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
к.т.н. доцент Тибеткулов Е.К
(Ф.И.О., ученая степень, звание)
(подпись) «2» 06 2016 г.

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Проектирование электрических сетей 10 кВ сельской местности Талгарского района Алматинской области

Специальность 5В07 1800 - Электроэнергетика

Выполнил (а) Ванисқан Д.Т (Фамилия и инициалы) ЭС-12-2 группа

Научный руководитель доцент Тергеукизова М.А (Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:
по экономической части:

к.э.н., доцент Вамиева Л.Ш
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
(подпись) «26» мая 2016 г.

по безопасности жизнедеятельности:

д.т.н., профессор Джебаев М.К
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
(подпись) «26» мая 2016 г.

Нормоконтролер: ст.пр. Соколова И.С
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
(подпись) «01» 06 2016 г.

Рецензент: к.т.н. профессор Байсенова Г.С
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
(подпись) «_____» _____ 20__ г.

Алматы 2016 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество

АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет Электроэнергетический
Специальность 5В 071800 - Электроэнергетика
Кафедра Электрические станции, сети и системы

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Уранискан Думан Тлеугазыулы
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Проектирование электрических сетей 10 кВ сельской местности Талгарского района Алматинской области

утверждена приказом ректора № 148 от «19» октября 2015 г.
Срок сдачи законченной работы «01» 06 2016 г.
Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта

1. Электрическая схема Талгарского района;
2. Сведения о нагрузках;
3. Параметры линий;
4. Параметры трансформаторов.

Перечень подлежащих разработке дипломного проекта вопросов или краткое содержание дипломного проекта:

1. Анализ схемы электрических сетей в Талгарском районе
2. Существующее состояние Талгарского ГЭС
3. Расчет режимов работы существующей сети
4. Расчет режимов работы сети с перспективой увеличения нагрузки и с учетом ввода новой ПС
5. Безопасность жизнедеятельности
6. Экономическая часть

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Карта-схема электрических сетей Талгарского района
2. Электрическая схема Талгарского района
3. Схема освещения Талгарского района

Рекомендуемая основная литература

1. Справочник по проектированию электрических сетей" - Д.Л. Файбисович, 2012г.
2. Правила устройства электроустановок РК - 2015г.
3. Электрооборудование станций и подстанций. Учебник Рожкова Л.Д., Козулин В.С - 2013г.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Экономическая часть БНД	к.э.н. доцент Валиева Л.Ш	23.02 - 26.05.16	
	д.т.н Джебаев М.К	02.02 - 26.05.16	

ГРАФИК
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1.	Сбор материалов	26.10.15-25.01.16	
2.	Анализ схемы электрических сетей в Таштагольском районе	25.01- 16.02	
3.	Расчет режимов работы существующих сетей рассматриваемого района	16.02- 25.04	
4.	Расчет режимов работы Таштагольского района с учетом ввода ПС	16.02-25.04	
5.	Безопасность жизнедеятельности	02.02- 26.05	
6.	Экономическая часть	23.02- 26.05	

Дата выдачи задания «19» октября 2015 г.

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

Руководитель _____ Тергеуказова М.А.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению
студент _____ Иванисан Д.Т.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Аннотация

В дипломном проекте на тему «Проектирование электрических сетей 10 кВ сельской местности» в качестве рассматриваемого района мною был выбран Талгарский район и произведен анализ рассматриваемого участка существующей электрической сети Талгарского района, а также проектирование и обоснование необходимости строительства ЛЭП 10 кВ и новой подстанции. Был произведен выбор основного оборудования проектируемой подстанции и сечения проводов ЛЭП; рассчитаны режимы работы существующей электрической сети 10 кВ и сети с учетом ввода новой подстанции, также был сделан сравнительный анализ полученных данных. Были рассмотрены разделы безопасности жизнедеятельности и технико-экономическое обоснование проектирования электрических сетей 10 кВ в Талгарском районе.

Annotation

The thesis project on "Designing electrical networks 10 kV countryside" as the area in question Talgar district was chosen by me and made an analysis of the considered area of the existing electrical network Talgar district, as well as the design and rationale for the construction of 10 kV transmission line and a new substation. selection of main equipment of the projected substation and transmission line cross-section of wires has been made; calculations were made of the existing modes of operation of the electrical network of 10 kV and a network based on the input of the new substation, a comparative analysis of the data was made. Forums of health and safety were considered and a feasibility study for the design of electrical 10kV networks in the Talgar district.

Аңдатпа

Менің диплодық жобамның тақырыбына байланысты «ауылдық елдімкеннің «10 кВ электр жүйесін жобалау», мен қарастырылып отырған елдімекен Талғар ауданы және қаралып отырылған Талғар ауданының бұрыңғы электр желісін қарастырып анализ жасадым. Жәнеде 10 кВ электрберіліс желісіне қажет құрылысты жобаладым және анықтадым. Жобаланып жатқан қосалқы станцияға және ЖБ-ге өткізгіштер қимасын, негізгі электр жабдықтарына таңдау жасадым. Бұл уақытқа дейін бар 10 кВ ЭБЖ жұмыс режиміне және жобаланып жатқан жаңа қосалқы станцияның қосылуын есептедім, алынған мәліметер бойынша салыстырмалы түрде анализ жасалды. Бұдан басқа жобаланып жатқан Талғар ауданының 10 кВ электр желісіне байланысты өмір тіршілік негізі және техникалық-экономикалық бөлімін қарастырылды.

Содержание

Введение 8
1 Анализ существующей схемы электрических сетей в Талгарском районе 10
1.1 Географическая характеристика Талгарского района 10
1.2 Физико-географические характеристики района 10
1.3 Климатические условия 11
1.4 Нынешнее состояние Талгарского РЭС 13
1.5 Анализ изменения структуры электропотребления по группам потребителей в Талгарском районе 14
1.6 Условия при проектировании к трансформаторным подстанциям напряжением 10 кВ 18
1.7 Постановка задачи 22
2 Расчет режимов работы существующих сетей рассматриваемого района 22
2.1 Формирование схемы замещения, вычисление параметров линий электропередачи и трансформаторов 23
2.2 Расчет максимального режима работы существующей сети 28
2.3 Расчет минимального режима работы существующей сети 30
3 Расчет режимов работы рассматриваемого участка сети Талгарского района с учетом ввода ПС «88» 33
3.1 Выбор количества и мощности трансформаторов для ПС «88» и сечений проводов 35
3.2 Составление схемы замещения, расчет параметров ЛЭП и трансформаторов ПС «88» 37
3.3 Расчет максимального режима работы сети с учетом ввода ПС «88» 39
3.4 Расчет минимального режима работы сети с учетом ввода ПС «88» 42
3.5 Анализ полученных данных 44
4 Безопасность жизнедеятельности 45
4.1 Анализ условий труда 45
4.2 Ограждение токоведущих частей и расположение их на токоведущих частях 47
4.3 Молниезащита подстанции 48
4.4 Определение площади пожара при возгорании трансформаторного масла трансформатора ТМ – 400/10/0,4 53
4.5 Расчет системы отвода масла трансформатора ТМ – 400/10/0,4 применительно для ПС № 58 55
5 Технико-экономическое обоснование проектирования электрических сетей 10 кВ Талгарского района 56
5.1 Задачи разрабатывания проекта 56
5.2 Изучение рынка сбыта 56
5.3 Организация предприятия и трудовые ресурсы 56

5.4 Расчет технико-экономических показателей 57
5.5 Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций 60
Заключение 64
Список литературы 65

Введение

Наиболее отвечающим своим требованиям видом энергии является электроэнергия. Электрическая энергия владеет вероятностью просто и элементарно быть перевоплощенной в другие виды энергии – тепловую, механическую, световую.

На электростанциях вырабатывается электроэнергия. Она получается путем преобразования химической энергии топлива, энергии, атомной энергии и т. п. Наша страна обладает богатыми запасами энергоресурсов, таких как: нефть, газ, уголь. У нас в республике позволяет создавать отличные условия для развития энергосистемы страны в целом, присутствие огромного объема схожих и нужных полезных ископаемых в недрах нашей необъятной земли. Учитывает строительство электростанций, электрических сетей и установок для потребления электроэнергии — электроприемников электрификация нашей республики. При проектировании электрических сетей сельского типа рассматриваются следующие виды работ: новое строительство, расширение и реконструкция.

Сооружение новых линий электропередачи и подстанций, как раз то, что включает в себя новое строительство. Как правило, лишь к подстанциям имеет отношение расширение электросетей — это установка второго трансформатора с проведением обязательных строительно-ремонтных работ на действующей подстанции.

В предоставленном дипломном проекте рассматриваются вопросы проектирования электрических сетей 10 кВ сельской местности. В качестве рассматриваемого района мною был выбран Талгарский район. В установившихся режимах работы для электрических сетей Талгарского района были сделаны электрические расчеты. При помощи программы «RASTR», произведены расчеты на базе составленных схем замещения сетей. Целью этого подсчета является: обнаружение значений напряжения в узлах сети, подсчет потерь мощности и энергии, и операции по нормированию напряжения. При проектировании нужно выполнение ряда расчетов, а также в процессе эксплуатации электрических сетей. Определяются параметры режима главенствующих ее элементов для имеющейся сети. В узловых точках сети, токи и мощности в линиях и трансформаторах определяются напряжение. Для Талгарского района выполним расчет режимов работы имеющихся сетей, а так же расчет режимов работы Талгарского района с учетом строительства новой подстанций. Для имеющихся электрических

сетей выполним несколько разных расчетов: экономический расчет для нахождения себестоимости электроэнергии и срока окупаемости сооружаемых объектов, для безопасности работы обслуживающего персонала рассчитываем условия соблюдения электробезопасности. Нужно анализировать не только электрические процессы, при изучении работы электрической сети любых типов, случающиеся беспрепятственно в сетях, но и затрагивать в той или иной мере процессы во всей электроэнергетической системе. Называется режимом системы (сети), такое состояние системы (сети) в любой момент времени или наверняка на некотором интервале времени. Называются параметрами режима, режим который определяется показателями. К их числу относятся: частота, активная и реактивная мощности в элементах системы и напряжения у потребителей и в разных точках сети, величины токов и углов расхождения векторов ЭДС и напряжения. В программе “RASTR” обычно выполняется расчет режимов сети. Цель расчета: по данным нагрузкам находить минимальные, максимальные, аварийные режимы и эти же режимы, но с учетом строительства новой подстанций.

1 Анализ схемы электрических сетей в Талгарском районе

1.1 Географическая характеристика Талгарского района

На рисунке 1.1 показан Талгарский район и его географическое расположение

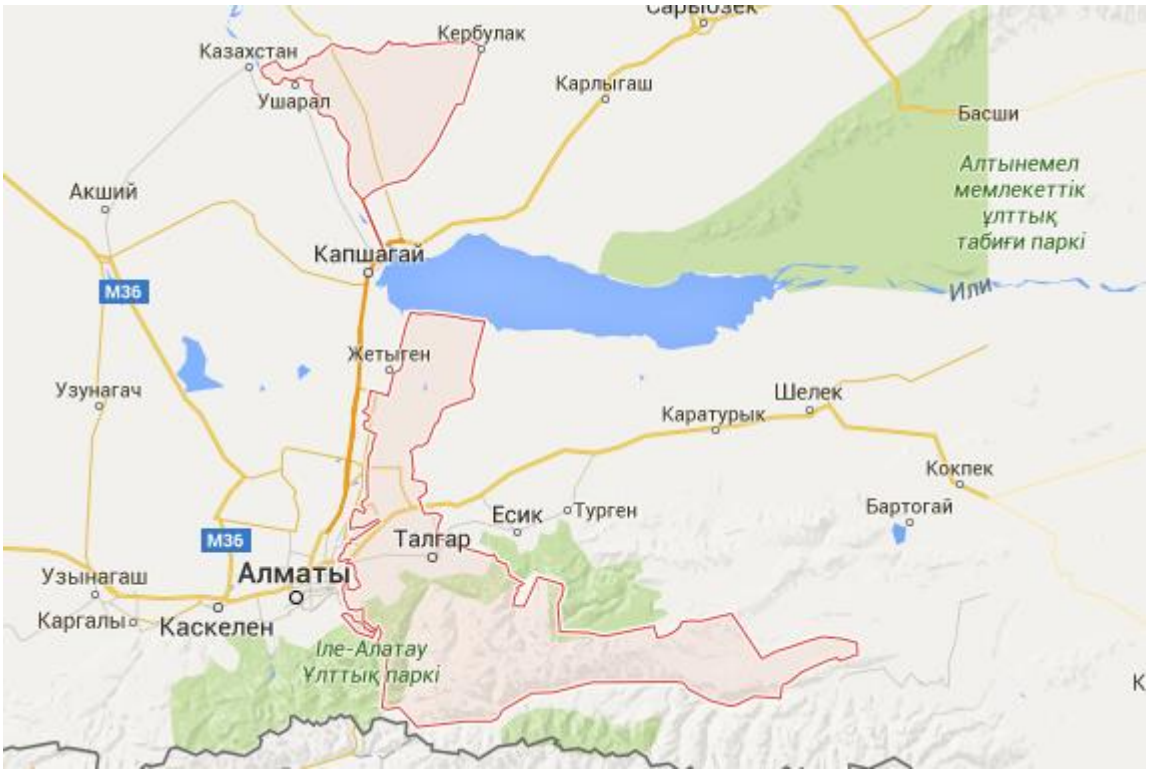


Рисунок 1.1 – Географическое расположение Талгарского района

Талгарский район находится в южной части Алматинской области, в предгорной зоне Заилийского Алатау и охватывает территорию — 3,8 тыс.кв. км. Почвы больше всего темно-каштановые, которые в южной части заменяются черноземами. Все ландшафты от ледников до полупустынных районов почти находятся в этом самом районе, на ее территории. Из полезных ископаемых в этой местности есть месторождения камня, гранита, песка, гравия и глины. На территории района есть тщательно защищенный Алматинский заповедник, половина Иле-Алатауского государственного национального парка.

1.2 Физико-географические характеристики района

Один из самых старейших городов Казахстана, Талгар, находится на правом берегу реки Талгар. Талгар считается административным центром одноименного района Алматинской области построенная в 1858 г. Крупная часть территории размещена в пределах Илийской долины и в предгорной доли северных уклонов Заилийского Алатау. Географические координаты города Талгар: 77 градусов восточной долготы и 43 градуса северной широты.

Талгар расположен на высоте 1000 метров над уровнем моря и охватывает 3,8 тысяча квадратных метров. Высокосейсмичность зоны ниже 6,0 баллов (СНиП РК 2.03-30-2006). И по величине выработки производства валовой продукции Талгарский район один из больших районов Алматинской области, и по численности населения. Аймак по численности населения занимает третье место (135, 4 тыс.чел.) среди аймаков области после Энбекшиказахского (208,0 тыс.чел,) и Карасайского (144,1 тыс.чел.). На 1 кв.км плотность населения является 36 человек. Реки Иле, Талгар, Есик и Большой Алматинский канал имени Д.Кунаева текут по местонахождению Талгарского района. Наиболее огромные озера Есик и Акколь, а также часть Капчагайского водохранилища. Почвы больше всего темно-каштановые, которые в южной части заменяются черноземами. На территории района представлены практически все ландшафты от ледников до полупустынных районов. В недрах земли выведаны запасы строительных материалов. Из полезных ископаемых в районе имеются месторождения камня, гранита, песка, гравия и глины. На территории района находится особо охраняемый Алматинский заповедник, часть Иле-Алатауского государственного национального парка.

1.3 Климатические условия

На всей территории района, климат резко континентальный. Период без морозов продолжается на протяжении 150-160 дней. В январе средняя температура месяца составляет -7…-8 градусов, с повышением высот температуры снижаются до -12…-13 градусов. Фиксируются кратковременные и мягкие зимы. На горных вершинах имеются ледниковые шапки, в равнинной и предгорной части района оснеженный покров сомнительный и ослабленный. Обычная высота снежного покрова – 40 мм. Нормальная глубина промерзания грунта -1,1 м. Массивность стенки гололеда на высоте 10 м над высотой земли с повторяемостью 1 раз в 10 лет для третьего аймака по гололеду – 15 мм. Ранняя, длинная весна. Особенно в горной местности, вероятны сильные осадки в виде дождя и гроз,

Интенсивное таяние снега на горных склонах приводит к впечатляющим паводкам. Район по ветру - I (вычисленная скорость ветра 25 м/сек). Температура внешнего воздуха: - средняя, самой холодной пятидневки -23 С - 21 С; - максимальная 39 С; - минимальная -27 С; - при гололеде -50С. По данным прогноза погоды вероятны многократные дожди и грозы лишь в горной части района. Среднегодовое количество грозовых дней – 24 дня продолжительностью 54 часа в год. Фиксируется огромное количество пасмурных и ветряных дней. Нормальный скоростной налет ветра на высоте 10 м над поверхностью земли с повторяемостью 1 раз в 10 лет – 38 м/сек. Длинная осень, проходит на фоне более-менее теплой и сухой погоды, проистекает медленное снижение температур, преобладает, малооблачная и сухая погода. В горной части первый снег вероятен в середине октября. Вероятны активные осадки в виде дождя и гроз, особенно в горной местности.

Интенсивное таяние снега на горных склонах приводит к заметным паводкам. Везде теплое лето, в равнинной части жаркое и засушливое. В июне обыкновенно температуры +22…+24 градуса, с повышением высот температуры не слишком огромные. Число дождей в районе нерегулярно, а если в горной части за год может выпадать до 850-900 мм, то в равниной части, это значение приравнивается к 250-300 мм.

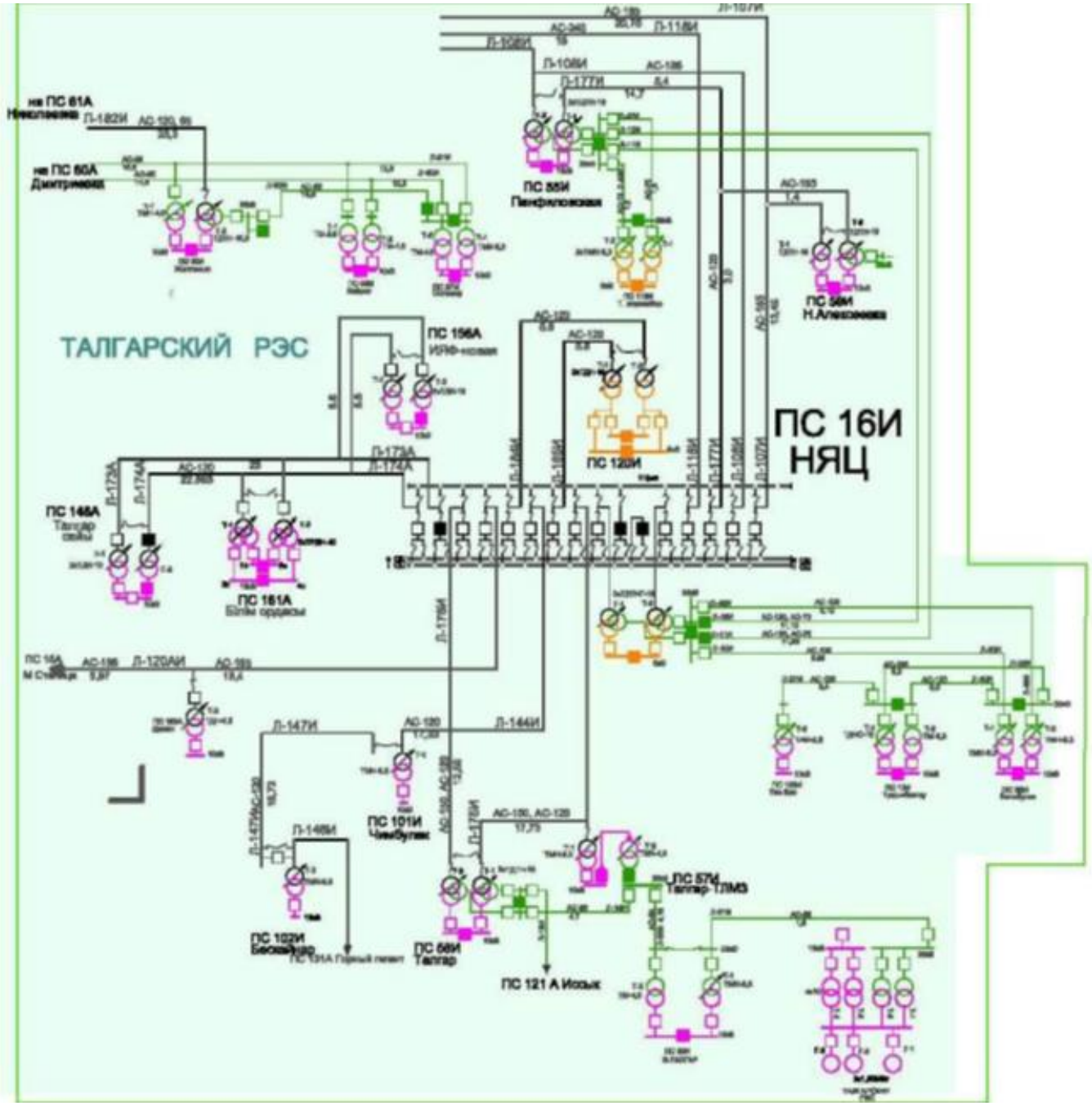


Рисунок 1.2 - Электрическая схема Талгарского района

1.4 Существующее состояние Талгарского РЭС

Структурным подразделением АО "Алатау Жарык Компаниясы" считается Талгарский Район Электрических Сетей. С ноября 1961 года существует Талгарский РЭС.

Талгарский Район Электрических Сетей гарантирует электрической энергией жителей Талгарского района в число которых входит 150 тыс. человек, в том числе г.Талгар – 41 тыс. человек, с протяженностью 3700 квадратных метров.

Есть 11 базовых подстанций в зоне услуги Талгарского РЭС:

- 6 подстанций 35/10 кВ;
- 2 подстанции 110/10 кВ;
- 3 подстанции 110/35 кВ ;
- 6 сортировочных пунктов – 10 кВ.

Совокупной полной мощностью 117400 кВА.

Число обслуживаемых фидеров 6-10 кВ является – 92 шт. общей площадью 918, 64 км. На деревянных опорах из них – 15,2 км. По кабельным сетям 6-10 кВ – 55,61 км, по кабельным сетям – 0,4 кВ - 237,775 км. По воздушным линиям – 0,4 кВ – 756,44 км, из них на деревянных опорах – 15 км.

512 единиц трансформаторных подстанций полной мощностью 135234 кВА держится на обслуживании Талгарского РЭС.

Талгарский РЭС дает обеспечение электроэнергией 1560 абонентов индустриального сегмента и 38 662 абонента повседневного сегмента (более 150 тысяч жителей). На одного абонента среднемесячное использование составляет 307 кВт.

Важнейшим ключом линии подачи питания электрической энергии для Талгарского РЭС представляется АТЭЦ-3 г.Алматы. Перемещение с помощью транспортного средства электроэнергии осуществляется по ВЛ 110 кВ на узловую подстанцию №16 «И» «ИЯФ», а дальше разделяется по ВЛ 110/35 кВ на подстанции Талгарского РЭС.

Электроснабжение города Талгар реализовывается тремя силовыми подстанциями: 110/35/10 кВ № 58 «И» «Талгар», 110/35/10 кВ № 57 «И» «Заводская» и 35/10 кВ № 99 «И» «Талгар – Южная». Северо-восточная часть города снабжается электрической энергией, производиемой Талгарской ГЭС мощностью 2МВт.

ПС 110/35/10 кВ №50 «И» «Жалгамыс», ПС 35/10 кВ №97 «И» «Остемир» и №98 «И» «Кайрат» запитаны от ВЛ 110/35 кВ через подстанции Илийского РЭС.

1.5 Анализ изменения структуры электропотребления по группам потребителей в Талгарском районе

Показатели электропотребления и электрических нагрузок в разрезе по Талгарскому району за 2014-2015 г. приведены ниже в таблице 1.1

Таблица 1.1- Показатели электропотребления и электрических нагрузок в разрезе по Талгарскому району за 2014-2015 г, млн. кВт ч

№	Наименование	2014 г.	2015 г.	(+) рост (-) снижение	То же в %%
1	Промышленность	20,4	20,1	-0,3	-1,3%
2	Строительство	4,5	10,0	5,5	121,4%
3	Транспорт	0,4	0,6	0,1	32,0%
4	Сельское хозяйство	11,1	11,7	0,7	5,9%
5	Коммунально-бытовое потребление, в том числе:	282,3	283,0	0,7	0,3%
6	Население (город, село)	155,6	157,4	1,7	1,1%
7	обществ.	126,6	125,6	-1,0	-0,8%
8	Всего полезное электропотребление	318,7	325,5	6,8	2,1%
6	Собственные нужды электростанций				
7	Потери в электрических сетях	95,4	87,7	-7,7	-8,0%
	Электропотребление, всего	414,1	413,2	-0,9	-0,2%

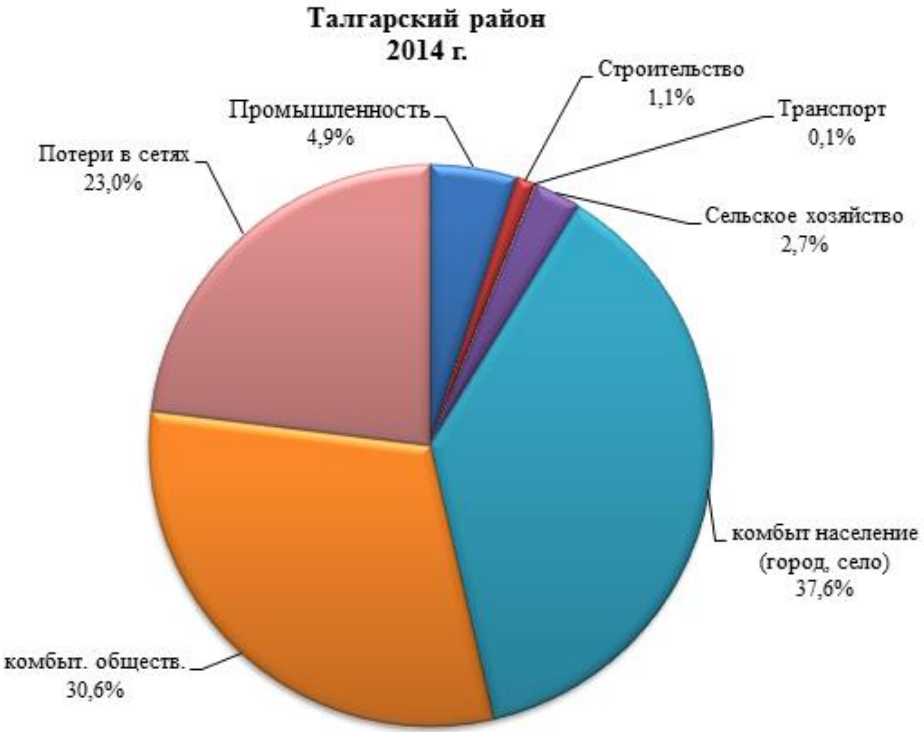


Рисунок 1.3 – Структура электропотребления за 2014 год по Талгарскому району

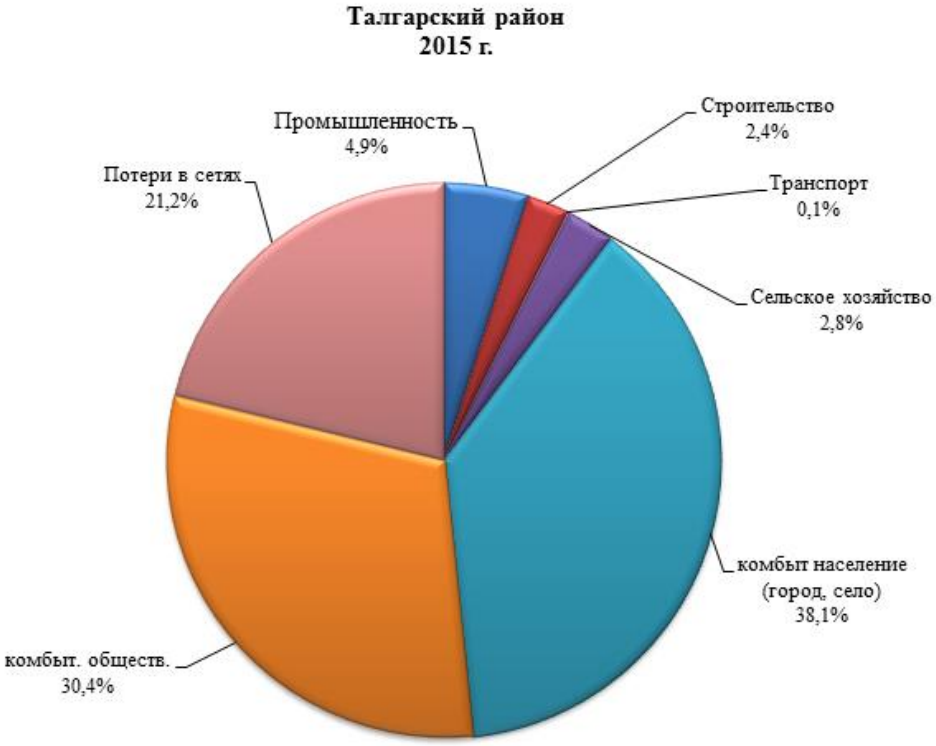


Рисунок 1.4 – Структура электропотребления за 2015 год по Талгарскому району

Таблица 1.2 - Баланс мощности, МВт

№	Наименование	2014 г.	2015 г.
1	**Потребность**		
1.1	Максимум электрической нагрузки	94	87
2	**Покрытие**		
2.1	Установленная мощность электростанций	-	
2.2	Располагаемая мощность электростанций	-	-
2.3	Используемая в балансе мощность	-	-
3	Дефицит мощности (-), покрываемый от электростанций ЕЭС Казахстана	-94	-87

Таблица 1.3-Баланс электроэнергии, млн. кВт.ч

№	Наименование	2014 г.	2015 г.
1	**Потребность**		
1.1	Электропотребление	414,1	413,2
2	**Покрытие**		
2.1	Выработка электроэнергии на электростанциях	-	-
3	Дефицит мощности (-), покрываемый от электростанций ЕЭС Казахстана	-414,1	-413,2

В Талгарском районе свои электростанции отсутствуют, целесообразность в мощности и электроэнергии обеспечивается от электростанций ЕЭС Казахстана.

Динамика электропотребления и электрических нагрузок Талгарского района до 2030 г.

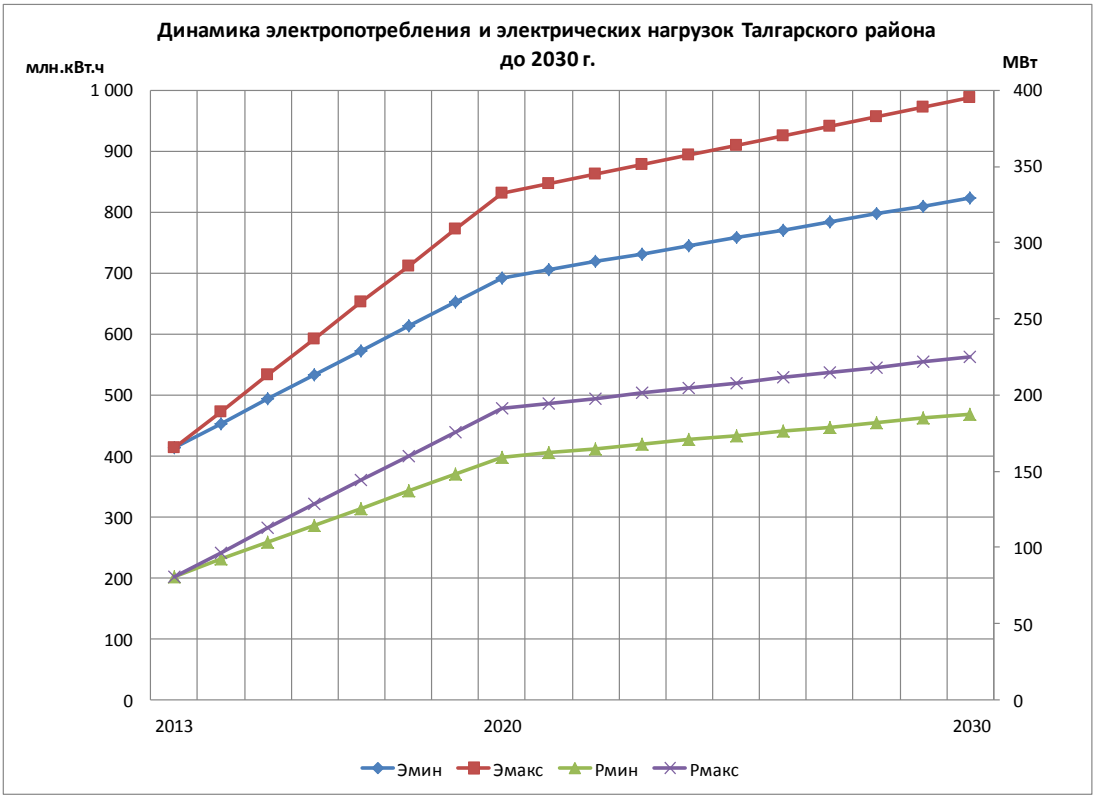


Рисунок 1.5 - Динамика электропотребления и электрических нагрузок Талгарского района до 2030 г.

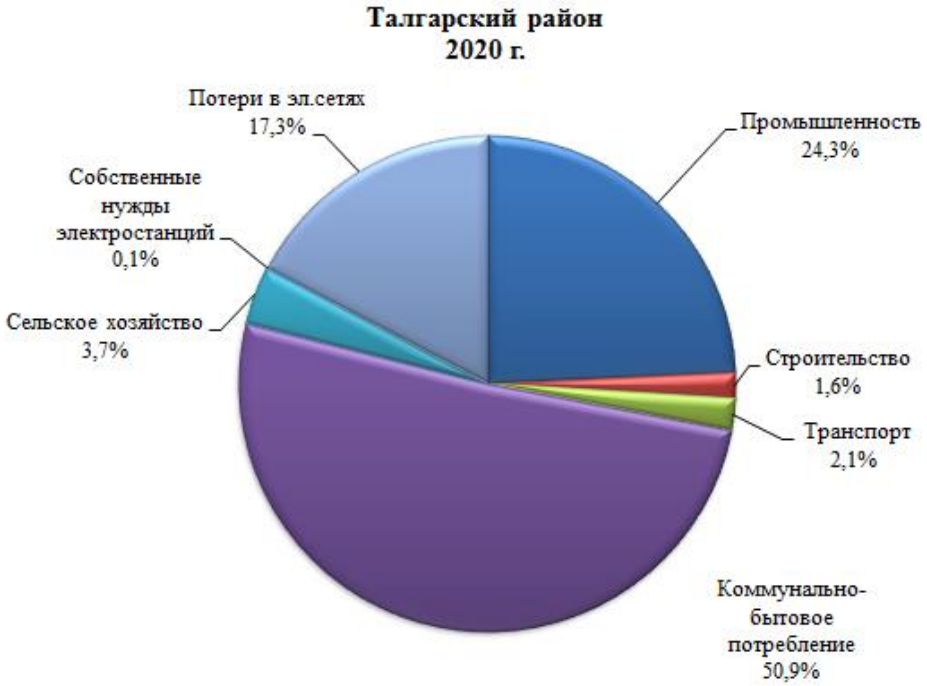


Рисунок 1.5 - Электропотребление и электрические нагрузки по отраслям экономики Талгарского района на перспективу до 2020 года

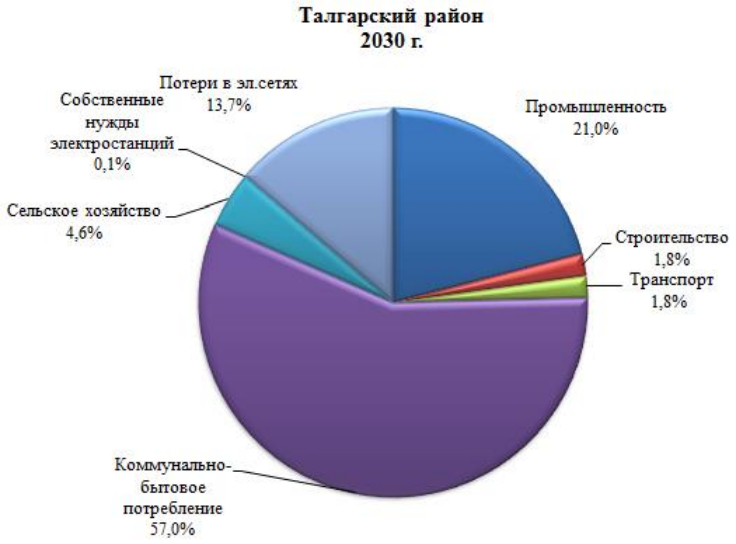


Рисунок 1.6 - Элекропотребление и электрические нагрузки по отраслям экономики Талгарского района на перспективу до 2030 года

1.6 Условия при проектировании к трансформаторным подстанциям напряжением 10 кВ

Подстанции 10/0,4 кВ обязаны находиться: по центру электронагрузок; в конкретной близости от подъездной дороги с учетом оснащения удобных расположений воздушных и кабельных линий; на незатопляемых местах и, как правило, на местностях с уровнем грунтовых вод ниже заложения фундаментов.

Электроснабжение повседневных и промышленных потребителей советуется планировать от различных подстанций или их секций.

Не рекомендуется помещать недалеко от школ, детских и спортивных зданий.

На основании схем развития электрических сетей 35...110 кВ ветвей распространения и технико-экономических решений углубления, перестройки и промышленного перевооружения электрических сетей напряжением 10 кВ зон электрических сетей выбираются схемы подстанций и уточняются в рабочих программах электроснабжения действительных целей.

В соответствии с «Методическими указаниями по обеспечению при проектировании нормативных уровней надежности электроснабжения сельскохозяйственных потребителей» выбор схем присоединения подстанций 10/0,4 кВ к ключам питания выполняется на основании экономического сопоставления версии в зависимости от разряда электроприемников по прочности электроснабжения.

Обязаны иметь двухстороннее питание подстанции 10/0,4 кВ, питающие потребителей второй категории с вычисленной нагрузкой 120 кВт и более. Если длина разделения не превышает 0,5 км, дозволяется присоединение подстанции 10/0,4 кВ, питающей потребителей второй категории с вычисленной нагрузкой меньше 120 кВт, разделением от магистрали 10 кВ, секционированной в месте разделения с двух сторон разъединителями.

Обязаны проектироваться однотрансформаторными, подстанции 10/0,4 кВ. Обязаны проектироваться двухтрансформаторные подстанции 10/0,4 кВ для питания потребителей первой категории и потребителей второй категории, не дозволяющихся перерыва в электроснабжении больше 0,5 часа,

Нужно употреблять подстанции 10/0,4 кВ замкнутого типа: при строении опорных трансформаторных подстанций, к распределительным устройствам 10 кВ которых присоединяются больше двух линий 10 кВ; для электроснабжения потребителей первой категории при полной вычисленной нагрузке 200 кВт и больше; в обстоятельствах сжатой стройки поселков; в местах с холодным климатом при температуре воздуха ниже 40°С; в районах с замусоренной окружающей средой III степени и выше; в районах со снежным покровом больше 2 м. Необходимо реализовывать подстанции 10/0,4 кВ с воздушными вводами линий 10 кВ. Обязаны выполняться кабельные вводы линий: в кабельных сетях; при строении подстанций, имеющих в расположении лишь кабельные вводы линий; при обстоятельствах, когда проход воздушных линии на подходах к подстанции запрещено и в иных ситуациях, где оно технико - экономически обусловлено.

Как правило, трансформаторы 10/0,4 кВ применяются с заменой разделений без возбуждения (ПБВ) для регулировки напряжения.

В течении проектирования строительства новых, углубления, реконструкции и технического перевооружения актуальных на данный момент электросетей напряжением 0,38...110 кВ сельского назначения придерживаются «Методическими указаниями по проектированию городских и поселковых электрических сетей», установленное и введенное в действие с приказом комитета по делам строительства МИиТ РК от 17 января 2003 года №11 с 1 марта 2003 года. Условия данных норм не распространяются на электропроводки силовых, осветительных цепей напряжением до 1000 В изнутри зданий и строительств.

В большинстве случаев, линии электропередачи 0,38...10 кВ, обязаны проделываться воздушными. Применяются кабельные линии порой, когда согласно ПУЭ строительство воздушных линий невозможно, для электроснабжения серьезных потребителей (минимум одну из линий крупнейшего или резервного питания) и потребителей, находящихся в зонах с неблагоприятными климатическими условиями (IV - редкий район по гололеду) и важными землями.

Используют трансформаторные подстанции напряжением 10/0,4 кВ закрытого типа и комплектные заводского производства.

Аргументирование промышленных решений производится по причине технико-экономических расчетов. Внутри технически сравниваемых вариантов преимущество отдают варианту с минимальными приведенными затратами.

Отдают предпочтение нормальным, ремонтным и послеаварийным режимам схемные решения электросетей.

Упорядоченность потерь напряжения среди элементов электросети проделывается вследствие расчета, отталкиваясь из возможного отклонения напряжения (возможное нормальное отклонение напряжения у потребителя составляет ±5% номинального, крупнейшее отклонение дозволительно до ±10%) у электроприемников и уровней напряжения на шинах центра питания.

Не могут быть выше потери напряжения в электрических сетях 10 кВ - 10%, в электрических сетях 0,38/0,22 кВ - 8%, в электрических проводках одноэтажных жилых домов - 1%, в электропроводках зданий, строений, двух и многоэтажных жилых домов - 2%.

При недостатке начальных данных для расчета отклонения напряжения у электроприемников потери напряжения в компонентах сети 0,38 кВ необходимо принимать: в линиях, питающих коммунально-бытовые потребители - 8%, промышленные - 6,5%, животноводческие комплексы - 4% от номинального.

Мощность компенсирующих устройств должна определяться по условию обеспечения подходящего коэффициента реактивной мощности при проектировании электрических сетей сельского предназначения, при котором добивается минимум приведенных затрат на снижение потерь электроэнергии.

При проектировании воздушных линий с совместной подвеской на опорах проводов линий электропередачи 0,38/0,22 кВ и линий проводного вещания напряжением до 360 В необходимо руководствоваться ПУЭ, использования опор ВЛ для совместной подвески проводов электроснабжения (380 В) и проводного вещания (не выше 360 В) и НТПС.

На участках параллельного следования линий 0,38 и 10 кВ следует рассматривать технико-экономическую целесообразность использования общих опор для совместной подвески на них проводов обеих ВЛ.

Выбор проводов и кабелей, мощность силовых трансформаторов должен производиться по минимуму приведенных затрат.

Электрические линии напряжением 0,38 кВ должны быть с глухо заземлённой нейтралью, на линиях, отходящих от одной подстанции 10/0,4 кВ, необходимо предусматривать не более двух-трех сечений проводов.

Выбранные провода и кабели проверяют:

- на допустимые отклонения напряжения у потребителей;
- на допустимые длительные токовые нагрузки по условию нагрева в нормальном и послеаварийном режимах;
- на обеспечение надежного срабатывания защиты при однофазных и междуфазных коротких замыканиях;
- на пуск асинхронных электродвигателей с короткозамкнутым ротором.

Кабели с пластмассовой изоляцией, защищенные плавкими предохранителями должны быть проверены на термическую устойчивость от токов короткого замыкания.

Проводимость нулевого провода линий 0,38 кВ, питающих в основном однофазные нагрузки (более 50% по мощности), а также электроприемники

животноводческих и птицеводческих ферм должна быть не менее проводимости фазного провода. Проводимость нулевого провода может быть больше проводимости фазного провода, если это требуется для обеспечения допустимых отклонений напряжения у ламп наружного освещения , а также при невозможности обеспечения другими средствами необходимой селективности защиты линии от однофазных коротких замыканий. Во всех остальных случаях проводимость нулевого провода следует принимать не менее 50% проводимости фазных проводов.

На ВЛ к отдельным потребителям с сосредоточенной нагрузкой следует предусматривать подвеску восьми проводов с расщеплением провода одной фазы на два на опоры с общим нулевым проводом. При совместной подвеске на общих опорах проводов двух линий, подключенных к независимым источникам питания, необходимо предусматривать самостоятельные нулевые провода для каждой линии.

Провода уличного освещения следует располагать со стороны проезжей части улицы. Фазные провода должны располагаться выше нулевого

Светильники уличного освещения присоединяются к специально предназначенным для этого фазным проводам и общему нулевому проводу электрической сети. Размещение светильников выполняют в шахматном порядке при установлении их по двум сторонам улицы. Включение и отключение светильников уличного освещения должно быть автоматическим и осуществляться централизованно со щита трансформаторной подстанции. ВЛ 0,38 кВ оснащаются алюминиевыми, сталеалюминиевыми проводами, а также из алюминиевого сплава.

В районах с одноэтажной застройкой для ответвлений от линий к вводам в здания рекомендуется применять самонесущие провода с атмосферостойкой изоляцией.

Выбор трасс воздушных линий 10 кВ следует производить в соответствии с требованиями нормативных документов по выбору и изысканиям трасс линий.

Номинальное междуфазное напряжение распределительных сетей выше 1000 В следует принимать не ниже 10 кВ.

При реконструкции и расширении действующих сетей напряжением 6 кВ следует предусматривать их перевод на напряжение 10 кВ с использованием, по возможности, установленного оборудования, проводов и кабелей. Сохранение напряжения 6 кВ допускается, как исключение, при соответствующих технико-экономических обоснованиях.

На ВЛ 10 кВ со штыревыми изоляторами расстояние между анкерными опорами должно быть в I-II районах по гололеду не более 2,5 км и 1,5 км в III - особом районах.

На ВЛ 10 кВ рекомендуется применять сталеалюминиевые провода, в районах с нормативной толщиной стенки гололеда 5-10 мм и скоростным напором ветра 50 Н/кв.м допускается применять алюминиевые провода.

Кабельные линии рекомендуют выполнять кабелем с алюминиевыми жилами с пластмассовой изоляцией.

Воздушные линии могут строиться с применением железобетонных на вибрированных и центрифугированных стойках, деревянных и металлических опор.

Стальные опоры ВЛ 10 кВ рекомендуется использовать на пересечениях с инженерными сооружениями (железные и шоссейные дороги), с водными пространствами, на стесненных участках трасс, в горной местности, на ценных сельскохозяйственных землях, а также в качестве анкерно-угловых опор двухцепных линий.

Двухцепные опоры ВЛ10 кВ рекомендуется применять на больших переходах через водные препятствия, а также на участках ВЛ, проходящих по землям, занятыми сельскохозяйственными культурами (рис, хлопок и т.п.), и на подходах к подстанциям, если в этом направлении намечается сооружение еще одной линии.

ВЛ 10 кВ выполняют с применением штыревых и подвесных изоляторов, как стеклянных, так и фарфоровых, но предпочтение следует отдавать стеклянным изоляторам. Подвесные изоляторы следует использовать на ВЛ 10 кВ для электроснабжения животноводческих ферм и на опорах анкерного типа (концевых, анкерно-угловых и переходных опорах).

1.7 Постановка задачи

Произведенный анализ балансов мощностей и электроэнергии показывает: что сеть в Талгарском районе имеет избыток мощности.

С целью разгрузки и увеличение пропускной способности будет введена новая ПС «88». В работе по проектированию сетей 10 кВ в Талгарском районе необходимо:

- расчет параметров и режимов существующей сети;
- проверить загруженности трансформаторов;
- выбрать сечение и марку проводов электрических сетей 10 кВ;
- рассчитать режимы работы электрической сети выбранного варианта с целью проверки загрузки элементов сетей, уточнения уровней напряжения на шинах подстанций и определения потерь;
- сделать выводы по работе.

2 Расчет режимов работы существующих сетей рассматриваемого района

Осуществим расчет области проектируемых сетей 10 кВ Талгарского района. Посчитаем нормальный, минимальный режимы для испытания загрузки элементов сетей, уточнения уровней напряжения на шинах подстанций и определения потерь.

Напряжение на шинах источника питания для режима максимальных нагрузок получаем 1,05 общего напряжения сети, а для расчета сети применялись мощности нагрузок. Вычисление режимов проектируемой сети

реализовывается посредством программы RASTR.

Данная программа «RASTR» весьма полезна при проведении расчетов установившихся режимов электроэнергетических систем (ЭСС). Эта программа дает возможность нам произвести расчет установившиеся режимы ЭСС, схемы замещения которых вмещают общее число узлов N до 20, в этом числе узлов $N_г$ до 10 (включая балансирующий узел), число ветвей $N_в$ до 30, включая так же трансформаторные ветви.

Специализирован для расчета и анализа установившихся режимов электрических систем комплекс программ «RASTR» на ПЭВМ IBM PC и совместных с нею. Данная программа «RASTR» дает возможность делать расчет, эквивалентирование и утяжеление режима, гарантирует перспективы экранного ввода и корректировки начальных данных, мгновенного отключения узлов и ветвей схемы, обладает возможностью районирования сети, помимо прочего предусмотрено графическое представление схемы или индивидуальных ее фрагментов вместе с практически всевозможными расчетными и начальными параметрами.

2.1 Формирование схемы замещения, вычисление параметров линий электропередачи и трансформаторов

Делается, подобающим образом с картой-схемой рассматриваемого участка электрической сети, схема замещения. С учетом напряжений, сопротивлений и проводимостей линий, учетом нагрузок на существующих на подстанциях трансформаторов.

В данном рисунке 2.1 показана карта-схема рассматриваемого участка существующей сети.

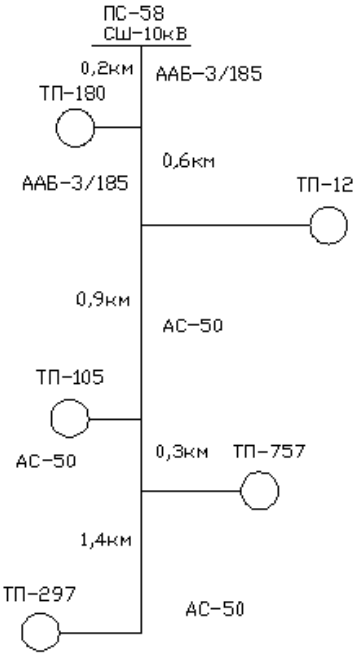


Рисунок 2.1 – Карта-схема рассматриваемого участка

В данном рисунке 2.2 показана электрическая схема рассматриваемого участка существующей сети

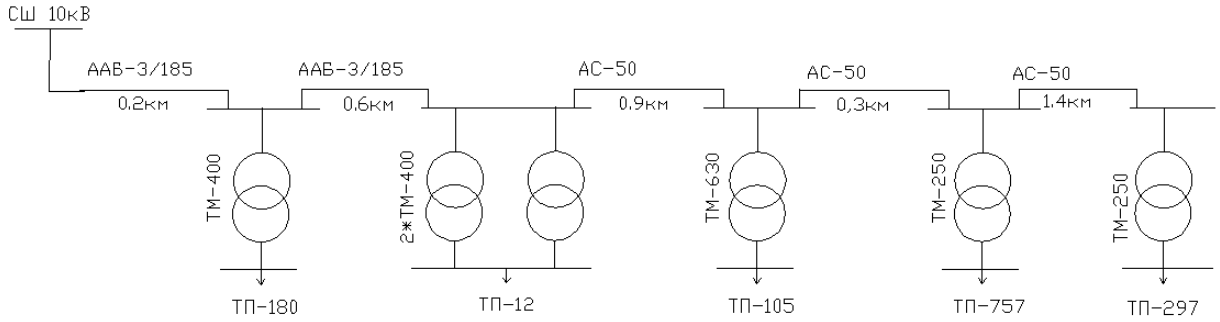


Рисунок 2.2 – Электрическая схема рассматриваемого участка существующей сети

Данные о нагрузках на существующих подстанциях приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 − Характеристики о нагрузках подстанций рассматриваемого участка существующей сети

Название ПС	Нагрузка		
	S, МВА	P, МВт	Q, МВАр
ПС 180	0,184	0,156	0,097
ПС 12	0,400	0,340	0,210
ПС 105	0,252	0,214	0,132
ПС 757	0,137	0,116	0,072
ПС 297	0,175	0,148	0,092

На рисунке 2.3 показана схема замещения рассматриваемого участка существующей электрической сети Талгарского района

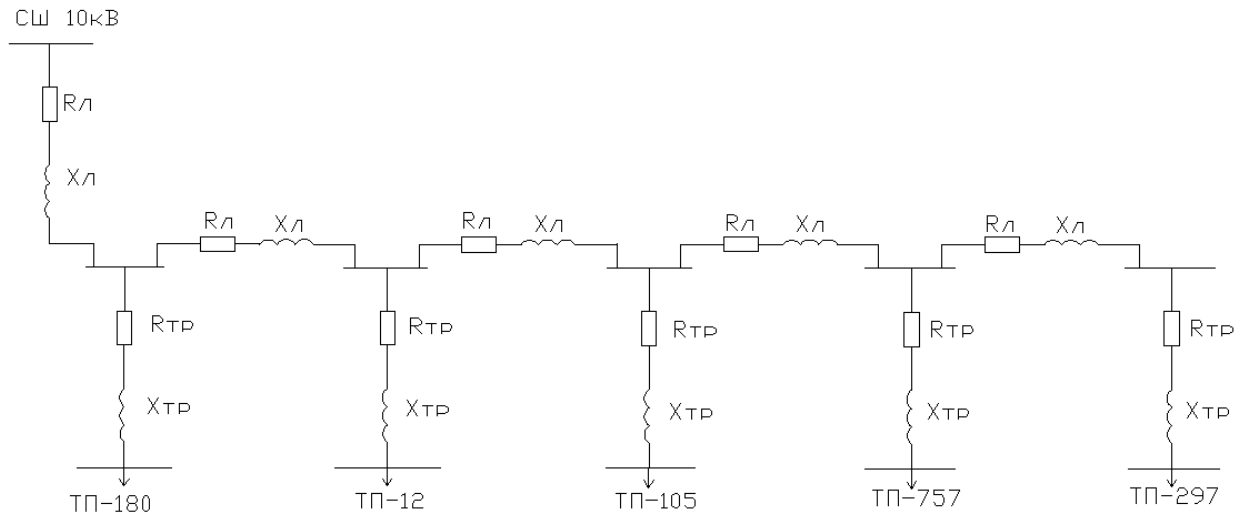


Рисунок 2.3 – Схема замещения рассматриваемого участка существующей электрической сети Талгарского района

Компонент электрической сети схема замещения − система фазных сопротивлений и проводимостей, которая дает возможность довольно точно сымитировать компонент электрической сети при расчете типичных режимов электрических сетей.

Сопротивления (активные и реактивные) и проводимости являются электрическими параметрами схемы замещения. Прохождение электрического тока обуславливает происхождение активного сопротивления воздушной линии электропередачи.

Многопроволочный сердечник выполняется из стали в сталеалюминевых проводах, а многопроволочная оболочка – из алюминия. Однако принимая во внимание разницу в удельных сопротивлениях стали и алюминия, и кроме того возникновением поверхностного эффекта электрический ток едва весь проходит по алюминиевым проводникам.

Обычно, в разных справочниках по проектированию электрических сетей доводятся данные об удельных сопротивлениях линий для обычных сечений проводов при температуре окружающей среды 20°С.

В расчетах удельное активное сопротивление линии классифицируется R_0 и измеряется в Ом/км. Применяя данные удельных сопротивлений линий, рассчитывают эквивалентное сопротивление $R_Э$ (единица измерения – Ом).

Формула для вычисления эквивалентного сопротивления:

$$R_Э = \frac{R_0 l}{n}, \qquad (2.1)$$

где R_0 − удельное активное сопротивление Ом/км;

l − длина линии, км;

n − число параллельных линий электропередачи.

Складывается индуктивностью фаз ЛЭП индуктивное сопротивление воздушной линии электропередачи касательно земли и взаимоиндукцией между фазами и, таким образом, находится в зависимости от обоюдного расположения фаз, интервала между фазами и диаметра провода.

Эквивалентное индуктивное сопротивление рассчитывается по формуле:

$$X_Э = \frac{X_0 l}{n}, \qquad (2.2)$$

где X_0 − удельное индуктивное сопротивление Ом/км;

l − длина линии, км;

n − число параллельных линий.

Таблица 2.2 − Характеристики о линиях электропередачи рассматриваемого участка сети

Линия электропередачи	Количество цепей	Общая протя-женность линии, км	Тип проводов линии
ФП 10 – ПС 180	1	0,2	ААБ-3х185
ПС 180 – ПС 12	1	0,6	ААБ-3х185
ПС 12 – ПС 105	1	0,9	АС-50
ПС 105 – ПС Шымкент 757	1	0,3	АС-50
ПС 757 – ПС 297	1	1,4	АС-50

Имея сведения о протяженности и марки провода линий, приемлемо определить сопротивления и проводимость линий. Характеристики об удельных значениях сопротивлений и проводимости показаны в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Характеристики об удельных сопротивлениях

Тип проводов	r_0, Ом	х0, Ом
ААБ-3х185	0,169	0,592
АС-50	0,077	0,382

Впоследствии по формулам 2.1, 2.2 и 2.3 непременно нужно определить эквивалентные сопротивления и проводимости линий.

ФП 10 (узел 1) - ПС 180 (узел 2):

$$R_1 = \frac{0,2 \cdot 0,169}{1} = 0,039 \text{ Ом},$$

$$X_1 = \frac{0,2 \cdot 0,077}{1} = 0,015 \text{ Ом},$$

ПС 180 (узел 2) – ПС 12 (узел 4):

$$R_2 = \frac{0,6 \cdot 0,169}{1} = 0,101 \text{ Ом},$$

$$X_2 = \frac{0,6 \cdot 0,077}{1} = 0,046 \text{ Ом},$$

ПС 12 (узел 4) – ПС 105 (узел 6):

$$R_3 = 0,9 \cdot 0,592 = 0,532 \text{ Ом},$$

$$X_3 = 0,9 \cdot 0,382 = 0,343 \text{Ом},$$

ПС 105 (узел 6) – ПС 757 (узел 8):

$$R_4 = \frac{0,3 \cdot 0,592}{1} = 0,177 \text{ Ом},$$

$$X_4 = \frac{0,3 \cdot 0,382}{1} = 0,114 \text{ Ом},$$

ПС 757 (узел 8) – ПС 297 (узел 10):

$$R_5 = \frac{1,4 \cdot 0,592}{1} = 0,828 \text{ Ом},$$

$$X_5 = \frac{1,4 \cdot 0,382}{1} = 0,534 \text{ Ом},$$

Показаны в таблице 2.4 полученные результаты расчетов сопротивлений

Таблица 2.4 – Эквивалентные сопротивления линий электропередачи

Линия электропередачи	R, Ом	X, Ом
ФП 10 – ПС 180	0,039	0,015
ПС 180 – ПС 12	0,101	0,046
ПС 12 – ПС 105	0,532	0,343
ПС 105 – ПС 757	0,177	0,114
ПС 757 – ПС 297	0,828	0,534

Дальше непременно нужно найти расчетные параметры трансформаторов. В таблице 2.5 показаны справочные данные о сопротивлениях трансформаторов.

Таблица 2.5 − Справочные данные о сопротивлениях трансформаторов

Тип трансформатора	R_T, Ом	X_T, Ом
ТМ-250/10	5,9	17
ТМ-400/10	3,5	10,7
ТМ-630/10	1,9	8,5

2.2 Расчет максимального режима работы существующей сети

Целиком все расчеты режимов электрической сети проводятся в программном комплексе RASTR.

В виде базисного напряжения установлено значение напряжения, равное $1{,}05 \cdot U_{ном}$.

Узлы

	0	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_с	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta
1			База	1	ФП 10	10.5					0.941	0.619	10.5	-1000	1000				10.5	
2			Нагр	2	ПС 180	10							10						10.5	0.01
3			Нагр	3	ПС 180	0.4			0.156	0.097			0.4						0.41	-0.7
4			Нагр	4	ПС 12	10							10						10.49	0.01
5			Нагр	5	ПС 12	0.4			0.34	0.21			0.4						0.41	-0.76
6			Нагр	6	ПС 105	10							10						10.46	0.01
7			Нагр	7	ПС 105	0.4			0.214	0.132			0.4						0.41	-0.82
8			Нагр	8	ПС 757	10							10						10.45	0.02
9			Нагр	9	ПС 757	0.4			0.116	0.072			0.4						0.41	-0.81
10			Нагр	10	ПС 297	10							10						10.44	0.02
11			Нагр	11	ПС 297	0.4			0.148	0.092			0.4						0.41	-0.76

Рисунок 2.4 – Узлы (максимальный режим)

Ветви

	0	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	Pyr	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			ЛЭП	1	2			ФП 10 - ПС 180	0.039	0.015			-0.9407	-1	
2			Тр-р	2	3			ПС 180 - ПС 180	3.5	10.7		0.04	-0.1571	-0	
3			ЛЭП	2	4			ПС 180 - ПС 12	0.05	0.023			-0.7844	-1	
4			Тр-р	4	5			ПС 12 - ПС 12	1.75	5.35		0.04	-0.3426	-0	
5			ЛЭП	4	6			ПС 12 - ПС 105	0.532	0.343			-0.4422	-0	
6			Тр-р	6	7			ПС 105 - ПС 105	1.9	8.5		0.04	-0.2151	-0	
7			ЛЭП	6	8			ПС 105 - ПС 757	0.177	0.114			-0.237	-0	
8			Тр-р	8	9			ПС 757 - ПС 757	5.9	17		0.04	-0.117	-0	
9			ЛЭП	8	10			ПС 757 - ПС 297	0.828	0.534			-0.1199	-0	
10			Тр-р	10	11			ПС 297 - ПС 297	5.9	17		0.04	-0.1192	-0	

Рисунок 2.5 – Ветви (максимальный режим)

В соответствии с ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» номинально возможное отклонение напряжения составляет ±5%. В этом случае недопустимых отклонений напряжения не видится.

Районы+Потери

	Np-r	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				0.00972	0.00255	0.00717				

Рисунок 2.6 – Потери активной мощности (максимальный режим)

Районы+Потери Q

	Np+	Район	Dq	dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	ШQ_ЛЭП	Ш_Тр	dQ_Ш	
		U_ном		dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	_Ген_ЛЭ	Q_XX_тр-р		
1				0.03992	0.00275	0.03717					

Рисунок 2.7– Потери реактивной мощности (максимальный режим)

Вследствие расчета максимального режима работы сети были приобретены данные о потерях активной и реактивной мощности. Обладают следующие значения потери активной мощности: нагрузочные потери – 0,00972 МВт, потери в ЛЭП – 0,00255 МВт, в трансформаторах – 0,00717 МВт.

Перетоки мощности рассматриваемой сети показаны на рисунке 2.4

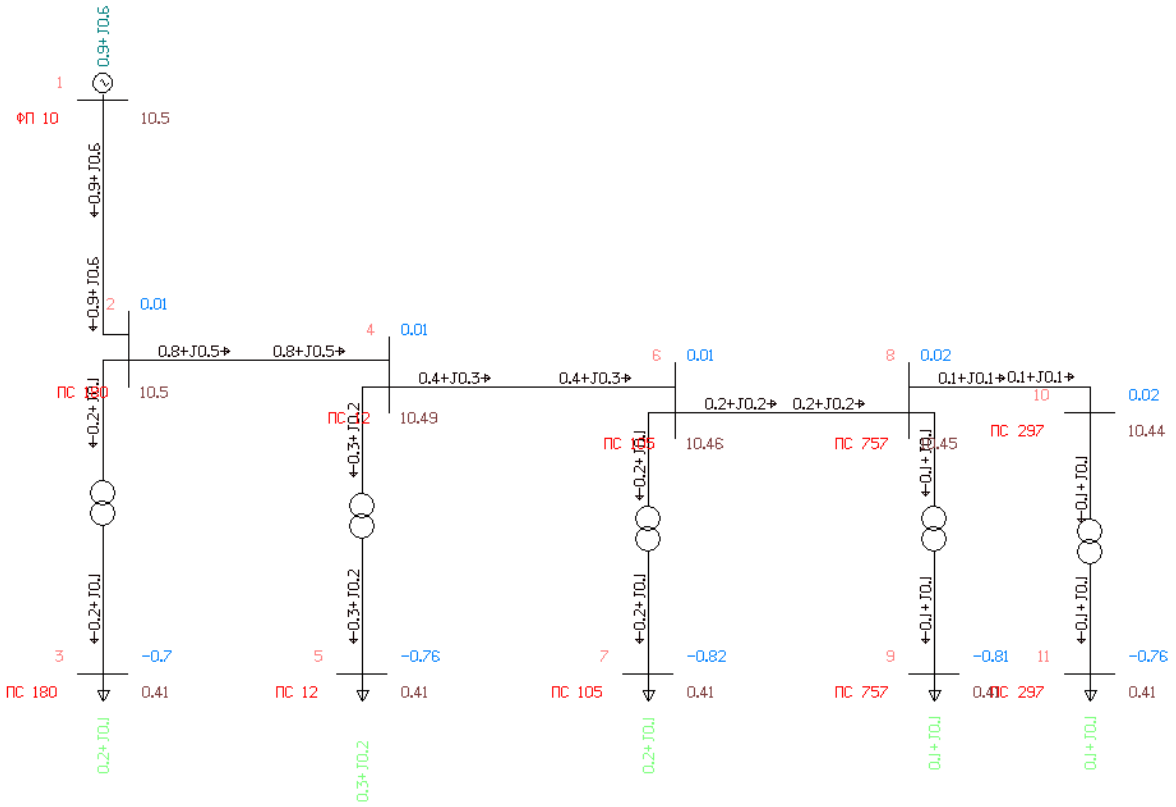


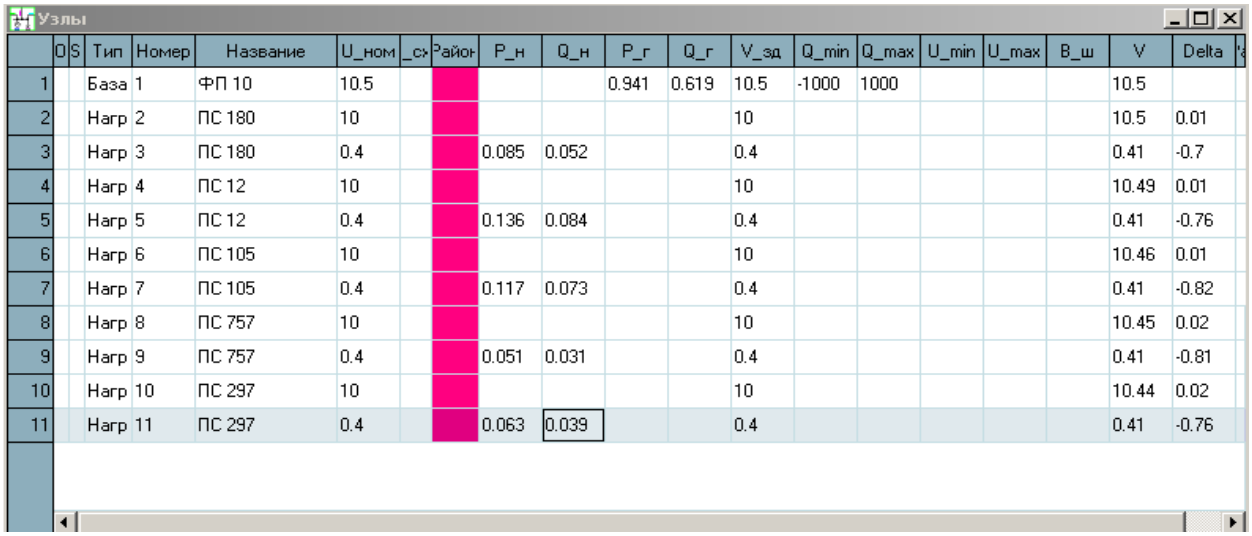
Рисунок 2.8 – Графика (максимальный режим)

2.3 Расчет минимального режима работы существующей сети

Нагрузки на подстанциях уменьшаются на 30% при расчете минимального режима работы сети.

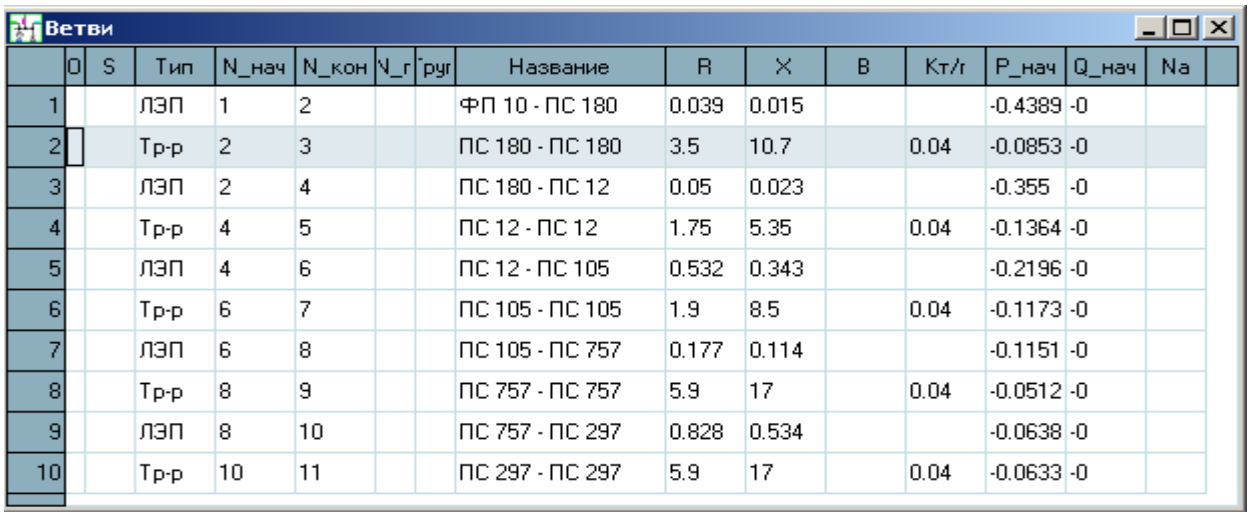
Таблица 2.10 – Данные о нагрузках подстанций для минимального режима

Название ПС	Нагрузка		
	S, МВА	P, МВт	Q, МВАр
ПС 180	0,100	0,085	0,052
ПС 12	0,160	0,136	0,084
ПС 105	0,138	0,117	0,073
ПС 757	0,060	0,051	0,031
ПС 297	0,075	0,063	0,039



	O	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	ФП 10	10.5					0.941	0.619	10.5	-1000	1000				10.5	
2			Нагр	2	ПС 180	10							10						10.5	0.01
3			Нагр	3	ПС 180	0.4			0.085	0.052			0.4						0.41	-0.7
4			Нагр	4	ПС 12	10							10						10.49	0.01
5			Нагр	5	ПС 12	0.4			0.136	0.084			0.4						0.41	-0.76
6			Нагр	6	ПС 105	10							10						10.46	0.01
7			Нагр	7	ПС 105	0.4			0.117	0.073			0.4						0.41	-0.82
8			Нагр	8	ПС 757	10							10						10.45	0.02
9			Нагр	9	ПС 757	0.4			0.051	0.031			0.4						0.41	-0.81
10			Нагр	10	ПС 297	10							10						10.44	0.02
11			Нагр	11	ПС 297	0.4			0.063	0.039			0.4						0.41	-0.76

Рисунок 2.9 Узлы(минимальный режим)



	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	?ryr	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			ЛЭП	1	2			ФП 10 - ПС 180	0.039	0.015			-0.4389	-0	
2			Тр-р	2	3			ПС 180 - ПС 180	3.5	10.7		0.04	-0.0853	-0	
3			ЛЭП	2	4			ПС 180 - ПС 12	0.05	0.023			-0.355	-0	
4			Тр-р	4	5			ПС 12 - ПС 12	1.75	5.35		0.04	-0.1364	-0	
5			ЛЭП	4	6			ПС 12 - ПС 105	0.532	0.343			-0.2196	-0	
6			Тр-р	6	7			ПС 105 - ПС 105	1.9	8.5		0.04	-0.1173	-0	
7			ЛЭП	6	8			ПС 105 - ПС 757	0.177	0.114			-0.1151	-0	
8			Тр-р	8	9			ПС 757 - ПС 757	5.9	17		0.04	-0.0512	-0	
9			ЛЭП	8	10			ПС 757 - ПС 297	0.828	0.534			-0.0638	-0	
10			Тр-р	10	11			ПС 297 - ПС 297	5.9	17		0.04	-0.0633	-0	

Рисунок 2.9 – Ветви(минимальный режим)

Районы+Потери

	Np+	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1				0.00207	0.00055	0.00153				

Рисунок 2.10 - Потери активной мощности (минимальный режим)

Районы+Потери Q

	Np+	Район	Dq	dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	ШQ_ЛЭП	Ш_Тр	dQ_Ш
		U_ном		dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	_Ген_ЛЭ	Q_XX_тр-р	
1				0.00537	0.00031	0.00506				

Рисунок 2.11 - Потери реактивной мощности (минимальный режим)

Из полученного результата расчета минимального режима работы существующей электрической сети видно, что потери активной мощности имеют следующие значения: нагрузочные потери – 0,00207 МВт, потери в ЛЭП – 0,00055 МВт, в трансформаторах – 0,00153 МВт.

Перетоки мощности рассматриваемой сети показаны на рисунке 2.5

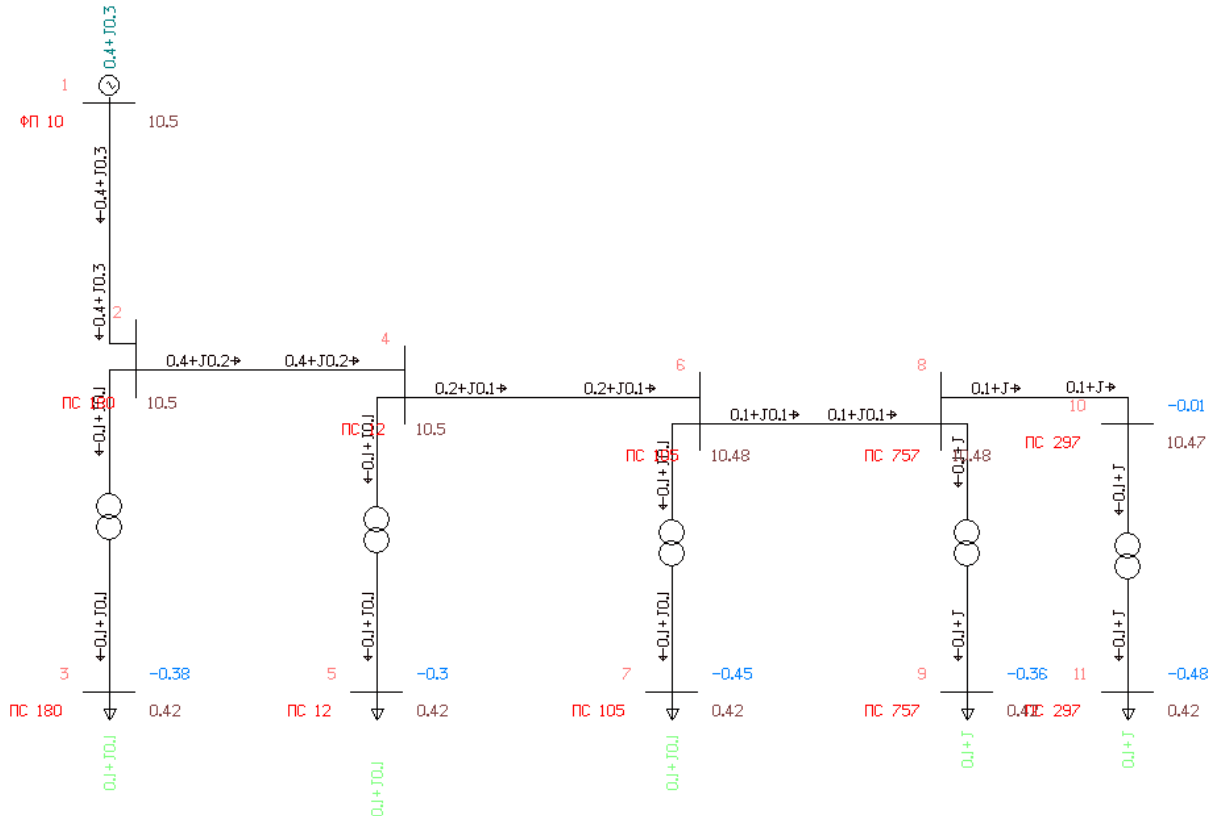


Рисунок 2.5 – Графика (минимальный режим)

Далее необходимо определить годовые потери активной мощности для максимального (зимний период) и минимального (летний период) режимов работы существующей сети.

Для зимнего периода годовые потери активной мощности рассчитываются по формуле:

$$W_{\text{год.зим.}} = P_{\text{пот}} \cdot 24 \cdot 215, \quad (2.4)$$

где 24 – количество часов в сутках;

215 – количество дней в зимнем периоде.

$$W_{\text{год.зим.}} = 0{,}00972 \cdot 24 \cdot 215 = 50{,}155 \ \text{МВт} \cdot \text{ч}.$$

Годовые потери активной мощности минимального режима работы существующей сети (лето):

$$W_{\text{год.лет.}} = P_{\text{пот}} \cdot 24 \cdot 150, \quad (2.5)$$

где 24 – количество часов в сутках;

150 – количество дней в летнем периоде.

$$W_{\text{год.лет.}} = 0{,}00207 \cdot 24 \cdot 150 = 7{,}452 \ \text{МВт} \cdot \text{ч}.$$

В сумме годовые потери зимнего и летнего периодов составляют:

$$W_{\text{год.}} = W_{\text{год.зим.}} + W_{\text{год.лет.}} \quad (2.6)$$

$$W_{\text{год.}} = 50{,}155 + 7{,}452 = 57{,}607 \ \text{МВт} \cdot \text{ч} = 0{,}057 \cdot 10^{6} \ \text{кВт} \cdot \text{ч}.$$

3 Расчет режимов работы рассматриваемого участка сети Талгарского района с учетом ввода ПС «88»

На рисунке 3.1 представлена карта-схема рассматриваемого участка существующей сети Талгарского района

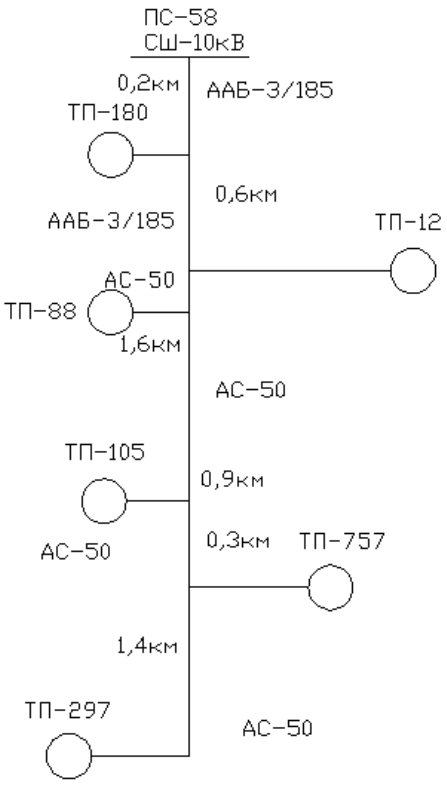


Рисунок 3.1 – Карта-схема рассматриваемого участка

На рисунке 3.2 представлена электрическая схема рассматриваемого участка существующей сети Талгарского района

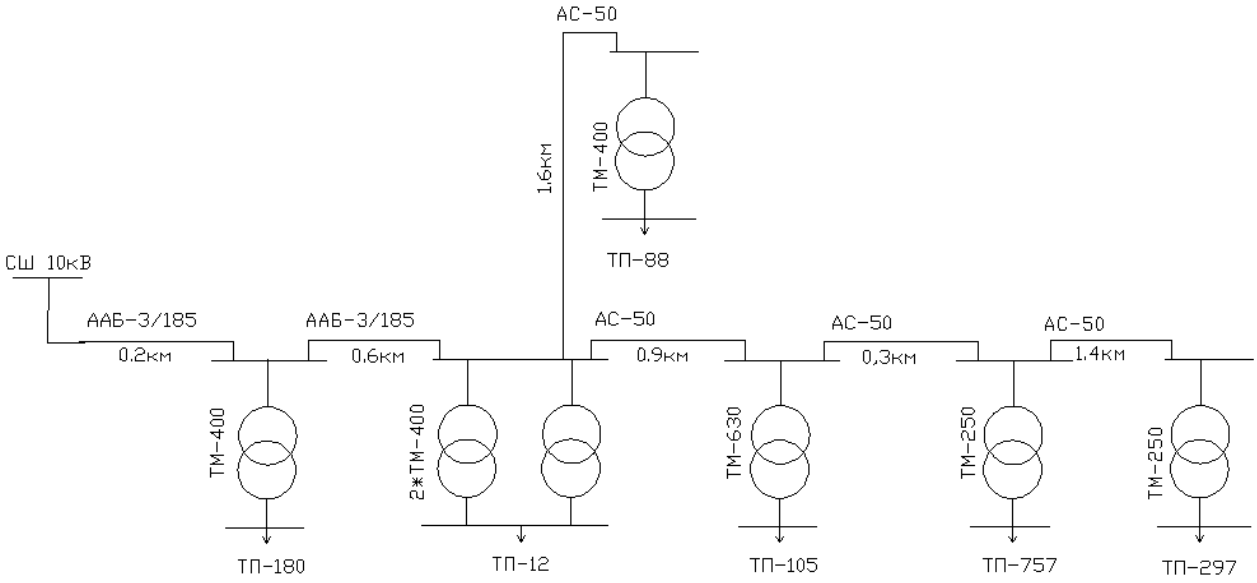


Рисунок 3.2 – Электрическая схема рассматриваемого участка с учётом ввода новой подстанции «88»

3.1 Выбор количества и мощности трансформаторов для ПС «88» и расчет сечений проводов

Чтобы выбрать сечения проводов применяется условие по допустимому длительному току.

$$I_р \le I_{доп}, \tag{3.1}$$

где $I_р$ – расчетный ток, А;

$I_{доп}$ – допустимый длительный ток, А.

$$I_p = \frac{S \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_н}, \tag{3.2}$$

где S – полная мощность на участке, МВА;

$U_н$ – номинальное напряжение, кА.

Определим расчетный ток по формуле 3.2.

$$I_р = \frac{\sqrt{0,238^2 + 0,1428^2} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 16А.$$

Делаем выбор провод марки АС-50. Результат расчета и данные выбранного провода приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Данные о проводе марки АС-50

Расчет-ный ток, А	Длина, км	Марка провода	Акт. уд. сопр. R_0, Ом/км	Реакт.уд. сопр. X_0 Ом/км	Допустимый ток, А
16	0,9	АС-50	0,592	0,382	165

Выбранное сечение провода удовлетворяет условиям выбора по допустимому току (3.1).

Далее необходимо выбрать количество и мощность трансформаторов. Для обеспечения надежности электроснабжения на подстанции устанавливаются два параллельно работающих трансформатора одинаковой мощности. Мощность каждого из трансформаторов выбирается по выражению:

$$S_{Н.ТР} = \frac{S_{ТВ}}{n \cdot k_{пер}}, \tag{3.3}$$

где $S_{Н.ТР.}$ – номинальная мощность выбираемого трансформатора, МВА;
$S_{ТВ}$ – расчетная мощность трансформатора с учетом потерь, МВА;
n – количество трансформаторов;
$k_{пер}$ – коэффициент перегрузки трансформатора ($k_{пер}$=0,7).

Приближенно потери в трансформаторах можно определить по формулам следующим:

$$\Delta P_{Т} = 0{,}035 \cdot S_{Т}, \quad (3.4)$$

$$\Delta Q_{Т} = 0{,}09 \cdot S_{Т}, \quad (3.5)$$

$$\Delta S_{Т} = \Delta P_{Т} + \Delta Q_{Т}, \quad (3.6)$$

где $S_{т}$ – расчетная мощность подстанции, МВА.

Расчетная мощность подстанции определяется по следующей формуле:

$$S_{Т} = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (3.7)$$

где P – активная нагрузка ПС «88», МВт;
Q – реактивная нагрузка ПС «88», МВАр.

Нагрузка на подстанциях с учетом потерь в трансформаторах:

$$P_{ТВ} = P + \Delta P_{Т}, \quad (3.8)$$

$$Q_{ТВ} = Q + \Delta Q, \quad (3.9)$$

$$S_{ТВ} = \sqrt{P_{ТВ}{}^2 + Q_{ТВ}{}^2}. \quad (3.10)$$

Проверка выбранных трансформаторов осуществляется по коэффициенту загрузки:

$$К_{З} = \frac{S_{ТР}}{n \cdot S_{Н.ТР.}}, \quad (3.11)$$

где n – количество трансформаторов.

Нагрузка на подстанции приведена в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Нагрузка ПС «88»

Название ПС	Нагрузка		
	S, МВА	P, МВт	Q, МВАр
ПС 88	0,365	0,338	0,248

Расчет потерь трансформаторов по формулам 3.3 – 3.6:

$$S_{т} = \sqrt{0,338^2 + 0,248^2} = 0,4191 \text{ МВА},$$

$$\Delta P_{т} = 0,035 \cdot 0,4191 = 0,0146 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q_{т} = 0,09 \cdot 0,4191 = 0,0377 \text{ МВАр}.$$

Нагрузка на подстанции с учетом потерь трансформаторов по формулам 3.8 – 3.10:

$$P_{тв} = 0,338 + 0,0146 = 0,3526 \text{ МВт},$$

$$Q_{тв} = 0,248 + 0,0377 = 0,2857 \text{ МВАр},$$

$$S_{н.тр.} = \frac{\sqrt{0,3526^2 + 0,2857^2}}{1 \cdot 0,7} = 0,648 \text{ МВА}.$$

Устанавливаем 1 трансформатор типа ТМ-400/10. Проверка трансформаторов при помощи коэффициента загрузки по формуле 3.11:

$$К_{з} = \frac{0,648}{1 \cdot 0,400} = 0,8.$$

3.2 Составление схемы замещения, расчет параметров ЛЭП и трансформаторов ПС «88»

Строительство новой ПС «88» планируется произвести в промежутке ПС «12» и подключение подстанции к сети осуществляется при помощи ответвления одноцепной линии электропередачи 10 кВ протяженностью 1,6 км от линии ПС «12» с использованием проводов марки АС-50, на подстанции устанавливается один трансформатор типа ТМ-400/10 кВ.

Схема замещения рассматриваемого участка электрической сети с учетом ввода новой ПС «88» 10/0,4 кВ приведена на рисунке 3.3.

На схеме замещения указаны значения эквивалентных активных, реактивных сопротивлений (единица измерения − Ом), а также проводимостей (единица измерения − См) линий электропередачи сопротивления

трансформаторов, установленных на подстанциях рассматриваемого участка электрической сети.

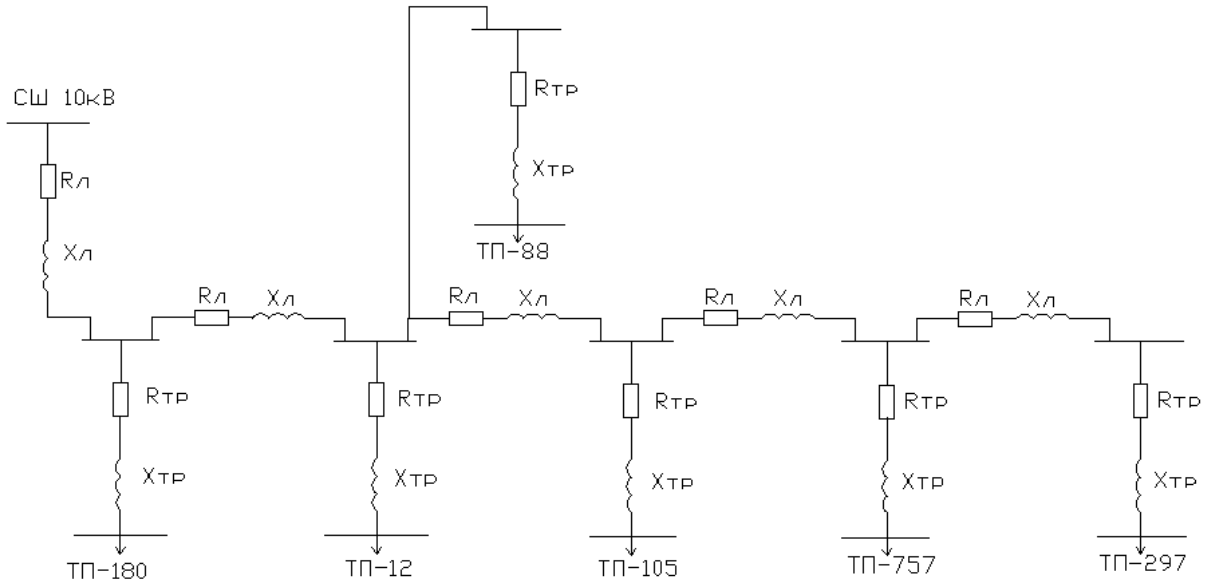


Рисунок 3.3 − Схема замещения рассматриваемого участка сети с учетом ввода ПС «88»

Расчет эквивалентных активных и реактивных сопротивлений, проводимостей производится по формулам 2.1, 2.2 и 2.3:

Ответвление на ПС 12 (узел 4) – ответвление на ПС «88» (узел 12):

$$R_1 = \frac{1,6 \cdot 0,592}{1} = 0,947 \text{Ом},$$

$$X_1 = \frac{1,6 \cdot 0,382}{2} = 0,611 \text{Ом},$$

Таблица 3.3 – Эквивалентные сопротивления линий электропередачи с учетом строительства новой ЛЭП

Линия электропередачи	R, Ом	X, Ом
ПС 12 – отв. на ПС 88	0,947	0,611

Сопротивления трансформаторов на новой ПС «88» рассчитываются по формулам 2.4, 2.5 и 2.6.

ПС «88» − 1×ТМ-400/10: $R_т = 3,5 \text{Ом}, \ X_т = 10,7 \text{Ом}.$

3.3 Расчет максимального режима работы сети с учетом ввода ПС «88»

При расчете режимов с учетом ввода ПС «88» нагрузка на подстанциях существующей электрической сети в перспективе увеличивается на 20%.

В таблице 3.5 приведена нагрузка на подстанциях рассматриваемого участка электрической сети с учетом увеличения ее в перспективе на 20% на существующих подстанциях и с учетом ввода ПС «88».

Таблица 3.5 − Нагрузка на подстанциях рассматриваемого участка сети с учетом увеличения на перспективу на 20% к 2030 году и ввода ПС «88»

Название ПС	Нагрузка		
	S, МВА	P, МВт	Q, МВАр
ПС 180	0,304	0,258	0,160
ПС 12	0,640	0,544	0,337
ПС 105	0,441	0,374	0,232
ПС 757	0,200	0,170	0,105
ПС 297	0,187	0,159	0,101
ПС 88	0,320	0,272	0,168

Узлы

	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	Тай
1		База	1	ФП 10	10.5					1.793	1.169	10.5	-1000	1000				10.5		
2		Нагр	2	ПС 180	10							10						10.49	0.01	
3		Нагр	3	ПС 180	0.4			0.258	0.16			0.4						0.41	-1.16	
4		Нагр	4	ПС 12	10							10						10.48	0.02	
5		Нагр	5	ПС 12	0.4			0.544	0.337			0.4						0.43	-1.23	
6		Нагр	6	ПС 105	10							10						10.43	0.02	
7		Нагр	7	ПС 105	0.4			0.374	0.232			0.4						0.41	-1.46	
8		Нагр	8	ПС 757	10							10						10.42	0.02	
9		Нагр	9	ПС 757	0.4			0.17	0.105			0.4						0.43	-1.21	
10		Нагр	10	ПС 297	10							10						10.4	0.02	
11		Нагр	11	ПС 297	0.4			0.159	0.101			0.4						0.41	-1.12	
12		Нагр	12	ПС 88	10							10						10.46	0.02	
13		Нагр	13	ПС 88	0.4			0.272	0.168			0.4						0.43	-1.23	

Рисунок 3.4 – Узлы (максимальный режим)

Ветви

	О	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	Груг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			ЛЭП	1	2			ФП 10 - ПС 180	0.039	0.015			-1.7935	-1	
2			Тр-р	2	3			ПС 180 - ПС 180	3.5	10.7		0.04	-0.2611	-0	
3			ЛЭП	2	4			ПС 180 - ПС 12	0.05	0.023			-1.532	-1	
4			Тр-р	4	5			ПС 12 - ПС 12	1.75	5.35		0.042	-0.5509	-0	
5			ЛЭП	4	6			ПС 12 - ПС 105	0.532	0.343			-0.7047	-0	
6			Тр-р	6	7			ПС 105 - ПС 105	1.9	8.5		0.04	-0.3775	-0	
7			ЛЭП	6	8			ПС 105 - ПС 757	0.177	0.114			-0.3342	-0	
8			Тр-р	8	9			ПС 757 - ПС 757	5.9	17		0.042	-0.1722	-0	
9			ЛЭП	8	10			ПС 757 - ПС 297	0.828	0.534			-0.1617	-0	
10			Тр-р	10	11			ПС 297 - ПС 297	5.9	17		0.04	-0.161	-0	
11			ЛЭП	4	12			ПС 12 - ПС 88	0.532	0.343			-0.276	-0	
12			Тр-р	12	13			ПС 88 - ПС 88	3.5	10.7		0.042	-0.2754	-0	

Рисунок 3.5 – Ветви (максимальный режим)

Напряжения

	S	Номер	Название	U_ном	V	dV
1		5	ПС 12	0.4	0.43	7.2
2		9	ПС 757	0.4	0.43	6.53
3		13	ПС 88	0.4	0.43	7

Рисунок 3.6 – Напряжения (максимальный режим)

Напряжения в узлах не превышают номинально допустимое отклонение ±12%.

При расчете максимального режима работы электрической сети с учетом ввода ПС «88» были получены значения потерь активной и реактивной мощности в сети.

Районы+Потери

	Np-t	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				0.02893	0.00764	0.02128				

Рисунок 3.7 – Потери активной мощности (максимальный режим)

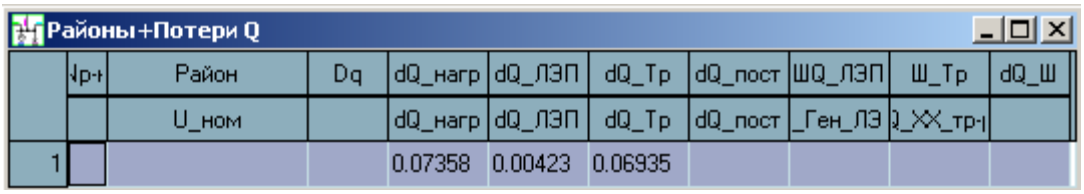


Рисунок 3.8 – Потери реактивной мощности (максимальный режим)

Из результатов расчета максимального режима сети с учетом ввода ПС «Пчела» и при увеличении нагрузок на подстанциях на 20% видно, что потери активной мощности в ЛЭП составляют 0,007 МВт, в трансформаторах – 0,021 МВт, нагрузочные потери – 0,028 МВт.

Значения перетоков мощности в максимальном режиме работы рассматриваемого участка сети показаны на рисунке 3.4.

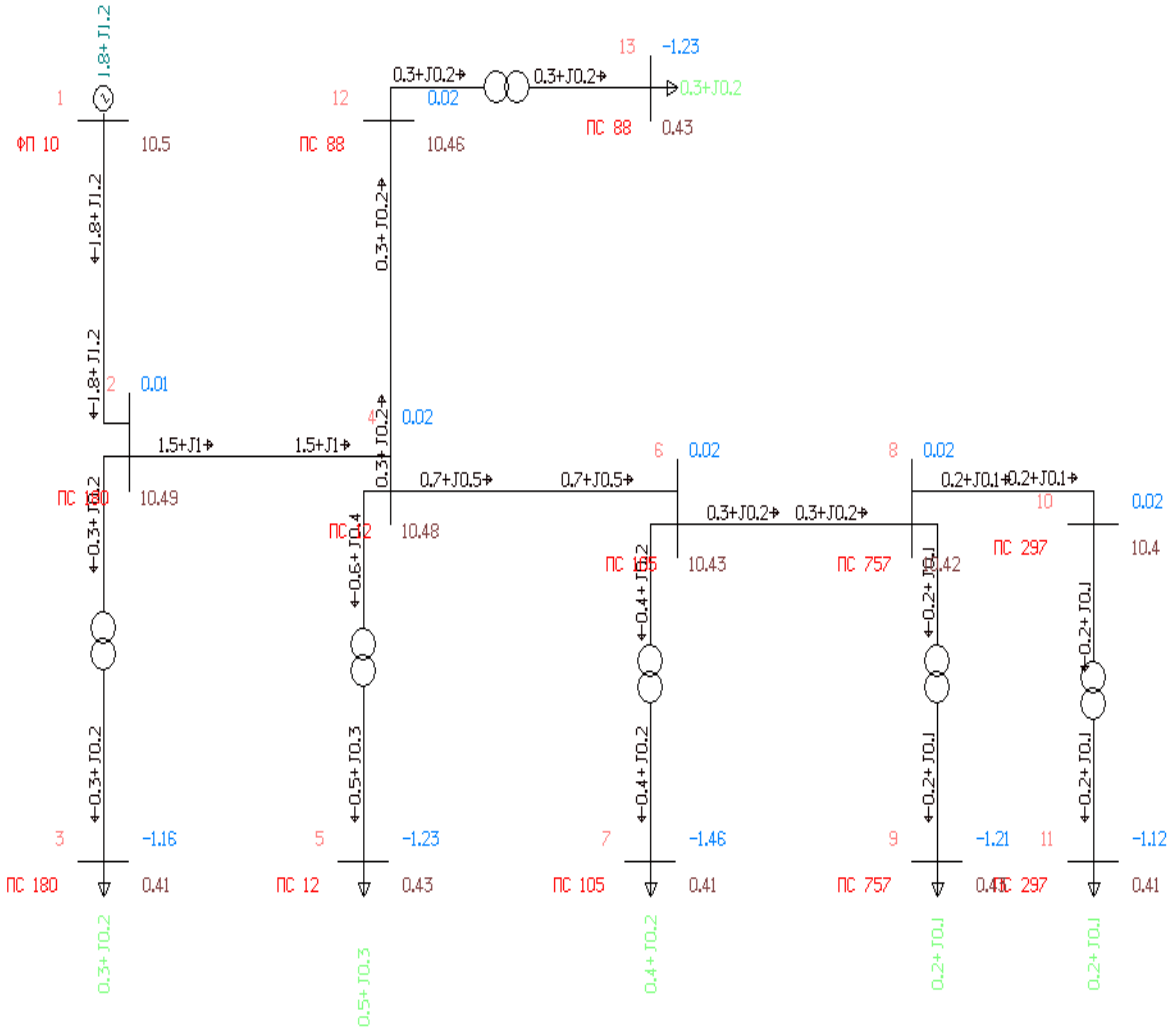


Рисунок 3.9 – Графика (максимальный режим)

3.4 Расчет минимального режима работы сети с учетом ввода ПС «88»

Узлы

	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	Tай
1		База	1	ФП 10	10.5					1.142	0.729	10.5	-1000	1000				10.5		
2		Нагр	2	ПС 180	10							10						10.49	0.01	
3		Нагр	3	ПС 180	0.4			0.156	0.097			0.4						0.41	-0.7	
4		Нагр	4	ПС 12	10							10						10.49	0.01	
5		Нагр	5	ПС 12	0.4			0.34	0.21			0.4						0.42	-0.76	
6		Нагр	6	ПС 105	10							10						10.45	0.01	
7		Нагр	7	ПС 105	0.4			0.214	0.132			0.4						0.41	-0.82	
8		Нагр	8	ПС 757	10							10						10.45	0.01	
9		Нагр	9	ПС 757	0.4			0.116	0.072			0.4						0.42	-0.82	
10		Нагр	10	ПС 297	10							10						10.43	0.01	
11		Нагр	11	ПС 297	0.4			0.148	0.092			0.4						0.41	-1.05	
12		Нагр	12	ПС 88	10							10						10.48	0.01	
13		Нагр	13	ПС 88	0.4			0.17	0.105			0.4						0.42	-0.76	

Рисунок 3.10 – Узлы (минимальный режим)

Ветви

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	Гру	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			ЛЭП	1	2			ФП 10 - ПС 180	0.039	0.015			-1.1422	-1	
2			Тр-р	2	3			ПС 180 - ПС 180	3.5	10.7		0.04	-0.1571	-0	
3			ЛЭП	2	4			ПС 180 - ПС 12	0.05	0.023			-0.9859	-1	
4			Тр-р	4	5			ПС 12 - ПС 12	1.75	5.35		0.041	-0.3426	-0	
5			ЛЭП	4	6			ПС 12 - ПС 105	0.532	0.343			-0.4722	-0	
6			Тр-р	6	7			ПС 105 - ПС 105	1.9	8.5		0.04	-0.2151	-0	
7			ЛЭП	6	8			ПС 105 - ПС 757	0.177	0.114			-0.2676	-0	
8			Тр-р	8	9			ПС 757 - ПС 757	5.9	17		0.041	-0.117	-0	
9			ЛЭП	8	10			ПС 757 - ПС 297	0.828	0.534			-0.1504	-0	
10			Тр-р	10	11			ПС 297 - ПС 297	5.9	17		0.04	-0.1497	-0	
11			ЛЭП	4	12			ПС 12 - ПС 88	0.532	0.343			-0.1715	-0	
12			Тр-р	12	13			ПС 88 - ПС 88	3.5	10.7		0.041	-0.1713	-0	

Рисунок 3.11 – Ветви (минимальный режим)

Напряжения

	S	Номер	Название	U_ном	V	dV
1		5	ПС 12	0.4	0.42	5.79
2		9	ПС 757	0.4	0.42	5.18
3		13	ПС 88	0.4	0.42	5.66

Рисунок 3.12 – Напряжения (минимальный режим)

В узлах 5, 9 и 13 наблюдаются отклонения напряжения, которые находятся в допустимых пределах, применение мероприятий по снижению отклонений напряжения не требуется.

Районы+Потери

	Ир+	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				0.01234	0.0034	0.00894				

Рисунок 3.13 – Потери активной мощности (минимальный режим)

Районы+Потери Q

	Ир+	Район	Dq	dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	ШQ_ЛЭП	Ш_Тр	dQ_Ш
		U_ном		dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	_Ген_ЛЭ	Q_XX_тр-р	
1				0.03036	0.00191	0.02846				

Рисунок 3.14 – Потери реактивной мощности (минимальный режим)

В минимальном режиме работы сети с учетом ввода ПС «88» нагрузочные потери активной мощности составляют 0,012 МВт, потери в ЛЭП – 0,003 МВт, потери в трансформаторах – 0,008 МВт.

Значения перетоков мощности в минимальном режиме работы рассматриваемого участка сети показаны на рисунке 3.5.

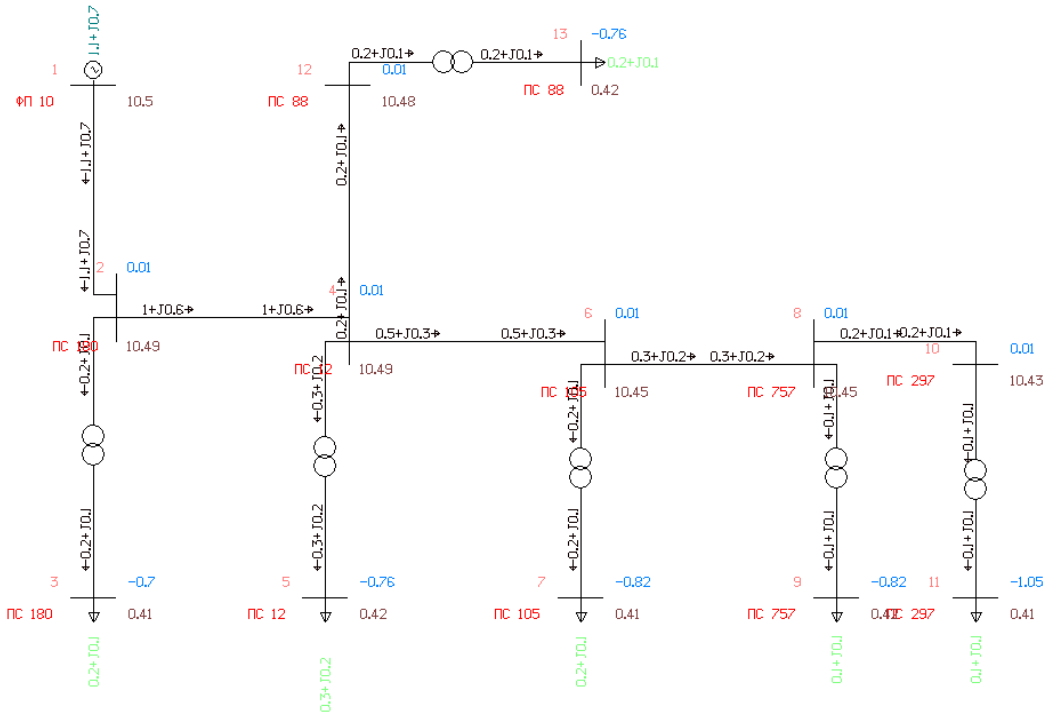


Рисунок 3.5 – Графика (минимальный режим)

Расчет годовых потерь мощности для зимнего и летнего периодов после ввода новой ПС «88» в существующую сеть: для зимнего периода годовые потери активной мощности рассчитываются по формуле:

$$W_{\text{год.зим.}} = P_{\text{нагр}} \cdot 24 \cdot 215, \quad (3.12)$$

где 24 – количество часов в сутках;

215 – количество дней в зимнем периоде.

$$W_{\text{год.зим.}} = 0,02893 \cdot 24 \cdot 215 = 149,27 \text{МВт} \cdot \text{ч.}$$

Годовые потери активной мощности минимального режима работы существующей сети (лето):

$$W_{\text{год.лет.}} = P_{\text{нагр}} \cdot 24 \cdot 150, \quad (3.13)$$

$$W_{\text{год.лет.}} = 0,01234 \cdot 24 \cdot 150 = 44,424 \text{МВт} \cdot \text{ч.}$$

где 24 – количество часов в сутках;

150 – количество дней в летнем периоде.

В сумме годовые потери зимнего и летнего периодов составляют:

$$W_{\text{год.}} = 149,27 + 44,424 = 193,694 \text{МВт} \cdot \text{ч.} = 0,193 \cdot 10^6 \text{кВт} \cdot \text{ч.}$$

3.5 Анализ полученных данных

В результате проведения расчетов режимов существующей электрической сети рассматриваемого района Талгарского района, а также режимов электрической сети рассматриваемого участка с учетом ввода новой ПС «88» 10/0,4 кВ, подключенной к сети ответвлением одноцепной ЛЭП 10 кВ протяженностью 1,6 км от линии ПС «12», были получены значения отклонения напряжений в узлах, перетоки мощности на участке сети и потери активной и реактивной мощностей.

При помощи программного комплекса RASTR были рассчитаны два основных режима работы сети: максимальный и минимальный. При расчете минимального режима нагрузка была уменьшена на 30%,. При расчете режимов с учетом ввода ПС «88» 10/0,4 кВ нагрузка на подстанциях была увеличена на 20% на перспективу к 2030 году. Все полученные значения напряжений находятся в допустимых пределах отклонения напряжения, которые для сетей 10 кВ согласно ГОСТ 13109-97 «Нормы качества

электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» составляют ±5%.

4 Безопасность жизнедеятельности

4.1 Анализ условий труда

Работа человека, а именно, в автоматизированном и механизированном производстве являет собой операцию взаимодействия человека и машины.

Таким образом нужно воспринимать такую систему как «человек - машина».

В сегодняшнем автоматизированном производстве, а именно, психологии и физиологии человека-оператора, в силу того что, производственный процесс, в основном, протекает с огромной скоростью. К категории подобных быстропротекающих процессов в энергетике можно добавить операции по вводу в параллельную работу синхронного генератора, значимые переключения в распределительных устройствах (РУ), ввод в работу резервного электрооборудования, электрические испытания изоляции и др.

Диспетчер в ходе технической эксплуатации на подстанции реализовывает управление большими количествами электрической энергии. Незначительные погрешности в действии операторов, спровоцированные, например, излишним утомлением, могут послужить причиной тяжелых аварий, пожаров, несчастных случаев и др.

Самая главная задача анализа условий труда в помещении подстанции - организация рабочего места. Заключается в выполнении ряда мероприятий организация рабочего места, обеспечивающих рациональный и безопасный трудовой процесс и эффективнейшее использование орудий и предметов труда, что увеличивает производительность и способствует снижению утомляемости работающих.

Комфортное и разумное расположение органов управления позволяет исключить лишние движения. Выполняются также с учетом требований технической эстетики рабочие места операторов.

- Расположение рабочего места освобождает работающих от лишних и утомительных трудовых движений и обеспечивает удобную рабочую позу;

- Рабочее место снабжено инструментами и приспособлениями, важными для работы, а также для личной безопасности; возле рабочего места поставлены ящики или шкафы для хранения инструмента и личных вещей;

- Рабочее место надлежащим образом с санитарными нормами освещено и провентилировано, непрерывно состоит в чистоте; не загрязнено, нет беспорядочного хранения инструмента и материалов.

Трудовой процесс находится в тесной связи с технологией производства, требующий кое-какого нервно-психологического напряжения отдельных органов систем, положение тела при работе и т.д. К санитарно-

гигиеническим условиям труда относятся: воздействие на организм человека метеорологического фактора (температуры, влажности, скорость движения воздуха); загрязнения воздуха парами, газами, пылью; воздействие шума, вибрации, электромагнитных излучений, ионизирующей радиации и т.д.

Работники службы подстанции (монтажники, наладчики, диспетчеры) сталкиваются с воздействием таких физически опасных и вредных производственных факторов, как:

- неблагоприятные метеорологические условия среды;
- повышенный уровень шума, источниками которого являются технические средства, устройства кондиционирования воздуха, компрессоры, насосы, преобразователи напряжения и другое оборудование, а так же шум проникающий извне;
- электромагнитное излучение, источниками которого являются мониторы персональных компьютеров, современные микропроцессорные устройства релейной защиты;
- опасность поражения электрическим током и статическое электричество;
- пожароопасность, пожар может возникнуть в помещении, где находятся пользователи персональных компьютеров, также в помещениях, где хранятся данные на бумажных носителях, магнитных носителях, серверных;
- воздействие таких психофизиологических факторов, как умственное перенапряжение, перенапряжение зрительных и слуховых анализаторов, монотонность труда, эмоциональные перегрузки;
- недостаточная освещенность рабочей зоны.

Воздействие указанных неблагоприятных факторов приводит к снижению работоспособности, вызываемое развивающимся утомлением. Появление и развитие утомления связано с изменениями, возникающими в процессе работы в центральной нервной системе, с тормозными процессами в коре головного мозга.

При конструировании рабочего места создаются следующие условия: достаточное рабочее пространство для работающего человека, зрительные и слуховые связи между работающим человеком и оборудованием, а также между людьми в процессе выполнения общей трудовой задачи.

Условия искусственного освещения на промышленном предприятии оказывают большое влияние на зрительную работоспособность, физическое и моральное состояние людей, а, следовательно, на производительность труда, качество продукции и производственный травматизм.

Искусственное освещение применяется при отсутствии или недостаточности естественного освещения, осуществляется путем использования таких источников света как лампы накаливания, газоразрядные лампы, плоские и щелевые световоды.

4.2 Ограждение токоведущих частей и расположение их на токоведущих частях

Помимо токоведущих частей, имеющих электрическую изоляцию по всей длине, в электроустановках применяют неизолированные токоведущие части, которые закрепляют на изоляторах в отдельных точках. Для предотвращения случайного прикосновения их закрывают сплошными ограждениями в виде крышек (например, присоединительные зажимы электродвигателей), кожухов (у электрических аппаратов, шинопроводов) или сетчатыми ограждениями (в распределительных устройствах) либо располагают на определенной высоте (провода линий электропередачи и др.).

Ограждения делают из диэлектрика или из металла. Они распложены на определенном расстоянии от неизолированных токоведущих частей, зависящим от напряжение электроустановки и конструкции ограждения. В закрытых РУ это расстояние для сплошных ограждений составляет при напряжений 6 кВ – 320 мм, а для сетчатых – 390 мм.

На воздушных линиях расстояние от земли до низшей точки провеса проводов (габарит) нормируется таким образом: на воздушных линиях выше 1 кВ и до 110 кВ расстояние от проводов до земли составляет 7 м (населенная местность), в ненаселенной местности – 6 м, в труднодоступной – 5 м. в местах пересечения автомобильных и железных дорог при напряжении до 110 кВ габарит линии соответственно не менее 7 и 7,5 м. Габарит до изоляторов выводов напряжением 6 кВ на трансформаторных подстанциях – не менее 4 м.

Таблица 4.1 – Идентификация и анализ вредных производственных факторов опасностей при эксплуатации подстанции

Наименование факторов	Носитель опасного фактора	Возможные последствия воздействия	Средства устранения и локализация опасного фактора
Шум	Воздушные выключатели	Расстройства слухового аппарата	Использование шумоизоляционных материалов
Вибрация	Компрессоры	Дискомфорт, головная боль, виброболезнь	Установка оборудования на вибропоглощающих подушках

4.3 Молниезащита подстанции

Расчёт защитной зоны для подстанции в Талгарском районе П/С №58 «Талгар».

Имеются три категории устройств молниезащиты: I и II - защищает от прямых ударов, электростатической и электромагнитной индукции и заноса высоких потенциалов. III - от прямых ударов и заноса высоких потенциалов. Зона защиты молниеотвода - это часть пространства внутри которого объект защищен от ударов молнии с определенной степенью надежности: зона типа А-99. 5% и выше, Б-95% и выше.

Например, I категорию защиты и зону типа А должны иметь взрывоопасные объекты по ПТЭ класса BI и BII, а II-BI_a и BII_a причем зоной защиты типа А при ожидаемом количестве поражений в год больше одного, а также Б - меньше одного.

Для приема электростатического заряда молнии и отвода ее токов в землю служат специальные части молниезащиты-молниеотводы, которые состоят из несущей части (опоры), молниеприемника, токоотвода и заземлителя.

По конструкции различают молниеотводы:

1) одиночный стержневой;

2)двойной стержневой - 2 стержневых молниеотвода, расположенные по разные стороны защищаемого объекта;

3) тросовый - между двойными стержневыми молниеотводами натянут стальной трос;

4) молниеприемная сетка, укладываемая на неметаллическую кровлю.

Опоры молниеотводов могут выполняться из стали, железобетона, дерева. Молниеприемники стержневые изготавливаются из стали сечением не менее 100 $мм^2$ и длиной не менее 200 мм. В качестве молниеприемника могут служить металлические конструкции объектов (трубы, дефлекторы, кровля и т.п.).

Молниеприемники тросовых молниеотводов выполняются из стального многопроволочного оцинкованного троса сечением не менее 35 $мм^2$. Молниеприемная сетка выполняется из стальной проволоки 6-8 мм или полосовой стали сечением не менее 46 $мм^2$ и укладывается непосредственно на кровлю или под слой негорючего утеплителя или гидроизоляции. Узлы сетки соединяются сваркой. Размер ячеек должен быть не более $36м^2$ (6х6 м) для защиты II категории и 150 $м^2$ (12х12) для III категории.

Для молниезащиты II и III категории допускается в качестве молниеприемника использовать металлическую кровлю.

Все металлические элементы объекта, расположенные на крыше должны быть соединены с металлом кровли или сетки, а неметаллические элементы, возвышающиеся над кровлей должны иметь дополнительные молниеприемники.

Токоотводы, соединяющие сетку или кровлю с заземлителями прокладываются не реже, чем через 25 м по периметру здания.

Токоотводы выполняются в виде стальных тросов, полос, труб, сечением (24-48 мм^2) согласно СН РД и прокладываются к заземлителям кратчайшим путем.

Они должны быть оцинкованы, пролужены или окрашены. При прокладке во избежание разрыва от электродинамических усилий при больших токах молнии, необходимо избегать острых углов и петель.

Заземлители делятся на:

а) углубленные из полосовой или круглой стали, укладываемые на дно котлована;

б) вертикальные из стальных ввинчиваемых стержней (2-5 м) или на уголковой стали; верхний конец заземлителя углубляется на 0,6-0,7 м;

в) горизонтальные - из круглой или полосовой стали (160 мм^2) уложенные на глубине 0,6-0,8 м в виде одного или нескольких симметричных лучей;

г) комбинированные - вертикальные и горизонтальные. Сечение элементов заземлителей должны быть не менее требуемых РД.

Соединение молниеприемников токоотводов и заземлителей на сварке. Среднегодовая интенсивность грозовой деятельности в часах определяется по спецкарте РД.

Ожидаемое количество поражений молнией по Алматинской области в год:

$$N = (S+6\cdot h)\cdot (L+6\cdot h)\cdot n\cdot 1000000, \qquad (4.1)$$

где S, L - соответственно ширина и длина защищаемого объекта, м;

h - наибольшая высота объекта, м;

n - среднегодовое число ударов молний в 1 км^2 земной поверхности.

Величина импульсного сопротивления заземлителя связана с предельно допустимым сопротивлением растеканию тока промышленной частоты.

$R_и$ = K, где - коэффициент импульса принимается согласно РД; $R_и$ для каждого заземлителя должна быть не более 10 Ом (для защиты II категории 20 Ом), а в грунтах с удельным сопротивлением 500 Ом·м допускается до 40 Ом.

Для защиты от заноса высоких потенциалов в защищаемый объект по подземным металлическим коммуникациям необходимо заземлители и подводы к ним располагать на расстоянии $S_з = 0,5\cdot R_{ист}$ и $S_з = 0,3\cdot R_{итр}$, но не менее 3 м, где $R_{ист}$, $R_{итр}$ - величина $R_и$ для стержневого и тросового заземлителя. Коммуникации при вводе в здание соединяются с заземлителями.

Ввод в здание с защитой I и II категории электрических сетей напряжением до 1000 В, сетей телефона, радио и сигнализации выполняется кабелем; металлическая оболочка кабелей заземляется у ввода в здание и в

местах перехода воздушных линий в кабель. Кроме того, в местах перехода линий в кабель между каждой жилой и заземленными элементами устраиваются закрытые искровые промежутки или разрядники (например, РВН -0,5).

Ввод в здание с защитой III категорий линий электрических сетей выполняется по ПТЭ, а линий связи и пр. по ведомственным нормам и правилам.

Защита от электростатической индукции должна выполняться путем присоединения металлических корпусов всего оборудования, аппаратов и металлических конструкций к специальному или защитному заземлению.

Защита от электромагнитной индукции между трубопроводами и другими протяженными металлическими предметами (оболочки кабелей и пр.) в местах их возможного сближения на расстоянии 10 см и менее через каждые 20 м для объектов I категории защиты и 25-30 см для II категории привариваются металлические перемычки (для недопущения незамкнутых контуров).

При выполнении молниезащиты также необходимо учитывать следующее: для повышения безопасности людей и животных необходимо заземлители молниеотводов размещать в редко посещаемых местах, в удалении на 5 м и более от проезжих и пешеходных дорог; для исключения заноса высоких электрических потенциалов в защищаемые объекты по подземным коммуникациям, необходимо размещать заземлители и токоотводы к ним на достаточном расстоянии (согласно СН 305-77) от этих коммуникаций, для исключения перекрытия разряда от молниеприемника на достаточном (согласно СН 305-77) расстоянии от элементов объекта.

Расчет молниеотвода ПС №58 «Талгар».

Размеры подстанции: $h_x = 6$м; площадь 120х150 м.

Высота молниеотвода выбирается из условия

$$Д \le 8 \cdot (h\text{-}h_x), \qquad (4.2)$$

где Д - расстояние между молниеотводами;
h_x - высота опорных конструкций;
h - высота молниеотвода.

Из неравенства находим:

$$h \ge \frac{Д+8 \cdot h_x}{8}; \qquad (4.3)$$

$$h_1 \ge \frac{50+8 \cdot 6}{8} = 12{,}25 \ge 12 \text{ м}; \quad h_2 \ge \frac{60+8 \cdot 6}{8} = 13{,}50 \ge 12 \text{ м}.$$

Выбираем молниеотводы типа МС-26,2 высотой 26,2 м.

Защитные свойства стержневого молниеотвода характеризуется зоной защиты, под которой понимают пространство вокруг молниеотвода, где поражение защищаемого объекта атмосферными разрядами маловероятно. Радиус защиты r_x молниеотвода определяется по формуле для молниеотводов высотой до 30 м.

$$h_{\alpha} = h\text{-}h_x, \tag{4.4}$$

где $h = 26,2$ м - полная высота молниеотвода;
$h_x = 6$м - высота защитного объекта;
$h = 26,2 - 6 = 20,2$ м.

$$r_x = 20,2 \cdot \frac{1,6}{1+\frac{6}{26,2}} = 26,3\,\text{м}. \tag{4.5}$$

Таким образом, при высоте молниеотводов равной 26,2 м, данная подстанция будет находиться в защитной зоне.

Так как два молниеотвода, то защитная зона, ограничения сверху другой окружности, проходящей через точку наименьшей высоты защитной зоны h_o, находящейся в середине между молниеотводами. Наименьшая высота защитной зоны двойного стержневого молниеотвода определяется по формуле:

$$h_0 = 4 \cdot h\text{-}\sqrt{9 \cdot h^2 + 0,25 \cdot Д^2}, \tag{4.6}$$

где $h = 26,2$ м - полная высота молниеотвода;
$Д = 50$ и 60 м - расстояние между молниеотводами.

$$h_{01} = 4 \cdot 26,2\text{-}\sqrt{9 \cdot 26,2^2 + 0,25 \cdot 50^2} = 22\,\text{м};$$

$$h_{02} = 4 \cdot 26,2\text{-}\sqrt{9 \cdot 26,2^2 + 0,25 \cdot 60^2} = 21\,\text{м}.$$

Расчётная ширина зоны защиты на высоте h_x находятся по формуле

$$B_x = 3 \cdot (h_0\text{-}1,25 \cdot h_x), \tag{4.7}$$

где h_o - наименьшая высота защитной зоны.

$$B_{x1} = 3 \cdot (22\text{-}1,25 \cdot 6) = 44\,\text{м};$$

$$B_{x1} = 3 \cdot (21\text{-}1{,}25 \cdot 6) = 41\,\text{м}.$$

По результатам расчёта производим необходимые построения очертаний зоны защиты.

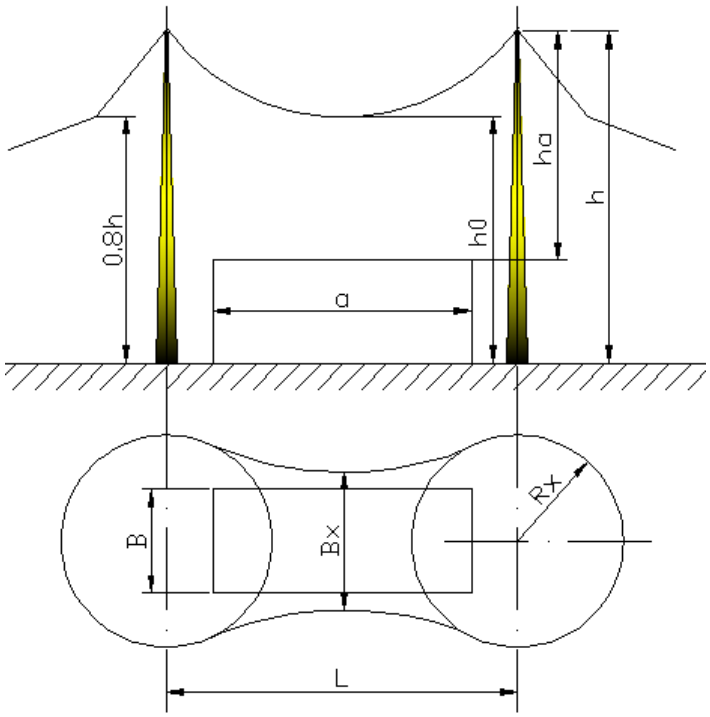


Рисунок 4.1 - Защитная зона двойного молниеотвода

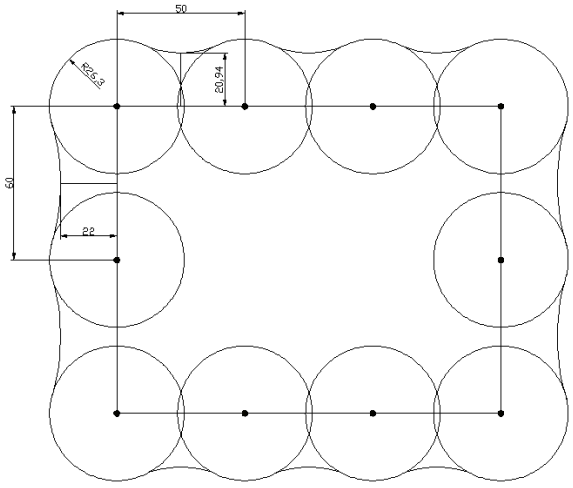


Рисунок 4.2 - Защитная зона подстанции

Количество молниеотводов по периметру подстанции 10. Они будет обеспечивать надежную защиту подстанцию от ударов молнии.

4.4 Определение площади пожара при возгорании трансформаторного масла трансформатора ТМ – 400/10/0,4

Расчет площади пожара.

Исходные данные:

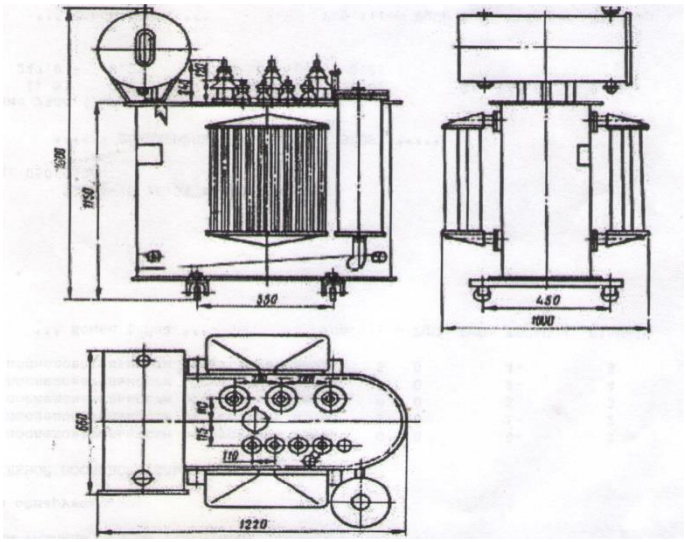


Рисунок 4.3 – Трансформатор типа ТМ – 400/10/0,4

Полный объем масла $V = 3{,}5 м^3$, $q_i = 1{,}2 \cdot 10^3 кг \cdot м^3$.

Определим количество горючего вещества на единицу площади:

$$q_{M1} = \frac{q_i}{S} кг \cdot м^{-2}, \quad (4.8)$$

где S - площадь трансформатора, принимаем $S = 59 м^2$.

$$q_{M1} = \frac{1{,}2 \cdot 10^3}{59} = 20{,}3 кг \cdot м^{-2}.$$

Количество приведенной пожарной нагрузки найдем по формуле:

$$q_1 = q_{M1} \cdot \frac{Q_{H1}^p}{13{,}8}, \quad (4.9)$$

где Q_{H1}^p - теплота сгорания i-го материала, принимаем 13,4 $МДж \cdot кг^{-1}$.

$$q_1 = 20{,}3 \cdot \frac{13{,}4}{13{,}8} = 19{,}7 МДж \cdot кг^{-1}.$$

Вычислим продолжительность начальной стадии пожара по формуле ($V \lhd 3 \cdot 10^3 м^3$):

$$t_{Н.С.П} = 0{,}94 \cdot 10^{-2} \cdot t_{Н.С.П}{}^{пр} \left(\frac{1}{f_{ср} \cdot Q^{р}_{НСР} \cdot u^2}\right)^{\frac{1}{3}}, \qquad (4.10)$$

где $t_{Н.С.П}{}^{пр}$ - продолжительность стадии пожара, принимаем $6 \cdot 10^2$с.

$\varphi_{ср}$ - средняя скорость выгорания пожарной нагрузки в начальной стадии пожара, определяем по формуле:

$$f_{ср} = \frac{\Sigma q_{Mi} \cdot f_i}{\Sigma q_{Mi}}, кг \cdot м^{-2} \cdot с^{-1}, \qquad (4.11)$$

где φ_i - скорость выгорания в начальной стадии пожара,

$$f_{ср} = \frac{20{,}3 \cdot 0{,}0055}{20{,}3} = 0{,}0055 кг \cdot м^{-2} \cdot с^{-1},$$

$Q^{р}_{НСР}$ - средняя теплота сгорания пожарной нагрузки, вычисляем по формуле:

$$Q^{р}_{НСР} = \frac{\Sigma q_{Mi} \cdot Q^{р}_{Hi}}{\Sigma q_{Mi}}, МДж \cdot кг^{-1}, \qquad (4.12)$$

$$Q^{р}_{НСР} = \frac{20{,}3 \cdot 13{,}4}{20{,}3} = 13{,}4, МДж \cdot кг^{-1},$$

u - линейная скорость распространения пламени, принимаем 1,33 м·с$^{-1}$.

$$t_{Н.С.П} = 0{,}94 \cdot 10^{-2} \cdot 6 \cdot 10^2 \cdot \left(\frac{1}{0{,}0055 \cdot 13{,}4 \cdot 1{,}33^2 \cdot 10^{-2}}\right)^{\frac{1}{3}} = 240.$$

Площадь пожара вычисляем по формуле:

$$F_{П} = \left(\frac{t_i}{t_{Н.С.П}}\right)^2 \cdot S, м^2, \qquad (4.13)$$

где t_i - время локализации пожара, принимаем 20 мин (=1200 с);

S - площадь, занимаемая пожарной нагрузкой;

$$F_{П} = \left(\frac{1200}{240}\right)^2 \cdot 59 = 1475 м^2.$$

4.5 Расчет системы отвода масла трансформатора ТМ – 400/10/0,4 применительно для ПС № 58

Исходные данные: Район установки – Талгарский район .

Вес масла G=350кг; V=8,5 кг/м^3.

Маслоприемник: Объем $V_{МП}$=350/8,5=41 м^3; площадь $F_{МП}$=59 м^2; средняя высота H_1=0,69м.

Маслоотвод: отвод стока (маслоотвод) осуществляется по трубопроводу диаметром не менее 100 мм в специальную емкость-маслосборник (отстойник-маслоотделитель), которую следует рассчитывать на прием 100% масла наибольшего трансформатора, трехкратный объем воды от расчетного времени пожаротушения и объем дождевых вод при открытой установке трансформатора.

Расчетные расходы и объем маслоприемника системы отвода воды и масла при пожаротушении определяется по следующим соотношениям:

- расчетный расход маслоотвода

$$Q_{МОТ} = 0,5 G_{Т} \cdot \frac{1000}{V_{М} \times t_{у}}, л/с, \qquad (4.14)$$

где $G_T = 350кг$ - полный вес масла наибольшего трансформатора;

t_y - время удаления 50 % объема масла из маслоприемника;

$$Q_{МОТ} = 0,5 \cdot 350 \cdot \frac{1000}{0,36 \cdot 1200} = 0,40 л/с,$$

Диаметр трубопровода (по таблицам для гидравлического расчета) дается с учетом условии прокладки в двух вариантах:

1) D=350 мм; уклон 0,004; Q=90,7 л/с; V=1,0 м/с; H/D=0,88;

2) D=300 мм; уклон 0,009; Q=90,4 л/с; V=1,4 м/с; H/D=0,88.

Маслосборник:

- расчетный объем маслосборника

$$V_{МС} = \frac{G_{Т}}{V_{М}} + \frac{q_{аувп} \cdot 3t_{аувп}}{1000} + \frac{q_{ДМ} \cdot t_{20}}{1000} + V_{акк}, \qquad (4.15)$$

где $V_{МС}$ - расчетный объем маслосборника, [м^3];

$3t_{аувп}$ = 30мин = 1800с - трехкратное время работы АУВП;

$V_{акк}$ - аккумулируемый объем стоков для нормальной работы насосов, равный не менее 10 $м^3$.

Для устройства маслосборника применяем резервуар емкостью 150 $м^3$ из типового ряда емкостей.

5 Технико-экономическое обоснование проектирования электрических сетей 10 кВ Талгарского района

5.1 Задачи разрабатывания проекта

Задачей разрабатывания проекта является проектирование электрических сетей 10 кВ Талгарского района. Задачей технико-экономического обоснования является расчет эффективности строительства подстанции 10/0,4 кВ №58 «Талгар», для установления долговременного и бесперебойного электроснабжения потребителей этого района.

Магистраль ЛЭП и ПС № 58 «Талгар» находятся на территории Талгарского района. Один из самых крупных регионов Алматинской области-Талгарский район.

5.2 Изучение рынка сбыта

Подразумевается, что строительство ПС 10/0,4 кВ повысит передачу электроэнергии РЭСу, за счет понижения потерь в линиях и сетевом оборудовании, вызванных физическим износом оборудования, а так же за счет сведения на минимум потерь от не отпуска электроэнергии.

Планируемый период включает в себя время строительства подстанции, период кратковременной эксплуатации и годы с режимом обычной эксплуатации до окончательного физического срока службы важнейшего энергетического оборудования ПС.

Взяты в тенге, в основном, все стоимостные характеристики в финансово-экономических расчетах, связанные с реализацией энергетической продукции потребителям. Целью экономического изучения является оборудование ПС.

5.3 Организация предприятия и трудовые ресурсы

Вводится самое новейшее высокоавтоматизированное оборудование на подстанции и ЛЭП, что гарантирует высокий уровень надежности электроснабжения.

Построение оборудования, арматуры и токовых проводов проделываются силами персонала подстанции. Самые сложнейшие ремонтные работы проделываются с привлечением персонала специализированных ремонтных организаций. В ТОО «Казэнерго» численность работников составляет 5 человек со среднемесячной заработной платой 130000 тенге.

Данная подстанция необходима для передачи электроэнергии. Данный технологический процесс является безотходным, безвредным и не сопровождается вредными выбросами в атмосферу. Местность для площадки подстанции при изначальном строительстве выбрали и предпочли с учетом минимального ущерба окружающей среде.

При аварийном выбросе трансформаторного масла и во избежание распространения пожара, для исключения загрязнения местности по всей территории подстанции, предусматривается построение под силовыми трансформаторами маслоприемников, закрытых маслопроводов из железобетонных установок и подземного металлического маслоуловителя. Вычищение маслоуловителя от масла и скапливающихся дождевых вод предусматривается откачкой их в емкость «цистерну» с вывозом в места, слаженные с органами санитарной охраны.

Расположена в пределах установленных санитарных норм экологическая ситуация в регионе размещения электросети.

Не приведёт к ухудшению экологической ситуации в регионе строительство подстанции и близлежащих сетей.

5.4 Расчет технико-экономических показателей

Предусматривает мощность и тип трансформаторов, устанавливаемых на подстанции, а также стоимость всего устанавливаемого оборудования при определении капиталовложений в проект. В этом случае тип трансформаторов ТМ 630/10 кВА, количество трансформаторов 2. Финансовые вложения и капиталовложения в строительство подстанции учитывают покупку новейшего оборудования, строительные работы, монтажи и прочие затраты.

Таблица 5.1 - Капиталовложения на строительство подстанции

Объект	Напряжение, кВ	Капиталовложения, млн. тенге				
		Строительные работы	Монтаж	Оборудование	Прочие затраты	Итого
ПС	10/0,4	27,192	14,133	105,221	8,553	155,099

Постоянная часть затрат $К_{пост}$ = 35,419 млн. тенге.

Итоговые капиталовложения на строительство подстанции составляют:

$$К_{П/СТ} = 155,099+35,419 = 190,518 млн.тенге. \quad (5.1)$$

Учтены последующие характеристики при определении стоимости строительства воздушной линии электропередачи: напряжение – 10 кВ, тип опор − железобетонные, сечение проводов – АС-50.

Вложения на строительство линии возможно определить исходя из стоимости 1 км воздушной линии:

$$К_{ЛЭП} = К_{уд} \cdot L, \quad (5.2)$$

где $К_{уд}$ – удельные капиталовложения на строительство ЛЭП, учитывающие вложения на провод, опоры, строительно-монтажные работы и т.п;

L - длительность линии, км.

Таблица 5.2 - Капиталовложения в строительство линии электропередачи

Линия	Протяженность линии, км	Стоимость за один км. длины линии, млн. тенге	Общая стоимость линии, млн. тенге (с учетом монтажных работ)
ВЛ 10 кВ	3	1,125	25,348

Все капитальные вложения в строительство составляют затраты на строительство и сооружение линии электропередачи:

$$К_{ЭС} = К_{П/СТ} + К_{ЛЭП}, \quad (5.3)$$

$$К_{ЭС} = 190{,}518 + 25{,}348 = 215{,}866 \text{млн.тенге}.$$

Ежегодные издержки производства подстанции и прилегающих сетей сочетаны с затратами на содержание подстанции, распределительных устройств и линий электропередач.

Подсчет годовых эксплуатационных расходов ($И_{общ}$) рассчитывается по формуле:

$$И_{общ} = И_а + И_{з.п} + И_{е.с.н.} + И_м + И_н, \quad (5.4)$$

где $И_а$ – амортизационные отчисления (нормы амортизационных отчислений для отрасли – 5-10%);

$И_{з.п}$ – общий фонд оплаты труда;

$И_{е.с.н.}$ – единый социальный налог, составляющий 11% от разницы между $И_{з.п}$ и перечислением пенсионных взносов в накопительный пенсионный фонд $И_{п.ф}$: $И_{е.с.н.} = (И_{з.п} – И_{п.ф}) \cdot 0{,}11$;

$И_м$ – материальные затраты и запасные части (при отсутствии данных принять 0,5% от капитальных вложений);

$И_н$ – накладные расходы (или косвенные расходы – управленческие, хозяйственные, затраты за обучение кадров, транспортные расходы). Обычно это 12÷15 % от суммы всех издержек.

Годовые издержки на амортизацию составит:

$$И_а = 0,1 \cdot 215,86 = 21,58 млн.тенге.$$

Годовые издержки на оплату труда составит:

$$И_{з.п} = 5 \cdot 130000 \cdot 12 = 7,8 млн.тенге$$

Годовые издержки на единый социальный налог составит

$$И_{е.с.н.} = (7,8 - 0,1 \cdot 7,8) \cdot 0,11 = 1,52 млн.тенге$$

Годовые издержки на материальные затраты составит:

$$И_м = 0,005 \cdot 215,86 = 1,12 млн.тенге$$

Годовые издержки на накладные расходы составит:

$$И_н = 0,15 \cdot 32,02 = 8,803 млн.тенге$$

Тогда:

$$И_{общ.} = 21,58 + 7,8 + 1,52 + 1,12 + 8,803 = 40,823 млн.тенге$$

Нахождение себестоимости передачи электроэнергии.

Абсолютная себестоимость передачи электроэнергии по сетям энергосистемы находится итоговыми издержками, соединенными с передачей и распределением электроэнергии, и количеством энергии выданной потребителю.

$$S = \frac{И_{общ}}{Э}, \quad (5.5)$$

где $И_{общ}$ – суммарные издержки;

Э – объем выданной электроэнергии, кВт·ч:

$$Э = n \cdot P \cdot \cos\varphi \cdot К_з \cdot T_{max}, \quad (5.6)$$

где n – количество трансформаторов на подстанции;

$К_з$ – коэффициент загрузки трансформаторов;

$\cos\varphi$ – коэффициент мощности;

T_{max} – число часов максимума нагрузки.

$$Э = 2 \cdot 63 \cdot 0,85 \cdot 0,7 \cdot 5800 = 434,82 млн.кВт \cdot ч,$$

Находим себестоимость:

$$S=\frac{40,823}{434,82}=0,1\text{тенге/кВт}\cdot\text{ч},$$

Расчет чистой прибыли.

Общая себестоимость передачи электроэнергии по сетям энергосистемы суммируется из стоимости энергии энергопроизводящей организации (6,36тенге), тарифа на передачу по сетям АО «KEGOC» (2,5тенге), тарифа районной электросетевой компании (5,5тенге) и себестоимости передачи энергии по сетям ТОО “Казэнерго”

$$T_{\text{ТОО"Казэнерго"}}=S_{\text{перед}}+0,15\cdot S_{\text{перед}}, \quad (5.7)$$

$$T_{\text{ТОО"Казэнерго"}}=0,1+0,15\cdot 0,1=0,115\ \text{тенге/кВт}\cdot\text{ч}$$

Обычный тариф на электроэнергию в г. Талгар составляет 14,36 тенге/кВт·ч. Тариф на электроэнергию ТОО “Казэнерго” принимается равным 14,245 тенге/кВт·ч. Итак разница составит 14,36–14,245=0,115 тенге/кВт·ч.

Прибыль рассчитываем по формуле:

$$\text{П} = 0,15\cdot \text{S}\cdot \text{Э}=0,15\cdot 0,115\cdot 434,82 = 32,233 \text{ млн.тенге}, \quad (5.8)$$

Чистая прибыль с учетом 20% налога на прибыль составит:

$$\text{ЧП}=32,233\cdot 0,8=27,18\text{млн.тенге}, \quad (5.9)$$

Денежный поток определяется по формуле:

$$\text{CF}=\text{ЧП}+\text{И}_{\text{АМ}}, \quad (5.10)$$

$$\text{CF}=27,18+21,58=48,76\text{млн.тенге}.$$

5.5 Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций

В качестве основных показателей и критериев финансово-экономической эффективности инвестиций в условиях рыночных отношений используются – простые показатели:

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

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

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

– интегральные показатели:

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

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

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

Показатель чистого приведенного дохода (Net Present Value, NPV) позволяет сопоставить величину капитальных вложений (Invested Capital, IC) с общей суммой чистых денежных поступлений, генерируемых ими в течение прогнозного периода, и характеризует современную величину эффекта от будущей реализации инвестиционного проекта. Поскольку приток денежных средств распределен во времени, он дисконтируется с помощью коэффициента r. Коэффициент r устанавливается, как правило, исходя из цены инвестированного капитала.

NPV, или чистая приведенная стоимость проекта является наиглавнейшим критерием, по которому судят о целесообразности инвестирования в этот проект. Чтобы определить NPV требуется спрогнозировать норму финансовых потоков в каждый год проекта, а потом привести их к общему знаменателю для перспективы сравнения во времени. Чистая приведенная стоимость определяется по формуле:

$$NPV = \sum_{t=0}^{n} \frac{CF_t}{(1+r)^t} - I_0, \qquad (5.11)$$

где I_0 – финансовые вложения в этот проект, млн. тг.,

CF_t – поток наличности, млн. тг.,

r – ставка дисконтирования,

t – время реализации проекта, год.

Расчет примается до первого положительного значения NPV, т.е. до 6-го года (таблица 5.3). NPV больше нуля, таким образом, при этой ставке дисконтирования проект является выгоднейшим для предприятия, потому что генерируемые им поступление дохода превосходят норму доходности в настоящий момент времени.

Под внутренней нормой прибыли инвестиционного проекта (Internal Rate of Return, IRR) подразумевают значение коэффициента дисконтирования r, при котором NPV проекта равен нулю:

$$NPV = 0 \rightarrow при \rightarrow IRR = r$$

Оценка ВНП (IRR) имеет такие свойства:

1) не зависит от вида денежного потока;
2) нелинейная форма зависимости;
3) представляет собой убывающую функцию;
4) не обладает свойством аддитивности.

Экономический смысл критерия IRR заключается в следующем: IRR выражает максимально допустимый рыночный уровень расходов по проекту. Наряду с этим предприятие вероятно может воплощать в жизнь любые инвестиционные проекты, уровень рентабельности которых не ниже нынешнего значения коэффициента цены капитала.

Исчисляется IRR для $r = 15\%$ банковского процента.

Другие значения исчисляются таким же образом и заносятся в таблицу 5.3

Таблица 5.3 - Расчет NPV и IRR

Год	Денежный поток CF, млн.тг	$1/(1+r)^n$	Текущая стоимость, млн. тенге
0	-215,86	1	-215,86
1	-48,76	0,869	-168,14
2	-48,76	0,756	-124,89
3	-48,76	0,658	-87,24
4	-48,76	0,572	-54,52
5	-48,76	0,495	-26,2
6	-48,76	0,430	-4,6
6,5	-48,76	0,375	22,88

В этих расчетах видно, что срок окупаемости инвестиций составит около 6,5 лет.

$$PV = 48,76 \cdot 0,869 + 48,76 \cdot 0,756 + 48,76 \cdot 0,658 + 48,76 \cdot 0,572 + 48,76 \cdot 0,495 +$$
$$+48,76 \cdot 0,430 + 48,76 \cdot 0,375 = 202,5$$

Индекс рентабельности, PI, представляет собой отношение суммы приведенных эффектов к величине инвестиционных затрат и исчисляется по формуле:

$$PI = (\sum_{t=1}^{n} \frac{PV_t}{(1+r)^t})/K_0 , \qquad (5.12)$$

Если: PI > 1, то проект нужно одобрить, PI < 1, то проект нужно принять как негодный, PI = 1, то проект ни прибыльный, ни убыточный. Закономерность критерия PI такова: он характеризует доход на единицу вложений. Индекс рентабельности является сравнительным показателем, в отличие от чистого приведенного эффекта. PI нужно анализировать уже по времени расчета t, когда NPV положительный.

$$PI = \sum_{t=1}^{n} \frac{PV/(1+r)^t}{K_0} = \frac{202,5/0,37}{215,86} = 2,5.$$

Благодаря тому, что PI>1, то проект нужно одобрить. Технико – экономическое обоснование строительства подстанции 10/0,4 кВ выявило, что требуемые итоговые капиталовложения, составляющие 215,86 млн. тенге, дисконтированной стоимости, составляющей 215,86 млн. тенге окупятся за 6,5 лет, т.е. строительство допустимо оценивать экономически целесообразной.

Заключение

В дипломной проекте на тему «Проектирование электрических сетей 10 кВ сельской местности» в качестве рассматриваемого района мною был выбран Талгарский район и сделан анализ рассматриваемого участка существующей электрической сети Талгарского района.

В связи с развитием электрических сетей 10 кВ и проектированием новой ПС «88» 10/0.4 кВ в дипломном проекте были произведены выбор и обоснование конфигурации электрических сетей.

При помощи программного комплекса «RASTR» был проведен анализ основных режимов работы существующей электрической сети и сети с учетом ввода ПС «88».

Исходя из полученных результатов расчета в программе «RASTR», можно сделать следующие выводы:

- максимальный режим: в результате расчета максимального режима работы существующей сети общие потери активной мощности составили 0,00972 МВт.

- минимальный режим: в результате расчета минимальном режиме работы существующей электрической сети общие потери активной мощности составили 0,00207 МВт.

А в расчете режимов работы рассматриваемого участка Талгарского района с учетом ввода ПС «88», в расчете максимального режима с увеличением нагрузок на перспективу к 2030 году на 20% общие активные потери составили 0,02893 МВт.

В результате расчета минимального режима с увеличением нагрузок на перспективу к 2030 году на 20% общие активные потери составили 0,01234 МВт.

В дипломном проекте был сделан анализ полученных данных двух вариантов схем: схемы существующей сети рассматриваемого участка Талгарского района и схемы с учетом ввода ПС «88» 10/0.4 кВ.

Также в работе были рассмотрены вопросы безопасности жизнедеятельности и экономики.

Список литературы

1 Правила устройства электроустановок Республики Казахстан (ПУЭ), 2015.

2 Файбисович Д.Л., Карапетян И.Г., Шапиро И.М. Проектирование электрических сетей: Справочник для студентов энергетических вузов. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2012 г.

3 Герасименко А.А. Передача и распределение электроэнергии: Учеб. пособие. – Ростов-на Дону: Феникс, 2006.

4 Евдокунин Г.А. Электрические системы и сети: Учебное пособие для студентов электроэнергетических спец. вузов. – СПб.: Издательство Сизова М.П., 2001.

5 Федин В.Т., Фадеев Г.А. Проектирование распределительных электрических сетей: Учеб. пособие для электроэнерг. спец. – М.: Высш. шк., 2009.

6 Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: Под.ред. В.А.Макаров.—М.: Высшая школа, 2005.

7 В. И. Свешников, Н. А. Пономарёва. Методические указания к организационно-экономической части дипломных проектов. – Юж.-Рос. гос.техн. ун-т, Новочеркасск: ЮРГТУ, 2005. – 35 с.

8 Методические указания по экономической части новый,- АУЭС, 2016г.

9 Справочник по проектированию электроэнергетических систем. 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.

10 Справочник по электрическим установкам высокого напряжения. С.А. Бажанов, И.С. Батхон, И.А. Баумштейн и др.; Под ред. И.А. Баумштейна и М.В. Хомякова. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоиздат, 1981. – 656 с.

11 СНиП РК 2.04-05-2002.

12 Дюсебаев М. К. Безопасность жизнедеятельности: Методические указания к выполнению раздела дипломных проектов. – Алматы: АИЭС, 2003.

13 Долин П.А. Справочник по технике безопасности. -6-е изд., перераб. И доп. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 824 с.

14 Санатова Т.С., Мананбаева С.Е. Безопасность жизнедеятельности. Методические указания к выполнению раздела «Электробезопасность в электроустановках» в выпускных работ.