка существующих сетей Карагандинской области, Осакаровского района

1.4 Постановка задачи работы

Необходимость реконструкции участка сети 110 кВ Карагандинской области, Осакаровского района «Трудовая –НС-22» вызвана увеличением нагрузок потребителей и необходимостью повышения надежности электроснабжения потребителей районов Карагандинской области, и то что значительная часть линий электропередачи в данном регионе полностью выработала свой ресурс.

В рамках реконструкции в работе предполагается выполнить замену провода АС – 95 участка электрической сети 110 кВ Карагандинской области, Осакаровского района «Трудовая 1–НС-22», для этого необходимо:

- проанализировать схему и электрические нагрузки рассматриваемого участка электрической сети 110 кВ Карагандинской области, Осакаровского района;
- произвести расчет режимов работы существующего участка электрической сети 110 кВ Карагандинской области, Осакаровского района с нагрузками 2015 г.;
- выбрать марку и сечение провода для замены на участке «Трудовая 1–НС-22»;
- произвести расчет механической прочности выбранного провода;
- определить критические пролеты;
- произвести выбор и механический расчет опор ЛЭП;
- рассчитать закрепление опор в грунте;
-- произвести расчет режимов работы участка электрической сети 110 кВ Карагандинской области, Осакаровского района с существующими нагрузками 2015 г. с учетом замены провода на участке «Трудовая 1–НС-22»;
- произвести расчет режимов работы участка электрической сети 110 кВ Карагандинской области, Осакаровского района с перспективными нагрузками 2028 г. с учетом замены провода на участке «Трудовая 1–НС-22»;
- сделать выводы по работе.

2 Расчет режимов работы существующего участка электрической сети 110 кВ Карагандинской области, Осакаровского района с нагрузками 2015 г.

2.1 Определение средних нагрузок на рассматриваемом участке электрической сети 110 кВ Карагандинской области, Осакаровского района

Определим среднюю нагрузку за зимний и летний период года рассматриваемого участка элеткрических сетей 110 кВ. Для расчета сетей используют условное понятие полной мощности S, кВА.

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} = U \cdot I, \quad (2.1)$$

где - P активная мощность, кВт;
Q реактивная мощность, кВАр.

Реактивная мощность, единица измерения кВАр:

$$Q = S \cdot \sin\varphi. \quad (2.2)$$

Активная мощность, единица измерения кВт:

$$P = S \cdot \cos\varphi. \quad (2.3)$$

Полученные данные сводим в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 –Данные по существующим средним нагрузкам на 2015 г. за зимний и летний период

Название ПС	$S_{ном.тр}$, МВА	Сезон	S, МВА	P, кВт	Q,МВАр
ПС Трудовая 1	63	«зима»	44,1	37,5	23,2
		«лето»	30,9	26,3	16,2
НПС Трудовая	10	«зима»	8	6,1	5,17
		«лето»	4,9	4,1	2,68
НС-19	10	«зима»	7	5,95	3,69
		«лето»	5	4,3	2,55
НС-20	16	«зима»	11,2	9,52	5,9
		«лето»	7,84	6,7	4,13
НС-21	15	«зима»	11,5	9,3	6,8
		«лето»	7,9	6,8	4
НС-22	15	«зима»	12,2	9,2	8
		«лето»	8,1	6,9	4,24

Расчетные средние нагрузки на 2028 год представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Перспективные средние нагрузки на 2028 год за зимний и летний период

Название ПС	$S_{ном.тр}$, МВА	Сезон	S, МВА	P, МВт	Q, МВАр
ПС Трудовая 1	63	«зима»	57,59	49	30,25
		«лето»	40,17	34,2	21,07
НПС Трудовая	10	«зима»	9,1	7,7	4,8
		«лето»	6,37	5,4	4

Продолжение таблицы 2.2

НС-19	10	«зима»	9,3	7,9	3,38
		«лето»	6,9	5,7	3,9
НС-20	16	«зима»	11,2	9,52	5,9
		«лето»	10,2	8,67	5,4
НС-21	15	«зима»	13,65	11,6	7,2
		«лето»	9,6	8,16	5,06
НС-22	15	«зима»	13,9	11,8	7,35
		«лето»	9,6	8,2	5

2.2 Расчет параметров линий электропередачи и трансформаторов

Для выполнения расчета необходимо рассчитать параметры линий и трансформаторов данного участка сети (рисунок 2.1).

Рассчитаем параметры линий электропередачи и трансформаторов рассматриваемого региона.

Активное сопротивление линии (Ом) определяется как:

$$R = r_{О} \cdot L, \qquad \ldots\ldots\ldots\ldots \qquad \ldots. \quad (2.1)$$

где L – длина линии, км,

r_0 – удельное активное сопротивление, Ом/км.

Реактивное сопротивление (Ом) определяется как:

$$X = x_{О} \cdot L, \qquad (2.2)$$

где x_0 – удельное реактивное сопротивление, Ом/км.

Проводимость определяется:

$$b_{Л} = \frac{b_0 \cdot l}{n}. \qquad (2.3)$$

Все удельные величины r_0, x_0, b_0 определяются по справочникам в зависимости от марки провода. В таблице 2.3 приведены справочные данные проводов линий электропередачи данного участка сети.

Таблица 2.3 - Расчетные данные линий электропередачи рассматриваемого района

ЛЭП	Длина *l*, км	Число цепей	$U_{ном}$, кВ	Марка провода	r_0, Ом/км	x_0, Ом/км	$b_0 10^{-6}$, См/км
ПС Трудовая 1- НПС Трудовая	14,5	2	110	АС-95/16	0,306	0,434	0,261
ПС Трудовая 1 – ПС НС 20	13,6	1	110	АС-95/16	0,306	0,434	0,261
ПС НС-20 – ПС НС-21	1,1	1	110	АС-95/16	0,306	0,434	0,261
ПС НС 21- ПС НС-22	6,1	1	110	АС-95/16	0,306	0,434	0,261
ПС НС-19 – НС НПС Трудовая	4,9	1	110	АС-95/16	0,306	0,434	0,261
ПС НС 19 - ПС Трудовая 1	9,6	1	110	АС-95/16	0,306	0,434	0,261

По формуле (2.1), (2.2) и (2.3) рассчитаем активное, реактивное сопротивление и проводимости для данных участков ЛЭП. Весь расчет сведем в таблицу 2.4.

Для выполнения уточненного расчета существующего режима необходимо знать расчетные данные трансформаторов, установленных в узлах нагрузки. Параметры трансформаторов приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.4 - Параметры линий участков сети

Наименование ПС	Длина линии, L, км	Параметры R-jX, Ом	B, 10^{-6} См/км
ПС Трудовая 1- НПС Трудовая	14,5	4,44+ j6,3	37,9
ПС Трудовая 1 – ПС НС 20	13,6	4,16+ j5,9	35,
ПС НС-20 – ПС НС-21	1,1	0,34+ j0,46	2,3
ПС НС 21- ПС НС-22	6,1	1,87+ j2,65	15,9
ПС НС-19 – НС НПС Трудовая	4,9	1,5+ j2,13	10
ПС НС 19 - ПС Трудовая 1	9,6	2,94+ j4,2	25

Таблица 2.3 – Каталожные данные трансформаторов

Название ПС	Марка и количество трансформаторов	$R_т$, Ом	$X_т$, Ом
ПС НПС Трудовая	2×ТДН – 10000–110/10	7,95	139
ПС НС-19	1×ТДТН - 10000/35/10	2,6; 2,6; 2,6	88,9; 0; 52
ПС НС -20	1×ТДН - 16000 –/110/10	4,38	86,7
ПС НС - 21	1×ТДН - 16000 –/110/10	4,38	86,7
ПС НС - 22	1×ТДН - 16000 –/110/10	4,38	86,7

Составим расчетную схему замещения для рассматриваемого участка сети (рисунок 2.1).

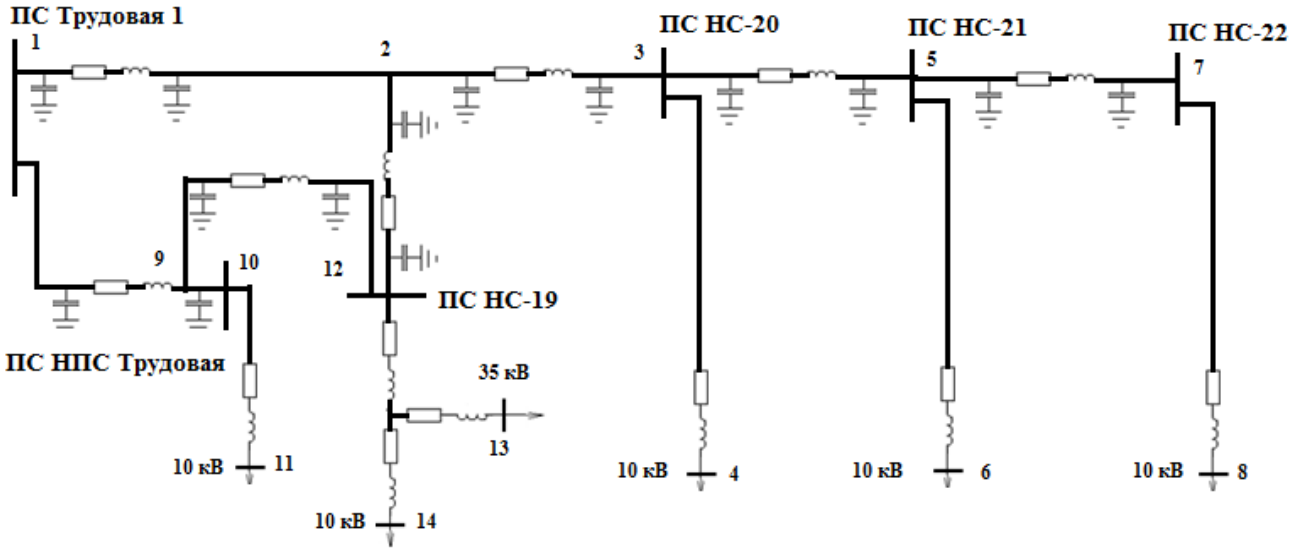
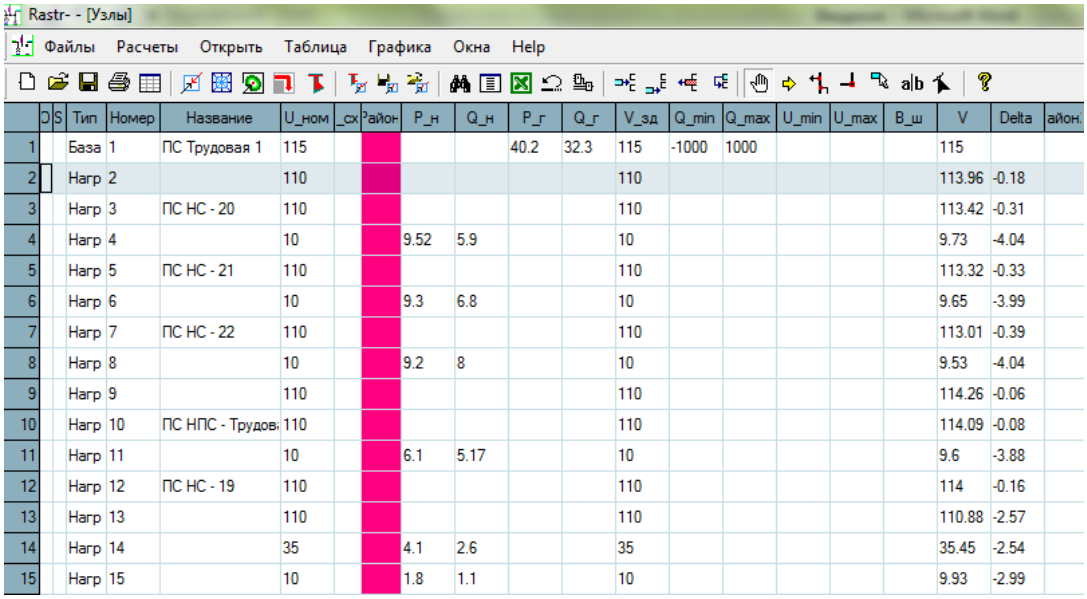


Рисунок 2.1 - Схема замещения рассматриваемого участка электрических сетей 110 кВ, Карагандинской области, Осакаровского района

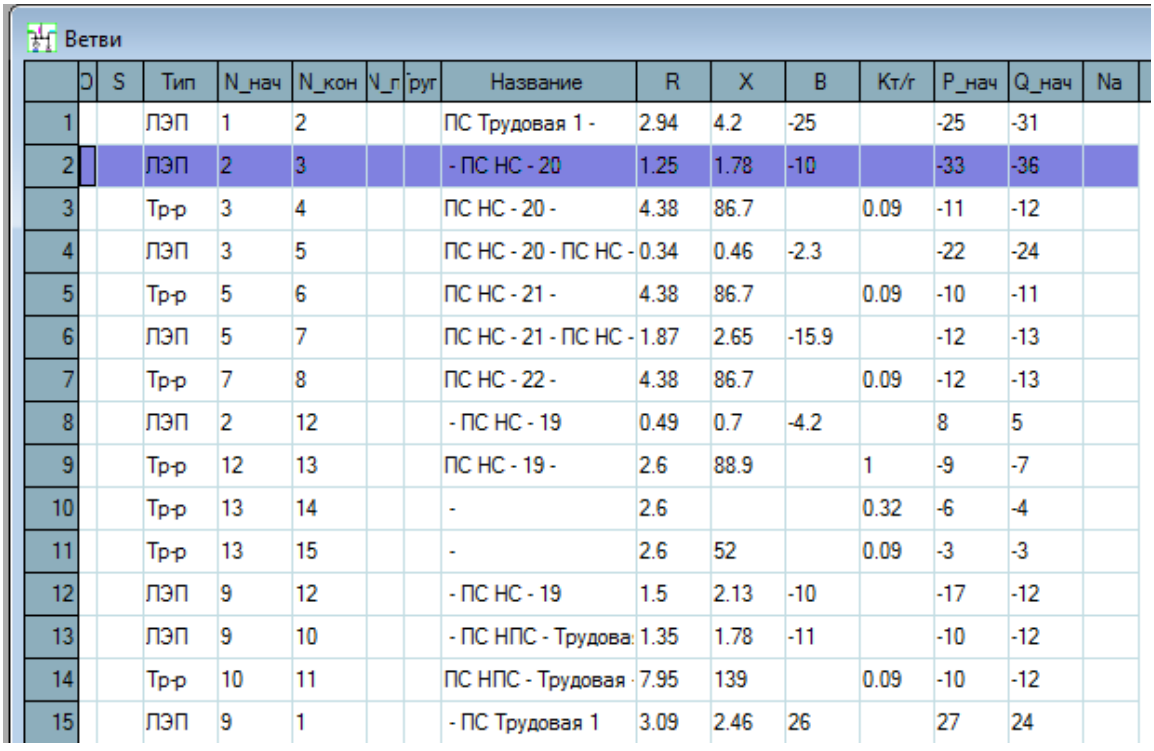
2.3 Определение расчетных параметров максимально режима работы участка существующих электрических сетей 110 кВ с нагрузками 2015 г.

Произведем расчет с помощью программного комплекса «RASTR». В соответствии со схемой замещения ведем в программу сведения о средних нагрузках (таблица 2.1) зимнего периода. Так же введем данные по линиям электропередачи (таблица 2.4) и трансформаторам (таблица 2.3) данного участка. Расчет представлен на рисунках. 2.2 - 2.6.



	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	айон
1			База	1	ПС Трудовая 1	115					40.2	32.3	115	-1000	1000				115		
2			Нагр	2		110							110						113.96	-0.18	
3			Нагр	3	ПС НС - 20	110							110						113.42	-0.31	
4			Нагр	4		10			9.52	5.9			10						9.73	-4.04	
5			Нагр	5	ПС НС - 21	110							110						113.32	-0.33	
6			Нагр	6		10			9.3	6.8			10						9.65	-3.99	
7			Нагр	7	ПС НС - 22	110							110						113.01	-0.39	
8			Нагр	8		10			9.2	8			10						9.53	-4.04	
9			Нагр	9		110							110						114.26	-0.06	
10			Нагр	10	ПС НПС - Трудова	110							110						114.09	-0.08	
11			Нагр	11		10			6.1	5.17			10						9.6	-3.88	
12			Нагр	12	ПС НС - 19	110							110						114	-0.16	
13			Нагр	13		110							110						110.88	-2.57	
14			Нагр	14		35			4.1	2.6			35						35.45	-2.54	
15			Нагр	15		10			1.8	1.1			10						9.93	-2.99	

Рисунок 2.2 – Данные «Узлы»



	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			ПС Трудовая 1 -	2.94	4.2	-25		-25	-31	
2			ЛЭП	2	3			- ПС НС - 20	1.25	1.78	-10		-33	-36	
3			Тр-р	3	4			ПС НС - 20 -	4.38	86.7		0.09	-11	-12	
4			ЛЭП	3	5			ПС НС - 20 - ПС НС -	0.34	0.46	-2.3		-22	-24	
5			Тр-р	5	6			ПС НС - 21 -	4.38	86.7		0.09	-10	-11	
6			ЛЭП	5	7			ПС НС - 21 - ПС НС -	1.87	2.65	-15.9		-12	-13	
7			Тр-р	7	8			ПС НС - 22 -	4.38	86.7		0.09	-12	-13	
8			ЛЭП	2	12			- ПС НС - 19	0.49	0.7	-4.2		8	5	
9			Тр-р	12	13			ПС НС - 19 -	2.6	88.9		1	-9	-7	
10			Тр-р	13	14			-	2.6			0.32	-6	-4	
11			Тр-р	13	15			-	2.6	52		0.09	-3	-3	
12			ЛЭП	9	12			- ПС НС - 19	1.5	2.13	-10		-17	-12	
13			ЛЭП	9	10			- ПС НПС - Трудова	1.35	1.78	-11		-10	-12	
14			Тр-р	10	11			ПС НПС - Трудовая	7.95	139		0.09	-10	-12	
15			ЛЭП	9	1			- ПС Трудовая 1	3.09	2.46	26		27	24	

Рисунок 2.3 – Данные «Ветви»

Напряжения

	S	Номер	Название	U_ном	V	dV
1		4		10	9.29	-7.08
2		6		10	9.29	-7.15
3		8		10	9.14	-8.57

Рисунок 2.4 – Напряжения в узловых точках

Районы+Потери

	ф+	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				1.498	1.04	0.458	-0	-0		

Рисунок 2.5 – Потери

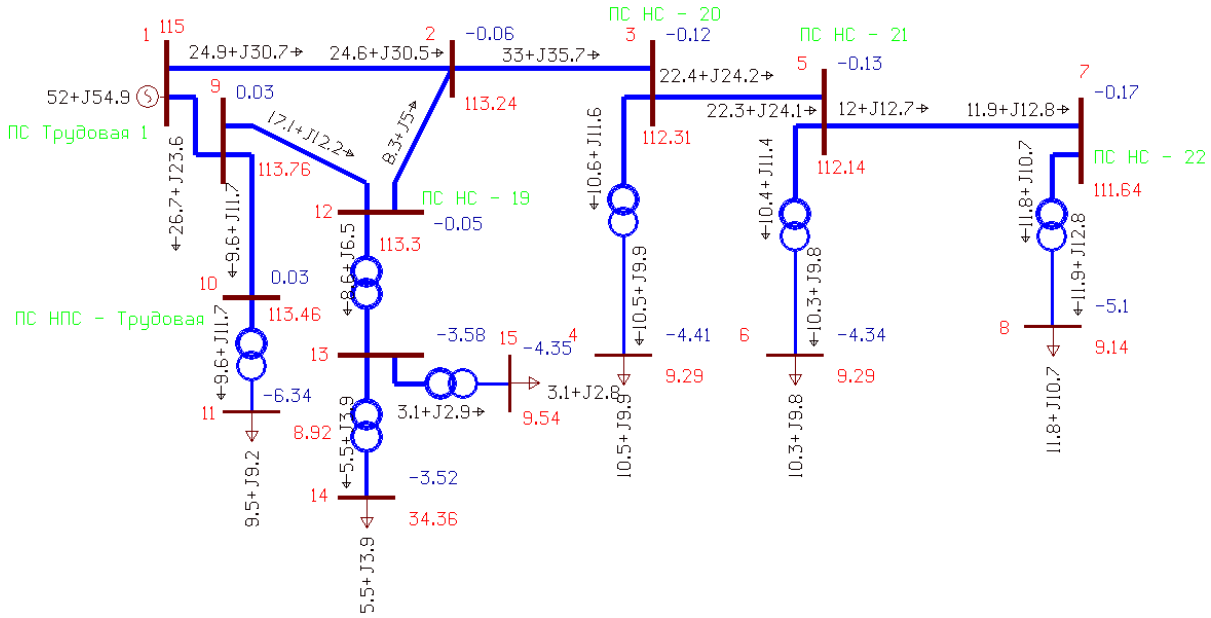


Рисунок 2.6 – Данные «Графика»

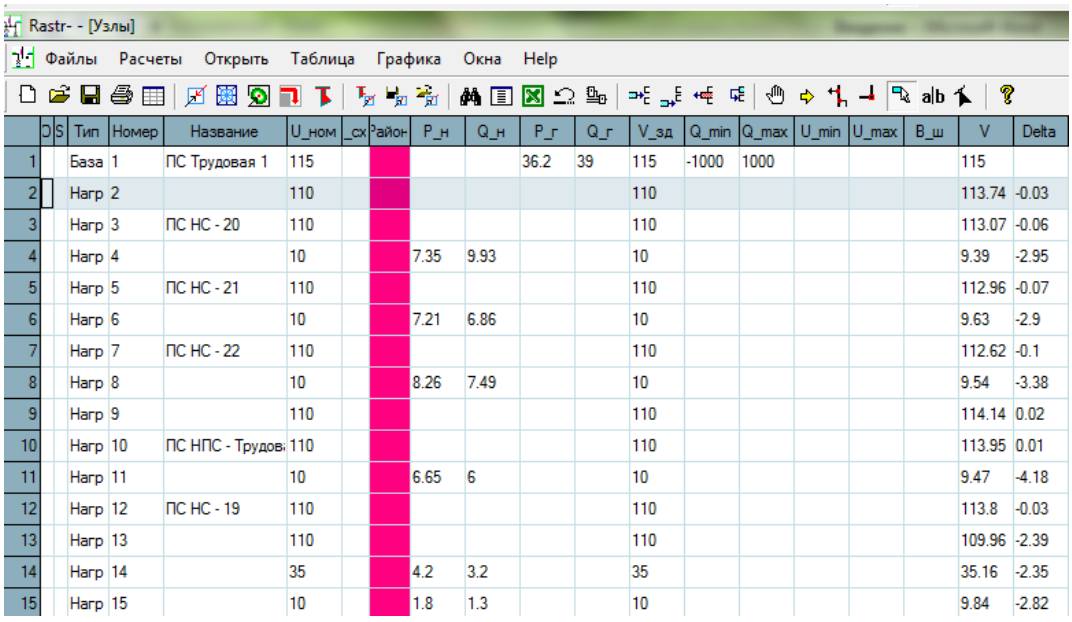
При расчете напряжений, потоков и потерь мощности в узлах и ветвях электрической существующего участка сети 110 кВ, Карагандинской области, Осакаровского района**,** с учетом средних нагрузок «зима» 2015 г. были получены следующие результаты:

- уровни напряжений в узлах: 4 - на шинах 104 кВ ПС НС-20; 6 – на шинах 10 кВ ПС НС-21; 8 – на шинах 10 кВ – ПС НС – 22 не соответствуют регламентированным ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электрической энергии системах электроснабжения общего назначения» значениям, ±5%. Так на шинах 10 кВ ПС НС 20 отклонение напряжения составляет -7,08 на ПС НС – 21 – 7,15%; ПС НС - 22 – 8,57%.

- потери активной мощности в рассматриваемой сети составили: общие нагрузочные потери – 1498 кВт, из них потери в линиях электропередачи – 1040 кВт, потери в трансформаторах – 458 кВт.

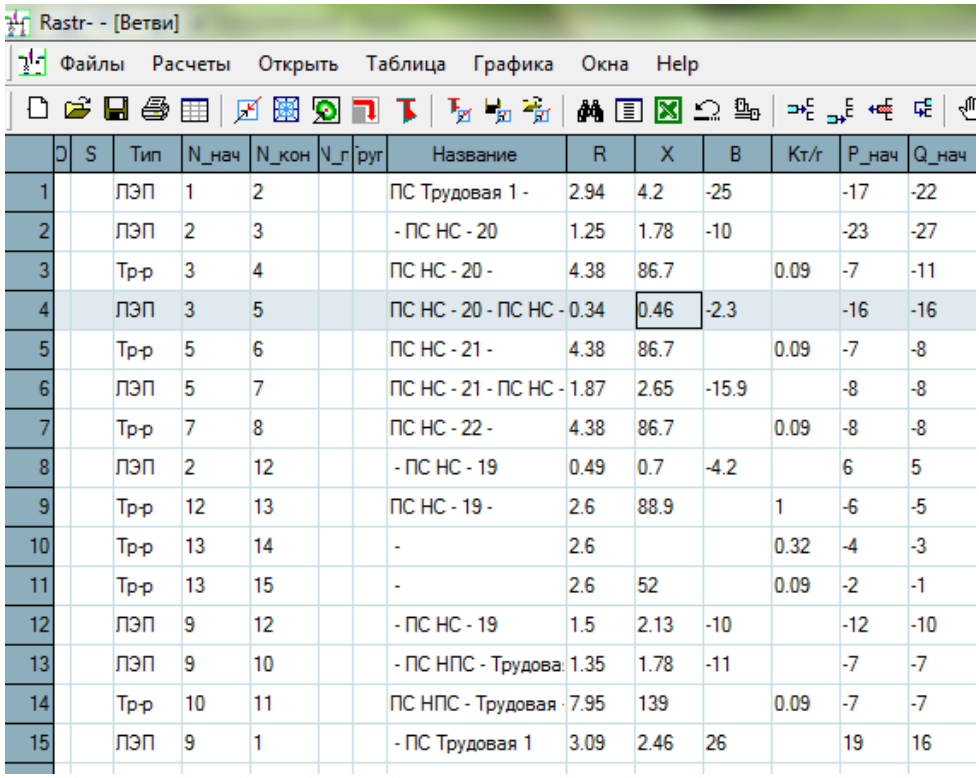
2.4 Определение расчетных параметров минимального режима работы участка существующих электрических сетей 110 кВ с нагрузками 2015 г.

Аналогичным образом как и в п.п 2.4 произведем расчет параметров режимов работы данного участка сети со средними нагрузками летнего периода. Полученные результаты представлены на рисунках 2.6 – 2.11.



	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
1			База	1	ПС Трудовая 1	115					36.2	39	115	-1000	1000				115	
2			Нагр	2		110							110						113.74	-0.03
3			Нагр	3	ПС НС - 20	110							110						113.07	-0.06
4			Нагр	4		10			7.35	9.93			10						9.39	-2.95
5			Нагр	5	ПС НС - 21	110							110						112.96	-0.07
6			Нагр	6		10			7.21	6.86			10						9.63	-2.9
7			Нагр	7	ПС НС - 22	110							110						112.62	-0.1
8			Нагр	8		10			8.26	7.49			10						9.54	-3.38
9			Нагр	9		110							110						114.14	0.02
10			Нагр	10	ПС НПС - Трудова	110							110						113.95	0.01
11			Нагр	11		10			6.65	6			10						9.47	-4.18
12			Нагр	12	ПС НС - 19	110							110						113.8	-0.03
13			Нагр	13		110							110						109.96	-2.39
14			Нагр	14		35			4.2	3.2			35						35.16	-2.35
15			Нагр	15		10			1.8	1.3			10						9.84	-2.82

Рисунок 2.7 – Данные «Узлы»



	D	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	руг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач
1			ЛЭП	1	2			ПС Трудовая 1 -	2.94	4.2	-25		-17	-22
2			ЛЭП	2	3			- ПС НС - 20	1.25	1.78	-10		-23	-27
3			Тр-р	3	4			ПС НС - 20 -	4.38	86.7		0.09	-7	-11
4			ЛЭП	3	5			ПС НС - 20 - ПС НС -	0.34	0.46	-2.3		-16	-16
5			Тр-р	5	6			ПС НС - 21 -	4.38	86.7		0.09	-7	-8
6			ЛЭП	5	7			ПС НС - 21 - ПС НС -	1.87	2.65	-15.9		-8	-8
7			Тр-р	7	8			ПС НС - 22 -	4.38	86.7		0.09	-8	-8
8			ЛЭП	2	12			- ПС НС - 19	0.49	0.7	-4.2		6	5
9			Тр-р	12	13			ПС НС - 19 -	2.6	88.9		1	-6	-5
10			Тр-р	13	14			-	2.6			0.32	-4	-3
11			Тр-р	13	15			-	2.6	52		0.09	-2	-1
12			ЛЭП	9	12			- ПС НС - 19	1.5	2.13	-10		-12	-10
13			ЛЭП	9	10			- ПС НПС - Трудова	1.35	1.78	-11		-7	-7
14			Тр-р	10	11			ПС НПС - Трудовая	7.95	139		0.09	-7	-7
15			ЛЭП	9	1			- ПС Трудовая 1	3.09	2.46	26		19	16

Рисунок 2.8 – Данные «Ветви»

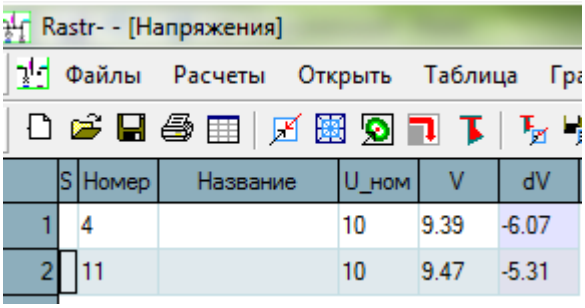


Рисунок 2.9 - Отклонения напряжения в узловых точках

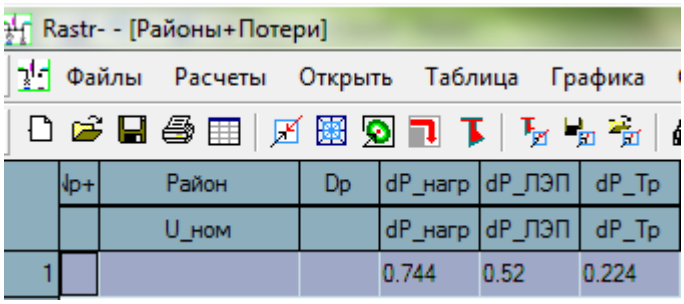


Рисунок 2.10 - Потери

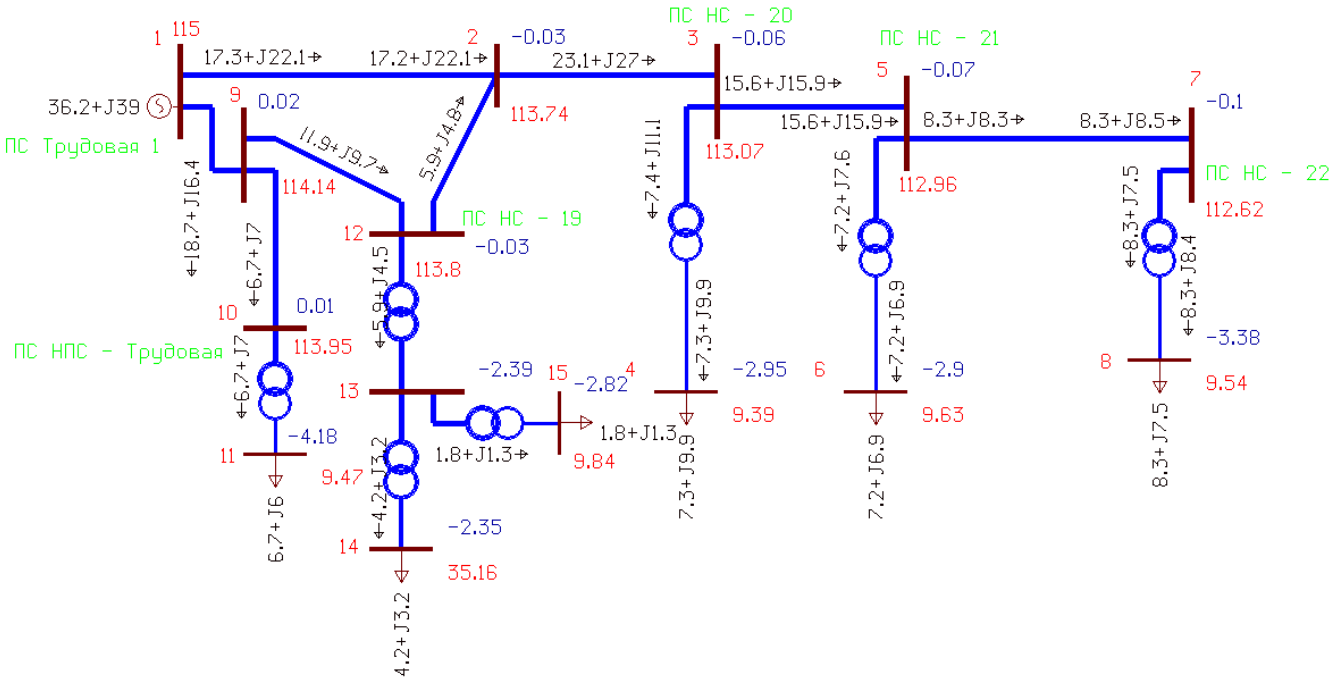


Рисунок 2.11 – Данные «Графика»

При расчете напряжений, потоков и потерь мощности в узлах и ветвях электрической существующего участка сети 110 кВ, Карагандинской области, Осакаровского района, с учетом средних нагрузок «лето» 2015 г. были получены следующие результаты:

- уровни напряжений в узлах: 4 - на шинах 10 кВ ПС НС-20; 11 – на шинах 10 кВ ПС НПС Трудовая не соответствуют регламентированным

ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электрической энергии системах электроснабжения общего назначения» значениям, ±5%.

Так на шинах 10 кВ ПС НС 20 отклонение напряжения составляет -6,07%, на ПС НПС Трудовая – 5,31%.

- потери активной мощности в рассматриваемой сети составили: общие нагрузочные потери – 744 кВт, из них потери в линиях электропередачи – 520 кВт, потери в трансформаторах – 224 кВт.

Определим годовые потери электроэнергии.

Суточный расход активной энергии зимнего дня:

$$\Delta W_{зим}=\Delta P_{зим}\cdot T, \quad (2.4)$$

где $\Delta P_{зим}$ – моментальные потери в зимний период года;

T – длительность рассматриваемого периода.

$$\Delta W_{зим}=1498\cdot 24=35952 \text{ кВт·ч.}$$

Суточный расход активной энергии летнего дня:

$$\Delta W_{лет}=\Delta P_{лет}\cdot T, \quad (2.5)$$

где $\Delta P_{лет}$ – моментальные потери в летний период года.

$$\Delta W_{лет}=744\cdot 24=17856 \text{ кВт·ч.}$$

Годовые потери электроэнергии определим по формуле:

$$\Delta W_{г}=W_{лет}\cdot n_{лет}+W_{зим}\cdot n_{зим}\ , \quad (2.6)$$

где $n_{лет}$ – количество летних дней;

$n_{зим}$ – количество зимних дней.

$$\Delta W_{г}=35952\cdot 210+17856\cdot 155=10317{,}6 \text{ МВт·ч.}$$

3 Замена провода на участке электрической сети 110 кВ «Трудовая 1–НС-22» Карагандинской области, Осакаровского района

3.1 Замена провода АС -95 на участке электрической сети 110 кВ «Трудовая 1–НС-22» Карагандинской области, Осакаровского района

Как показали расчеты режимов работы существующих сетей участка Карагандинской области, Осакаровского района При расчете напряжений в максимальном режиме «зима» уровни напряжений на шинах 10 кВ ПС НС-

20; на шинах 10 кВ ПС НС-21; на шинах 10 кВ – ПС НС – 22 не соответствуют регламентированным ГОСТ 13109-97 ±5%.

При расчете в минимальном режиме «лето» на шинах 10 кВ ПС НС-20; на шинах 10 кВ ПС НПС Трудовая не соответствуют регламентированным ГОСТ 13109-97 значениям, ±5%. Годовые потери мощности получились равными 10317,6 МВт·ч. таким образом данная сеть не удовлетворяет, предъявляемым требованиям.

Следовательно, необходимо произвести замену провода АС-95 на участке «Трудовая 1–НС-22».

На рисунке 3.1 представлена карта схема участка Карагандинской области, Осакаровского района с реконструкцией участка ЛЭП «Трудовая 1–НС-22». На рисунке 3.2 представлена электрическая схема данного участка с реконструкцией. Предполагается заменить провод марки АС-95/16 110 кВ на участке электрических сетей 110 кВ «Трудовая 1–НС-22» на провод марки АС – 150/ 24.

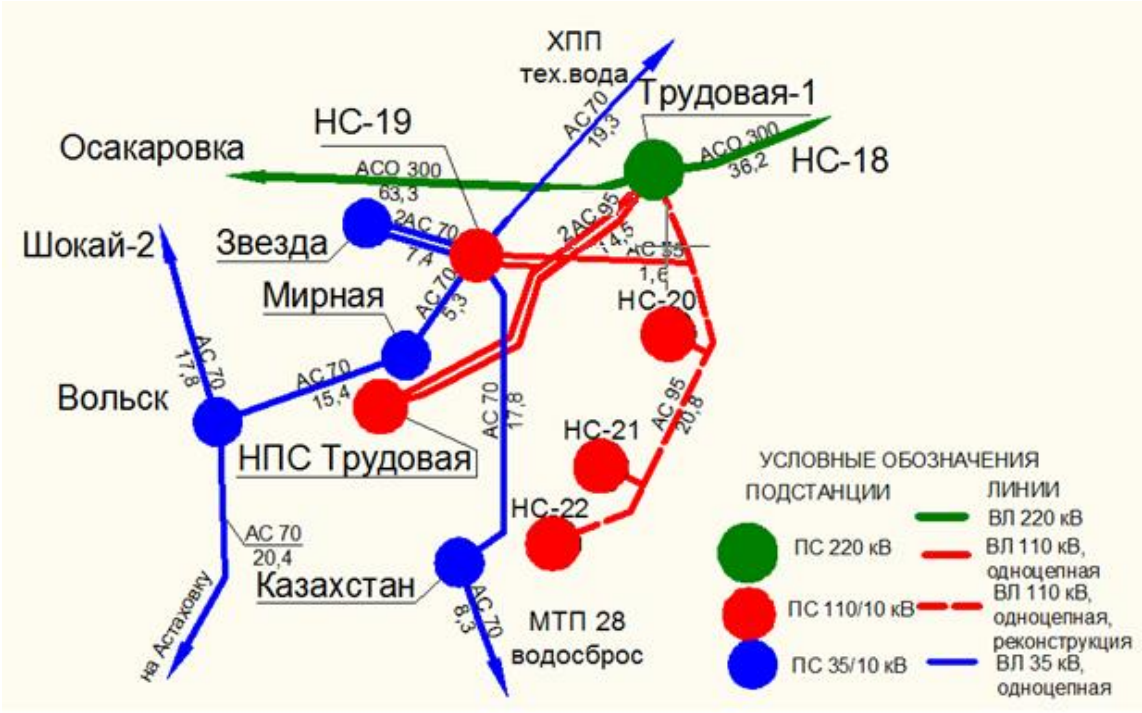


Рисунок 3.1 – Карта схема участка электрических сетей Карагандинской области, Осакаровского района с намеченной реконструкцией линий 110 кВ 110 кВ «Трудовая 1 – НС-22»

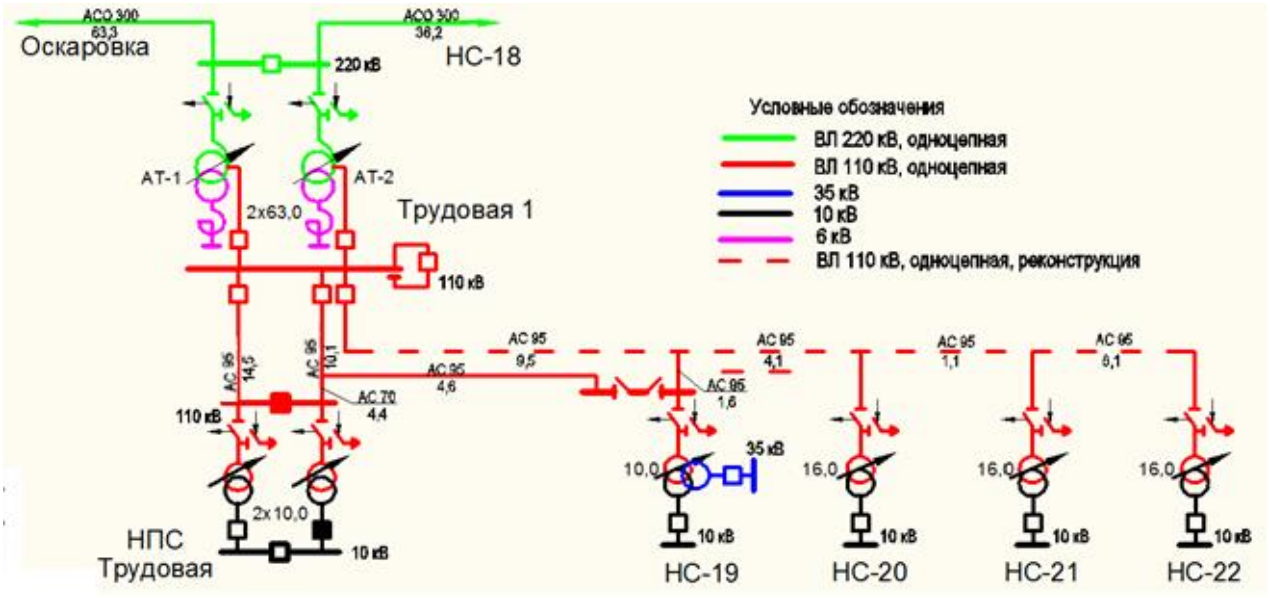


Рисунок 3.2 – Схема электрических соединений участка электрических сетей Карагандинской области, Осакаровского района с намеченной реконструкцией лини 110 кВ «Трудовая 1 – НС-22

3.2 Выбор марки и сечения проводов ВЛ 110 кВ

Критерием для выбора сечения проводников воздушных линий является минимум приведенных затрат. В качестве такого показателя при проектирования воздушных линий 110 кВ в течение многих лет использовалась экономическая плотность тока.

Выбор сечений проводов ВЛ 110кВ. Расчетная токовая нагрузка линии (I_p) определяется по выражению

$$I_p=I_5\cdot\alpha_i\cdot\alpha_T, \qquad (3.1)$$

$$I_p=323\cdot1,05\cdot1,3= 441 \text{ А}.$$

где, I_5 – ток линии на пятый год её эксплуатации в нормально эксплуатационном режиме, определяемый в соответствии с (3.1) для системообразующих линий по расчетным длительным потокам мощности, для распределительных линий по нагрузки линии, определяемой расчетом потокораспределения при прохождении максимум нагрузки энергосистемы;

α_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации лини;

α_T – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии $T_м$ и коэффициент её попадания в максимум энергосистемы $R_м$..

Для линий 110кВ значение α_i принимается равным 1,05, что соответствует математическому ожиданию этого коэффициента в зона наиболее часто встречающихся темпов роста нагрузки.

Для линий 110кВ значение $\alpha_т$ принимается равным 1,3 (более 6000 часов) при $R_м$=1.0.

Для линий с максимум нагрузки летом или в часы ночного снижения нагрузки энергосистемы (при $R_м \leq 0,5$) I_5 принимается по максимально нагрузке линии, а $\alpha_т$ - равным 0,4.

Сечения проводов ВЛ 110 кВ выбираются по таблице 3.1 в зависимости от напряжения, расчетной токовой нагрузки, определенной по формуле (3.1), района по гололеду материала и цепности опор. В таблице 3.2 приведены экономические интервалы по мощности. Таблицы составлены для всех применяемых стандартных сечений проводов для четырех регионов, отличающихся замыкающими затратами на электроэнергию.

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

$$I_р \leq I_{доп}\ , \qquad (3.2)$$

$$407{,}3А \leq 450А.$$

Где $I_р$ - расчетный ток для проверки проводов по нагреву (в качестве такового принимается средняя токовая нагрузка за полчаса), при этом расчетными режимами могут являться нормальные или послеаварийные режимы, а также периоды ремонтов других элементов сети, возможных неравномерностей распределения нагрузки между линиями и т.п.;

$I_{доп}$ - допустимые длительные токовые нагрузки (см. таблицу 3.1)

Таблица 3.1 - Допустимые длительные токи и мощности для неизолированных сталеалюминиевых проводов марок АС, АСК, АСКП, АСКС при температуре воздуха +25 ^{O}C

Номинальное сечение, мм^2	Ток, А		Мощность, МВт, вне помещений при напряжении, 110 кВ
	Вне помещений	Внутри помещений	
1	2	3	4
120/19	390	313	70,1
120/27	375	-	67,4
150/19	450	365	80,9
150/24	450	365	80,9
150/34	450	365	80,9

Согласно условию 3.3выбираем провод АС 150/24.

3.3 Расчет провода АС-150/24 на механическую прочность

Механическая прочность воздушной линии – это способность проводов, грозозащитных тросов и опор выдерживать механические нагрузки, возникающие из-за собственного веса, ветра, гололедных образований, изменения температуры и других факторов. Механическая прочность ВЛ в значительной мере влияет на надежность работы электрической сети [3].

Расчет по условиям механической прочности провода включает определение:

1) механических нагрузок и сил, действующих на провод и тросы;
2) механических напряжений проводов и тросов в различных их точках и при различных условиях работы;
3) наибольших стрел провеса проводов и тросов.

Результаты этих расчетов необходимы для проверки допустимости механических напряжений проводов и тросов, а также их стрел провеса.

На провода и тросы ВЛ действуют механические нагрузки, направленные по вертикали (от собственного веса и гололеда) и по горизонтали (от ветра). В результате в металле проводов возникают напряжения от растяжения.

При расчетах на механическую прочность в качестве исходных данных используются удельные механические нагрузки на провод. Под удельной нагрузкой понимают равномерно распределенную вдоль пролета провода механическую нагрузку, отнесенную к единице длины и поперечного сечения.

Исходные данные для провода АС-150 выбираются по таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Расчетные данные для провода АС-150

Сечение алюминия, $мм^2$	Сечение стали, $мм^2$	Общее сечение провода, $мм^2$	Диаметр провода, $мм^2$	Масса, кг
149	24,2	173,2	17,1	599

Нагрузка от собственного веса

$$p_1=599\cdot10^{-3}=0{,}599 \text{ даН/м},$$

$$\gamma_1=3{,}46\cdot10^{-3} \text{ даН}/\text{мм}^2.$$

Значение удельной нагрузки от собственного веса по таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Физико-механические характеристика провода АС-150 и допускаемое напряжение

Марка и сечение провода, мм^2	Приведенная нагрузка от собственного веса $\gamma_1 \cdot 10^{-3}$, даН/(м·мм^2)	Модуль упругости $E \cdot 10^{-3}$, даН/мм^2	Температурный коэффициент линейного удлинения $\alpha \cdot 10^{-6}$, К$^{-1}$	Временное сопротивление разрывы, даН/мм^2	Допускаемое напряжение	
					При наибольшей нагрузке и низшей температуре $\sigma_г$	При среднегодовой температуре $\sigma_э$
АС-150	3,46	8,25	19,2	29	13	8,7

Единичная нагрузка от веса гололеда определяется по формуле:

$$p_2=0,9\cdot\pi c(d+c)\cdot 10^{-3}, \quad (3.3)$$

где d – диаметр провода, мм^2;
c – толщина стенки, мм.

$$p_2=0,9\cdot 3,14\cdot 15\cdot(17,1+15)\cdot 10^{-3}=1,28 \text{ даН/м}.$$

Нагрузка от веса провода с гололедом

$$p_3=p_1+p_2, \quad (3.4)$$

$$p_3=0,599+1,28=1,751 \text{ даН/м}.$$

Удельные нагрузки:

$$\gamma_n = \frac{p_n}{F}, \quad (3.5)$$

где p_n – нагрузка на провод, даН/м;
F –общее сечение провода, мм^2.

$$\gamma_3 = \frac{1,751}{173,2} = 12,8 \cdot 10^{-3} \text{ даН/мм}^2.$$

Единичная нагрузка от ветра на провод без гололеда. Значение q=65 находим по таблице 3.4 для линии 110 кВ при повторяемости 1 раз в 10 лет.

Значения коэффициента неравномерности α принимаются, согласно [6]: 1,0 при скоростном напоре до 27 даН/м^2; 0,85 – при 40 даН/м^2; 0,75 – при 55 даН/м^2; 0,7 – при 76 даН/м^2 и более. Промежуточные значения определяются линейной интерполяцией.

Таблица 3.4 - Нормативные скоростные напоры, даН/м^2, и приближенные скорости ветра, м/с, для высоты до 15 м над поверхностью земли

Ветровой район	Повторяемость					
	1 раз в 5 лет		1 раз в 10 лет		1 раз в 15 лет	
	q	v	q	v	q	v
I	27	21	40	25	55	30
II	35	24	40	25	55	30
III	45	27	50	29	55	30
IV	55	30	65	32	80	36
V	70	33	80	36	80	36
VI	85	37	100	40	100	40
VII	100	40	125	45	125	45

При q=55 даН/м,^{2} α=0,75;
При q=76 даН/м^2, α=0,7;
q=65 даН/м^2

$$\alpha=0{,}75+\frac{65-55}{76-55}\cdot\frac{0{,}7-0{,}75}{1}=0{,}726 \text{ даН/м}^2.$$

значение C_x принимаем 1,2, так как α=17,1<20 мм;

$$p_4=\alpha C_x q d\cdot 10^{-3}, \qquad (3.6)$$

где α – коэффициент неравномерности;
C_x – коэффициент лобового сопротивления;
q – скоростной напор, даН/м^2.

$$p_4=0{,}726\cdot 1{,}2\cdot 65\cdot 17{,}1\cdot 10^{-3}=0{,}861 \text{ даН/м}.$$

Единичная нагрузка от ветра на провод с гололедом:

$$p_5=\alpha C_x\cdot 0{,}25q(d+2c)\cdot 10^{-3}, \qquad (3.7)$$

$$p_5 = 1\cdot 1{,}2\cdot 0{,}25\cdot 65\cdot(17{,}1+2\cdot 15)\cdot 10^{-3}=0{,}881 \text{ даН/м}.$$

Нагрузки от ветра и веса провода без гололеда:

$$p_6=\sqrt{p_1^2+p_4^2}, \qquad (3.8)$$

$$p_6 = \sqrt{0{,}599^2+0{,}861^2} = 0{,}981 \text{ даН/м.}$$

Удельные нагрузки:

$$\gamma_6=\frac{0{,}981}{173{,}2}=7{,}17\cdot10^{-3} \text{ даН/мм}^2.$$

Нагрузки от ветра и веса провода с гололедом:

$$p_7=\sqrt{p_3^2+p_5^2}, \tag{3.9}$$

$$p_7 = \sqrt{1{,}751^2+0{,}881^2} = 1{,}96 \text{ даН/м.}$$

Удельные нагрузки:

$$\gamma_7=\frac{1{,}96}{173{,}2}=14{,}33\cdot10^{-3} \text{ даН/мм}^2.$$

3.4 Определение критических пролетов

При расчетах проводов на механическую прочность учитываются такие климатические условия, которые дают наиболее невыгодные по механическим нагрузкам значения напряжений в проводе в одних случаях и максимальные стрелы провиса - в других. Эти условия принимаются за исходные по которым можно определить состояние провода при любых других условиях. При ограничении напряжения в проводе тремя исходными режимами, должны существовать три критических пролета соответствующих пограничным условиям этих режимов

Исходные данные для расчета по таблице 3.2.

Критический пролет в котором напряжение в проводе достигает допускаемых значений при низшей и среднегодовой температурах называется первым критическим пролетом и определяется по формуле:

$$l_{1к}=\frac{4{,}38\sigma}{\gamma_1}\cdot\sqrt{\frac{\alpha E(t_э-t_-)-0{,}333\sigma_-}{E}}, \tag{3.10}$$

где σ – допускаемое напряжение, даН/мм^2;

α - температурный коэффициент линейного удлинения, К$^{-1}$;

Е - модуль упругости, даН/мм^2;

Если напряжения в проводе достигают допускаемых значений при наибольшей нагрузке и при низшей температуре, то соответствующий пролет называется вторым критическим пролетом и определяется по формуле:

$$l_{2к}=4{,}9\sigma\cdot\sqrt{\frac{\alpha(t_г-t_-)}{\gamma_7^2-\gamma_1^2}}. \qquad (3.11)$$

Если напряжения в проводе достигают допускаемых значений при среднегодовой температуре и при наибольшей нагрузке, то соответствующий пролет называется третьим критическим пролетом и определяется по формуле:

$$l_{3к}=\frac{4{,}9\sigma}{\gamma_1}\cdot\sqrt{\frac{0{,}333\sigma_г+\alpha E(t_г-t_э)}{E[(\frac{\gamma_г}{\gamma_1})^2-2{,}25]}}. \qquad (3.12)$$

Согласно формуле (4.1) первый критический пролет равен:

$$l_{1к}=\frac{4{,}38\cdot 13}{3{,}46\cdot 10^{-3}}\cdot\sqrt{\frac{19{,}2\cdot 10^{-6}\cdot 8{,}25\cdot 10^3(0-(-40))-0{,}333\cdot 13}{8{,}25\cdot 10^3}}=257\text{ м.}$$

Согласно формуле (4.2) второй критический пролет равен:

$$l_{2к}=4{,}9\cdot 13\cdot\sqrt{\frac{19{,}2\cdot 10^{-6}(-5-(-40))}{(14{,}33-3{,}46)^2\cdot 10^{-6}}}=187\text{ м.}$$

Согласно формуле (4.3) третий критический пролет равен:

$$l_{3к}=\frac{4{,}9\cdot 13}{3{,}46\cdot 10^{-3}}\cdot\sqrt{\frac{0{,}333\cdot 13+19{,}2\cdot 10^{-6}\cdot 8{,}25\cdot 10^3(-5-0)}{8{,}25\cdot 10^3\cdot[(\frac{14{,}33}{3{,}46})^2-2{,}25]}}=119\text{ м.}$$

Полученное соотношение пролетов $l_{1к} > l_{2к} > l_{3к}$ соответствует случаю, в котором расчет ведется по пролету $l_{2к}$ (рисунок 3.4).

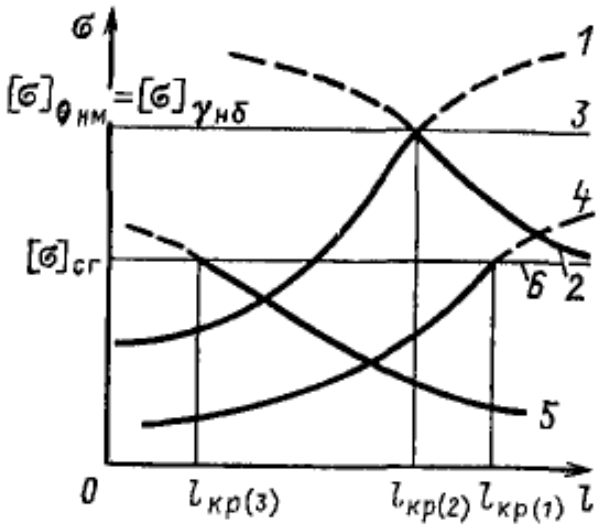


Рисунок 3.4 – Кривые напряжений в материале провода и критические пролеты

3.5 Расчет сталеалюминевых проводов

В расчетах сталеалюминевых проводов обычно принимают режимы , указанные в таблице 3.5.

Таблица 3.5 - Расчетные режимы проводов

Расчетные режимы	Сочетание климатических условий	Удельная нагрузка
I	Провода и тросы покрыты гололедом, t = -5^0C, ветровое давление 0,25W	γ_7
II	Провода и тросы покрыты гололедом, t = -5^0C, ветра нет (W = 0)	γ_3
III	Ветровое давление W, t = -5^0C, гололеда нет	γ_6
IV	Среднегодовая температура $t_э$. Ветра и гололеда нет	γ_1
V	t = $+15^0$C, ветра и гололеда нет	γ_1
VI	Низшая температура t_, ветра и гололеда нет	γ_1
VII	Максимальная температура $t_{макс}$, ветра и гололеда нет	γ_1

Режим I является исходным:

$$\sigma=\sigma_г=13 \text{ даН/мм}^2.$$

Режим II:

$$\sigma-\frac{\gamma_3^2 El^2}{24\sigma^2}=\sigma_г-\frac{\gamma_7^2 El^2}{24\sigma_г^2}-\alpha E(t-t_г). \qquad (3.13)$$

$$\sigma-\frac{12,8^2\cdot 8,25\cdot 10^3\cdot 200^2}{24\sigma^2}=13-\frac{14,33^2\cdot 8,25\cdot 10^3\cdot 200^2}{24\cdot 13}-19,2\cdot 10^{-6}\cdot 8,25\cdot 10^3\left(-5-(-5)\right).$$

После упрощения выражения, получим:

$$\sigma-\frac{2362}{\sigma^2}=-3,707,$$

$$\sigma^2(\sigma+3,707)=2362,$$

$$\sigma=12,19 \text{ даН/мм}^2.$$

Режим III

$$\sigma-\frac{\gamma_6^2 El^2}{24\sigma^2}=\sigma_Д-\frac{\gamma_7^2 El^2}{24\sigma_г^2}-\alpha E(t-t_г), \qquad (3.14)$$

$$\sigma-\frac{7,17^2\cdot 8,25\cdot 10^3\cdot 200^2}{24\sigma^2}=13-\frac{14,33^2\cdot 8,25\cdot 10^3\cdot 200^2}{24\cdot 13}-19,2\cdot 10^{-6}\cdot 8,25\cdot 10^3\left(-5-(-5)\right).$$

После упрощения выражения, получим:

$$\sigma-\frac{706,87}{\sigma^2}=-3,707,$$

$$\sigma^2(\sigma+3,707)=706,87,$$
$$\sigma=7,83 \text{ даН/мм}^2.$$

Режим IV

$$\sigma-\frac{\gamma_1^2 El^2}{24\sigma^2}=\sigma_Д-\frac{\gamma_7^2 El^2}{24\sigma_г^2}-\alpha E(t-t_г), \qquad (3.15)$$

$$\sigma-\frac{3,46^2\cdot 8,25\cdot 10^3\cdot 200^2}{24\sigma^2}=13-\frac{14,33^2\cdot 8,25\cdot 10^3\cdot 200^2}{24\cdot 13}-19,2\cdot 10^{-6}\cdot 8,25\cdot 10^3\left(0-(-5)\right).$$

После упрощения выражения, получим:

$$\sigma-\frac{164,61}{\sigma^2}=-4,5,$$

$$\sigma^2(\sigma+4,5)=164,61,$$

$$\sigma=4,32 \text{ даН/мм}^2.$$

Режим V

$$\sigma-\frac{\gamma_1^2 El^2}{24\sigma^2}=\sigma_Д-\frac{\gamma_7^2 El^2}{24\sigma_г^2}-\alpha E(t-t_г), \qquad (3.16)$$

$$\sigma-\frac{3,46^2\cdot 8,25\cdot 10^3\cdot 200^2}{24\sigma^2}=13-\frac{14,33^2\cdot 8,25\cdot 10^3\cdot 200^2}{24\cdot 13}-19,2\cdot 10^{-6}\cdot 8,25\cdot 10^3\big(15-(-5)\big).$$

После упрощения выражения, получим:

$$\sigma-\frac{164,61}{\sigma^2}=-6,88,$$

$$\sigma^2(\sigma+6,88)=164,61,$$

$$\sigma=3,91 \text{ даН/мм}^2.$$

Режим VI

$$\sigma-\frac{\gamma_1^2 El^2}{24\sigma^2}=\sigma_Д-\frac{\gamma_7^2 El^2}{24\sigma_г^2}-\alpha E(t-t_г), \qquad (3.17)$$

$$\sigma-\frac{3,46^2\cdot 8,25\cdot 10^3\cdot 200^2}{24\sigma^2}=13-\frac{14,33^2\cdot 8,25\cdot 10^3\cdot 200^2}{24\cdot 13}-19,2\cdot 10^{-6}\cdot 8,25\cdot 10^3\big(-40-(-5)\big).$$

После упрощения выражения, получим:

$$\sigma-\frac{164,61}{\sigma^2}=1,84,$$

$$\sigma^2(\sigma+6,88)=164,61,$$

$$\sigma=6,17 \text{ даН/мм}^2.$$

Режим VII

$$\sigma-\frac{\gamma_1^2 El^2}{24\sigma^2}=\sigma_Д-\frac{\gamma_7^2 El^2}{24\sigma_г^2}-\alpha E(t-t_г); \qquad (3.18)$$

$$\sigma-\frac{3{,}46^2\cdot 8{,}25\cdot 10^3\cdot 200^2}{24\sigma^2}=13-\frac{14{,}33^2\cdot 8{,}25\cdot 10^3\cdot 200^2}{24\cdot 13}-19{,}2\cdot 10^{-6}\cdot 8{,}25\cdot 10^3\big(40-(-5)\big).$$

После упрощения выражения, получим:

$$\sigma-\frac{164{,}61}{\sigma^2}=-10{,}3,$$

$$\sigma^2(\sigma+10{,}3)=164{,}61,$$

$$\sigma=3{,}46 \text{ даН/мм}^2.$$

Вычислим стрелы провеса:

$$f=\frac{\gamma_n l^2}{8\sigma}, \qquad (3.19)$$

где γ_n – удельные нагрузки, даН/мм^2;

l – длина пролета, м;

σ – фиктивное напряжение в проводе, даН/мм^2.

В режиме II:

$$f=\frac{12{,}8\cdot 10^{-3}\cdot 200^2}{8\cdot 12{,}19}=5{,}25 \text{ м.}$$

Режим V:

$$f=\frac{3{,}46\cdot 10^{-3}\cdot 200^2}{8\cdot 3{,}91}=4{,}43 \text{ м.}$$

Режим VI:

$$f=\frac{3{,}46\cdot 10^{-3}\cdot 200^2}{8\cdot 6{,}17}=2{,}8 \text{ м.}$$

Режим VII:

$$f=\frac{3{,}46\cdot 10^{-3}\cdot 200^2}{8\cdot 3{,}46}=5 \text{ м.}$$

3.6 Механический расчет опор

Опоры представляют собой основной элемент линий электропередач. От их качества и от качества их установки, в значительной мере, зависит работоспособность и функциональность ЛЭП, а также безопасность их эксплуатации.

Промежуточные опоры устанавливают на прямых участках трассы ВЛ. В нормальном режиме работы промежуточные опоры воспринимают вертикальные нагрузки от веса проводов, изоляторов, арматуры, а также горизонтальные нагрузки от давления ветра на провода и опору. Эти опоры не воспринимают нагрузки от тяжения проводов, направленные вдоль линии, поэтому имеют легкую конструкцию. В аварийном режиме (при обрыве одного или нескольких проводов) промежуточные опоры воспринимают нагрузку от тяжения оставшихся проводов и подвергаются кручению и изгибу. Поэтому промежуточные опоры рассчитывают с определенным запасом прочности, позволяющим им выдерживать без разрушения аварийные нагрузки.

Приняты железобетонные промежуточные опоры (рисунок 3.5). Железобетонные опоры по сравнению с другими видами опор более долговечны и экономичны в эксплуатации, т.к. требуют наименьшего ухода и ремонта.

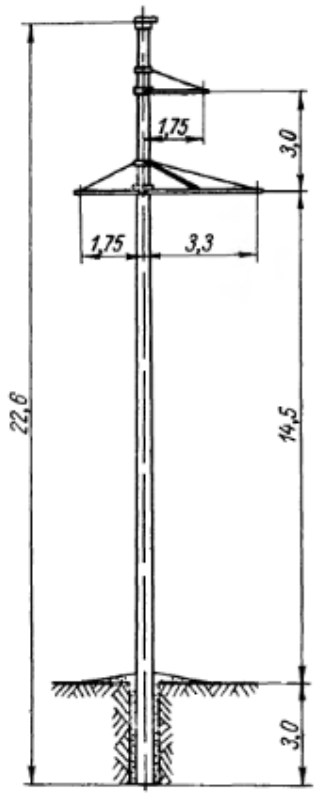


Рисунок 3.5 – Промежуточная одноцепная опора ВЛ 110 кВ

Расчетные нагрузки на опору от проводов и тросов даны в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Расчетные нагрузки на опору, даН

Наименование нагрузки	Обозначение	Нормальный режим. Ветер без гололеда	Нормальный режим. Ветер с гололедом	Аварийный режим. Обрыв крайнего провода
Вес провода	$G_п^р$	240	240	240
Вес гололеда на проводе	-	-	540	540
Вес провода с гололедом	$G_п^р$	-	780	780
Вес гирлянды	$G_г^р$	45	45	45
Вес троса	$G_т^р$	160	160	160
Вес гололеда на тросе	-	-	380	380
Вес троса с гололедом	$G_т^р$	-	540	540
Ветровая нагрузка на провод	$P_п^р$	308	240	-
Ветровая нагрузка на трос	$P_т^р$	166		-
Тяжение при обрыве провода	$T_п^р$	-	-	650
Тяжение при обрыве троса	$T_т^р$	-	-	850

Для опоры применяется коническая стойка с диаметром в комле 560 мм и длиной 22,6 м.

Усредненную распределительную ветровую нагрузку принимаем по таблице 3.7.

Таблица 3.7 - Средняя распределенная ветровая нагрузка $p_к$, даН/м^2, на унифицированные железобетонные конические стойки

Диаметр стойки, мм	Вид нагрузки	Скоростной напор q, даН/м^2					
		40	50	56	65	80	100
560	Нормативная	7,9	10,5	11,9	14,3	18	24
	Расчетная	9,5	12,6	14,4	17,2	21,6	28,8

Находим суммарный изгибающий момент, действующий на абсолютно жесткую опору относительно опорного сечения ствола.

Режим I. Ветер без гололеда:

Горизонтальная нагрузка:

$$M_{гI}=308\cdot2\cdot14,5+308\cdot17,5+166\cdot19,6+\frac{1}{2}\cdot12,6\cdot22,6^2=$$

$$=20794\ даН\cdot м=20,79\ даН\cdot10^3\cdot м.$$

Вертикальная нагрузка:

$$M_{eI} = (240+45)\cdot 3,5=997,5 \text{ даН}\cdot\text{м}=1,0 \text{ даН}\cdot 10^3\cdot\text{м}.$$

Суммарный момент от нагрузок определяется по формуле:

$$M_{жI} = M_{гI} + M_{eI}, \qquad (3.20)$$

где $M_{гI}$ - горизонтальная нагрузка, даН$\cdot 10^3\cdot$м;
M_{eI} - вертикальная нагрузка, даН$\cdot 10^3\cdot$м.

$$M_{жI}=20,79+1,0=21,79 \text{ даН}\cdot 10^3\cdot\text{м},$$

$$Q_I=3\cdot 308+166+12,6\cdot 22,6 = 1375 \text{ даН}\cdot\text{м}=1,38 \text{ даН}\cdot 10^3\cdot\text{м}.$$

Находим высоту H_0 точки приложения равнодействующей горизонтальных сил Q по формуле:

$$H_{0I}=\frac{M_{жI}}{Q_I}, \qquad (3.21)$$

где $M_{жI}$ - суммарный момент от нагрузок, даН$\cdot 10^3\cdot$м;
Q_I – равнодействующая горизонтальная сила, даН$\cdot 10^3\cdot$м.

$$H_{0I}=\frac{21,79}{1,38}=15,78 \text{ м}.$$

Режим II. Ветер с гололедом:
Горизонтальная нагрузка:

$$M_{гII}=240\cdot 2\cdot 14,5+240\cdot 17,5+194\cdot 19,6+0,25\cdot\frac{1}{2}\cdot 12,6\cdot 22,6^2=$$
$$=15728 \text{ даН}\cdot\text{м}=15,73 \text{ даН}\cdot 10^3\cdot\text{м}.$$

Вертикальная нагрузка:

$$M_{eII} = (780+45)\cdot 3,5=2887,5 \text{ даН}\cdot\text{м}=2,89 \text{ даН}\cdot 10^3\cdot\text{м}.$$

Суммарный момент от нагрузок:

$$M_{жII}=15,73+2,89=18,62\cdot 10^3\cdot\text{м},$$

$$Q_{II}=3\cdot240+194+\frac{1}{4}\cdot285 = 985 \text{ даН}\cdot\text{м}=0,99 \text{ даН}\cdot10^3\cdot\text{м}.$$

Определяем Высоту H_0 точки приложения равнодействующей горизонтальных сил Q:

$$H_{0II}=\frac{18,62}{0,99}=18,8 \text{ м}.$$

Для опоры по назначению изгибающих моментов подходит стойка шкафа СК-1. Принимаем стойку шифра СК1-1, армированную сталь класса A-V.

В качестве первого приближения для определения прогибов принимаем кривизну в опорном сечении, указанную в таблице 3.8 для момента $M_п$:

$$(1/\rho)_п=0,915\cdot10^4, \text{ 1/см}.$$

Таблица 3.8- Расчетные характеристики унифицированных железобетонных стоек

Тип арматуры	Шифр стойки	Момент трещинообразования $M_{тр}$, даН·10^3·м	Предельный изгибающий момент $M_п$, даН·10^3·м	Ширина раскрытия трещин при $M_п$, см	Кривизна $(1/\rho)\cdot10^4$, 1/см, при изгибающих моментах	
					Трещинообразования $M_{тр}$	Предельном $M_п$
Сталь класса A-V	СК1-1	9,89	26,92	0,25	0,11	0,915

Определяем прогибы стойки в местах приложения горизонтальных сосредоточенных нагрузок и в центре тяжести надземной части опоры.

Вес надземной части ствола 3800 даН, отметка центра тяжести надземной части ствола 8,5 м.

Угол поворота стойки в заделке β=0,01 град. Глубина заделки h_2=3 м.

Режим I. H_0=15,78 м.

Прогиб вершины стойки определяется по формуле:

$$v_n=\frac{h_n}{H_0}. \qquad (3.22)$$

Прогиб вершины стойки на отметке 19,6 ($h_1 > H_0$):

$$v_1=\frac{19,6}{15,78}=1,2,$$

$$f_1=\frac{1578^2}{3}\cdot 0{,}915\cdot 10^{-4}\left(\frac{3}{2}\cdot 1{,}24-\frac{1}{2}\right)+0{,}01\left(1960+\frac{2}{3}\cdot 300\right)=125 \text{ см}.$$

Прогиб в точке крепления верхнего провода на отметке 17,5 м($h_2 > H_0$):

$$v_2=\frac{17{,}5}{15{,}78}=1{,}11,$$

$$f_2=\frac{1578^2}{3}\cdot 0{,}915\cdot 10^{-4}\left(\frac{3}{2}\cdot 1{,}11-\frac{1}{2}\right)+0{,}01\left(1750+\frac{2}{3}\cdot 300\right)=108 \text{ см}.$$

Прогиб в точке крепления нижних провода на отметке 14,5 м($h_3 < H_0$):

$$v_3=\frac{14{,}5}{15{,}78}=0{,}91,$$

$$f_3=\frac{1450^2}{3}\cdot 0{,}915\cdot 10^{-4}\left(\frac{3}{2}-\frac{1}{2}\cdot 0{,}91\right)+0{,}01\left(1450+\frac{2}{3}\cdot 300\right)=83 \text{ см}.$$

Прогиб в центре тяжести надземной части стойки на отметке 8,5 м ($h_{ц.т} < H_0$):

$$v_{ц.т}=\frac{8{,}5}{15{,}78}=0{,}54,$$

$$f_{ц.т}=\frac{850^2}{3}\cdot 0{,}915\cdot 10^{-4}\left(\frac{3}{2}-\frac{1}{2}\cdot 0{,}54\right)+0{,}01\left(850+\frac{2}{3}\cdot 300\right)=38 \text{ см}.$$

Режим II. H_0=18,8 м:

$$h_1 = 19{,}6 > H_0.$$

Прогиб вершины стойки на отметке 19,6 ($h_1 > H_0$):

$$v_1=\frac{19{,}6}{18{,}8}=1{,}04,$$

$$f_1=\frac{1864^2}{3}\cdot 0{,}915\cdot 10^{-4}\left(\frac{3}{2}\cdot 1{,}04-\frac{1}{2}\right)+0{,}01\left(1960+\frac{2}{3}\cdot 300\right)=134 \text{ см}.$$

Прогиб в точке крепления верхнего провода на отметке 17,5 м($h_2 < H_0$):

$$h_2 = 17{,}5 < H_0,$$

$$v_2=\frac{17,5}{18,8}=0,93,$$

$$f_2=\frac{1750^2}{3}\cdot 0,915\cdot 10^{-4}\left(\frac{3}{2}-\frac{1}{2}\cdot 0,93\right)+0,01\left(1750+\frac{2}{3}\cdot 300\right)=116 \text{ см}.$$

Прогиб в точке крепления нижних провода на отметке 14,5 м($h_3 < H_0$):

$$h_3 = 14,5<H_0,$$

$$v_3=\frac{14,5}{18,8}=0,77,$$

$$f_3=\frac{1450^2}{3}\cdot 0,915\cdot 10^{-4}\left(\frac{3}{2}-\frac{1}{2}\cdot 0,77\right)+0,01\left(1450+\frac{2}{3}\cdot 300\right)=87 \text{ см}.$$

Прогиб в центре тяжести надземной части стойки на отметке 8,5 м ($h_{ц.т} < H_0$):

$$h_{ц.т} = 8,5<H_0,$$

$$v_{ц.т}=\frac{8,5}{18,8}=0,45,$$

$$f_{ц.т}=\frac{850^2}{3}\cdot 0,915\cdot 10^{-4}\left(\frac{3}{2}-\frac{1}{2}\cdot 0,45\right)+0,01\left(850+\frac{2}{3}\cdot 300\right)=39 \text{ см}.$$

Изгибающие моменты от вертикальных сил на прогибах определяются по формуле:

$$M_f=\Sigma G_i f_i, \qquad (3.23)$$

где G_i – вертикальная нагрузка, приложенная на отметке h_i.

Режим I:

$M_f=160\cdot 1,25+285\cdot 1,08+2\cdot 285\cdot 0,83+3800\cdot 0,38=2224,9$ даН·м=2,2 даН·10^3·м.

Изгибающий момент в заделке стойки:

$$M_\Sigma=M_ж+M_f, \qquad (3.24)$$

где $M_ж$ – суммарный момент от нагрузок;

M_f – изгибающий момент от вертикальных сил.

$$M_{\Sigma}=21,79+2,2=24 \text{ даН}\cdot10^3\cdot\text{м}.$$

По условию:

$$M_{\Sigma}<M_{п},$$

$$24 \text{ даН}\cdot10^3\cdot\text{м}<26,7 \text{ даН}\cdot10^3\cdot\text{м}.$$

Режим II:

Изгибающие моменты от вертикальных сил на прогибах:

$$M_f=540\cdot1,34+825\cdot1,16+2\cdot825\cdot0,87+3800\cdot0,39=4600 \text{ даН}\cdot\text{м}=4,6 \text{ даН}\cdot10^3\cdot\text{м}.$$

Изгибающий момент в заделке стойки:

$$M_{\Sigma}=18,62+4,6=23,22 \text{ даН}\cdot10^3\cdot\text{м}<M_{п}=26,7 \text{ даН}\cdot10^3\cdot\text{м}.$$

3.7 Расчет закрепления опор в грунте

В понятие закрепления опор в грунте входит совокупность инженерных мероприятий по выбору конструкции подземной части опор, обеспечивающих требуемую надежность их работы в процессе эксплуатации ВЛ.

Нагрузки, приложенные к опоре, передаются на грунт. При этом они не должны приводить к его разрушению, так как опора может потерять устойчивость и эксплуатация линий, расположенных на этих опорах, станет невозможной. Конструкции закрепления опор зависят от вида и значения нагрузок, качества грунта, профиля местности и т. д.

Задача расчета закрепления одностоечных опор сводится:

1) к определению устойчивости (несущей способности) под действием расчетной нагрузки (первое предельное состояние);

2) к определению деформаций стойки в заделке под действием нормативных нагрузок (второе предельное состояние).

Для расчета заделки по устойчивости принята трапецеидальная эпюра давления грунта по боковой поверхности, которая учитывает не только внутреннее трение в массиве грунта, но и сцепление между его частицами (рисунок 3.6)

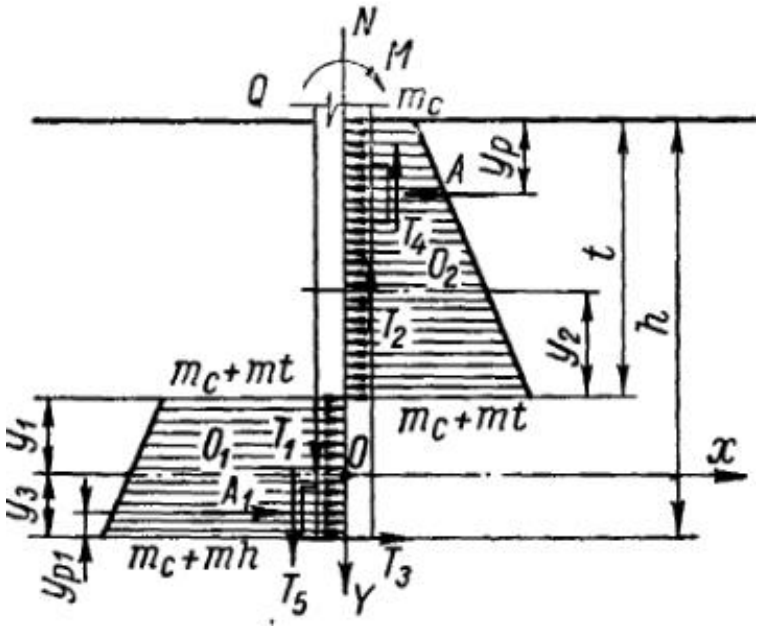


Рисунок 3.6 – Эпюра давления грунта в основании стойки опоры

Для расчета закрепления одностоечных свободностоящих опор по деформациям необходимо определить угол поворота стойки в грунте, который определяется по рисунку 3.7.

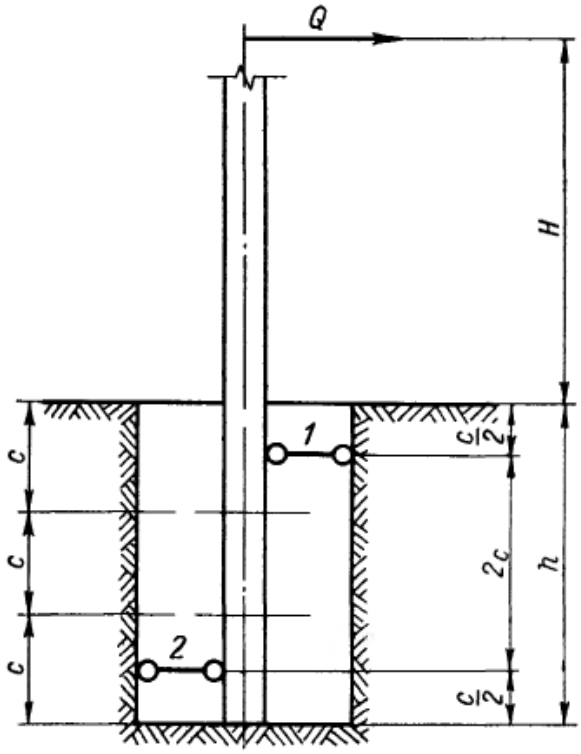


Рисунок 3.7 – К расчету угла поворота стойки опоры в грунте

Расчетные усилия в опорном сечении стойки:

$$M^p=19{,}2 \text{ даН}\cdot 10^3\cdot\text{м},$$

$$Q^{p}=0{,}96\ \text{даН}\cdot 10^{3},$$

$$N^{p}=8\ \text{даН}\cdot 10^{3}.$$

Исходные данные:

Диаметр опоры 700 мм, глубина 3,0 м (без ригелей).

Грунтовое основание – суглинки с консистенцией $J_L=0{,}23$ и нормативными характеристиками:

Угол внутреннего трения - $\varphi^{н}=23°$;

Удельное сцепление - $c^{н}=2{,}1\ \frac{\text{даН}\cdot 10^{3}}{\text{м}^2}$;

Модуль деформации грунта - $E=2100\ \frac{\text{даН}\cdot 10^{3}}{\text{м}^2}$;

Объемный вес - $\gamma=1{,}95\ \frac{\text{даН}\cdot 10^{3}}{\text{м}^3}$.

В соответствии с [6], коэффициент безопасности по грунту принимается равным $k_г=1{,}1$ для угла внутреннего трения и $k_г=2{,}4$ для глин и суглинков с консистенцией, меньшей 0,5.

Расчетные характеристики грунта:

$$\varphi_1=\frac{23°}{1{,}1}=21°;\quad c_1=\frac{2{,}1}{2{,}4}=0{,}875\ \frac{\text{даН}\cdot 10^{3}}{\text{м}^2}.$$

Высота приложения равнодействующей горизонтальной силы Q равна H =19,2/0,96=20 м.

Определение физических параметров.

Коэффициенты пассивного сопротивления, определяемые внутренним сопротивлением:

$$m=\gamma_1 tg^2\left(45+\frac{\varphi_1}{2}\right),\ \frac{\text{даН}\cdot 10^{3}}{\text{м}^3},\qquad (3.25)$$

$$m=1{,}95tg^2\left(45+\frac{21}{2}\right)=4{,}1\ \frac{\text{даН}\cdot 10^{3}}{\text{м}^3}.$$

Характеристика пассивного сопротивления, определяемая сцеплением:

$$m_c=2c_1 tg\left(45+\frac{\varphi_1}{2}\right), \qquad (3.26)$$

$$m_c = 2\cdot 0{,}875\ tg\left(45+\frac{21}{2}\right)=2{,}55\ \frac{даН\cdot 10^3}{м^2}.$$

Расчетная ширина стойки:

$$b=b_0 k_{од}, \qquad (3.27)$$

где b_0 – действительная ширина стойки, м; b_0=0,545 м;

$k_{од}$ – коэффициент одиночности, учитывающий силы трения по боковым поверхностям призмы выпирания.

$$tg_\psi=tg\varphi_1+\frac{c_1}{\sigma};\quad \psi=25°15', \qquad (3.28)$$

$$tg_\psi = 0{,}384+0{,}875/10=0{,}472.$$

Значение силы трения по боковым поверхностям призмы выпирания определяется по таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Значение силы трения по боковым поверхностям призмы выпирания

ψ°	15	20	25	30	35	40	45
$c_{од}\cdot 10^3$	45	67	92	121	158	202	255

$$к_{од}=1+c_{од}\frac{h}{b}; \qquad (3.29)$$

$$к_{од} = 1+0{,}0923\frac{3}{0{,}545}=1{,}51.$$

Расчетная ширина стойки равна:

$$b=0{,}545\cdot 1{,}51=0{,}816\ м.$$

Пассивное сопротивление стойки определяется по формуле:

$$U=\frac{mbh^2}{2},\ даН\cdot 10^3\ , \qquad (3.30)$$

где h – высота стойки,м;

b – расчетная ширина, м.

$$U=\frac{4,09\cdot 0,816\cdot 3^2}{2}=15 \text{ даН}\cdot 10^3.$$

Давление грунта на верхний и нижний ригеля равны 0:

$$A=A_1=0.$$

Безразмерные величины:

$$\eta=\frac{m_c}{mh}, \tag{3.40}$$

$$\eta=\frac{2,55}{4,1\cdot 3}=0,207,$$

$$\alpha=\frac{H}{h}, \tag{3.41}$$

$$\alpha=\frac{20}{3}=6,67.$$

$$f=tg\varphi_1=0,384.$$

$$f_н=\frac{f\cdot N}{U}. \tag{3.42}$$

$$f_н=\frac{0,384\cdot 8}{15}=0,205.$$

$$f_d=\frac{f\cdot b_0}{2h}. \tag{3.43}$$

$$f_d=\frac{0,384\cdot 0,545}{2\cdot 3}=0,035.$$

$$\omega=1-0,03c_1. \tag{3.44}$$

$$\omega=1-0,03\cdot 0,975=1-0,026=0,974.$$

Для определения относительной глубины центра поворота стойки в грунте необходимо вычислить коэффициенты B и C.

Коэффициент B определяется по формуле:

$$B=\frac{3\alpha\eta-0,5625}{\frac{3}{2}(\alpha+\eta)+1,5}. \qquad (3.45)$$

$$B=\frac{3\cdot 6,67\cdot 0,207-0,56}{\frac{3}{2}(6,67+0,207)+1,5}=0,303.$$

Коэффициент C определяется по формуле:

$$C=\{\{-\frac{1}{4}\{[(2\eta+1)(3\alpha+3f_d+2)-\eta]-3\left[\varepsilon\left(\alpha+\frac{y_p}{h}-\lambda_d\right)-\varepsilon_1\left(\alpha-\frac{y_{p1}}{h}+\lambda_{d1}+1\right)\right]+ \\ +3f_N(1+\alpha)\}+0,03125\}\}\times[\frac{3}{2}(\alpha+h)+1,5]^{-1}. \qquad (3.46)$$

$$C=\{\{-\frac{1}{4}\{[(2\cdot 0,207+1)(3\cdot 6,67+3\cdot 0,035+2)-0,207]-3\times 0,205(1+6,67)\}+ \\ +0,031\}\}\times[\frac{3}{2}(6,67+0,207)+1,5]^{-1}=-0,8.$$

Относительная глубина центра поворота стойки в грунте определяется по формуле:

$$\theta=-\frac{B}{2}\sqrt{(\frac{B}{2})^2-C}. \qquad (3.47)$$

$$\theta=-\frac{0,303}{2}+\sqrt{(\frac{0,303}{2})^2+0,8}=0,756.$$

Значение предельной горизонтальной силы, приложенной на высоте H над поверхностью грунта определяется по фрмуле:

$$Q_п=\frac{U\omega}{\alpha+\theta}\{\frac{1}{3}[3\eta+\theta)\theta^2+(3\eta+\theta+2)(1-\theta)^2]+(2\eta+1)f_d+\frac{A}{U}\left(\theta-\frac{y_p}{h}+\lambda_{d1}\right)+ \\ +\frac{A_1}{U}\left(1-\theta-\frac{y_{p1}}{h}+\lambda_{d1}\right)+f_N(1-\theta)\}. \qquad (3.48)$$

$$Q_п=\frac{15\cdot 0,974}{6,67+0,756}\{\frac{1}{3}[3\cdot 0,207+0,756)0,756^2+(3\cdot 0,27+0,756+2)(1-0,756)^2]+$$

$$+(2\cdot0,207+1)0,035+0,205(1-0,756)\}=0,86 \text{ даН}\cdot10^3.$$

Проверяем условие расчета закрепления стойки по первому предельному состоянию по условию:

$$Q^p \le \frac{1}{k_н} m_3 Q_п, \tag{3.49}$$

где $k_н$ – коэффициент надежности, $k_н=1$;

m_3 – коэффициент условий работы закрепления, $m_3=1,25$;

$Q_п$ – предельная горизонтальная сила.

$$0,96 \le \frac{1}{1} 1,25\cdot0,86=1,075 \text{ даН}\cdot10^3,$$

т.е. условие по устойчивости выполняется.

Проверяем закрепление стойки по второму предельному состоянию – по деформациям:

$$Q^н = \frac{Q^p}{1,2}, \tag{3.50}$$

где Q^p – расчетная горизонтальная сила, действующая на стойку

$$Q^н = \frac{0,96}{1,2}=0,8 \text{ даН}\cdot10^3.$$

Угол поворота стойки β_0 для безригельного закрепления определяется по формуле:

$$\beta_0 = \frac{3Q}{4Eh^2}(6\alpha+3)v\,. \tag{3.51}$$

Модуль деформации $E=210$ даН/см^2 $= 2100$ даН$\cdot10^3$/м^2; при отношении $b/h=0,182$ коэффициент $v=5$ (по рисунку 6.2).

Подставляя полученные значения:

$$\beta_0 = \frac{3\cdot0,8}{4\cdot2100\cdot3^2}(6\cdot6,67+3)5=0,00687=0,007 < 0,01.$$

т.е. требование расчета закрепления стойки по условиям деформации выполнено.

4 Расчет режимов работы участка электрической сети 110 кВ Карагандинской области, Осакаровского района с существующими нагрузками 2015 г. с учетом замены провода на участке «Трудовая 1–НС-22»

4.1 Определение расчетных параметров максимального режима работы участка электрических сетей 110 кВ с нагрузками 2015 г. после замены провода

Расчетные параметры линий электропередачи с учетом провода марки АС -150/24 приведены в таблице 4.1. Параметры линий представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.1 - Расчетные данные линий электропередачи рассматриваемого района

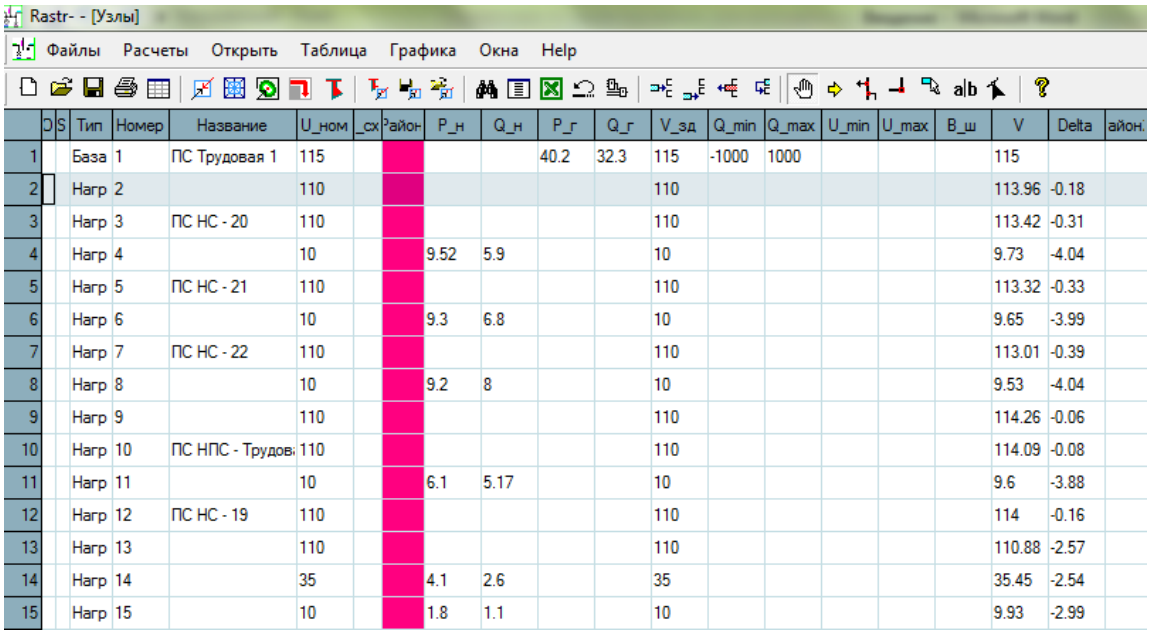
ЛЭП	Длина *l*, км	Число цепей	$U_{ном}$, кВ	Марка провода	r_0, Ом/км	x_0, Ом/км	$b_0\,10^{-6}$, См/км
ПС Трудовая 1- НПС Трудовая	14,5	2	110	АС-150/24	0,198	0,42	0,266
ПС Трудовая 1 – ПС НС 20	13,6	1	110	АС-150/24	0,198	0,42	0,266
ПС НС-20 – ПС НС-21	1,1	1	110	АС-150/24	0,198	0,42	0,266
ПС НС 21- ПС НС-22	6,1	1	110	АС-150/24	0,198	0,42	0,266
ПС НС-19 – НС НПС Трудовая	4,9	1	110	АС-150/24	0,198	0,42	0,266
ПС НС 19 - ПС Трудовая 1	9,6	1	110	АС-150/24	0,198	0,42	0,266

Таблица 4.2 - Параметры линий участков сети

Наименование ПС	Длина линии, L, км	Параметры R-jX, Ом	B, 10^{-6} См/км
ПС Трудовая 1- НПС Трудовая	14,5	2,87+ j6,1	38
ПС Трудовая 1 – ПС НС 20	13,6	2.7+ j5,7	36
ПС НС-20 – ПС НС-21	1,1	0,21+ j0,46	2,9
ПС НС 21- ПС НС-22	6,1	1,2+ j2,6	16
ПС НС-19 – НС НПС Трудовая	4,9	0,97+ j2,1	13
ПС НС 19 - ПС Трудовая 1	9,6	1,9+ j4	26

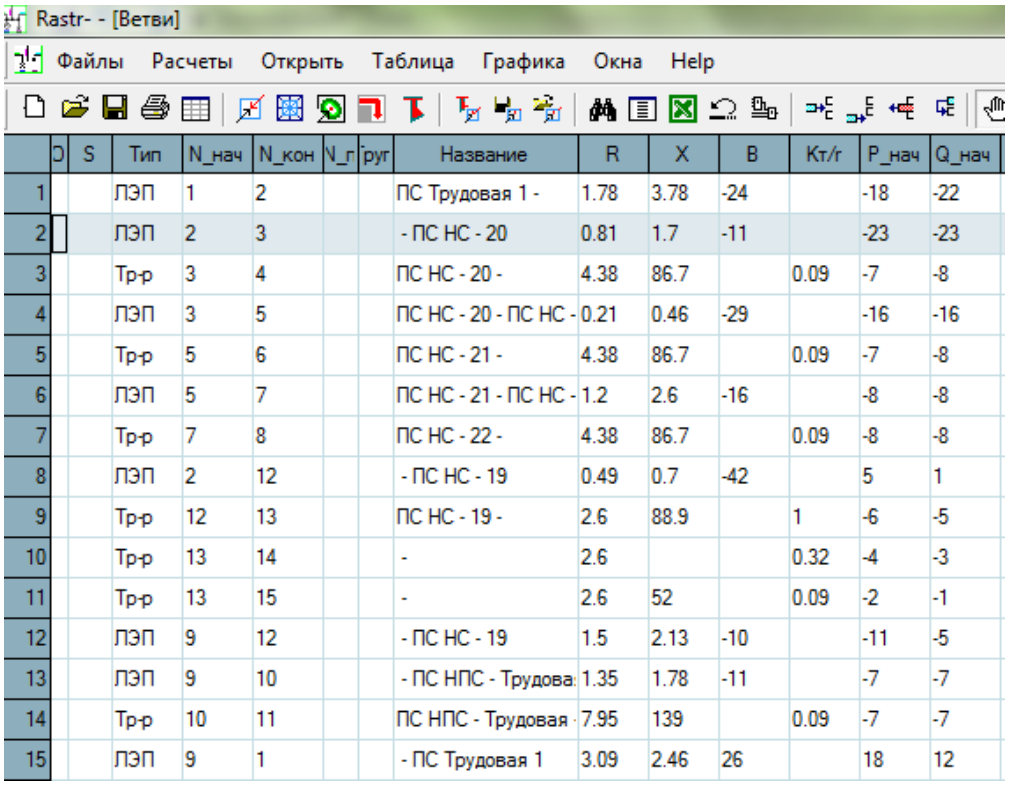
По приведенной методике выше п.п. 2 произведем расчет максимального режима работы данного участка с учетом замены провода на участке «Трудовая 1–НС-22» АС-95 на АС-150.

Результаты расчета приведены на рисунках 4.1 -4.4



	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	айон
1			База	1	ПС Трудовая 1	115					40.2	32.3	115	-1000	1000				115		
2			Нагр	2		110							110						113.96	-0.18	
3			Нагр	3	ПС НС - 20	110							110						113.42	-0.31	
4			Нагр	4		10			9.52	5.9			10						9.73	-4.04	
5			Нагр	5	ПС НС - 21	110							110						113.32	-0.33	
6			Нагр	6		10			9.3	6.8			10						9.65	-3.99	
7			Нагр	7	ПС НС - 22	110							110						113.01	-0.39	
8			Нагр	8		10			9.2	8			10						9.53	-4.04	
9			Нагр	9		110							110						114.26	-0.06	
10			Нагр	10	ПС НПС - Трудова	110							110						114.09	-0.08	
11			Нагр	11		10			6.1	5.17			10						9.6	-3.88	
12			Нагр	12	ПС НС - 19	110							110						114	-0.16	
13			Нагр	13		110							110						110.88	-2.57	
14			Нагр	14		35			4.1	2.6			35						35.45	-2.54	
15			Нагр	15		10			1.8	1.1			10						9.93	-2.99	

Рисунок 4.1 – Данные «Узлы»



	D	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	руг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач
1			ЛЭП	1	2			ПС Трудовая 1 -	1.78	3.78	-24		-18	-22
2			ЛЭП	2	3			- ПС НС - 20	0.81	1.7	-11		-23	-23
3			Тр-р	3	4			ПС НС - 20 -	4.38	86.7		0.09	-7	-8
4			ЛЭП	3	5			ПС НС - 20 - ПС НС -	0.21	0.46	-29		-16	-16
5			Тр-р	5	6			ПС НС - 21 -	4.38	86.7		0.09	-7	-8
6			ЛЭП	5	7			ПС НС - 21 - ПС НС -	1.2	2.6	-16		-8	-8
7			Тр-р	7	8			ПС НС - 22 -	4.38	86.7		0.09	-8	-8
8			ЛЭП	2	12			- ПС НС - 19	0.49	0.7	-42		5	1
9			Тр-р	12	13			ПС НС - 19 -	2.6	88.9		1	-6	-5
10			Тр-р	13	14			-	2.6			0.32	-4	-3
11			Тр-р	13	15			-	2.6	52		0.09	-2	-1
12			ЛЭП	9	12			- ПС НС - 19	1.5	2.13	-10		-11	-5
13			ЛЭП	9	10			- ПС НПС - Трудова	1.35	1.78	-11		-7	-7
14			Тр-р	10	11			ПС НПС - Трудовая	7.95	139		0.09	-7	-7
15			ЛЭП	9	1			- ПС Трудовая 1	3.09	2.46	26		18	12

Рисунок 4.2 – Данные «Ветви»

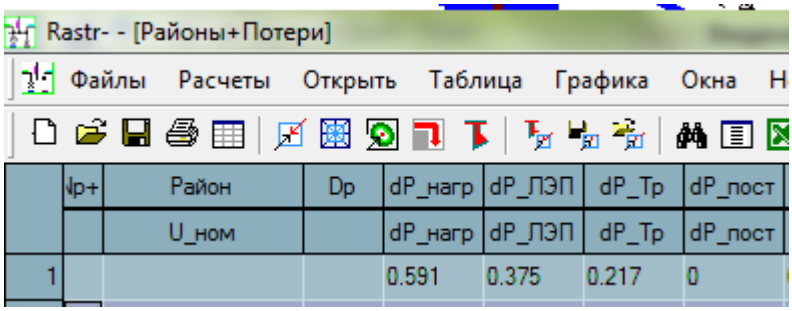


Рисунок 4.3 - Потери

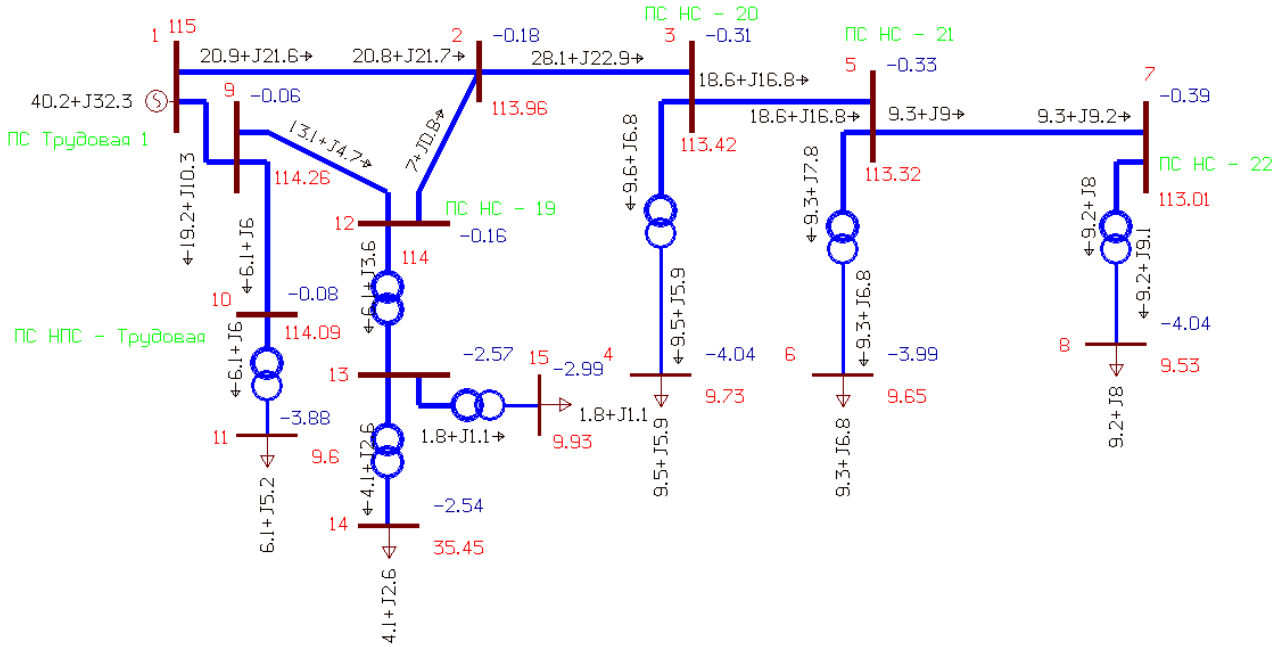


Рисунок 4.4 – Данные «Графика

При расчете максимального режима «зима» с учетом существующих средних нагрузок 2015 г. с заменой провода марки АС-95/16 на провод АС-150/ 24. на участке сети 110 кВ «Трудовая 1–НС-22» мы видим, что напряжения на трансформаторных подстанциях соответствует допустимым значениям ±5% регламентированными ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электрической энергии системах электроснабжения общего назначения» [7].

Общие нагрузочные потери составили 591 кВт, потери в линиях электропередачи 110 кВ – 375 кВт, потери в трансформаторах 217 кВт.

4.2 Определение расчетных параметров минимального режима работы участка электрических сетей 110 кВ с нагрузками 2015 г. после замены провода

Произведем расчет минимального режима работы данного участка с учетом замены провода на участке «Трудовая 1–НС-22» АС-95 на АС-150.

Результаты расчета приведены на рисунках 4.5 -4.8.

Rastr- - [Узлы]

Файлы Расчеты Открыть Таблица Графика Окна Help

	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
1			База	1	ПС Трудовая 1	115					29	18.9	115	-1000	1000				115	
2			Нагр	2		110							110						114.32	-0.15
3			Нагр	3	ПС НС - 20	110							110						113.98	-0.26
4			Нагр	4		10			6.7	4.13			10						9.93	-2.82
5			Нагр	5	ПС НС - 21	110							110						113.92	-0.28
6			Нагр	6		10			6.8	4			10						9.93	-2.89
7			Нагр	7	ПС НС - 22	110							110						113.74	-0.33
8			Нагр	8		10			6.9	4.24			10						9.9	-2.99
9			Нагр	9		110							110						114.52	-0.07
10			Нагр	10	ПС НПС - Трудов	110							110						114.42	-0.08
11			Нагр	11		10			4.1	2.68			10						9.96	-2.57
12			Нагр	12	ПС НС - 19	110							110						114.35	-0.14
13			Нагр	13		110							110						112.19	-1.81
14			Нагр	14		35			3.01	1.79			35						35.88	-1.79
15			Нагр	15		10			1.29	0.76			10						10.06	-2.1

Рисунок 4.5 – Данные «Узлы»

Rastr- - [Ветви]

Файлы Расчеты Открыть Таблица Графика Окна Help

	D	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	руг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач
1			ЛЭП	1	2			ПС Трудовая 1 -	1.78	3.78	-26		-16	-13
2			ЛЭП	2	3			- ПС НС - 20	0.81	1.7	-11		-20	-13
3			Тр-р	3	4			ПС НС - 20 -	4.38	86.7		0.09	-7	-5
4			ЛЭП	3	5			ПС НС - 20 - ПС НС -	0.21	0.46	-2.9		-14	-9
5			Тр-р	5	6			ПС НС - 21 -	4.38	86.7		0.09	-7	-4
6			ЛЭП	5	7			ПС НС - 21 - ПС НС -	1.2	2.6	-16		-7	-5
7			Тр-р	7	8			ПС НС - 22 -	4.38	86.7		0.09	-7	-5
8			ЛЭП	2	12			- ПС НС - 19	0.49	0.7	-4.3		5	0
9			Тр-р	12	13			ПС НС - 19 -	2.6	88.9		1	-4	-3
10			Тр-р	13	14			-	2.6			0.32	-3	-2
11			Тр-р	13	15			-	2.6	52		0.09	-1	-1
12			ЛЭП	9	12			- ПС НС - 19	1.5	2.13	-10		-9	-3
13			ЛЭП	9	10			- ПС НПС - Трудова	1.35	1.78	-11		-4	-3
14			Тр-р	10	11			ПС НПС - Трудовая	7.95	139		0.09	-4	-3
15			ЛЭП	9	1			- ПС Трудовая 1	3.09	2.46	26		13	5

Рисунок 4.6 – Данные «Ветви»

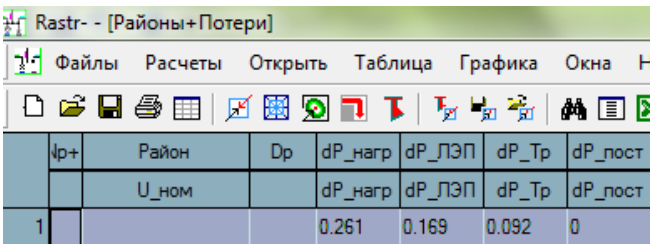


Рисунок 4.7 - Потери

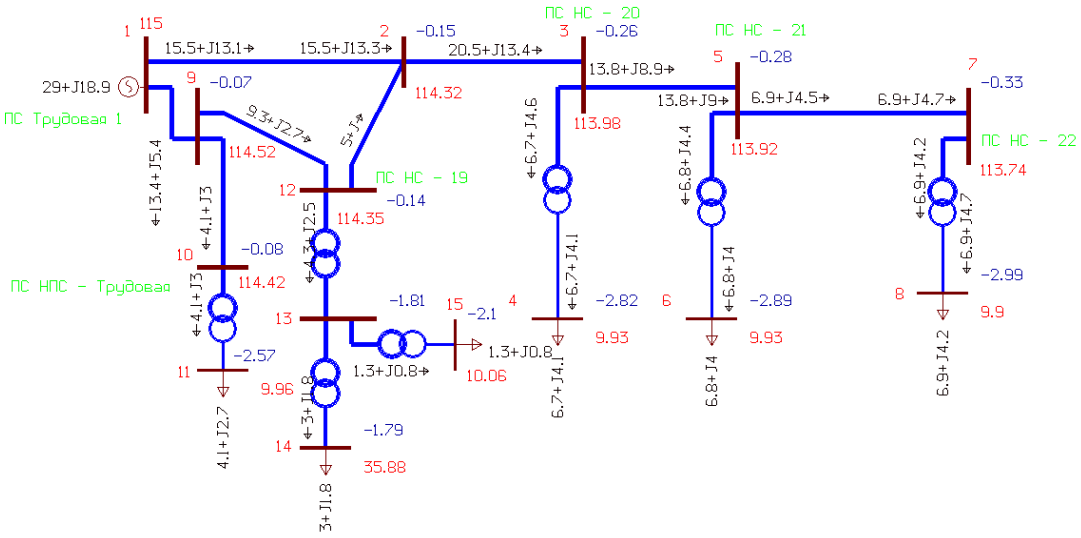


Рисунок 4.8 – Данные «Графика»

При расчете минимального режима «лето» с учетом существующих средних нагрузок 2015 г. с заменой провода марки АС-95/16 на провод АС-150/ 24. на участке сети 110 кВ «Трудовая 1–НС-22» мы видим, что напряжения на трансформаторных подстанциях соответствует допустимым значениям ±5% регламентированными ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электрической энергии системах электроснабжения общего назначения» [7].

Общие нагрузочные потери составили 261 кВт, потери в линиях электропередачи 169 кВ , потери в трансформаторах 92 кВт.

Определим годовые потери электроэнергии.

Суточный расход активной энергии зимнего дня по формуле (2.4):

$$\Delta W_{зим}=591\cdot 24=14184 \text{ кВт·ч.}$$

Суточный расход активной энергии летнего дня по формуле (2.5):

$$\Delta W_{лет}=261\cdot 24=6264 \text{ кВт·ч.}$$

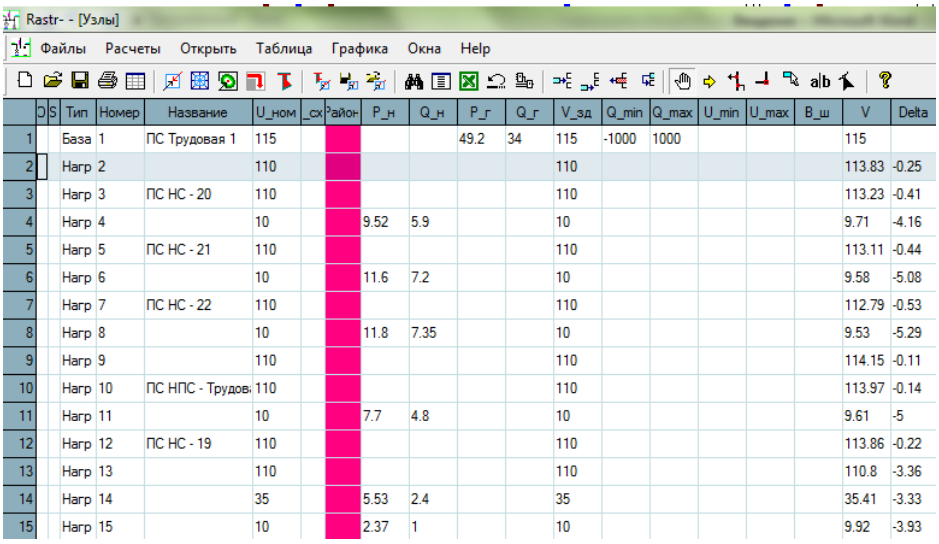
Годовые потери электроэнергии по формуле (2.6):

$$\Delta W_{г}=14184\cdot 210+6264\cdot 155=3949{,}6 \text{ МВт·ч.}$$

5 Расчет режимов работы участка электрической сети 110 кВ Карагандинской области, Осакаровского района с перспективными нагрузками 2028 г. с учетом замены провода на участке «Трудовая 1–НС-22»

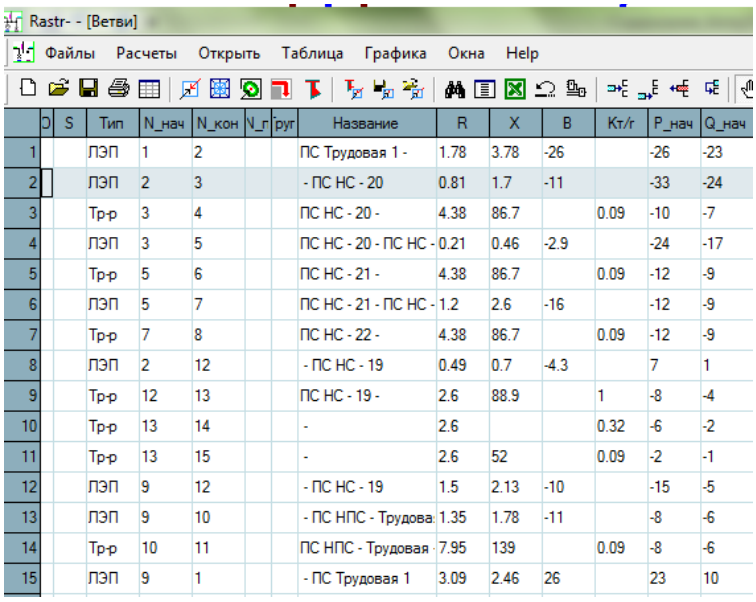
5.1 Определение расчетных параметров максимального режима работы участка электрических сетей 110 кВ с нагрузками 2028 г. после замены провода

Произведем расчет максимального режима работы данного участка с учетом замены провода на участке «Трудовая 1–НС-22» АС-95 на АС-150 с учетом нагрузок на 2028 г. Результаты расчета приведены на рисунках 5.1 - 5.4



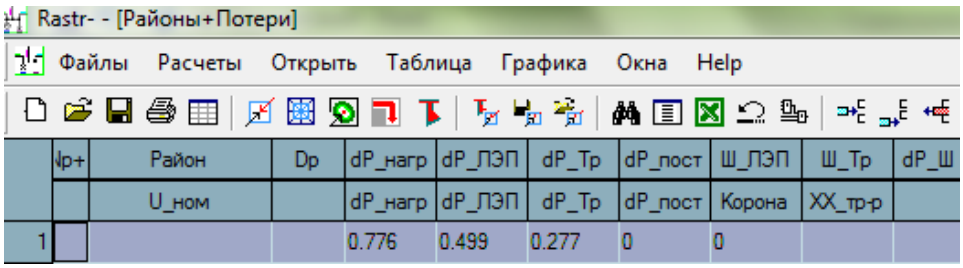
	D	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_сх	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta
1			База	1	ПС Трудовая 1	115					49.2	34	115	-1000	1000				115	
2			Нагр	2		110							110						113.83	-0.25
3			Нагр	3	ПС НС - 20	110							110						113.23	-0.41
4			Нагр	4		10			9.52	5.9			10						9.71	-4.16
5			Нагр	5	ПС НС - 21	110							110						113.11	-0.44
6			Нагр	6		10			11.6	7.2			10						9.58	-5.08
7			Нагр	7	ПС НС - 22	110							110						112.79	-0.53
8			Нагр	8		10			11.8	7.35			10						9.53	-5.29
9			Нагр	9		110							110						114.15	-0.11
10			Нагр	10	ПС НПС - Трудова	110							110						113.97	-0.14
11			Нагр	11		10			7.7	4.8			10						9.61	-5
12			Нагр	12	ПС НС - 19	110							110						113.86	-0.22
13			Нагр	13		110							110						110.8	-3.36
14			Нагр	14		35			5.53	2.4			35						35.41	-3.33
15			Нагр	15		10			2.37	1			10						9.92	-3.93

Рисунок 5.1 – Данные «Ветви»



	D	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	руг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач
1			ЛЭП	1	2			ПС Трудовая 1 -	1.78	3.78	-26		-26	-23
2			ЛЭП	2	3			- ПС НС - 20	0.81	1.7	-11		-33	-24
3			Тр-р	3	4			ПС НС - 20 -	4.38	86.7		0.09	-10	-7
4			ЛЭП	3	5			ПС НС - 20 - ПС НС -	0.21	0.46	-2.9		-24	-17
5			Тр-р	5	6			ПС НС - 21 -	4.38	86.7		0.09	-12	-9
6			ЛЭП	5	7			ПС НС - 21 - ПС НС -	1.2	2.6	-16		-12	-9
7			Тр-р	7	8			ПС НС - 22 -	4.38	86.7		0.09	-12	-9
8			ЛЭП	2	12			- ПС НС - 19	0.49	0.7	-4.3		7	1
9			Тр-р	12	13			ПС НС - 19 -	2.6	88.9		1	-8	-4
10			Тр-р	13	14			-	2.6			0.32	-6	-2
11			Тр-р	13	15			-	2.6	52		0.09	-2	-1
12			ЛЭП	9	12			- ПС НС - 19	1.5	2.13	-10		-15	-5
13			ЛЭП	9	10			- ПС НПС - Трудова	1.35	1.78	-11		-8	-6
14			Тр-р	10	11			ПС НПС - Трудовая	7.95	139		0.09	-8	-6
15			ЛЭП	9	1			- ПС Трудовая 1	3.09	2.46	26		23	10

Рисунок 5.2 – Данные «Узлы»



	ψp+	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				0.776	0.499	0.277	0	0		

Рисунок 5.3 - Потери

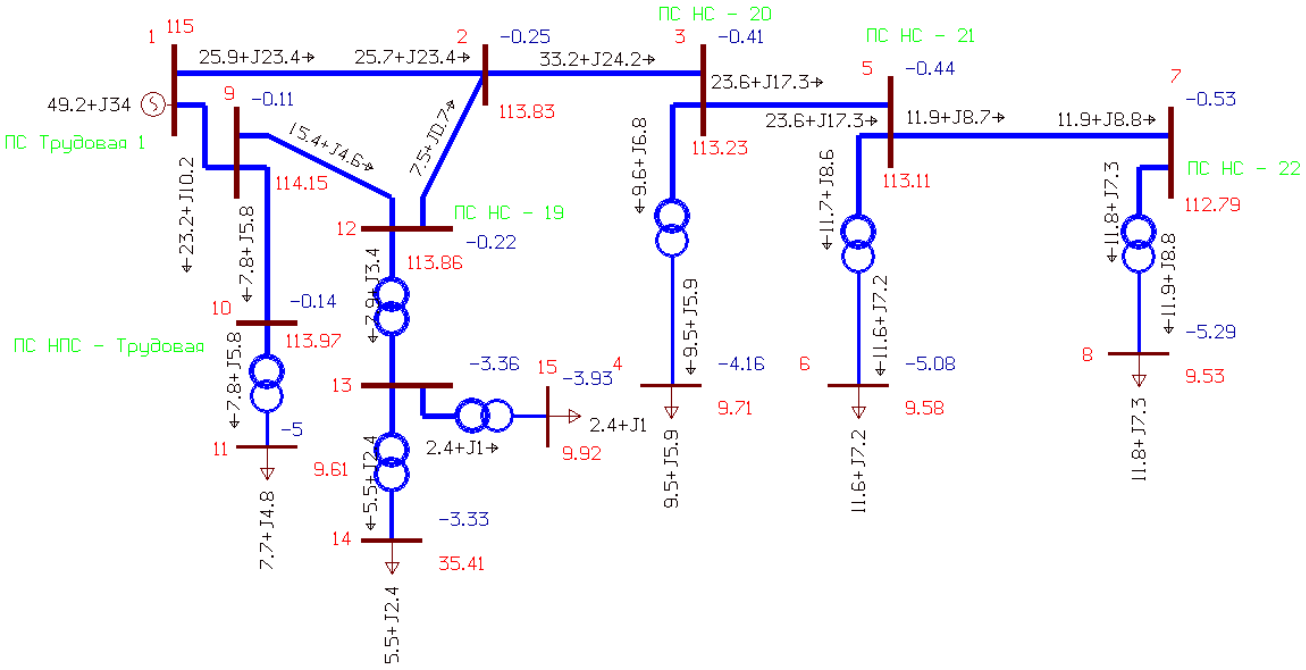


Рисунок 5.4 – Данные «Графика»

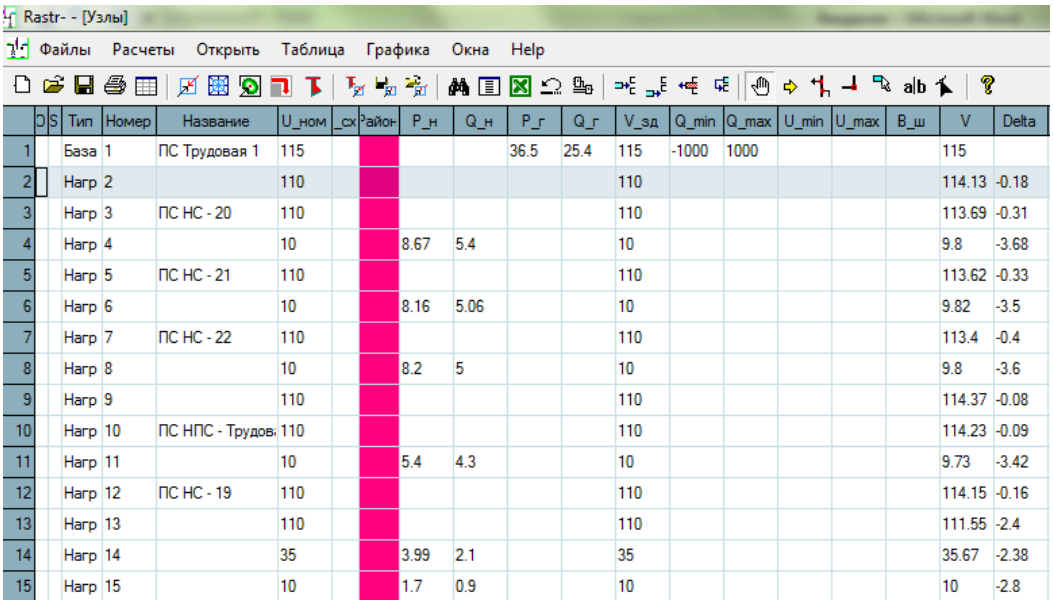
При расчете максимального режима «зима» с учетом перспективнфых средних нагрузок 2028 г. с заменой провода марки АС-95/16 на провод АС-150/ 24. на участке сети 110 кВ «Трудовая 1–НС-22» видим, что напряжения во всех узловых точках на шинах трансформаторных подстанций соответствует допустимым значениям ±5% регламентированными ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электрической энергии системах электроснабжения общего назначения» [7].

Общие нагрузочные потери составили 776 кВт, потери в линиях электропередачи - 499 кВ , потери в трансформаторах 277 кВт.

5.2 Определение расчетных параметров минимального режима работы участка электрических сетей 110 кВ с нагрузками 2028 г. после замены провода

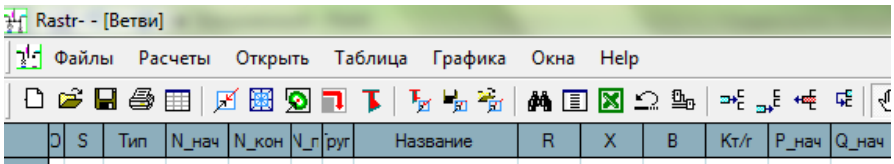
Произведем расчет минимального режима работы данного участка с учетом замены провода на участке «Трудовая 1–НС-22» АС-95 на АС-150 с учетом нагрузок на 2028 г.

Результаты расчета приведены на рисунках 5.5 - 5.8.



	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
1			База	1	ПС Трудовая 1	115					36.5	25.4	115	-1000	1000				115	
2			Нагр	2		110							110						114.13	-0.18
3			Нагр	3	ПС НС - 20	110							110						113.69	-0.31
4			Нагр	4		10			8.67	5.4			10						9.8	-3.68
5			Нагр	5	ПС НС - 21	110							110						113.62	-0.33
6			Нагр	6		10			8.16	5.06			10						9.82	-3.5
7			Нагр	7	ПС НС - 22	110							110						113.4	-0.4
8			Нагр	8		10			8.2	5			10						9.8	-3.6
9			Нагр	9		110							110						114.37	-0.08
10			Нагр	10	ПС НПС - Трудова	110							110						114.23	-0.09
11			Нагр	11		10			5.4	4.3			10						9.73	-3.42
12			Нагр	12	ПС НС - 19	110							110						114.15	-0.16
13			Нагр	13		110							110						111.55	-2.4
14			Нагр	14		35			3.99	2.1			35						35.67	-2.38
15			Нагр	15		10			1.7	0.9			10						10	-2.8

Рисунок 5.5 – Данные «Узлы»



	D	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	руг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач
1			ЛЭП	1	2			ПС Трудовая 1 -	1.78	3.78	-26		-19	-17
2			ЛЭП	2	3			- ПС НС - 20	0.81	1.7	-11		-25	-17
3			Тр-р	3	4			ПС НС - 20 -	4.38	86.7		0.09	-9	-6
4			ЛЭП	3	5			ПС НС - 20 - ПС НС -	0.21	0.46	-2.9		-16	-11
5			Тр-р	5	6			ПС НС - 21 -	4.38	86.7		0.09	-8	-6
6			ЛЭП	5	7			ПС НС - 21 - ПС НС -	1.2	2.6	-16		-8	-5
7			Тр-р	7	8			ПС НС - 22 -	4.38	86.7		0.09	-8	-6
8			ЛЭП	2	12			- ПС НС - 19	0.49	0.7	-4.3		6	-0
9			Тр-р	12	13			ПС НС - 19 -	2.6	88.9		1	-6	-3
10			Тр-р	13	14			-	2.6			0.32	-4	-2
11			Тр-р	13	15			-	2.6	52		0.09	-2	-1
12			ЛЭП	9	12			- ПС НС - 19	1.5	2.13	-10		-12	-3
13			ЛЭП	9	10			- ПС НПС - Трудова	1.35	1.78	-11		-5	-5
14			Тр-р	10	11			ПС НПС - Трудовая	7.95	139		0.09	-5	-5
15			ЛЭП	9	1			- ПС Трудовая 1	3.09	2.46	26		17	8

Рисунок 5.6 – Данные «Ветви

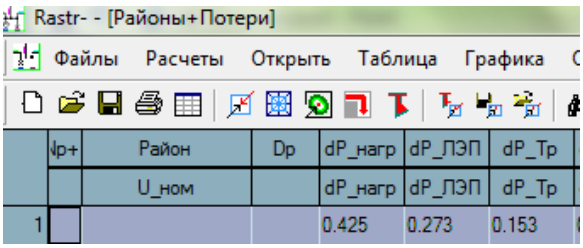


Рисунок 5.7 - Потери

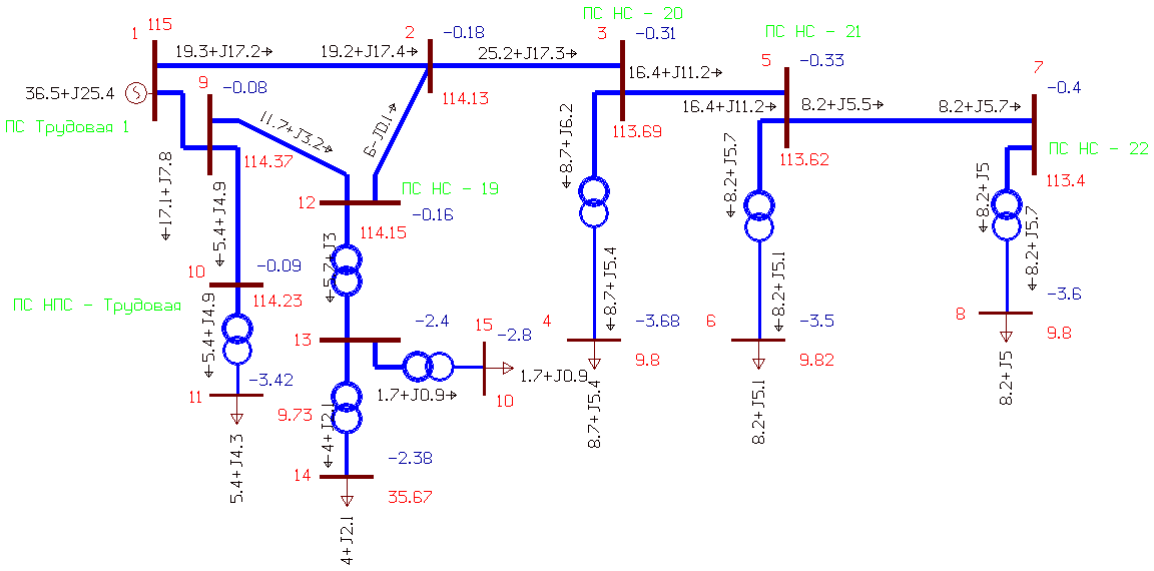


Рисунок 5.8 – Данные «Графика»

При расчете минимального режима «лето» с учетом перспективных средних нагрузок 2028 г. с заменой провода марки АС-95/16 на провод АС-150/ 24. на участке сети 110 кВ «Трудовая 1–НС-22» мы видим, что напряжения на трансформаторных подстанциях соответствует допустимым значениям ±5% регламентированными ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электрической энергии системах электроснабжения общего назначения» [7].

Общие нагрузочные потери составили 425 кВт, потери в линиях электропередачи 273 кВ , потери в трансформаторах 153 кВт.

Определим годовые потери электроэнергии.

Суточный расход активной энергии зимнего дня по формуле (2.4):

$$\Delta W_{зим}=776\cdot 24=18624 \text{ кВт·ч.}$$

Суточный расход активной энергии летнего дня по формуле (2.5):

$$\Delta W_{лет}=425\cdot 24=10200 \text{ кВт·ч.}$$

Годовые потери электроэнергии по формуле (2.6):

$$\Delta W_{г}=18624\cdot 210+10200\cdot 155=5492 \text{ МВт·ч.}$$

6 Анализ полученных результатов в ходе замены провода на участке «Трудовая 1–НС-22»

При расчете существующего участка электрических сетей 110 кВ Карагандинской области, Осакаровского района с нагрузками на 2015 г. было выяснено, что в максимальный период «зима» уровни напряжений на шинах 10 кВ трех ПС (ПС НС-20, ПС НС-21 и ПС НС– 22 не соответствуют регламентированным ГОСТ 13109-97 значениям, ±5% . При расчете минимального режима «лето» уровни напряжений на шинах 10 кВ на двух ПС (ПС НС-20 и ПС НПС Трудовая) так же не соответствуют регламентированным ГОСТ 13109-97 значениям, ±5%. Годовые потери составили 10317,6 МВт·ч.

Для стабилизации параметров сети было принято решение о реконструкции – замене провода АС-95/16 110 кВ на участке электрических сетей 110 кВ «Трудовая 1–НС-22» на провод марки АС – 150/ 24.

После расчета и выбора провода марки АС – 150/ 24 был произведен расчет участка электрических сетей 110 кВ со средними нагрузками на 2015 г., с учетом замены провода. В результате сделаны выводы: при расчете максимального режима «зима» и минимального режима «лето» напряжения на во всех узловых точках соответствуют допустимым значениям ±5%. Годовые потери составили 3949,6 МВт·ч, что на 6368 МВт·ч меньше, чем при расчете потерь до реконструкции участка сети «Трудовая 1–НС-22».

Далее произвели расчет участка электрических сетей 110 кВ Карагандинской области, Осакаровского района со средними перспективными нагрузками на 2028 г. с учетом замены провода.

Так же при расчете максимального режима «зима» и минимального режима «лето» напряжения на во всех узловых точках соответствуют допустимым значениям ±5% регламентированными ГОСТ 13109-97.

Годовые потери составили 5492 МВт·ч, что на 1542,4 МВт·ч больше, чем при расчете потерь с нагрузками 2015 г. Полученные результаты расчета потерь сведем в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 – Полученные результаты расчета потерь

Режим	ΔP, кВт	ΔWг, МВт · ч
Существующий участок сети, нагрузки 2015 г.		
Максимальный, «зима»	1498	10317,6
Минимальный, «лето»	744	
Участок сети, после замена провода на АС-150/24 с нагрузками 2015 г.		
Максимальный, «зима»	591	3949,6
Минимальный, «лето»	261	
Участок сети, после замена провода на АС-150/24 с нагрузками 2028 г.		
Максимальный, «зима»	776	5492
Минимальный, «лето»	425,	

7 Безопасность жизнедеятельности

7.1 Опасные и вредные факторы, воздействующие на обслуживающий персонал

В этой дипломной работе рассматривается подключения новой подстанции к существующей сети. В процессе эксплуатации ТП, ЛЭП, РП обслуживающий персонал постоянно находится в опасной зоне, где существует возможность прикосновения к токоведущим частям электроустановок или к токопроводам.

ЛЭП и подстанция являются источником воздействия на окружающую среду и в частности на людей, основными из которых являются: электромагнитное воздействие, радиопомехи, автотрансформаторы – источники шума и возможного загрязнения подземных вод маслом.

Охрана труда является важным фактором введение производственных работ. Работа с электричеством имеет свои особенности, человек не может видеть электрического тока и поэтому должен строго следовать инструкциям при работе под напряжением. В электроэнергетике разработаны ряд правил (ПУЭ) и различные руководящие документы (РД), в которых подробно изложены:

- поражение обслуживающего персонала, находящегося в зоне растекания электрического потенциала при замыкании на землю;
- правила эксплуатации электроустановок до 1000 В и выше 1000 В;
- нормативы безопасного расположения ЛЭП и подстанции;
- возможность падения персонала с высоты;
- возможность поражения персонала при проведении коммутационных операций;
- средства защиты человека от поражением электрическим током и т.д.

При рассмотрении вопросов охраны труда и безопасность жизнедеятельности, в дипломе затронутся такие вопросы, как, освещение диспетчерского пункта - естественное искусственное и заземление подстанции.

На период строительства источниками загрязнения окружающей среды являются строительные механизмы, которые при своем движении нарушают почвенно-растительный покров.

В местах складирования горюче-смазочных средств возможно загрязнение растительно-почвенного слоя.

Возможно загрязнение района строительства отходами производства (остатками кабеля, битых железобетонных плит, кирпичей и т.п.).

Проектируемая подстанция не создает выбросов веществ, в том числе и вредных выбросов в атмосферу, в связи с этим отпадает необходимость в проведении анализа изменений воздушной среды и организации мониторинга за ее состоянием.

Электромагнитное воздействие. Эффект воздействия электромагнитного поля на биологический объект принято оценивать количеством электромагнитной энергии, поглощаемой этим объектом при нахождении его в поле.

Электромагнитное поле принято рассматривать как состоящее из двух полей: электрического и магнитного. Электрическое поле возникает в электроустановках при наличии напряжения на токоведущих частях, а магнитное - при прохождении тока по этим частям.

При промышленной частоте допустимо считать, что электрическое и магнитное поля не связаны между собой, и поэтому их можно рассматривать отдельно. Предельно допустимые значения напряженности магнитного поля промышленной частоты могут возникать на поверхности проводов, которых касается работники в установках 110 кВ только при работах под напряжением. Отрицательное действие на организм электромагнитного поля обусловлено электрическим полем.

В соответствии с Санитарными правилами и нормами САНПиН РК 3.01.036-97 «Защита населения от воздействия электрического поля, создаваемого высоковольтными линиями электропередачи переменного тока промышленной частоты» санитарно-гигиенические требования к санитарно-защитной зоне ВЛ 220 кВ не предъявляются (хотя уровни поля на территории жилой застройки нормируются), а их эксплуатация регламентируется требованиями со стороны техники безопасности и Правилами устройства электроустановок.

Защита населения от воздействия электрического поля ВЛ 220 кВ не требуется, так как напряженности электрического поля в районе жилой застройки не превышают предельно допустимые уровни, регламентируемые «Методическими указаниями по осуществлению государственного санитарно-эпидемиологического надзора за соблюдением «САНПиН РК3.01.036-97».

Анализ современного состояния окружающей среды показывает, что экологическая обстановка в регионе остается напряженной и требует неотложного проведения природоохранных мероприятий в ближайшие годы.

Среди множества аспектов в области охраны окружающей среды важное место занимают проблемы качества атмосферного воздуха.

Общий объем выбросов от всех видов источников за 2015 год ожидается на уровне 275,5 тысяч тонн, в том числе от стационарных 153,4 тысяч тонн и от передвижных – 122,1 тысяч тонн.

7.2 Расчет заземления подстанции

Рассчитаем заземление подстанции, которая находится на территории с преобладанием в грунте. Сети 110 кВ являются сетями с эффективно заземленной нейтралью.

Исходные данные:

На проектируемой станции предполагается иметь ОРУ 110/35/10 кВ

Ожидаемый ток короткого замыкания на стороне 110 кВ $I_{КЗ}$ = 17100 А, получен путем расчета на программе ТКЗ-3000

Размеры площадки ОРУ 110/35/10 кВ $S_{ОРУ}$ = 260 х 162 = 42120 м^2.

Грунт двухслойный: удельное сопротивление верхнего слоя $\rho_{1изм}$ = 70 Ом-м, нижнего - $\rho_{2изм}$ = 40 Ом м взяты из справочника.

По периметру контура в грунт забиты вертикальные элементы (стержни) диаметром d = 0,04 м и длиной l = 3 м, соединенные стальной полосой сечением 40х4 мм, горизонтальная сетка внутри контура состоит из полос сечением 40х4 мм.

Толщина верхнего слоя земли h_1 = 2 м.

Глубина погружения электрода в землю - расстояние от поверхности земли до электрода t_1 = 0,7 м.

Расчетное удельное сопротивление верхнего слоя грунта:

$$\rho_{1ррас} = \rho_{1ррас} \cdot \psi, \qquad (7.1)$$

где ψ - коэффициент сезонности для слоя сезонных изменений в многослойной земле, $\psi = 2{,}0$ для V климатической зоны, нижнего слоя грунта.

$$\rho_{1ррас} = 70 \cdot 2 = 140 \ \text{Ом} \cdot \text{м}.$$

$$\rho_{2расч} = \rho_{2изм} = 40 \ \text{Ом} \cdot \text{м}. \qquad (7.2)$$

Так как условная толщина слоя сезонных изменений в V климатической зоне H = 1,8 м, что меньше толщины верхнего слоя земли h_1 = 2 м. Отношение ρ_2 / ρ_2 с учетом коэффициента сезонности:

$$\frac{\rho_{1расч}}{\rho_{2расч}} = \frac{140}{40} = 3{,}5.$$

Примем расстояние между электродами в модели заземлителя а=2,5 м, тогда число вертикальных электродов:

$$n = \frac{4\sqrt{S}}{a}, \qquad (7.3)$$

$$n = \frac{4\sqrt{42120}}{2{,}5} = 328.$$

Относительная длина верхней части электрода, т.е. части находящейся в верхнем слое земли:

$$l_{отн} = \frac{h_1 - t_0}{l_в}, \qquad (7.4)$$

$$l_{отн} = \frac{2 - 0{,}7}{3} = 0{,}43 \text{ м}.$$

Эквивалентное удельное сопротивление двухслойной земли для сплошного заземлителя в виде горизонтальной сетки с вертикальными электродами:

$$\rho = \rho_2 \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^K, \qquad (7.5)$$

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

$$K = 0{,}43 \cdot \left(0{,}43 + 0{,}272 \ln \frac{2{,}5\sqrt{2}}{3} \right) = 0{,}204;$$

$$\rho = 40 \cdot \left(\frac{140}{40} \right)^{0{,}204} = 51{,}65 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Определим сопротивление сплошного заземлителя, состоящего из контура вертикальных заземлителей, соединенных горизонтальными электродами и сетки, которая находится внутри контура.

Сопротивление сложного заземлителя состоящего из сетки и ряда вертикальных проводников определяется из выражения:

$$R_з = 0{,}433 \cdot \frac{\rho_2}{\sqrt{S}} \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^g + \frac{\rho_1}{L_г + nl_в}, \qquad (7.6)$$

$$l_e = l_1 + l_2 \cdot \frac{\rho_1}{\rho_2},$$

где $L_г$ - общая длина проводников.

$$l = 1{,}3 + 1{,}7 \cdot \frac{140}{40} = 7{,}25 \text{ м};$$

$$L_г = 104 \cdot 260 + 65 \cdot 162 = 37570 \text{ м};$$

$$R_з = 0{,}443 \cdot \frac{40}{\sqrt{42120}} \cdot \left(\frac{140}{40}\right)^{0{,}001548} + \frac{40}{37570 + 328 \cdot 3} = 0{,}0875 \text{ Ом}.$$

Коэффициент напряжения прикосновения:

$$\alpha_1 = M \cdot \left(\frac{a\sqrt{S}}{l_в \cdot L_г}\right)^{0{,}45}, \quad (7.7)$$

$$\alpha_1 = 0{,}764 \cdot \left(\frac{2{,}5\sqrt{42120}}{3 \cdot 37570}\right)^{0{,}45} = 0{,}067.$$

Коэффициент снижения напряжения прикосновения:

$$\alpha_2 = \frac{R}{R_h + 1{,}5\rho_1}, \quad (7.8)$$

$$\alpha_2 = \frac{1000}{1000 + 1{,}5 \cdot 140} = 0{,}826.$$

Напряжение прикосновения:

$$U_{пр} = \varphi_з \cdot \alpha_1 \cdot \alpha_2 = I_з \cdot R_з \cdot \alpha_1 \cdot \alpha_2, \quad (7.9)$$

$$U_{пр} = 17300 \cdot 0{,}0875 \cdot 0{,}067 \cdot 0{,}826 = 84 \text{ В}.$$

Потенциал заземлителя:

$$\varphi_з = I_з \cdot R_з, \quad (7.10)$$

$$\varphi_{зз} = 17300 \cdot 0{,}0875 = 1513{,}75 \text{ В}.$$

Напряжение:

$$U_{прmax} = \varphi_з \cdot \alpha_1, \qquad (7.11)$$

$$U_{прmax} = 1513{,}75 \cdot 0{,}067 = 101{,}4 \text{ В}.$$

Из условия безопасности прикосновения человека к заземленным предметам в зоне ЗУ в эффективно-заземленной сети:

$$U_{доп} = U_{прmax} - I_h \cdot 1{,}5\rho_c = I_з \cdot R_з \cdot \alpha_1 \cdot \alpha_2 \le U_{доп}, \qquad (7.12)$$

где $I_h = \dfrac{U_{прmax}}{R_h + 1{,}5\rho_c}$.

$$I_h = \frac{101{,}4}{1000 + 1{,}5 \cdot 140} = 0{,}084 \text{ А}.$$

Проверим условие безопасности, где $U_{прдоп}$ =450В, определяемое ГОСТ 12.1.038-82.

$$(101{,}4 - 0{,}084 \cdot 1{,}5 \cdot 140) \text{ В} \le 450 \text{ В};$$

$$83{,}76 \text{ В} \le 450 \text{ В} \text{ - условие выполняется.}$$

Коэффициент напряжения шага для сложного заземлителя, состоящего из сетки и ряда вертикальных проводников, определяется по β_1 = 0,15.

Коэффициент снижения напряжения шага, зависящий от удельного сопротивления верхнего слоя земли:

$$\beta_2 = \frac{R_h}{R_h + 6 \cdot \rho_c}, \qquad (7.13)$$

$$\beta_2 = \frac{1000}{1000 + 6 \cdot 140} = 0{,}543.$$

Определим напряжение шага:

$$U_ш = I_з \cdot R_з \cdot \beta_1 \cdot \beta_2, \qquad (7.14)$$

$$U_ш = 17300 \cdot 0{,}0875 \cdot 0{,}15 \cdot 0{,}543 = 123{,}3 \text{ В}.$$

Условие безопасности для человека, шагающего в зоне распространения тока:

$$U_{ш} = U_{1-2\,max} - I_h \cdot 6\rho_1 = I_з \cdot R_з \cdot \beta_1 \cdot \beta_2 \le U_{доп}. \quad (7.15)$$

где $U_{доп} = 450$ В согласно ГОСТу для времени действия короткого замыкания с учетом АПВ t = 0,15 с.

$$U_{1-2мах} = \varphi_з \cdot \beta_1, \quad (7.16)$$

$$U_{1-2мах} = 1513{,}75 \cdot 0{,}15 = 227 \text{ В}.$$

ток через человека:

$$I_h = \frac{U_{1-2мах}}{R_h + 1{,}5\rho_c}, \quad (7.17)$$

$$I_h = \frac{227}{1000 + 1{,}5 \cdot 140} = 0{,}188 \text{ А}.$$

Проверим условие безопасности:

$$U_{1-2мах} - I_h \cdot 1{,}5\rho_c \le U_{доп}, \quad (7.18)$$

$$(227 - 0{,}188 \cdot 6 \cdot 140)\text{В} \le 450 \text{ В}.$$

$69{,}1\text{В} \le 450$ В - условие выполняется.

Рассмотрим возможность использования данного заземлителя по требованиям $R_З$:

$$R_з' = \frac{U_{прдоп}}{I_з \cdot \alpha_1 \cdot \alpha_2}, \quad (7.19)$$

$$R_з' = \frac{450}{17300 \cdot 0{,}067 \cdot 0{,}826} = 0{,}47 \text{ Ом}.$$

$$R_з'' = \frac{U_{ш.доп}}{I_з \cdot \alpha_1 \cdot \alpha_2}, \quad (7.20)$$

$$R_з'' = \frac{450}{17300 \cdot 0{,}15 \cdot 0{,}543} = 0{,}319 \text{ Ом}.$$

$$R_з < R_{зПУЭ},$$

$$R_з < R_з',$$

$$R_з < R_з''.$$

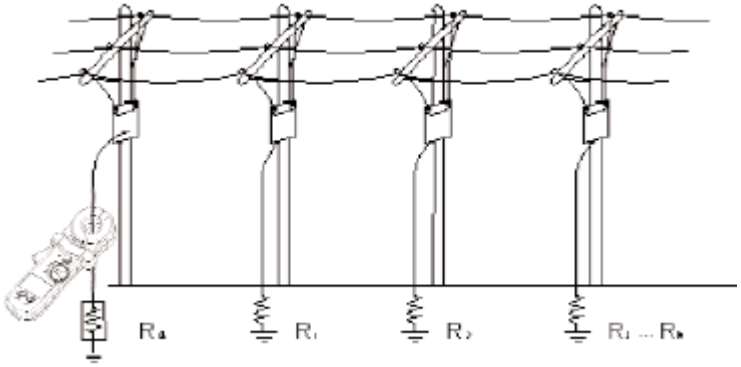


Рисунок 7.1 - Заземление ЛЭП

Полученное в результате расчетов сопротивление заземлителя $R_З$=0,0875 Ом удовлетворяет как требованиям ПУЭ, так и указанным выше условиям.

7.3 Молниезащита подстанции глубокого ввода

Защита подстанции глубокого ввода (ПГВ) от прямых ударов молнии осуществляется стержневыми молниеотводами. Защитное действие стержневого молниеотвода основано на свойстве молнии поражать наиболее высокие и хорошо заземленные металлические сооружения. Во время лидерной стадии развития молнии на вершине молниеотвода скапливаются заряды, создающие на ней очень большие напряженности электрического поля. К этой области и направляется канал молнии.

Зоной защиты молниеотвода называется пространство вокруг него, в котором объект защищен от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности. Защищаемый объект не поражается молнией, если он целиком входит в зону защиты молниеотвода.

Параметры понизительной подстанции с первичным напряжением 110 кВ и вторичным напряжением 10,5 кВ: длина – 39,5 метров, ширина – 28 метров; почва – глина (удельное сопротивление ρ=60 Ом·м). Высота защищаемого объекта ПГВ: портал – 11 метров, разъединитель – 7 метров, трансформатор – 7 метров, ЗРУ –7 метров.

Для защиты подстанции будут использованы четыре молниеотвода, установленные (в целях экономии металла) на конструкциях: два на порталах, два на ЗРУ.

Заземлители молниеотводов можно присоединить к общему защитному заземлителю подстанции. При этом необходимо обеспечить растекание тока не менее чем в двух – трех направлениях, а также забить на расстоянии не ближе длины электрода два – три вертикальных электрода длиной 3 – 5 метров.

Защита подстанции от прямых ударов молнии рассчитывается по методике, описанной в книге «Техника высоких напряжений» гл.14, при которой зона защиты одного молниеотвода представляет собой конус с криволинейной образующей. Данная методика обеспечивает высокую степень надежности защиты.

По этой методике площадь подстанции разбивается на треугольники, которые описываются окружностью диаметром D=47 м.

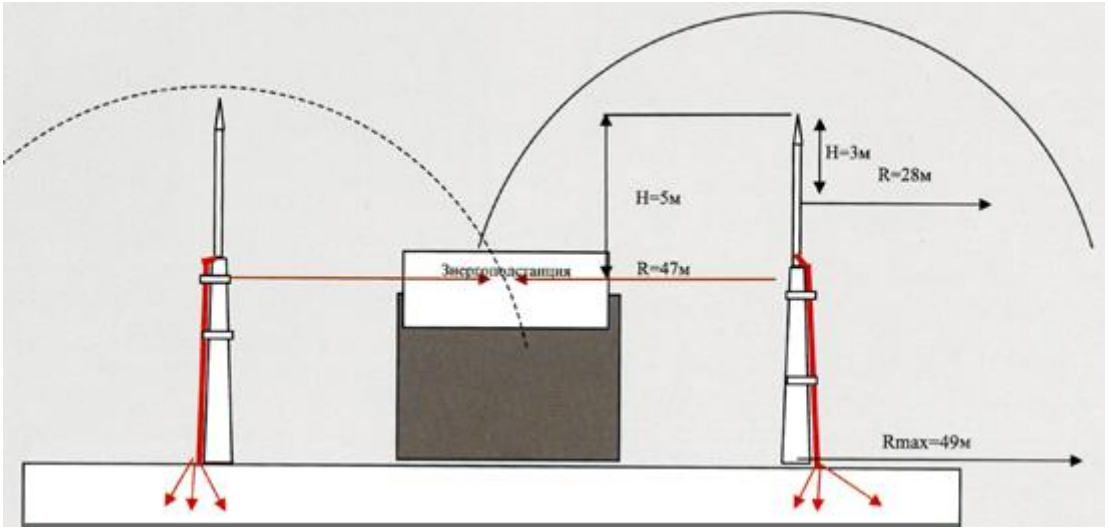


Рисунок 7.2 - Размещения молниеотводов

Определяют активную высоту молниеотводов:

$$h_a \geq \frac{D}{8p}, \qquad (7.21)$$

где p – коэффициент, зависящий от высоты молниеотвода; для молниеотвода высотой до 30 метров p=1.

$$h_a = \frac{40,5}{8 \cdot 1} = 5,06 \text{м}.$$

Принимают h_a=5,5 м.

Высота молниеотвода равна:

$$h = h_a + h_x = 5,5 + 11 = 16,5\text{м}.$$

где h_x – высота защищаемого объекта (портала).

Радиус защиты одиночного стержневого молниеотвода r_x на высоте h_x определяется по формуле:

$$r_x = \frac{1,6 \cdot h_a h}{h_x + h} p = \frac{1,6 \cdot 5,5 \cdot 16,5}{11 + 16,5} = 5,3\text{м}.$$

Наименьшая ширина зоны защиты b_x в середине между молниеотводами (на горизонтальном сечении) на высоте h_x определяется по формуле:

$$b_x = 2r_x \frac{7h_a - a}{14h_a - a}, \qquad (7.22)$$

где a=21,2м – расстояние между молниеотводами.

$$b_x = 2 \cdot 5,3 \cdot \frac{7 \cdot 5,5 - 21,2}{14 \cdot 5,5 - 21,2} = 3,2\text{м}.$$

Граница зоны защиты между молниеотводами (в вертикальном сечении) определяется окружностью с радиусом R, проходящей через вершины молниеотводов и точку, расположенную посередине между молниеотводами на высоте h_0.

$$h_0 = h - \frac{a}{7p}; \qquad (7.23)$$

$$h_0 = 16,5 - \frac{21,2}{7 \cdot 1} = 13,5\text{м}.$$

Построение показывает, что самые высокие объекты на территории подстанции входят в зону защиты молниеотводов.

Высота молниеотвода ЗРУ равна:

$$h = h_a + h_x = 5,5 + 7 = 12,5\text{м}.$$

где h_x – высота защищаемого объекта (портала).

Радиус защиты одиночного стержневого молниеотвода r_x на высоте h_x определяется по формуле:

$$r_x = \frac{1,6 \cdot h_a h}{h_x + h} p = \frac{1,6 \cdot 5,5 \cdot 12,5}{7 + 12,5} = 5,6\text{м}.$$

Наименьшая ширина зоны защиты b_x в середине между молниеотводами (на горизонтальном сечении) на высоте h_x определяется по формуле:

$$b_x = 2r_x \frac{7h_a - a}{14h_a - a}, \qquad (7.24)$$

где а=34,5 м – расстояние между молниеотводами.

$$b_x = 2 \cdot 5,6 \cdot \frac{7 \cdot 5,5 - 34,5}{14 \cdot 5,5 - 34,5} = 1,12\text{м}.$$

Граница зоны защиты между молниеотводами (в вертикальном сечении) определяется окружностью с радиусом R, проходящей через вершины молниеотводов и точку, расположенную посередине между молниеотводами на высоте h_0.

$$h_0 = h - \frac{a}{7p}, \qquad (7.25)$$

$$h_0 = 12,5 - \frac{34,5}{7 \cdot 1} = 7,58\text{м},$$

Построение показывает, что самые высокие объекты на территории подстанции входят в зону защиты молниеотводов.

8 Экономическая часть

8.1 Определение капитальных затрат, необходимых для реконструкции

Для обеспечения поступательного технического и хозяйственного развития любого предприятия необходимо иногда существенное вложение денежных средств.

Капиталовложения, необходимые для реконструкции подстанции [1]:

$$К_{рек} = К_{л} + К_{з.о} - С_{ликв} \qquad (8.1)$$

где $К_{л}$ - капитальные вложения, необходимые для реконструкции ЛЭП;

$К_{з.о}$ - капитальные вложения, необходимые для закупки, доставки и монтажа нового оборудования подстанции и демонтажа старого оборудования подстанции;

$С_{ликв}$ - ликвидационная стоимость старого оборудования подстанции.

$$К_{з.о} = К_{ОРУ-110} + К_{тр} + К_{КРУ-10} + К_{ОПН} + С_{д.м} \quad (8.2)$$

где $К_{ОРУ-110}$ - капитальные вложения, необходимые для реконструкции ОРУ-110 кВ;

$К_{тр}$ - капитальные вложения, необходимые для закупки и доставки трансформаторов;

$К_{КРУ-10}$ - капитальные вложения, необходимые для замены силового оборудования (выключателей) ЗРУ-10 кВ;

$К_{ОПН}$ - капитальные вложения, необходимые для закупки и доставки ограничителей перенапряжения нелинейных (ОПН);

$С_{д.м}$ - стоимость монтажных и демонтажных работ.

$$К_{ОРУ-110} = N \cdot С_{яч.ОРУ} \quad (8.3)$$

где N - число ячеек;

$С_{яч.ОРУ}$ - стоимость ячейки ОРУ-110 кВ вместе с выключателем (с учетом стоимости трансформаторных услуг).

$$К_{тр} = N_{тр} \cdot С_{тр} \quad (8.4)$$

где $С_{тр}$ - стоимость трансформатора (с учетом стоимости транспортных услуг);

$N_{тр}$ - число трансформаторов.

$$К_{КРУ-10} = n \cdot С_{яч.КРУ} \quad (8.5)$$

где $С_{яч.КРУ}$ - стоимость ячеек КРУ-10 кВ вместе с выключателем;

n – число ячеек.

$$К_{ОПН} = N_{110} \cdot С_{ОПН-110} + п_{10} \cdot С_{ОПН-10} \quad (8.6)$$

где $С_{ОПН-110}$ - стоимость ОПН-110 кВ;

N_{110} - число ОПН-110 кВ;

$C_{ОПН-10}$ - стоимость ОПН-10 кВ;

$п_{10}$ - число ОПН-10 кВ.

$$C_{ликв} = C_{об}\left(1 - \frac{T_ф}{T_н}\right) \quad (8.7)$$

где $C_{об}$ - стоимость ликвидируемого оборудования;

$T_ф$ - фактический срок эксплуатации оборудования;

$T_н$ - нормативный срок эксплуатации оборудования (для силового оборудования подстанции $T_н$=25 лет).

При эксплуатации оборудования более нормативного срока, ликвидационная стоимость равняется остаточной стоимости оборудования, т.е. стоимости содержащихся в оборудовании металлов (в основном цветных металлов).

Остаточная стоимость оборудования вычисляется по формуле:

$$C_{ост} = \sum_{i=1}^{п} \omega_i \cdot n_i \cdot C_{мет} \quad (8.8)$$

где ω_i - содержание металла в единице оборудования, кг;

n_i - количество однотипного оборудования;

$C_{мет}$ - стоимость одного кг металла . Стоимость цветных металлов - $C_{мет} = 25$ тг./кг. Стоимость черного металла $C_{мет} = 400$ тг./т.

Расчет сведен в таблицу 8.1.

Таблица 8.1 – Расчет капитальных затрат

Наименование капиталовложений	Численное выражение
$T_ф$, лет	>25
$C_{об}$, тыс.тг.	-----
$C_{ликв1}$, тыс. тг.	-----
$\omega_{ВВ-10}$, кг	40
$п_{ВВ-10}$, шт.	24
$\omega_{т-р}$, кг	-----
$п_{тр-р}$, шт.	-----
$\omega_{ВВ-110}$, кг	-----

$n_{ВВ-110}$, шт.	-----
$C_{мет}$, тг./кг	25

Продолжение таблицы 8.1

$C_{ост}$, тыс. тг.	24
$C_{ликв} = C_{ликв.1} + C_{ост}$, тыс. тг.	24
N, шт.	3
$C_{яч.ОРУ}$, тыс. тг.	700
$K_{ОРУ-110}$, тыс. тг.	2100
$N_{тр}$, шт.	-----
$C_{тр}$, тыс. тг.	-----
$K_{тр}$, тыс. тг.	-----
n, шт.	24
$C_{яч.КРУ}$, тыс. тг	382
$K_{КРУ-10}$, тыс.тг.	9168
N_{110}, шт.	4
$C_{ОПН-110}$, тыс.тг.	126х3
n_{10}, шт.	4
$C_{ОПН-10}$, тыс. тг.	30х3
$K_{ОПН}$, тыс. тг.	1872
$C_{д.м}$, тыс. тг.	1140
$K_{з.о}$, тыс. тг.	14280
$K_{л}$, тыс. тг	-----
$K_{рек}$, тыс. тг.	14256

8.2 Определение экономического эффекта от внедрения нового оборудования

Эффективность проекта будем связывать с эффективностью капитальных вложений в реконструкцию подстанции 110 кВ Геологострой. Показателями экономической эффективности служат следующие:

- накопленная чистая дисконтированная стоимость;
- срок окупаемости инвестиций (капиталовложений);
- норма рентабельности инвестиций (внутренняя норма доходности);
- другие показатели, отражающие интересы участников проекта.

По плану реконструкции на подстанции должно быть установлено современное, более совершенное по сравнению со старым оборудование. Это повлечет за собой снижение издержек на эксплуатацию основного

оборудования подстанции. - норма рентабельности инвестиций (внутренняя норма доходности);

- другие показатели, отражающие интересы участников проекта.

По плану реконструкции должно быть установлено современное, более совершенное по сравнению со старым оборудование. Это повлечет за собой снижение издержек на эксплуатацию основного оборудования подстанции.

В результате реконструкции в КРУН-10 кВ будут установлены вакуумные выключатели, затраты на эксплуатацию которых минимальны, также предусматривается использование счетчиков ЕвроАльфа, позволяющих полностью автоматизировать систему учета электроэнергии. Вышеуказанные факторы позволять снизить издержки на эксплуатацию до 2,6%, т.е.: $U_2 = 2{,}6\%$

Следовательно, экономический эффект от внедрения нового оборудования вычисляется по формуле:

$$Э_t = \frac{U_1 - U_2}{100} \cdot K, \qquad (8.9)$$

где *К* - капиталовложения необходимые для реконструкции подстанции, тыс. тг.

$$Э_t = \frac{13{,}6 - 2{,}6}{100} \cdot 14256 = 1570 \text{ тыс. тг. в год.}$$

Эффективность выбранного варианта рассчитываем по следующей методике:

налог на имущество

$$Н_{им} = С_{ост.t} \frac{Н_{ст}}{100}, \qquad (8.10)$$

где $С_{ост.t} = П - А_t \cdot Т$ - остаточная сумма от капиталовложений в t-й период;

$Н_{ст}$ - ставка налога на имущество (2%);

налог на прибыль в t-й период рассчитывается по следующему выражению

$$Н_{пр.t} = (Э_t - Н_{им.t}) \frac{Н_{ст}}{100}, \qquad (8.11)$$

где $Н_{ст}$ - ставка налога на прибыль (30%);

определяем коэффициент дисконтирования в t-м году расчётного периода

$$a_t = (1 - E)^{-T}, \qquad (8.12)$$

где Е - коэффициент эффективности капиталовложений или цена авансового капитала, определяется ставкой банковского процента по долгосрочным депозитам;

Т - год, затраты и результаты которого приводятся к расчётному (в наших расчётах затраты будем приводить к первому году).

Зная налог на имущество, налог на прибыль и амортизацию в t-м году, определяем поток наличности в t-м году

$$ПН_t = Э_t + А_t - Н_{им} - Н_{пр}, \qquad (8.13)$$

Чистая дисконтированная стоимость за t-й год расчётного периода определяется по выражению:

$$ЧТС_t = ПН_t \cdot \alpha_t, \qquad (8.14)$$

определяем индекс доходности инвестиционного проекта

$$ИД = \frac{\sum_{i=1}^{15} ЧТС + К}{К}. \qquad (8.15)$$

Если $ИД \succ 1$, то проект следует принять; если $ИД \prec 1$ - его следует отклонить; если $ИД = 1$, то при принятом проекте не будет ни прибыли, ни убытка. Определяем индекс доходности инвестиционного проекта по выражению (8.15)

$$ИД = \frac{634{,}1 + 14256}{14256} = 1{,}1 \succ 1.$$

В таблице 8.2 приведён расчёт показателей экономической эффективности инвестиций. Расчётный период принимаем равным 15 годам.

Расчёт ЧТС при разном значении коэффициента эффективности приведён в таблице 8.3.

С помощью данных таблицы 8.2 рассчитываем ВКО по выражению:

$$ВКО = E_1 + \frac{f(ЧТС_1)}{f(ЧТС_1) - f(ЧТС_2)} \cdot (E_2 - E_1) = 10 + \frac{634,1}{634,1 - (-175,6)} \cdot (11 - 10) = 10,8\%$$

где E_1 и E_2 - коэффициент эффективности, при котором НЧТС является положительным и отрицательным значением, соответственно.

Таблица 8.2 - Расчёт накопленной чистой текущей стоимости от инвестиционного проекта (расчёт выполнен в ценах 2015 г.), тенге

Обозначение величины	Расчётные годы							
	0	1	2	3	4	5	6	7
К	14256							
$Э_t$, тыс. тг.		1570	1570	1570	1570	1570	1570	1570
At (Нст=6,7%)		955,2	955,2	955,2	955,2	955,2	955,2	955,2
Ним (Нст=2%)		266	246,9	227,8	208,7	189,6	170,5	151,4
Нпр (Нст=35%)		391,2	396,9	402,7	408,4	414,1	419,9	425,6
α (Е=10%)	1,0	0,91	0,83	0,76	0,69	0,63	0,57	0,52
ПНt	-14256	1868	1881,4	1894,7	1908,1	1921,5	1934,8	1948,2
НПНt	-14256	-12388	-10506,6	-8611,9	-6703,8	-4782,3	-2847,3	-899,3
ЧТСt	-14256	1700	1561,6	1440	1316,6	1210,6	1102,6	1102,9
НЧТСt	-14256	-12556	-10994,4	-9554,4	-8237,8	-7027,2	-5924,3	-4911,2
Эt, тыс. тг.	1570	1570	1570	1570	1570	1570	1570	1570
At (Нст=6,7%)	955,2	955,2	955,2	955,2	955,2	955,2	955,2	955,2
Ним (Нст=2%)	132,3	113,2	94,1	74,9	55,9	36,8	17,7	-1,5
Нпр (Нст=35%)	421,3	437	442,8	448,5	454,2	460	465,7	471,5
α (Е=10%)	0,47	0,43	0,39	0,36	0,32	0,29	0,27	0,24
ПНt	1961,6	1975	1988,3	2001,8	2015,1	2028,4	2041,8	2055,2
НПНt	1062,3	3037,3	5025,6	7027,4	9042,5	11070,9	13112,7	15167,9
ЧТСt	922	849,3	775,5	720,7	644,9	588,3	551,3	493,3
НЧТСt	-3989,2	-3139,9	-2364,4	-1643,7	-998,8	-410,5	-140,8	634,1

Таблица 8.3 - Расчёт ЧТС при разном коэффициенте эффективности, тыс.тг.

Годы	ПНt	Расчет1		Расчет2		Расчет3	
		E,%=10,00		E,%=11,00		E,%=12,00	
		α	ЧТС	α	ЧТС	α	ЧТС
0	-142560	1,0000	-142560	1,0000	-142560	1,0000	-142560
1	1868	0,91	1700	0,9	1681,2	0,9	1681,2
2	1881,4	0,83	1561,6	0,82	1542,8	0,8	1505,1
3	1894,7	0,76	1440	0,74	1402,1	0,72	1364,2
4	1908,1	0,69	1316,6	0,66	1259	0,64	1221,2
5	1921,5	0,63	1210,6	0,6	1152,9	0,57	1095,3
6	1934,8	0,57	1102,9	0,54	1044,8	0,51	986,8
7	1948,2	0,52	1013,1	0,49	954,6	0,46	896,2
8	1961,6	0,47	922	0,44	863,1	0,41	804,3
9	1975	0,43	849,3	0,4	790	0,37	730,8
10	1988,3	0,39	775,5	0,36	715,8	0,33	656,1
11	2001,8	0,36	720,7	0,32	640,6	0,29	580,5
12	2015,1	0,32	644,9	0,29	584,4	0,26	523,9
13	2028,4	0,29	588,3	0,26	527,4	0,23	466,5
14	2041,8	0,27	551,3	0,24	490,1	0,21	428,8
15	2055,2	0,24	493,3	0,21	413,6	0,19	390,5
НЧТС			634,1		-175,6		-924,6

Изменение потока наличности и чистой текущей стоимости за время расчётного периода приведено на рисунке 8.1.

Зависимость накопленного потока наличности от коэффициента эффективности капиталовложений показана на рисунке 8.2.

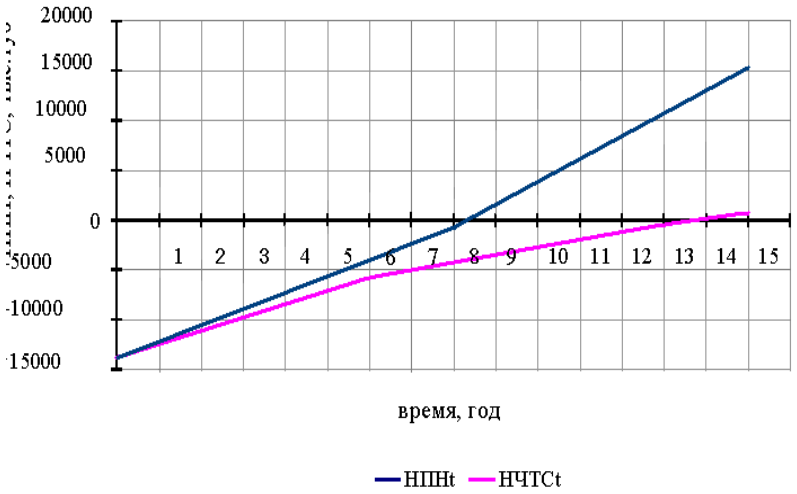


Рисунок 8.1- Изменение потока наличности и чистой текущей стоимости за расчетный срок

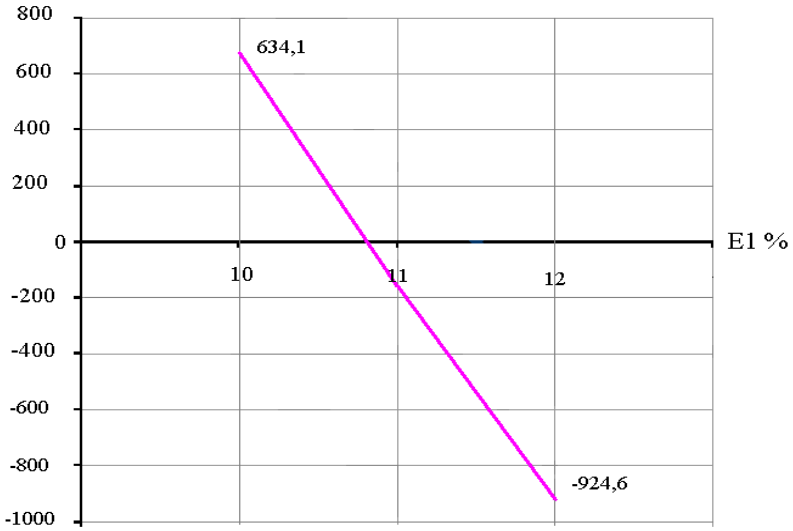


Рисунок 8.2 - Зависимость накопленного потока наличности от коэффициента эффективности капиталовложений

Для данного проекта ВКО=10,8%, это значит, что коэффициент эффективности капитальных вложений не должен быть больше 10% . В нашем случае Е=10 % годовых, т.е. для предприятия, принимаемого проект, это выгодно.

Заключение

В дипломной работе на тему: «Реконструкция сети 110 кВ участка Трудовая 1 – НС-22, Осакаровского района Карагандинской области» был произведен расчет существующего участка электрических сетей 110 кВ Карагандинской области, Осакаровского района с нагрузками на 2015 г.

В результате которого было выяснено, что в максимальный период «зима» уровни напряжений на шинах 10 кВ трех ПС (ПС НС-20, ПС НС-21 и ПС НС– 22) не соответствуют регламентированным ГОСТ 13109-97 значениям ±5% . При расчете минимального режима «лето» уровни напряжений на шинах 10 кВ на двух ПС (ПС НС-20 и ПС НПС Трудовая) так же, не соответствуют регламентированным ГОСТ 13109-97 значениям, ±5%. Годовые потери составили 10317,6 МВт·ч.

Для стабилизации параметров сети было принято решение о реконструкции – замене провода АС-95/16 110 кВ на участке электрических сетей 110 кВ «Трудовая 1–НС-22» на провод марки АС – 150/ 24.

Произвели выбор марки и сечения провода 110 кВ. Далее для провода АС-150/24 произвели расчет механической прочности, определили критические пролеты; произвели выбор и механический расчет опор ЛЭП, рассчитали закрепление опор в грунте;

Выполнили расчет режимов работы участка электрической сети 110 кВ с существующими нагрузками 2015 г. с учетом замены провода на участке «Трудовая 1–НС-22». В результате сделаны выводы: при расчете максимального режима «зима» и минимального режима «лето» напряжения на во всех узловых точках соответствуют допустимым значениям ±5%. Годовые потери составили 3949,6 МВт·ч, что на 6368 МВт·ч меньше, чем при расчете потерь до реконструкции участка сети «Трудовая 1–НС-22».

Произвели расчет режимов работы участка электрической сети 110 кВ с перспективными нагрузками 2028 г. с учетом замены провода на участке «Трудовая 1–НС-22». Так же при расчете максимального режима «зима» и минимального режима «лето» напряжения на во всех узловых точках соответствуют допустимым значениям ±5% регламентированными ГОСТ 13109-97. Годовые потери составили 5492 МВт·ч, что на 1542,4 МВт·ч больше, чем при расчете потерь с нагрузками 2015 г.

Список литературы

1 Передача и распределение электрической энергии: Учебное пособие/ А.А.Герасимеко, В.Т.Федин.- Ростов-н/Д.: Феникс; Красноярск: Издательские проеты, 2006.- 720 с.

2 Идельчик В.И. Электрические сети и системы. Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1989.

3 Блок В.М. Электрические сети и системы – М.: Высшая школа, 1986г.

Справочник по проектированию электроэнергетических систем/

4 В.В.Ершевич, А.Н.Зейлигер, Г.А.Илларионов и др.; под ред. С.С.Рокотяна и И.М.Шапиро. – 3-е изд., перераб. И доп. – М.:Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.

5 В.Н. Сажин, Н.А. Генбач. Электрические сети и системы. Конспект лекций (для студентов всех форм обучения специальности 050718 – Электроэнергетика). – Алматы: АИЭС, 2007. – 44 с.

6 Крюков К.П., Новгородцев Б.П. Конструкции и механический расчет линий электропередачи.- 2-е изд., перераб. И доп.- Л.:Энергия, Ленингр.отд-ние, 1979, 312 с., ил.

7 ГОСТ 13109-97. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

8 Долин П.А. Основы техники безопасности в электроустановках

9 Дюсебаев А.К., Абдимуратов Ж.С. Учебное пособие. Безопасность жизнедеятельности, Алматы 2010.

10 Самсонов В.С., Вяткин М.А. Экономика предприятий энергетического комплекса: Учебник для вузов. – 2-е изд. – М.: Высшая школа, 2003.

11 «Общие требования к построению, изложению, оформлению и содержанию работ учебных», Некоммерческое акционерное общество «Алматинский институт энергетики и связи», Алматы 2014г.