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 _____
Умбеткулов Р.К. к.т.н. доцент
(Ф.И.О., ученая степень, звание)
_____ «____» _____ **20____ г.**
(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Проектирование ПС 110/10кВ в г. Актау

Специальность 5В071800 - „Электроэнергетика"

Выполнил (а) Тойшибекова Н.Б. Эу-13 (В)
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель Дуйсенова М.Т. ст. преподаватель
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

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

по безопасности жизнедеятельности:
Байзакова С.М. старший преподаватель
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «13» 05 20 16 г.
(подпись)

Нормоконтролер: Тергеусизова М.Ж. доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «07» 06 20 16 г.
(подпись)

Рецензент: Сахиева З.Б. Начальник ОДУ АО «АНРЭК»
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «_____» _____ 20___ г.
(подпись)

Алматы 2016 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество

АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет Электроэнергетический
Специальность 5В071800 – «Электроэнергетика»
Кафедра Электрические станции, сети и системы

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Тойшибаева Н.Б.
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Проектирование ПС 110/10 кВ в г. Актау

утверждена приказом ректора № 49 от «08» апреля 2016 г.
Срок сдачи законченной работы «30» мая 2016 г.
Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта

Схема предполагаемая для этой зоны г. Актау
карта – схема участка эл. сети г. Актау.

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

1. Проектирование ПС анализ уже существующей сети рассматриваемого участка
2. Определение электрических нагрузок потребителей и составление балансов активной мощности по отдельным подстанциям и энергозузлам
3. Выбор расчётных реж. раб. ПС и опр. дал.
4. Составление баланса реактивной мощности и выявление условий рег-я нап-я в сети
5. Выбор оборудования для проек-й ПС.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Карта сети участка эл.эн-й сети г. Актау
2. Варианты конфигураций развития сети Актюбинской ГРЭС
3. Расчет вариантов эл. сети
4. Расчет выбранного варианта
5. Схема выбранного участка для ПС
6. Схема эл.эн-х соединений ПС 110/10 кВ.

Рекомендуемая основная литература

1. Фирменный стандарт "Работы учебные" общие требования к построению. АЕК г. С. 2009.
2. ПУЭ РК. 2007г.
3. Ротанова А.Д., В.С Карпин Электрооборудование эл. станций и ПС.
4. Справочник по проектированию систем под ред. Фокина

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
БНД	Байзакова С.М.	19.05.2016г.	
экономич. часть	Жакупов А.А	16.06.2016	
электрич. часть	Дуйсенова М.Т		

ГРАФИК
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1.	Сбор материалов по эл. схеме г. Актау	8.10.2015	выполнено
2.	Составление и выбор конфигурации сети	11.12.2015	выполнено
3.	Произвести выбор оборуд-я и тр-в для всех вариантов	12.02.2016	выполнено
4.	Произвести расчет т.к.з для всех вариантов	05.03.2016	выполнено
5.	Произвести эл. расчет релейных защит для всех вар-в.	25.05.2016	выполнено
6.	Начертить схему эл. соединений ПС 110/10 кВ.	27.05.2016	выполнено

Дата выдачи задания «19» 09 2015 г.

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

Руководитель _____ Дуйсенова Ш.Т
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению
студент _____ Тойлыбаева Н.Б.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Андатпа

Берілген жобада жобалау келісімі бойынша Ақтау қаласында 110/10 кВ қосалқы станцияны жобаландыруы қарастырылды, “RASTR” программасында есептеліп, қорытындысы жасалған.

Алмастыру схемасының параметрлері мен электр құрал-жабдықтарын таңдау жасалған және дипломдық жобаның басты бағыттарын растайтын графикалық білімдер орындалған.

Экономикалық білімде жобаның жоғары кернеулі 110 кВ желісінің қайтарылым бағасы есептелген.

Сонымен қатар, өміртіршілік қауіпсіздігі мәселелері қарастырылған.

Аннотация

В данном проекте, согласно проектирование подстанции 110/10 кВ г.Актау.

Параметры схемы замещения и выбор оборудования.

На программе «RASTR» произведен расчет и анализ результатов.

Выполнены графические части, подтверждающие основные направления дипломного проекта.

В экономической части проекта была произведена оценка окупаемости ВЛ-110 кВ.

А также рассмотрены задачи безопасной жизнедеятельности.

Annotation

In this project, according to the design of 110/10 kV Aktau.
The parameters and selection of equipment replacement scheme.
On «RASTR» program produced by the calculation and analysis of the results.
Submitted graphic part, confirming the main directions of the diploma project.
In the economic part of the project was evaluated payback of 110 kV.
Also considered safe life goals.

Содержание

	Введение……	7
1	Характеристика и анализ нагрузок и источников питания……	9
1.1	Социальная и географическая характеристика г. Актау……	9
1.2	Анализ и расчет электрических нагрузок для жилой зоны г. Актау……	10
1.3	Баланс мощности…….	14
2	Разработка вариантов электроснабжения жилой зоны г. Актау….	15
2.1	Выбор числа и мощности трансформаторов на подстанциях «ГПП 5» и «ГПП6»……	16
2.2	Расчет и выбор сечений проводов участков линий…….	18
2.3	Составление схемы замещения, подготовка данных и расчет рабочих режимов сети……	19
2.4	Описание программы RASTR……..	21
2.5	Электрический расчет нормального режима……	24
3	Выбор схемы подстанции «ГПП 5» и «ГПП6»……..	31
4	Механический расчет одностоечной железобетонной опоры……	34
4.1	Выбор материала и типа опор……..	34
4.2	Расчет одностоечной железобетонной опоры……..	35
5	Экономическая часть……..	43
5.1	Цели разработки проекта……..	43
5.2	Анализ рынка сбыта……	43
5.3	Тарифы на электроэнергию……	43
5.4	Юридический план……	44
5.5	Экологическая информация……..	44
5.6	Расчет технико-экономических показателей подстанции……..	44
5.7	Себестоимость…….	46
6	Безопасность жизнедеятельности……..	50
6.1	Расчет заземления подстанции…….	50
6.2	Расчет искусственного освещения диспетчерского пункта подстанции «ГПП-5,ГПП-6» 110/10 кВ……..	55
	Заключение……..	60
	Список литературы…….	61

Введение

Проект развития электрических сетей выполняется в качестве самостоятельной работы, именуемой «Схемой развития электрической сети энергосистемы» (объединенной, районной, города, промышленного узла и т.д.), как составная часть схемы развития энергосистемы. В дипломной работе рассматривается развитие сети 110 кВ жилой зоны города Актау. При разработке электрических сетей выполняются решения по развитию сетей различных областей назначений и напряжений. При выполнении развития электрических сетей на разных этапах проектирования, решаются разные по составу и объему задачи, которые имеют следующие приблизительное содержание:

Анализ уже существующей сети рассматриваемой энергосистемы (города), включающий ее рассмотрение в качестве загрузки, условий регулирования напряжения, выявления «узких мест» в работе;

Определение электрических нагрузок потребителей и составление балансов активной мощности по отдельным подстанциям и энергоузлам, обоснование сооружения новых понижающих подстанций;

Выбор расчетных режимов работы электростанций(если к рассматриваемой сети присоединены электростанции) и определение загрузки проектируемой электрической сети;

Электрические расчеты различных режимов работы сети и обоснование схемы построения сети на рассматриваемые расчетные уровни;

Проверочные расчеты статической и динамической устойчивости параллельной работы электростанции (выполняются, как правило, только при проектировании электрических сетей объединенных или достаточно мощных отдельных энергосистем), выявление основных требований к противоаварийной автоматики;

Составление баланса реактивной мощности и выявление условий регулирования напряжения в сети, обоснование пунктов размещения компенсирующих устройств, их типа и мощности;

Расчеты токов КЗ проектируемой сети и установление требований к отключающей способности коммуникационной аппаратуры, разработка предложений по ограничению мощности КЗ;

Выбор и обоснование количества, мощности и мест установки дугогасящих реакторов для компенсации емкостных токов (как правило, производится только для сетей 35кВ и ниже);

Актуальность развития электрических сетей и сетей в Республике Казахстан обусловлена возрастающей перегруженностью сетей, строительством новых линий электропередач, электрических станций и социальными запросами общества, а так же общемировыми тенденциями в области развития электроэнергетики. В соответствии с планом мероприятий на 2016-2020 годы по реализации «Программы развития

электрической энергетики до 2030 года», утвержденной постановлением Правительства Республики Казахстан, активно решается данная проблема. В этом аспекте рассмотрим проблему развития электрических сетей 110кВ г. Актау.

Реализация такой проблемы связана с интенсивной жилой застройкой города Актау, строительством нового культурного центра Актау-Сити, объектов внешней инфраструктуры Каспийского энергетического района, развитием морского порта и экономической зоны. Согласно классификации городов, г. Актау, с населением в 2016 году 200тыс. человек и в 2020 году может достигнуть 300 тыс., можно отнести к большим городам. При интенсивном росте города и городского населения происходит электрификация коммунально-бытового и промышленно-бытового хозяйства, промышленной сферы, увеличиваются нагрузки и электропотребление в жилых и административных районах города и промышленных зонах.

На новых территориях, расположенных в северо-западном направлении, планируется сформировать два новых жилых массива «Орталык» и «Баскудук» с расчётными нагрузками, которые превысят ранее потребляемые в г.Актау. Показана структура электропотребления по г.Актау и прилегающим населенным пунктам для 2016 и 2020 годов

1 Характеристика и анализ нагрузок и источников питания

1.1 Социальная и географическая характеристика г. Актау

Актау – город расположен на юго-западе Казахстана, областной центр Мангистауской области (ранее называлась Мангышлакской). Является промышленным городом. Город находится на берегу Каспийского моря. Город Актау – имеет особое геополитическое значение для республики, как единственный город- порт Республики Казахстан в Каспийском море и представляет собой современный город с развитой инфраструктурой (транспортной, энергетической, инженерной, социальной), расположенный в обширной нефтегазодобывающей зоне. Это предопределило его специализацию в экономике республики, как самого крупнейшего промышленного и делового центра.

Актау – один из крупных городов страны, население города Актау- 175000 человек. Общая площадь города составляет 30 тыс.га.

Климат в Актау резко континентальный, температура воздуха летом достигает +45°С (ночью - +38°С), а днем под палящим солнцем земля может нагреваться до +75°С. Зимой температура варьируется от -4°С до -15°С, при этом последняя цифра в совокупности с сильным ветром может послужить причиной отмены занятий в учебных заведениях.

Исходя из особенностей климатических условий, в городе главной проблемой остается недостаток питьевой пресной воды. Но, несмотря на это, вся растительность, которой так богат Актау, обильно поливается. Проблему нехватки воды здесь решили особым образом - ее производят из сильноминерализованной воды из природного источника путем ее разбавления дистиллятом, производимым из морской воды. Таким образом, непригодная для потребления вода опресняется и ею пользуется весь город. Интересно, что в Актау имеются собственные запасы пресной воды, но они не расходуются.

Климатические данные среднемесячные значения предоставлены на рисунках 1,2,3,4.

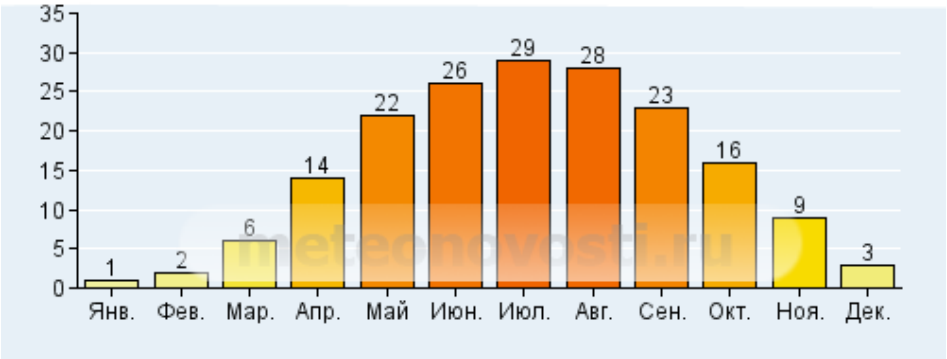


Рисунок 1- Температура днем города Актау

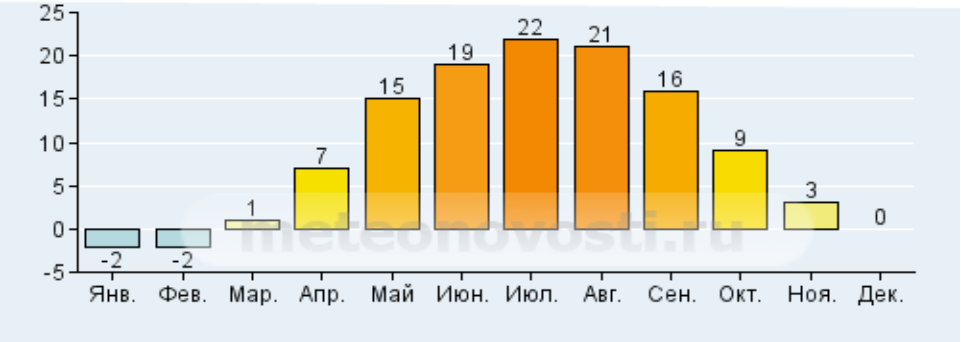


Рисунок 2- Температура ночью города Актау

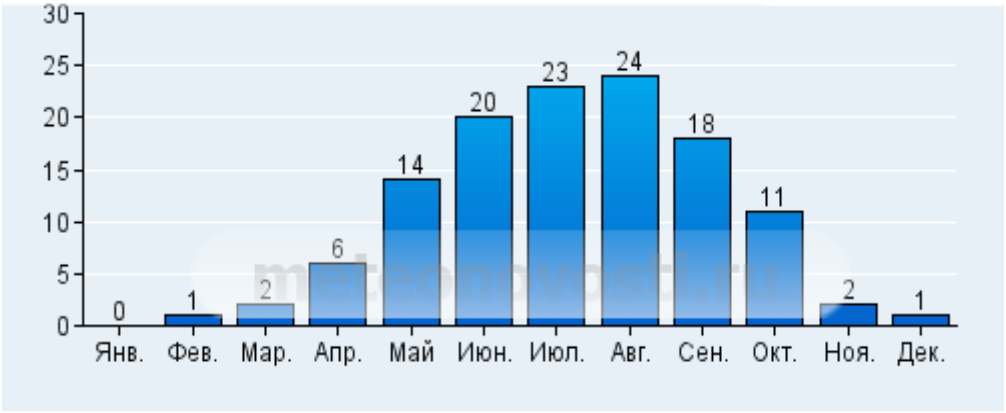


Рисунок 3 -Температура воды города Актау

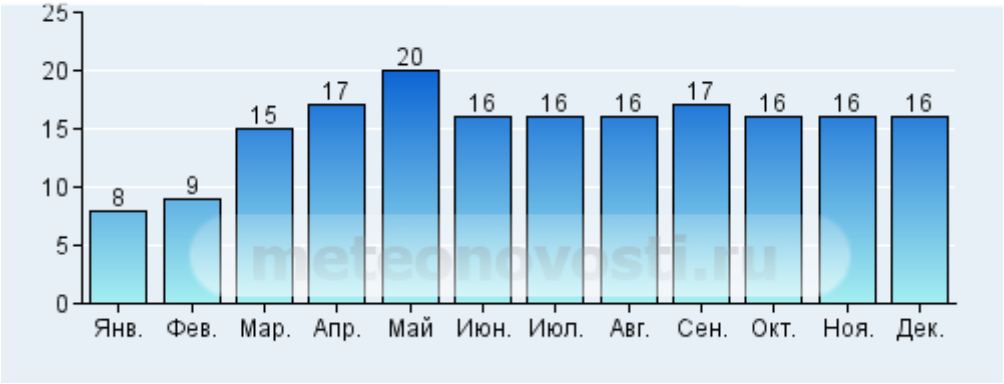


Рисунок 4- Количество осадков, мм города Актау

1.2 Анализ и расчет электрических нагрузок для жилой зоны г. Актау

Нагрузки рассчитывались по статистическому методу [1,2] В работе применялся нормальный закон распределения, тогда расчётную нагрузку определяем из уравнения

$$P_р = P_{ср} + \beta\sigma_Т \ , \qquad (1.1)$$

где $P_р$ - среднее значение (математическое ожидание) нагрузки за рассматриваемый интервал времени;

β - кратность меры рассеивания (коэффициент надежности расчёта);

$\sigma_Т$ - среднее квадратичное отклонение нагрузки, осреднённой в интервале $Т = 0{,}5 ч$. Если принять, что ожидаемая нагрузка с вероятностью 0,005 может превысить значение $P_р$, то согласно интегральной кривой нормального распределения $\beta = 2{,}5$; если вероятность 0,025, то $\beta = 2{,}0$ /1/.

Прогноз развития электрических сетей был основан на расчете и анализе прогнозируемых уровней электропотребления и электрических нагрузок по городу Актау и Актау-Сити на период 2016-2020 гг. (таблица 1.1).

Таблица 1.1 – Расчет прогнозируемых нагрузок на период 2016 – 2020 гг.

Наименование	2016 г.		2018 г.		2020 г.	
	Э, млн. кВт.ч	Р, МВт	Э, млн. кВт.ч	Р, МВт	Э, млн. кВт.ч	Р, МВт
По г. Актау (с Актау Сити)	730	180	1200	250	1700	280

Из таблицы 1.1, среднегодовые темпы роста электропотребления за период 2016-2020 гг. составят 7,5 %. по Мангистауской области, 9,7% - по городу. Приведен прогноз электрических нагрузок по г. Актау, прилегающим населенным пунктам и промзоне. В задании дипломной работы приводятся значения активной максимальной мощности в узлах нагрузки, величина $\cos\varphi$ или $tg\varphi$ для режима максимальных нагрузок, максимальная P_m и время использования максимума T_m. Используя эти данные необходимо найти реактивные и полные мощности в узлах, соответственно для режимов максимальных нагрузок.

По известному $\cos\varphi$ определяются реактивные мощности нагрузок:

$$Q = P \cdot tg\varphi, \qquad (1.2)$$

где P - активная мощность нагрузки, МВт;

$$\varphi = \arccos 0{,}85 = 31{,}79 ,$$

$$tg\varphi = 0{,}62 .$$

$$Q_{1-2} = 1{,}28 \cdot 0{,}62 = 0{,}79 \text{ Мвар};$$

Аналогично считаем остальные узлы и все данные сводим в таблицу 2.

Реактивные мощности нагрузок, потребляемые из энергосистемы примем равным $Q_Э = 0{,}3 \cdot P_m$, то есть коэффициент реактивной мощности на шинах высшего напряжения подстанции будет равен $tg\varphi = 0{,}3$.

Необходимая компенсирующего устройства определяется по формуле:

$$Q_{ку} = P_m(tg\varphi - tg\varphi_э), \quad (1.3)$$

где P_m - мощность нагрузки в максимальном режиме, МВт;

$tg\varphi$ - коэффициент мощности, соответствующий заданному $\cos\varphi$ нагрузок.

$$Q_{1-2ку} = 1{,}28 \cdot 0{,}32 = 0{,}41 \text{ Мвар};$$

Аналогично считаем остальные узлы и все данные сводим в таблицу 2.

Реактивная мощность, потребляемая с шин низкого напряжения подстанции равна:

$$Q_i = Q_i - Q_{ку}, \quad (1.4)$$

где Q_i - реактивная мощность i-той нагрузки, Мвар ;

$Q_{ку}$ - реактивная мощность компенсирующего устройства, Мвар.

$$Q_{1-2} = 0{,}79 - 0{,}41 = 0{,}38 \text{ Мвар};$$

$$S = P + jQ \quad (1.5)$$

$$S = \sqrt{P^2 + jQ^2} \quad (1.6)$$

$$S_1 = 10.0 + j3.0;$$

Для развития электрических сетей г. Актау необходимо знать существующие и перспективные электрические нагрузки подстанций. Нагрузки *подстанции сведены в таблицу 1.2.*

Таблица 1.2– Расчетная нагрузки

Названия	Существующие нагрузки	Перспективные нагрузки до 2016 г.	Перспективные нагрузки до 2020 г.
	P+jQ		
Орталык	95.8+j35.9	98+j39	105+40
ГПП-5	10+j6	12+j8	15+j9
ГПП-6	10+j6	13+j8,1	15+j9

Покрытие нагрузок рассчитывалось из баланса мощности с учетом схемы развития генерирующих мощностей. Учитывая выход из строя генерирующих мощностей на ТЭЦ-1,2 при достижении ими предельных сроков наработки, морального и физического износа, а также сооружения электростанций на площадке МАЭК в г. Актау (таблица 2).

Схема электрической сети 110/10 кВ представлена на рисунке 5 Трасса линии проходит в основном по городской зоне климатическими данными.

Температура воздуха:

- максимальный +35 ^{o}C;
- минимальный – 20 ^{o}C;
-среднегодовое +10 ^{o}C.

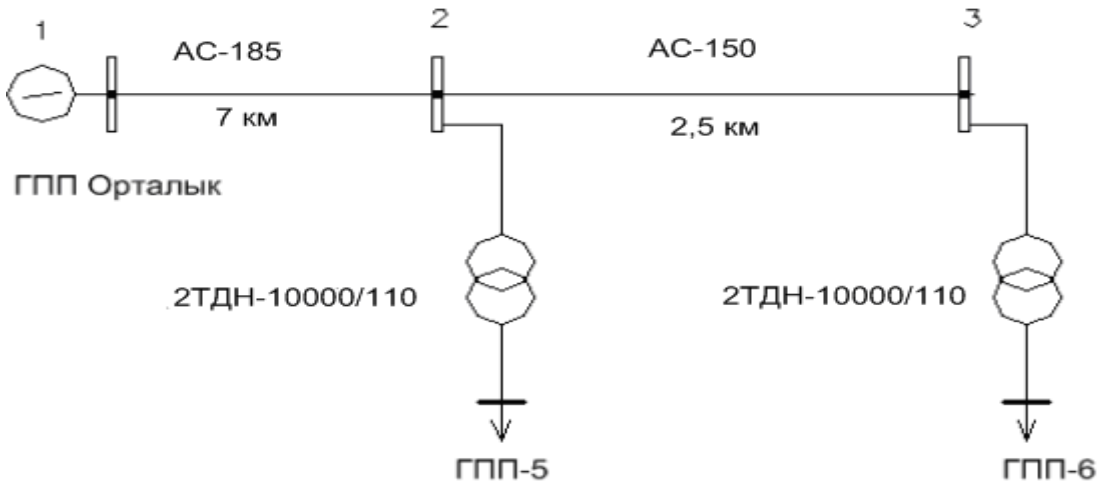


Рисунок 5- Принципиальная схема электрической сети 110 кВ

Энергоузел Орталык расположен в северной части Актау. Климатический район по гололеду 2, продолжительность использования максимума $T_{мах}$=5000 часов.

1.3 Баланс мощности

Для обеспечения развития комплексов потребителей по г.Актау рассмотрен и рассчитан баланс мощности. В результате анализа требуется пересмотр и строительства новых источников питания электроэнергией. Баланс мощности по Мангистауской области и г. Актау сведен в таблицу 3.

Таблица 1.3 - Баланс мощности по Мангистауской области и г. Актау

Наименование	2016 г.		2018 г.		2020 г.	
	мин	макс	Мин	макс	мин	Макс
Потребность 1. Максимум электрической нагрузки всего по области (собств.) с Актау Сити, МВт	600	650	900	1110	1200	1400
В т.ч. по г. Актау (с Актау Сити), прилегающими населёнными пунктам и промзоной, МВт	120	180	190	250	240	280
Покрытие 1. Располагаемая мощность, МВт	1030	1030	1383	1483	-	-
2. Рабочая мощность электростанций, МВт	800	840	1130	1283	1263	1450
3. Дефицит (-), избыток (+), МВт	200	190	230	173	63	50

Из приведенных данных следует, что баланс мощности Мангистауской области в период 2016-2020 гг. складывается избыточным, а на уровне 2020 г.- практически самобалансирующимся.

Помимо развития электрических сетей рекомендуется реконструкция ОРУ электростанций ТЭЦ-2, ТЭС-3 МАЭК с заменой существующих ВМ 220, 110 кВ на элегазовые и предусматривается расширение ОРУ 220 кВ ТЭС-3 на две линейные ячейки с элегазовыми выключателями.

В связи с возможным выводом из работы ТЭЦ-1 ее предлагается реконструировать в ПС 110/35/10 кВ с заменой существующих трансформаторов 2х6.3 МВА на 2х10 МВА, масляных выключателей на элегазовые. Необходимость и целесообразность реконструкции ОРУ электростанций определится технико-экономическим обоснованием выдачи мощности Актауской атомной электростанции.

При выборе и разработке варианта электроснабжения для энергорайона необходимо спроектировать сеть наименьшей стоимости при следующих допущениях:

стоимость подстанций не учитывается;

- потерями в сетях можно пренебречь;

-стоимость линий пропорциональна передаваемой по ней мощности.

2 Разработка вариантов электроснабжения жилой зоны г. Актау

Для внешнего электроснабжения существующей и перспективной застройки г. Актау разработаны два варианта электроснабжения представленные на рисунках 6 и 7. Во всех вариантах предусматривается строительство двух подстанций 110/10 кВ и воздушных линий 110 кВ протяженностью в первом варианте – 16,5 км, во втором- 12,5 км. Согласно допущениям, приведенным выше технико-экономическое сравнение вариантов, сделано исходя из протяженности воздушных линий.

Ниже представлены два варианта развития электрических сетей:

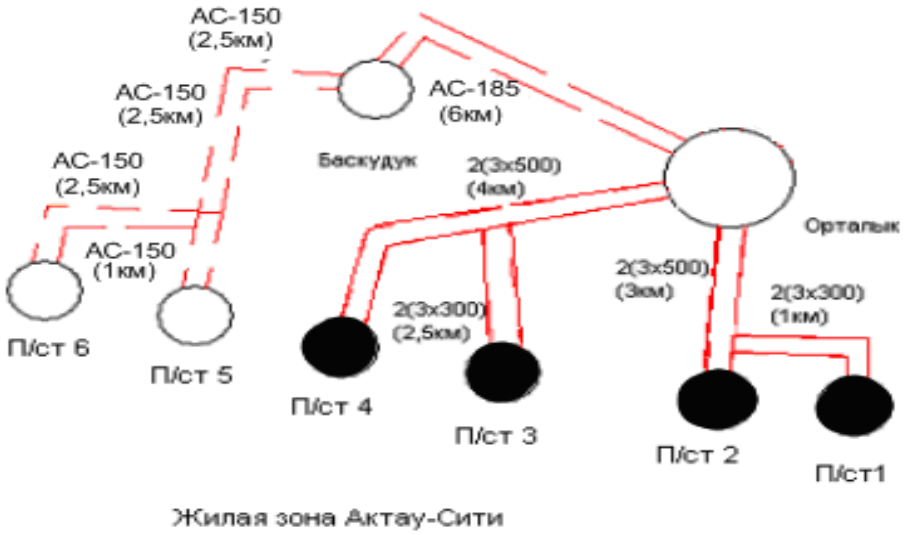


Рисунок 6-Предлагаемая сеть 110кВ для жилой зоны г. Актау (вариант 1)

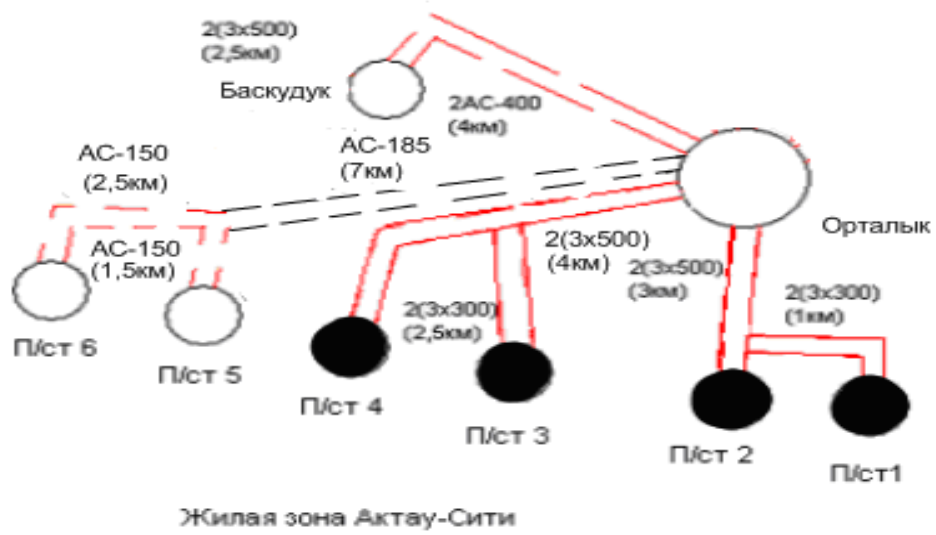


Рисунок 7-Предлагаемая сеть 110кВ для жилой зоны г. Актау (вариант-2)

Во всех вариантах предлагается запитать подстанцию “Орталык” от ТЭЦ-3. В первом варианте для увеличения надежности дополнительное питание от ЦРП. Подстанции 5 и 6 в первом и втором варианте запитать от подстанции «Баскудук», что сокращает количество отходящих линий от подстанции «Орталык». Соответственно увеличивается протяженность проектируемых линий, но не уменьшается надёжность.

2.1 Выбор числа и мощности трансформаторов на подстанциях «ГПП 5» и «ГПП6»

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

Номинальная мощность трансформатора определяется через коэффициент загрузки по формуле:

$$S_{тр} = \frac{S_{max}}{n \cdot 0.7}, \qquad (2.1)$$

где S_{max} - мощность трансформатора,

n -количество установленных трансформаторов.

$$S_{тр} = \frac{10}{2 \cdot 0,7} = 7,14 МВА$$

Перспективная мощность

$$S_{тр} = \frac{15}{2 \cdot 0,7} = 10.7 МВА$$

Выбираем трансформатор ближайшей большей мощности, то есть трансформатор ТДН– 10000/110/10 $S_{ном} = 10$ МВА.

Проверка выбранного трансформатора на нагрузочную способность.

Коэффициент аварийной перегрузки при отключении одного трансформатора во время зимнего максимума определяется по формуле:

$$К_{п.ав} = \frac{S_{max}}{S_{ном.т}}, \qquad 2.2)$$

$$К_{п.ав} = \frac{7,14}{10} = 0,71$$

По полученным данным определяем коэффициент допустимой перегрузки трансформатора. Так как коэффициент начальной нагрузки не превышает 0,8 и число часов перегрузки одного трансформатора равно 9 часов, то $К_{пер.доп}=1,3$.

Для того чтобы считать, что выбранный трансформатор подходит по аварийным перегрузкам необходимо соблюдение следующего условия:

$$К_{п.ав} < К_{пер.доп} \qquad 2.3)$$

В данном случае

$$К_{п.ав} = 0,71 < К_{пер.доп}$$

Следовательно, выбранный трансформатор проходит по аварийным перегрузкам.

Проверка трансформатора на систематические перегрузки

Трансформатор проверяют на систематические перегрузки при отключении одного трансформатора на ремонт во время летнего периода, когда вся нагрузка проходит через один трансформатор. Проверка трансформатора проводится при летнем максимуме.

Расчетная мощность нагрузки и мощность трансформатора

$$S_{max} = 7,14\,МВА$$

$$S_{ном.т} = 10\,МВА$$

Мощность одного трансформатора больше, чем величина летнего максимума нагрузки. Из этого следует, что отключение одного трансформатора на ремонт во время максимального перетока мощности другой трансформатор будет загружен на 90%.

Выбранный трансформатор проходит по систематическим перегрузкам. Необходимо отметить, что если бы на данное напряжение был бы выбран трансформатор меньшей мощности($S_{ном.т}$=10 *МВА*), то данный трансформатор не прошел бы по аварийным перегрузкам, так как наблюдалось бы 45-ти процентная перегрузка.

Таблица 2.1– Параметры трансформатора

Параметр трансформатора	Значение параметра
Тип трансформатора	ТДН – 10000/110
Номинальная мощность трансформаторов $S_{ном\,т}$, МВ·А	10
Номинальное напряжение обмотки ВН, $U_{в\,н}$, кВ	115
Номинальное напряжение обмотки НН, $U_{н\,н}$, кВ	10,5

2.2 Расчет и выбор сечений проводов участков линий

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

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

Сечения проводов выбираются по таблице в зависимости от напряжения, расчетной токовой нагрузки (без учета роста нагрузок), района по гололеду, материала и ценности опор.

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

$$I_{Р} \le I_{доп} \qquad (2.7)$$

где $I_{Р}$ - расчетный ток;

$I_{доп}$- допустимый длительный ток.

Определение токи на участках сети:

$$I_{Р} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{н} \cdot 2}; \qquad .8)$$

где - S мощность на участке ГПП-5,ГПП-6

$U_{н}$ - номинальное напряжение.

Подставляем значение в (2.6):

$$I_{Р} = \frac{\sqrt{10^2 + 3^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 0{,}021\,кА$$

Марки проводов и их параметры сведены в таблицу 2.2

Таблица 2.2 - Расчетные параметры проводов

Марка провода	Длина участка линии,Lк	Расчетный ток $I_p, кА$	Удельные параметры провода			Допустимый ток, $I_{доп}, А$	Активное и реактивное сопротивление участков линии $R+jX, Ом$
			$r_0, Ом/км$	$x_0, Ом/км$	$b_0, 10^{-4}$ См/км		
АС-185/24	7	0,027	0,16	0,41	2,8	510	1,28+j3,28
АС-150/19	2,5	0,027	0,19	0,42	2,7	510	0,32+j1,64
АС-150/19	1,5	0,027	0,16	0,41	2,7	510	3,9+j6,9
АС-150/19	1,5	0,027	0,16	0,41	2,7	510	3,9+j6,9

2.3 Составление схемы замещения, подготовка данных и расчет рабочих режимов сети

Для оценки нагрузочной способности существующих электрической сети были проведены расчеты по программе RASTR. Исходные данные представлены в таблицах 2.

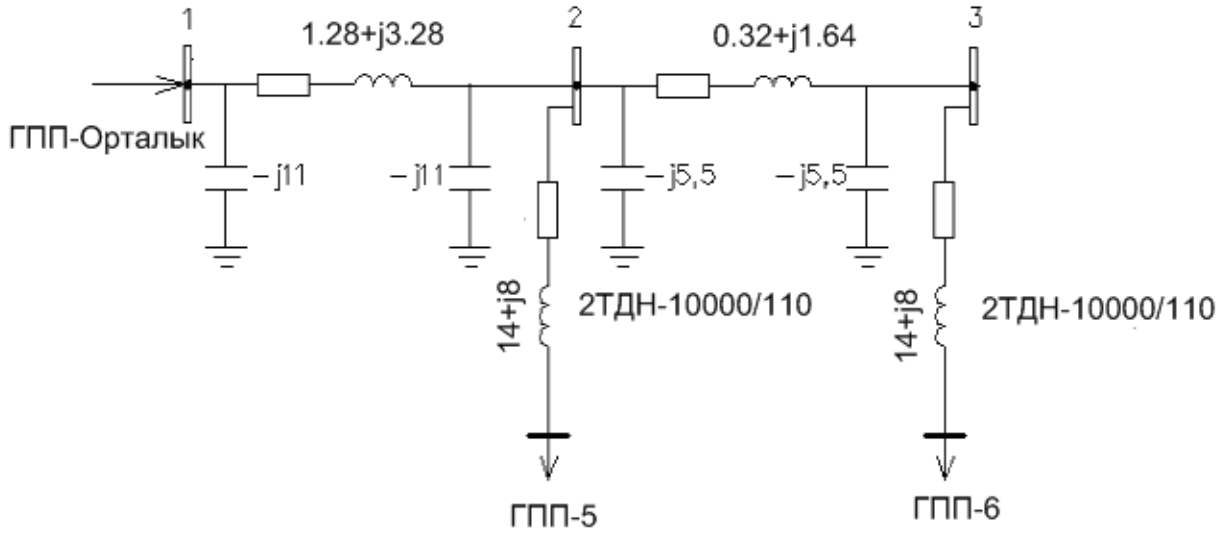


Рисунок 8- Схема замещения электрической сети 110 кВ

При этом за расчетную нагрузку в узлах электрических сетей были приняты допустимые нагрузки для силовых трансформаторов в нормальном режиме с учетом их оптимальной загрузки, равной $0.7S_{ном}$.

Расчетная схема замещения представлена на рисунке 9

Исходные данные

Длинны линии

Участок 1 – 2 – 7 км
Участок 2 – 3 – 4 км
Участок 3 – 5 – 1,5 км
Участок 2 – 4 – 1,5 км
Удельные параметры проводов
АС – 185/24

$$r_0 = 0{,}16 Ом/км$$
$$x_0 = 0{,}41 Ом/км$$
$$b_0 = 0{,}028 \cdot 10^{-6} См/км$$
$$I_{доп} = 510\ А$$

АС – 150/19

$$r_0 = 0{,}19 Ом/км$$
$$x_0 = 0{,}42 Ом/км$$
$$b_0 = 0{,}027 \cdot 10^{-6} См/км$$
$$I_{доп} = 510\ А$$

Расчет параметров схемы замещения проводится по следующим формулам:

$$R = \frac{r_0 \cdot l}{n} \quad (2.4)$$

$$X = \frac{x_0 \cdot l}{n} \quad (2.5)$$

$$B = \frac{b_0 \cdot l}{2} n \quad (2.6)$$

Расчет параметров схемы замещения:
Участок 1-2

$$R = 0{,}16 \cdot 7 = 1{,}12 Ом$$

$$X = 0{,}41 \cdot 7 = 2{,}87 Ом$$

$$B = 2{,}8 \cdot 10^{-6} \cdot 7 = 19{,}6 \cdot 10^{-6} См/м$$

Участок 2-3

$$R = 0{,}19 \cdot 4 = 0{,}76 Ом$$

$$X = 0{,}42 \cdot 4 = 1{,}68 Ом$$

$$B = 2{,}7 \cdot 10^{-6} \cdot 4 = 10{,}8 \cdot 10^{-6} См/м$$

Участок 3-5

$$R = 0{,}16 \cdot 1{,}5 = 0{,}24 Ом$$

$$X = 0{,}41 \cdot 1{,}5 = 0{,}61 Ом$$

$$B = 2{,}7 \cdot 10^{-6} \cdot 1{,}5 = 4{,}05 \cdot 10^{-6} См/м$$

Участок 2-4

$$R = 0{,}16 \cdot 1{,}5 = 0{,}24 Ом$$

$$X = 0{,}41 \cdot 1{,}5 = 0{,}61 Ом$$

$$B = 2{,}7 \cdot 10^{-6} \cdot 1{,}5 = 4{,}05 \cdot 10^{-6} См/м$$

Таблица 2.2 – Расчетные параметры схемы замещения

Номера участков	Активное сопротивление участка линии R, Ом/км	Реактивное сопротивление участка линии X, Ом/км	Проводимость участка линии B,10 $^{-6}$ См/км
1-2	1,12	2,87	19,6
2-3	0,76	1,68	10,8
3-5	0,24	0,61	4,05
2-4	0,24	0,61	4,05

Расчеты проводились для каждого участка и сведены в таблицу 2.2.

2.4 Описание программы RASTR

В проекте произведен электрический расчет для нормального (максимальный и минимальный) и одного наиболее тяжелого послеаварийного режима.

Для расчета сети использовались мощности нагрузок, а напряжение на шинах источника питания для режима максимальных нагрузок принято равным 1,05 номинального напряжения сети.

Расчет режимов рассматриваемой сети осуществляется с помощью программы RASTR.

Комплекс программы RASTR предназначен для расчета и анализа установившихся режимов электрических систем на ПЭВМ IBM PC и совместимых с нею. RASTR позволяет производить расчет, эквивалентирование и утяжеление режима, обеспечивает возможности экранного ввода и коррекции исходных данных, быстрого отключения узлов и ветвей схемы, имеет возможности районирования сети, также предусмотрено графическое представление схемы или отдельных ее фрагментов вместе с практически любыми расчетными и исходными параметрами.

Технические характеристики программы RASTR не имеет программных ограничений на объем рассчитываемых задач. Захват оперативной памяти определяется размером рассчитываемой схемы. Расчет памяти сделан в предположении, что не установлены резидентные программы, использующие расширенную память. В процессе работы программой могут создаваться три типа файлов:

1) *.rge содержат информацию об исходных данных и режиме схемы и требуют 1 Кбайт дисковой памяти на 10 узлов схемы ;

2) *.uk содержат информацию о траектории утяжеления;

3)*.cxe содержат информацию о графическом образе схемы.

Описание расчетной части пакета программ RASTR.

Главное меню:

После загрузки RASTR необходимо войти в главное меню комплекса, в котором отображаются основные команды. Для перемещения по меню используйте:

а) клавиши перемещения курсора, <ENTER> - для входа в выбранную команду, <ESC> - для выхода.

б) функциональные клавиши – нажатие клавиши ALT одновременно с выделенной цветом буквой горизонтального меню приводит к попаданию в это меню, где бы не находились.

Нажатие выделенной цветом буквы вертикального меню приводит к началу выполнения этой команды (используйте клавиши на которые нанесены русские буквы независимо от наличия кириллицы и регистра). Например: ALT_Д /В/У – приведет к попаданию в таблицу "Узлы" из любого места программы. Клавиши F1 - F10 используются для выполнения команд, не входящих в меню, справка по ним – последняя строка экрана, справка по клавишам ALT_F1 - F10 может быть получена путем нажатия клавиши ALT.

в) мышь – используется двухкнопочная мышь с инверсным курсором (выделенное цветом знакоместо), перемещение курсора мыши и нажатие левой клавиши мыши приводит к перемещению программного курсора в заданное место, быстрое двойное нажатие левой клавиши ("клик") приводит к выполнению выбранной команды (аналогично ENTER) нажатие левой клавиши в последней строке экрана приводит к выполнению соответствующей команды (в зависимости от нажатия кнопки ALT). Правая клавиша мыши используется как клавиша ESC. Работа с мышью имеет свои особенности в экранном редакторе и выдаче результатов.

В первую строку экрана помещаются сообщения об ошибках и предупреждения, если они есть – иначе информация о текущем файле). Сообщения имеют вид:

<kod>-<v>-< текст > (Y\N)

где: kod – имя модуля выдавшего сообщение,

v - вид сообщения

W – предупреждение,
E – ошибка,
F - фатальная ошибка.

При появлении сообщений заканчивающихся (Y/N) необходимо ввести Y, если согласны или любую другую клавишу в противном случае. Во всех случаях в программе действует система контекстной подсказки, для активизации которой необходимо нажать F1, для выдачи оглавления подсказки необходимо нажать F1 повторно.

При выполнении некоторых команд требуется ввести дополнительную информацию (имя файла, каталога и прочие), во всех случаях можете управлять вводом с помощью клавиш перемещения курсора, а также:

Ins – вставить пробел,

Del – удалить символ над курсором,

Bs – удалить символ перед курсором,

Ctrl^Bs – удалить весь текст,

Home – курсор в начало,

End – курсор в конец,

Функциональные клавиши главного меню:

F1 – HELP, повторно – оглавление HELP,

F2 – Сохранить режимный файл,

F3 – Загрузить режимный файл,

F4 – Изменить текущий диск,

F5 – Изменить текущий каталог,

F6 – Изменить видеорежим – позволяет переключить стандартный видеорежим (25 строк экрана) на режиме EGA (43 строки), VGA (50 строк) и обратно,

F7 – Ввести название текущей схемы,

F8 – Ввести пароль для ограничения доступа к файлам,

F9 – Установить атрибуты для текущей схемы (после изменения атрибутов ее необходимо сохранить), атрибуты значимы только при работе с паролем.

Атрибут «Чтение» – все пользователи с другим паролем не могут записывать этот файл.

«Скрыть» – файл недоступен для пользователей с другим паролем

«Нормально»- доступен для чтения-записи всем пользователям.

Установка атрибутов не влияет на DOC – атрибуты файлов.

F10 – Закончить работу RASTR,

ALT_F10 – отобразить расширенный протокол,

ALT_F5 – установить файл БД трансформаторов.

При выполнении команд F2,F3 имя файла вводится без расширения в соответствии с MS DOS правилами (от одного до восьми символов). Имя может содержать маску (символы), в этом случае на экране появляется

информация о режимных файлах, соответствующих выбранной маске и содержащихся в рабочем каталоге. С помощью клавиш управления курсором можно выбрать и загрузить (ENTER) или удалить (DEL).

Характеристики загруженного файла высвечиваются в первой строке экрана и содержат следующую информацию: имя файла, название схемы, число узлов, ветвей, районов, размер в килобайтах, дату и время создания.

Для сохранения загруженного (рабочего) файла в рабочий каталог необходимо нажать F2 и при необходимости переименовать.

Расширенный протокол (ALT_F10) доступен из любого места программы и содержит подробную информацию о результатах выполнения команд.

Анализ выполнен в сравнении результатов расчета с критериальными значениями. Для многих параметров, получаемых в результате расчетов режимов можно заранее указать некоторые технические пределы. В качестве такого параметра принимается напряжение в узлах сети.

Также в перспективе до 2018г ожидается увеличение нагрузки. Электрический расчет режима максимальных нагрузок минимальных и послеаварийных нагрузок проводился в программе RASTR.

Результаты расчетов приведены в таблицах приведенные ниже. После проведения анализа полученных результатов, видно, что рассматриваемая сеть с рассчитанными параметрами соответствует требованиям устойчивости и надежности работы сети, подтверждение тому, что отклонения напряжений в узлах соответствуют требованиям качества электроэнергии, т.е. ±5 % в нормальном режиме и ±10 % в послеаварийном.

2.5 Электрический расчет нормального режима

Для расчетов режимов данные по узлам и ветвям приведены в таблицах
2.4 и 2.5

Таблица 2.4 - Исходные данные по узлам для режима максимальной нагрузки 2016 года.

S	Тип	Номер	Название	U_ном	_с	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta	Район
	База	1	Орталык	115					20.1	13.5	115	-100	100				115		
	Нагр	2	ГПП-5	110							110						114.39	-0.21	
	Нагр	3	ГПП-6	110							110						114.26	-0.27	
	Нагр	4	ГПП-5	10			10	6			10						9.91	-3.25	
	Нагр	5	ГПП-6	10			10	6			10						9.9	-3.32	
	Нагр																		
	Нагр																		

Таблица 2.5 - Данные по ветвям

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	Груг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			ЛЭП	1	2			Орталык - ГПП-5	1.28	3.28	-11		-20	-13	
2			ЛЭП	2	3			ГПП-5 - ГПП-6	0.32	1.64	-5.5		-10	-7	
3			Тр-р	3	5			ГПП-6 - ГПП-6	3.9	69		0.09	-10	-7	
4			Тр-р	2	4			ГПП-5 - ГПП-5	3.9	69		0.09	-10	-7	

Таблица 2.6 - Потери активной мощности

	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				0.15	0.06	0.09	0	0		

Таблица 2.7 - Результаты расчета режима по нагрузкам 2016 года

	O	S	Номер	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Q_ш
	O	S	Ny	Название	V_2	dDelta	P_л	Q_л	dP	dQ	I_л	P_ш	Q_ш	
1			1	Орталык	115				28.3	19.2	115	-100	100	
2			2	ГПП-5	114.1	-0.3	-28	-19	0.11	0.29	172	0	-0.14	
3			2	ГПП-5	114.14	-0.3					110			
4			1	Орталык	115	0.3	28	19	0.11	0.29	172	0	-0.14	
5			3	ГПП-6	114	-0.1	-14	-10	0.01	0.04	86	0	-0.07	
6			4	ГПП-5	9.7	-4.3	-14	-10	0.09	1.53	86			
7			3	ГПП-6	113.96	-0.39					110			
8			2	ГПП-5	114.1	0.1	14	10	0.01	0.04	86	0	-0.07	
9			5	ГПП-6	9.7	-4.4	-14	-10	0.09	1.54	86			
10			4	ГПП-5	9.74	-4.64	14	8			10			
11			2	ГПП-5	114.1	4.3	14	8	0.09	1.53	956			
12			5	ГПП-6	9.72	-4.74	14	8			10			
13			3	ГПП-6	114	4.4	14	8	0.09	1.54	958			
14														
15														

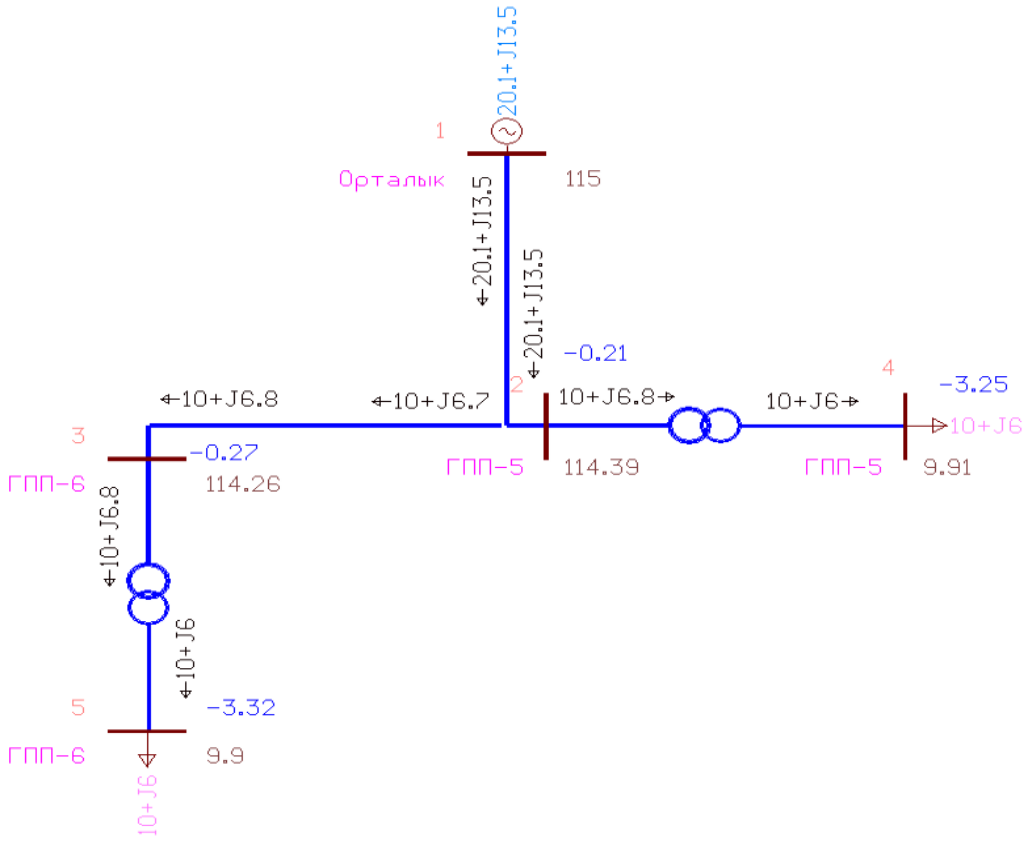


Рисунок-9 Перетоки мощности на участках сети для нагрузок 2016 года

Таблица 2.8 - Исходные данные по узлам для режима максимальной нагрузки 2018 года.

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_c	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta	Райо
1			База	1	Орталык	115					28.3	19.2	115	-100	100				115		
2			Нагр	2	ГПП-5	110							110						114.14	-0.3	
3			Нагр	3	ГПП-6	110							110						113.96	-0.39	
4			Нагр	4	ГПП-5	10			14	8			10						9.74	-4.64	
5			Нагр	5	ГПП-6	10			14	8			10						9.72	-4.74	
6			Нагр																		
7			Нагр																		

Таблица 2.9 - Данные по ветвям

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	pyr	Название	R	X	B	Кт/т	P_нач	Q_нач	Na
1			ЛЭП	1	2			Орталык - ГПП-5	1.28	3.28	-11		-28	-19	
2			ЛЭП	2	3			ГПП-5 - ГПП-6	0.32	1.64	-5.5		-14	-10	
3			Тр-р	3	5			ГПП-6 - ГПП-6	3.9	69		0.09	-14	-10	
4			Тр-р	2	4			ГПП-5 - ГПП-5	3.9	69		0.09	-14	-10	

Таблица 2.10 – Потери активной мощности

	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				0.29	0.12	0.17	0	0		

Таблица 2.11 - Результаты расчета по нагрузкам 2018года

	O	S	Номер	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Q_ш
	O	S	Ny	Название	V_2	dDelta	P_л	Q_л	dP	dQ	I_л	P_ш	Q_ш	
1			1	Орталык	115				28.3	19.2	115	-100	100	
2			2	ГПП-5	114.1	-0.3	-28	-19	0.11	0.29	172	0	-0.14	
3			2	ГПП-5	114.14	-0.3					110			
4			1	Орталык	115	0.3	28	19	0.11	0.29	172	0	-0.14	
5			3	ГПП-6	114	-0.1	-14	-10	0.01	0.04	86	0	-0.07	
6			4	ГПП-5	9.7	-4.3	-14	-10	0.09	1.53	86			
7			3	ГПП-6	113.96	-0.39					110			
8			2	ГПП-5	114.1	0.1	14	10	0.01	0.04	86	0	-0.07	
9			5	ГПП-6	9.7	-4.4	-14	-10	0.09	1.54	86			
10			4	ГПП-5	9.74	-4.64	14	8			10			
11			2	ГПП-5	114.1	4.3	14	8	0.09	1.53	956			
12			5	ГПП-6	9.72	-4.74	14	8			10			
13			3	ГПП-6	114	4.4	14	8	0.09	1.54	958			
14														
15														

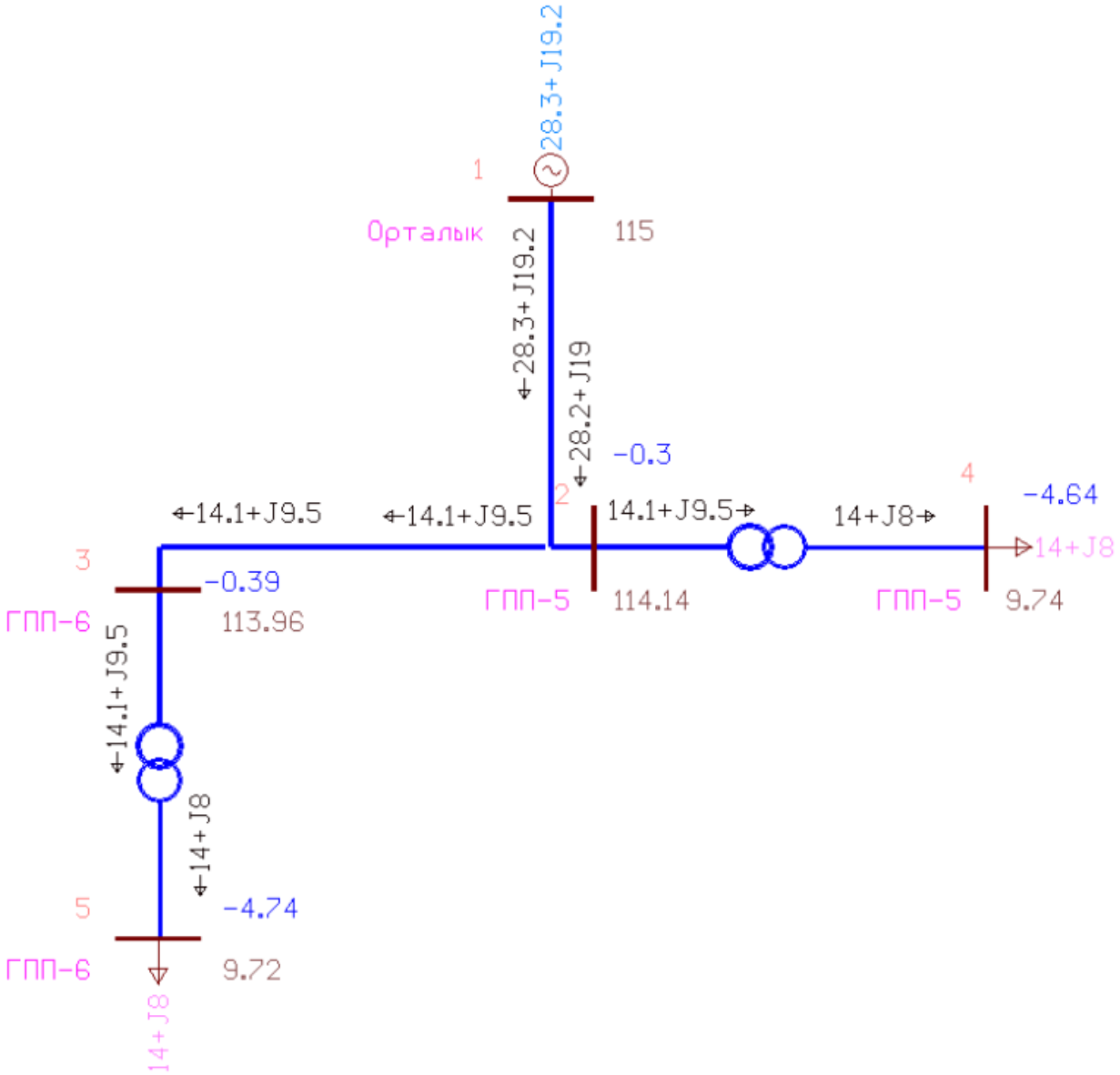


Рисунок-10 Перетоки мощности на участках сети для нагрузок 2018 года

Таблица 2.12 - Исходные данные по узлам для режима максимальной нагрузки 2020 года.

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_с	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta	Район
1			База	1	Орталык	115					39.8	39	115	-100	100				115		
2			Нагр	2	ГПП-5	110							110						113.44	-0.35	
3			Нагр	3	ГПП-6	110							110						113.05	-0.47	
4			Нагр	4	ГПП-5	10			19	12			10						10.2	-6.5	
5			Нагр	5	ГПП-6	10			20	18			10						9.7	-7.19	
6			Нагр																		
7			Нагр																		

Таблица 2.13 - Данные по ветвям

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	Ргг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			ЛЭП	1	2			Орталык - ГПП-5	1.28	3.28	-11		-40	-39	
2			ЛЭП	2	3			ГПП-5 - ГПП-6	0.32	1.64	-5.5		-20	-23	
3			Тр-р	3	5			ГПП-6 - ГПП-6	3.9	69		0.098	-20	-23	
4			Тр-р	2	4			ГПП-5 - ГПП-5	3.9	69		0.098	-19	-15	

Таблица 2.14 – Потери активной мощности

	Ур-т	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				0.79	0.32	0.47				

Таблица 2.15 - Результаты расчета по нагрузкам 2020 года

	O	S	Номер	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Q_ш
	O	S	Ny	Название	V_2	dDelta	P_л	Q_л	dP	dQ	I_л	P_ш	Q_ш	
1			1	Орталык	115				39.8	39	115	-100	100	
2														
3			2	ГПП-5	113.45	-0.35					110			
4														
5			1	Орталык	115	0.4	39	38	0.3	0.77	280		-0.14	
6			3	ГПП-6	113.1	6.7	20	18	0.29	5.1	1602			
7			3	ГПП-6	113.05	-0.47					110			
8			1	Орталык	115	0.4	39	38	0.3	0.77	280		-0.14	
9			2	ГПП-5	113.4	0.1	20	23	0.02	0.12	157		-0.07	
10			4	ГПП-5	10.2	-6.5	19	12			10			
11			3	ГПП-6	113.1	6.7	20	18	0.29	5.1	1602			
12			5	ГПП-6	9.7	-7.19	20	18			10			
13			2	ГПП-5	113.4	0.1	20	23	0.02	0.12	157		-0.07	

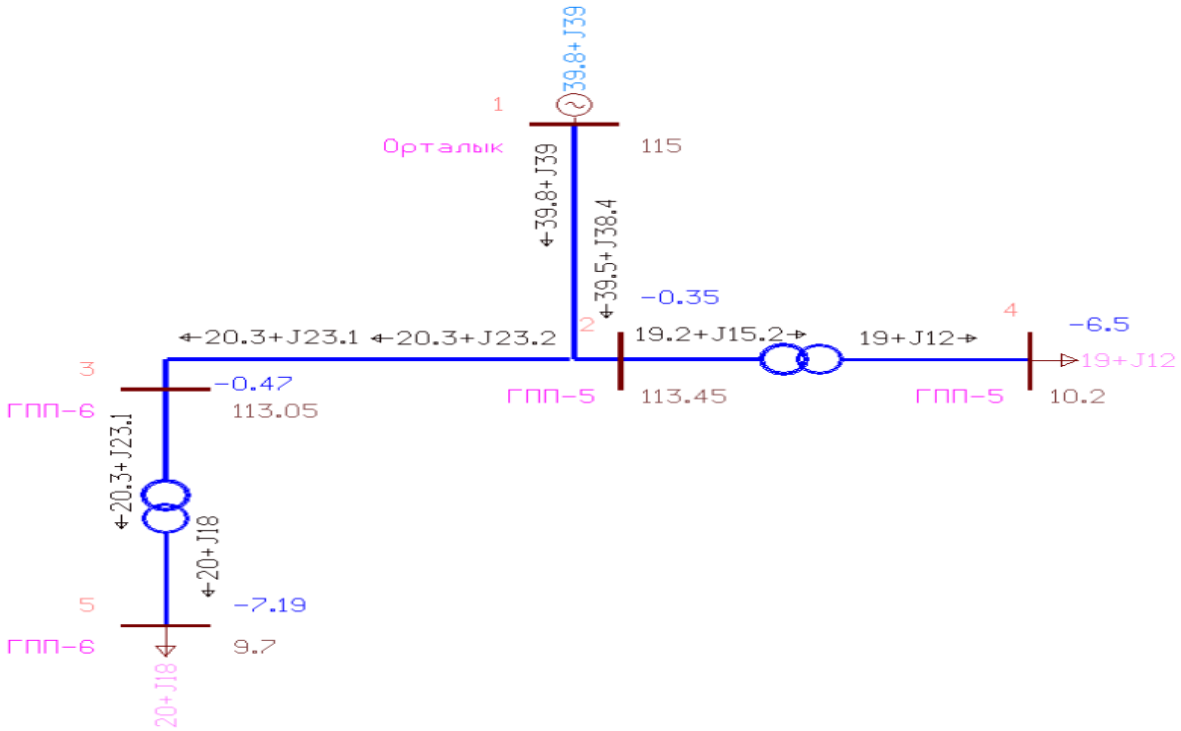


Рисунок-11 Перетоки мощности на участках сети для нагрузок 2020года

Результаты расчётов режимов работы рассматриваемой сети приведены в таблицах (2.4-2.15) В таблицах указана информация по узлам и ветвям. Согласно этим данным были произведены расчёты нескольких режимов работы сети: нормальный, после аварийный, максимальный, минимальный.

По данным расчётов нормального режима наблюдаем, что отклонения напряжения в узлах соответствуют требованиям качества электроэнергии, т.е.
±5 % (таблица 2.6).

Исходя из данных таблицы 2.7 (результаты расчёта нормального режима) видно, что напряжение не выходят за пределы отклонений.

По результатам расчётов после аварийного режима, где отключена одна из цепей участка 1 – 2 , видно, что отклонение напряжения в узлах (таблица 2.10) не превышает ±5 %, что соответствует требованиям качества электроэнергии. Из таблицы 2.11 видно, что при отключении участка 1 – 2 и при увеличении мощности узловые напряжения соответствуют требованиям ГОСТа качества электроэнергии.

При расчете режима, когда отключен участок 4 – 5 (таблица 2.12) изменения отклонения напряжения в узлах так же не превышают ±5 %, что удовлетворяет требованиям, поэтому данная схема ВЛ подходящей к подстанции не требует замены проводов.

При моделировании 10% – ого увеличения нагрузки (максимальный режим), из таблицы 2.15. также не требует замены проводов.

При минимальном режиме (уменьшаем нагрузку на 30%), отклонения напряжений узлах не превышают ±5 % (соответствует стандартам качества электроэнергии).

3 Выбор схемы подстанции «ГПП 5» и «ГПП6»

Предлагается типовой проект открытой подстанции 110/10 кВ полной заводской готовности для электроснабжения городских районов. Подстанция будет поставляться по привязке на местности фирмой АВВ комплектно.

При разработке подстанции особое внимание будет уделяться использованию современного оборудования высокой надежности, предотвращению аварийных ситуации и экономии энергетических ресурсов, повышению безопасности эксплуатации подстанции, снижению капитальных затрат на строительно-монтажные работы, а также сокращению сроков строительства и монтажа.

На подстанции предусматривается:

1) установка двух трансформаторов 110/10/6 кВ;

2) сооружение распределительного устройства 110 кВ (РУ-110 кВ);

Распределительное устройство 110 кВ выполняется открытым (ОРУ) из транспортабельных блоков заводского изготовления, состоящих из металлических опорных конструкций со смонтированным на нем высоковольтным оборудованием и элементов вспомогательных цепей. Блоки монтируются на фундаменты. Линейные порталы ОРУ 110 кВ выполнены с тросостойками и стержневыми молниеотводами. Оборудование размещено в контрольном здании 1-й и 2-й секции контейнерного типа.

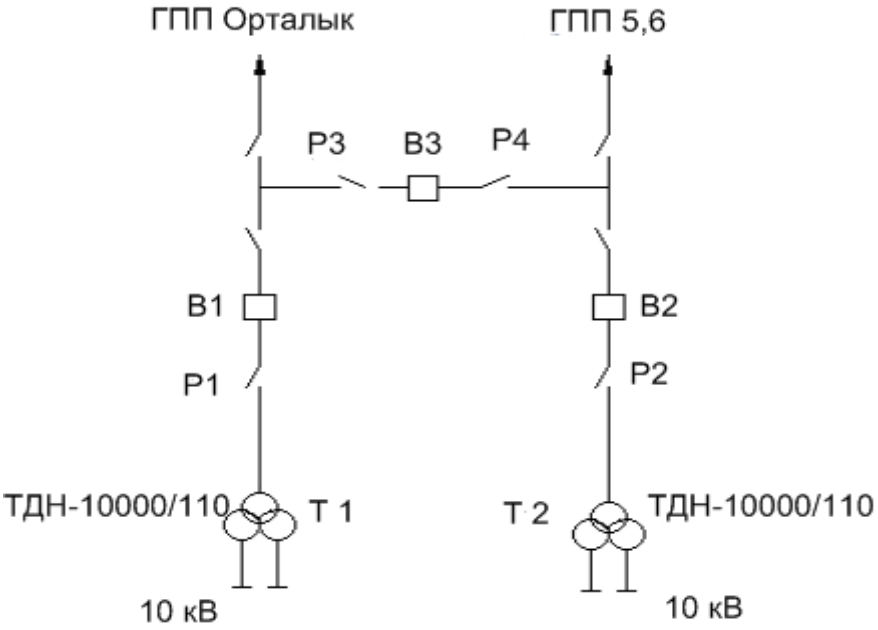


Рисунок 12 – Схема мостика РУ ВН

При небольшом количестве присоединений на стороне 110 кВ применяют упрощенные схемы, в которых обычно отсутствуют сборные шины, число выключателей – минимальное. Упрощенные схемы

позволяют уменьшить расход электрооборудования, строительных материалов, снизить стоимость распределительного устройства, ускорить его монтаж. Такие схемы получили большое распространение на подстанциях.

В качестве РУ ВН рассматривается схема мостика (рисунок 3.1).

Подстанция предназначена для размещения в районах с II-VI степенью загрязненности атмосферы.

В соответствии со степенью загрязненности атмосферы ОРУ 110 кВ выполняется открытым с использованием оборудования с удельной эффективной длиной пути утечки не менее 3,1 см/кВ и 3,5 см/кВ – для оборудования 6 – 10 кВ.

Питание собственных нужд предусматривается от двух трансформаторов 6-10/0,4 кВ с полимерной изоляцией мощностью по 10 кВА.

Для размещения шкафов КРУ, трансформаторов собственных нужд напряжением 6 – 10/0,4 кВ, мощностью 40 кВА, устройств гарантированного питания переменного и постоянного тока, шкафов управления, релейной защиты, связи предусматривается контрольного здания подстанции 1–й и 2–й секций контейнерного типа. Контрольные здания ПС комплектно с опорными конструкциями монтируется на фундамент.

Защита территории ПС от прямых ударов молнии ПС осуществляется при помощи молниеотводов, установленных на конструкциях ОРУ 110 кВ и отдельно стоящего молниеотвода с прожекторной площадкой.

Количество и места установки ограничителей перенапряжений, необходимых для защиты от волн перенапряжений, приходящих с ВЛ, выбраны, исходя из количества линий, присоединяемых к ПС.

Заземляющее устройство (ЗУ) предусматривается по норме на допустимое сопротивление растеканию с учетом термической и коррозийной устойчивости из круглой стальной катанки или медной шины.

Контрольные и силовые кабели 0,4 кВ по территории ОРУ прокладываются в полимерных гофрированных рукавах.

В целях организации управления оборудованием подстанции в режиме реального времени, предотвращения аварийных ситуаций и экономии энергетических ресурсов рабочим проектором предусматривается организация системы управления подстанцией.

При выполнении проекта основной особенностью типовой ПС с точки зрения построения ПС является необходимость обеспечения оперативного управления ПС как оперативно выездной бригадой, обслуживающей подстанцию, так и оперативным персоналом с удаленных пунктов диспетчерского управления.

В необслуживаемом режиме присутствие на ПС персонала-оперативно- выездной бригады будет необходимо в следующих случаях:

1) локализация и ликвидация аварий и чрезвычайных ситуациях;

2)вывод оборудования в ремонт и ввод оборудования в работу после завершения ремонта;

3) плановое техническое обслуживание (профилактическое обслуживание и плановый ремонт силового электротехнического оборудования, средств РЗА, SCADA, проверка средств измерений, обновления технических средств SCADA ПС);

4) внеплановое техническое обслуживание (восстановление работоспособности при отказе одного из двух дублированных устройств; устранение неблагоприятных тенденции в работе оборудования и т.п.).

Реконструируемая подстанция по структуре диспетчерского управления будет находиться в оперативном управлении диспетчеров диспетчерского пункта региональной электрического сети и введении диспетчеров центрального диспетчерского пункта распределительной электросетевой компании.

SCADA типовой ПС создается для повышения надежности и экономичности работы основного и вспомогательного оборудования подстанции и участка прилегающих электрических сетей и, как следствие, обеспечения надежного электроснабжения потребителей электроэнергии, а также сокращения эксплуатационных затрат и повышения безопасности подстанции. С этой целью SCADA ПС разрабатывается на базе платформы MicroSCADA компании «ABB» в качестве:

1) общеподстанционной автоматизированной системы управления, обеспечивающей максимальное совершенствования управления основным и вспомогательным оборудованием подстанции;

2) автоматизированной информационной системы, обеспечивающей оперативный и эксплуатационный персонал подстанции и административно-управленческий персонал полной и достоверной информацией о ходе технологического процесса и состоянии оборудования;

3) SCADA нижнего звена, обеспечивающего необходимой информацией вышестоящей уровни управления и выполняющего их команды и распоряжения.

Использование в проекте для реконструкции подстанции 110/10 кВ, выполненного на оборудования «ABB», позволяет:

1) снизить капитальные и эксплуатационные затраты;

2) уменьшить площадь по сравнению с подстанцией укомплектованной россыпью;

3) резко сократить сроки строительства и монтажа;

4) повысить надежность и экономичность работы основного и вспомогательного оборудования;

5) повысить безопасность эксплуатации подстанции.

4 Механический расчет одностоечной железобетонной опоры

4.1 Выбор материала и типа опор

Так как рассчитываемая ЛЭП имеет номинальное напряжение 110 кВ и одноцепную линию, то выбираем железобетонную промежуточную одностоечную одноцепную опору и анкерную угловую одноцепную одностоечную железобетонную опору с оттяжкой.

Необходимо отметить, что железобетон в какой то степени выступает как заменитель стали.

Бетон является искусственным материалом, получаемым в результате химической реакции, происходящей в смеси цемента и каменных (так называемых инертных) материалов, замешанных с водой. Железобетонные конструкции обладают высокой механической прочностью и долговечностью, но недостатком их является большая масса. Отсутствие высокопрочных сталей и бетона соответствующих марок долгое время не позволяло применять железобетонные опоры в строительстве высоковольтных линий, для которого транспортабельность конструкции играет решающую роль.

Помимо транспортных затруднений, опоры из бетона низких марок с обычной арматурой не давали и экономического эффекта. В настоящее время освоение бетона марки 400 и выше и высокопрочной арматуры устранило указанные выше препятствия для внедрения железобетонных опор.

Железобетонные опоры нашли самое широкое применение на высоковольтных линиях практически всех напряжений. Железобетонные опоры изготавливаются в массовом масштабе на специализированных заводах.

Прочность бетона зависит от ряда факторов: прочности заполнителя, формы крупного заполнителя, способа укладки бетона и его уплотнения, а также значения водоцементного отношения.

Водоцементным отношением называется отношение количества воды растворения к количеству цемента по массе. При прочих равных условиях, чем больше водоцементное отношение, тем меньше прочность бетона. Обычно водоцементное отношение не должно быть более 0,55.

Железобетонные опоры по сравнению с металлическими более долговечны и экономичны в эксплуатации, так как требуют наименьшего ухода и ремонта. Основным преимуществом железобетонных опор по сравнению со стальными является уменьшение расхода стали на 40-75 % в зависимости от типа опор.

По способу изготовления железобетонные опоры можно разделить на две основные группы: опоры, бетонируемые на месте их установки, и опоры заводского изготовления.

За рубежом построен ряд линий с железобетонными опорами, изготовленными на месте. При больших расстояниях и продолжительной зиме на большей части территории бетонирование опор на месте нецелесообразно. Поэтому в отечественной практике линейного строительства применяются железобетонные опоры заводского изготовления. На основании проектных разработок установлены конструкции основных строительных элементов железобетонных опор – стоек и траверс, наиболее удобные для транспортировки и монтажа.

Для линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше стойки опор и траверсы портальных опор приняты в виде центрифугированных железобетонных труб, конических или цилиндрических. Для линий электропередачи напряжением 35 кВ приняты или центрифугированные стойки или стойки из вибробетона, а для линий более низкого напряжения – только из вибробетона.

Центрифугированные стойки по форме выполняются двух видов – конические и цилиндрические.

4.2 Расчет одностоечной железобетонной опоры

Порядок расчета основан на методах приближенных расчетов железобетонных опор.

Предлагаемый ниже метод расчета разработан для конических центрифугированных стоек типоразмеров 1, 2, 3.

Для подбора типоразмера и армирования стоек по заданным нагрузкам рассмотрим метод последовательных приближений по равнодействующей. Для расчета по этому методу предварительно определяем изгибающий момент в опорном сечении, создаваемый горизонтальными нагрузками $M_г$, и момент M_l от вертикальных нагрузок, приложенных с конструктивными эксцентриситетами (траверсы различной длины, нечетное число траверс и т. д.).

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

По вычисленным моментам $M_г$ и M_l находим суммарный избирающий момент, действующий на абсолютно жесткую опору.

$$M_ж = M_г + M_{l,} \qquad (4.1)$$

где $M_г$ – изгибающий момент, создаваемый горизонтальными нагрузками;

M_l – изгибающий момент, создаваемый вертикальными нагрузками.

Определяем равнодействующую горизонтальных сил Q:

$$Q = \sum_{1}^{n} P_{\phi i} + \sum_{1}^{n} P_{Ti} + p_k \cdot h, \qquad (4.2)$$

где $P_{\phi i}$ – давление ветра на провода фазы и проекцию траверсы;

P_{Ti} – давление ветра на трос;

$p_к$ – погонная нагрузка от ветра на ствол опоры, принимаемая средней, равномерно распределенной по высоте ствола.

$$M_г = P_n^p \cdot 2 \cdot h_2 + P_n^p \cdot (h_2 + h_3) + P_T^p \cdot (h_г + h_з + h_ч) + 0{,}25 \cdot \frac{1}{2} \cdot P_k \cdot h \qquad (4.3)$$

$$M_l = (G_n^p + G_Г^p) \cdot (\Delta l + 3{,}3) \qquad (4.4)$$

где P_n^p – ветровая нагрузка на провод с гололедом;

P_T – ветровая нагрузка на трос с гололедом;

P_k – средняя распределенная ветровая нагрузка $P_k = q = 12.6\,Н/м^2$;

G_T^p – вес троса с гололедом;

G_n^p – вес провода с гололедом;

$G_Г^p$ – вес гирлянды;

Δl – отклонение гирлянды.

Прогибы ствола опоры под нагрузкой с учетом дополнительных изгибающих моментов от вертикальных сил на прогибах находим методом последовательных приближений.

В качестве первого приближения [6] определяем для предельного момента $M_п$ кривизну стойки в опорном сечении $(1/\rho)_п$. Далее находим высоту H_0 точки приложения равнодействующей горизонтальных сил Q, принимаемую для первого приближения равной

$$H_0 = M_ж / Q, \qquad (4.5)$$

Прогибы стоек на отметках траверс и отметке крепления тросов определяем по формулам:

при $h_i \geq H_0$ (h_i – высота точки, для которой определяется прогиб)

$$f_i = \frac{H_0^2}{3} \cdot \left(\frac{1}{\rho}\right)_п \cdot \left(\frac{3}{2} \cdot \nu_i - \frac{1}{2}\right) + \beta \cdot \left(h_i + \frac{2}{3} \cdot h_з\right), \qquad (4.6)$$

при $h_i \geq H_0$

$$f_i = \frac{H_0^2}{3} \cdot \left(\frac{1}{\rho}\right)_п \cdot \left(\frac{3}{2} \cdot \nu_i - \frac{1}{2}\right) + \beta \cdot \left(h_i + \frac{2}{3} \cdot h_з\right), \qquad (4.7)$$

где $\nu_1 = \frac{h_i}{H_0}$,

β - угол поворота стойки в заделке, измеряемый в радианах,

$h_з$ – глубина заделки.

На основании полученного расчета прогибов определяем изгибающий момент в заделке стойки:

$$M_\Sigma = M_ж + \sum G_i \cdot f_i , \qquad (4.8)$$

где G_i – вертикальная нагрузка, приложенная на отметке h_i.

По значению момента M_Σ находи новое значение

$$H_0 = \frac{M_ж}{Q}.$$

Если M_Σ превышает момент трещинообразования $M_{тр}$, то новое значение кривизны $1/\rho$ определяем по графику на рисунке 4.1.

Для $M_\Sigma = M_{тр}$ кривизну $1/\rho$ принимаем по таблице [6], а в случае $M_\Sigma < M_{тр}$ ее определяем линейной интерполяцией:

$$\left(\frac{1}{\rho}\right) = \left(\frac{1}{\rho}\right)_{тр} \cdot \frac{M_\Sigma}{M_{тр}}, \qquad (4.9)$$

где $\left(\frac{1}{\rho}\right)_{тр}$ – кривизна при $M=M_{тр}$.

Новое значение прогибов вычисляем по формулам (4.6) и (4.7), в которые вместо $\left(\frac{1}{\rho}\right)_п$ подставляем значения кривизны $\left(\frac{1}{\rho}\right)$, определенные по моменту M_Σ, а затем находим новое значение момента M_Σ.

Процесс последовательных приближений продолжаем до тех пор, пока абсолютное значение разности $M_{\Sigma к} - M_{\Sigma к-1}$ не достигнет заданной точности.

Для облегчения расчетов в таблице 4.1 даны усредненные значения погонной нагрузки на стойки опоры при различных скоростных напорах. Промежуточные значения погонной нагрузки определяются линейной интерполяцией.

Для расчета промежуточной одноцепной одностоечной свободно стоящей опоры линии электропередачи шифра ПБ110-1 с проводами марки АС 185/24 и грозозащитным тросом марки ТК-50 предусматриваются расчетные климатические условия: II район гололедности (с=10 мм) и III ветровой район; скоростной напор с повторяемостью 1 раз в 10 лет составляет 50 даН/м^2, низшая температура $t_{мин}$=-40 ^{o}С.

Расчетный эскиз опоры приведен на рисунке 4.1. Высота опоры до нижней траверсы 14,5 м; в соответствии с данными расчета провода АС 185/24 габаритный пролет $l_{габ}$=300 м. Ветровой пролет $l_{вет}$=325 м, весовой пролет $l_{вес}$=355 м.

Таблица 4.1 – Средняя распределенная ветровая нагрузка $p_к$, даН/м, на унифицированные железобетонные конические стойки

Диаметр стойки, мм	Вид нагрузки	Скоростной напор q, даН/м^2					
		40	50	56	65	80	100
560	Нормативная	7,9	10,5	11,9	14,3	18,0	24,0
	Расчетная	9,5	12,6	14,4	17,2	21,6	28,8
650	Нормативная	10,5	13,9	16,3	19,3	24,6	32,6
	Расчетная	12,6	16,7	19,5	23,1	29,5	39,2

Расчетные нагрузки на опору от проводов и тросов даны в таблице 4.2.

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

Таблица 4.2 – Расчетные нагрузки на опору, даН.

Наименование нагрузки	Обозначение	Нормальный режим. Ветер без гололеда	Нормальный режим. Ветер с гололедом	Аварийный режим. Обрыв крайнего провода
Вес провода	$G_{П}^{P}$	240	240	240
Вес гололеда на проводе	-	-	540	540
Вес провода с гололедом	$G_{П}^{P}$	-	780	780
Вес гирлянды	$G_{Г}^{P}$	45	45	45
Вес троса	$G_{Т}^{P}$	160	160	160
Вес гололеда на тросе	-	-	380	380
Вес троса с гололедом	$G_{Т}^{P}$	-	540	540
Ветровая нагрузка на провод	$P_{П}^{P}$	308	240	-
Ветровая нагрузка на трос	$P_{Т}^{P}$	166	194	-
Тяжение при обрыве провода	$T_{П}^{P}$	-	-	650
Тяжение при обрыве троса	$T_{Т}^{P}$	-	-	850

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

Усредненную распределительную ветровую нагрузку принимаем по таблице 4.3.

Таблица 4.3. Средняя распределительная ветровая нагрузка $p_к$, даН/м, на унифицированные железобетонные конические стойки

Диаметр стойки, мм	Вид нагрузки	Скоростной напор q, даН/м					
		40	50	56	65	80	100
560	Нормативная	7,9	10,5	11,9	14,3	18,0	24,0
	Расчетная	9,5	12,6	14,4	17,2	21,6	28,8
650	Нормативная	10,5	13,9	16,3	19,3	24,6	32,6
	Расчетная	12,6	16,7	19,5	23,1	29,5	39,2

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

Режим I. Ветер без гололеда:

$$Q = \sum_{1}^{n} P_{\phi i} + \sum_{1}^{m} P_{Ti} + p_k \cdot h\,, \qquad (4.10)$$

где P_{ϕ_i} – давление ветра на провода фазы и проекцию траверсы;

P_{Ti} – давление ветра на трос;

$p_к$ – погонная нагрузка от ветра на ствол опоры, принимаемая средней, равномерно распределенной по высоте ствола.

$$M_{ГI} = 308 \cdot 2 \cdot 14{,}5 + 308 \cdot 17{,}5 + 166 \cdot 19{,}6 + \frac{1}{2} \cdot 12{,}6 \cdot 22{,}6^2 = 8932 + 5390 + 3254 +$$

$$+ 3218 = 20794 даН \cdot м = 20{,}79 даН \cdot 10^3 \cdot м (тс \cdot м);$$

$$M_{eI} = (240 + 45) \cdot 3{,}5 = 997{,}5 даН \cdot м = 1{,}00 даН \cdot 10^3 \cdot м;$$

$$M_{жI} = 20{,}79 + 1{,}00 = 21{,}79 даН \cdot 10^3 \cdot м;$$

$$Q_I = 3 \cdot 308 + 166 + 12{,}6 \cdot 22{,}6 = 924 + 166 + 285 = 1375 даН = 1{,}38 даН \cdot 10^3;$$

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

Режим I. Ветер с гололедом:

$$M_{ГII} = 240 \cdot 2 \cdot 14{,}5 + 240 \cdot 17{,}5 + 194 \cdot 19{,}6 + 0.25 \cdot \frac{1}{2} \cdot 12{,}6 \cdot 22{,}6^2 = 6960 + 4200 + 3764 +$$

$$+ 804{,}5 = 15728 даН \cdot м = 15{,}73 даН \cdot 10^3 \cdot м;$$

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

$$Q_{II} = 3 \cdot 240 + 194 + \frac{1}{4} \cdot 285 = 720 + 194 + 71 = 985 даН = 0{,}99 даН \cdot 10^3;$$

$$H_{0II} = \frac{18{,}62}{0{,}99} = 18{,}80 м.$$

Для опоры по значению изгибающих моментов подходит стойка шифра СК-1. принимаем стойку шифра СК1-1, армированную сталью класса А-V.

В качестве первого приближения для определения прогибов принимаем кривизну в опорном сечении, указанную в таблице 4.2 для момента $M_п$:

$$\left(\frac{1}{\rho}\right)_П = 0{,}915 \cdot 10^{-4} \ 1/см.$$

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

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

Угол поворота стойки в заделке β=0,01 рад. Глубина заделки $h_з$=3,0 м.

Режим I; H_0=15,78 м.

Прогиб вершины стойки на отметке 19,6 м (h_1>H_0) определяем по формуле:

$$\nu_1 = \frac{19{,}6}{15{,}78} = 1{,}2;$$

$$f_i = \frac{H_0^2}{3} \cdot \left(\frac{1}{\rho}\right)_п \cdot \left(\frac{3}{2} \cdot \nu_i - \frac{1}{2}\right) + \beta \cdot \left(h_i + \frac{2}{3} \cdot h_з\right).$$

$$f_1 = \frac{1578^2}{3} \cdot 0{,}915 \cdot 10^{-4} \cdot \left(\frac{3}{2} \cdot 1{,}24 - \frac{1}{2}\right) + 0{,}01 \cdot \left(1960 + \frac{2}{3} \cdot 300\right) = 75{,}5 \cdot (1{,}86 - 0{,}500) +$$
$$+ 21{,}60 \approx 125 см.$$

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

$$\nu_2 = \frac{17{,}5}{15{,}78} = 1{,}11;$$

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

$$\nu_3 = \frac{14,5}{15,78} = 0,91;$$

$$f_3 = \frac{1450^2}{3} \cdot 0,915 \cdot 10^{-4} \cdot \left(\frac{3}{2} - \frac{1}{2} \cdot 0,91\right) + 0,01 \cdot \left(1450 + \frac{2}{3} \cdot 300\right) = 64 \cdot (1,500 - 0,455) +$$
$$+ 16,5 = 83\text{см}.$$

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

$$\nu_{ц.т.} = \frac{8,50}{15,78} = 0,54;$$

$$f_{ц.т.} = \frac{850^2}{3} \cdot 0,915 \cdot 10^{-4} \cdot \left(\frac{3}{2} - \frac{1}{2} \cdot 0,540\right) + 0,01 \cdot \left(850 + \frac{2}{3} \cdot 300\right) = 22 \cdot (1,5 - 0,270) +$$
$$+ 10,5 = 38\text{см}.$$

Режим II; $H_0=18,64$ м:

$$h_1=19,6 \text{ м}>H_0;$$

$$\nu_1 = \frac{19,6}{18,80} = 1,04;$$

$$f_1 = \frac{1864^2}{3} \cdot 0,915 \cdot 10^{-4} \cdot \left(\frac{3}{2} \cdot 1,04 - \frac{1}{2}\right) + 21,6 = 106 \cdot (1.56 - 0.5) + 21,6 = 112,4 +$$
$$+ 21,6 = 134\text{см};$$

$$h_2=17,5 \text{ м}<H_0;$$

$$\nu_2 = \frac{17,5}{18,80} = 0,93;$$

$$f_2 = \frac{1750^2}{3} \cdot 0,915 \cdot 10^{-4} \cdot \left(\frac{3}{2} - \frac{1}{2} \cdot 0,93\right) + 19,5 = 93 \cdot (1,50 - 0,47) + 19,50 = 96 + 19,5 \approx 116\text{см}.$$

$$h_3=14,5 \text{ м}<H_0;$$

$$\nu_3 = \frac{14,5}{18,80} = 0,77;$$

$$f_3 = \frac{1450^2}{3} \cdot 0,915 \cdot 10^{-4} \cdot \left(\frac{3}{2} - \frac{1}{2} \cdot 0,77\right) + 16,5 = 64 \cdot (1,500 - 1,390) + 16,5 = 70,5 +$$
$$+ 16,5 = 87\text{см};$$

$$h_{ц.т.}=8,5 \text{ м}<H_0;$$

$$\nu_{Ц.Т.} = \frac{8{,}50}{18{,}80} = 0{,}45;$$

$$f_{Ц.Т.} = \frac{850^2}{3} \cdot 0{,}915 \cdot 10^{-4} \cdot \left(\frac{3}{2} - \frac{1}{2} \cdot 0{,}45 \right) + 10{,}5 = 22 \cdot (1{,}500 - 0{,}225) + 10{,}5 \approx 39\text{см}.$$

Определяем изгибающие моменты от вертикальных сил на прогибах. Режим I.

$$M_f = \sum G_i \cdot f_i = 160 \cdot 1{,}25 + 285 \cdot 1{,}08 + 2 \cdot 285 \cdot 0{,}83 + 3800 \cdot 0{,}38 = 200 + 307{,}8 + 473{,}1 + $$
$$+ 1444 = 2224{,}9\text{даН} \cdot \text{м} \approx 2{,}2\text{даН} \cdot 10^3 \cdot \text{м};$$

$$M_\Sigma = M_Ж + M_f = 21{,}79 + 2{,}2 \approx 24\text{даН} \cdot 10^3 \cdot \text{м} < M_П = 26{,}70\text{даН} \cdot 10^3 \cdot \text{м}.$$

Режим II.

$$M_f = \sum G_i \cdot f_i = 540 \cdot 1{,}34 + 825 \cdot 1{,}16 + 2 \cdot 825 \cdot 0{,}87 + 3800 \cdot 0{,}39 = 725 + 957 + 1437 + $$
$$+ 1482 = 4600\text{даН} \cdot \text{м} = 4{,}60\text{даН} \cdot 10^3 \cdot \text{м};$$

$$M_\Sigma = 18{,}62 + 4{,}60 = 23{,}22\text{даН} \cdot 10^3 \cdot \text{м} < M_П = 26{,}70\text{даН} \cdot 10^3 \cdot \text{м}.$$

Таблица4.4 – Усилия в опорном сечении

Наименование усилий	Режим I, $q^Н = 50 \frac{\text{даН}}{\text{м}^2}$, с=30 мм, t=-5 ^{0}C	Режим II, $q^Н = 12{,}5 \frac{\text{даН}}{\text{м}^2}$, с=10 мм, t=-5 ^{0}C
Изгибающий момент М, даН·10^3·м (тс·м)	24,0	23,23
Нормальная сила G, даН·10^3	4,82	6,82
Поперечная сила G, даН·10^3	1,38	0,99

При дальнейшем уточнении расчета кривизна $\frac{1}{\rho}$ должна быть принята по кривой 1 [18]; для момента 23-24 даН·10^3·м она равна 0,69·10^{-4}, т.е. меньше принятой в расчете. Так как при новом значении кривизны прогибы несколько уменьшатся, то фактический изгибающий момент в обоих режимах будет также несколько меньше полученного в первом приближении, результаты которого поэтому можно считать окончательными. Результаты расчета сводим в таблицу 4.4.

5 Экономическая часть

5.1 Цели разработки проекта

На балансе электросетевой компании появится двухцепная линия электропередач напряжением 110 кВ и трансформаторная подстанция 110/10 кВ.

В данной работе рассматривается возможность дальнейшего развития предприятия путем строительства линии электропередач - двухцепной ЛЭП с классом напряжения 110 кВ.

Строительство этой линии позволит улучшить устойчивость системы и увеличить число потребителей АО «Актау сити»

Основной задачей расчета являются: определение тарифа передачи электроэнергии в АО, а также определение срока окупаемости строящейся линии электропередач.

Объекты находящиеся на балансе АО «Актау сити» линия электропередач протяженность 12.5 км. и две новых подстанции (ГПП-5,ГПП-6) с классом напряжения 110 кВ Трансформаторы устанавливаемые на подстанции два с мощностью по 10 МВА

5.2 Анализ рынка сбыта

Тариф на отпуск электроэнергии в регионе составляет 10,88 тенге за 1 кВт ч. Акционерное общество будет поставлять электроэнергию по 9 тенге за 1 кВт ч. Из экономической спецификации области видно, что основными потребителями являются жилая зона города Актау, строительство нового культурного центра Актау сити, объекты внешней инфраструктуры Каспийского энергетического района, развитием морского порта, (насосные станции и т.д.), предприятия пищевой промышленности, предприятия по опреснению морской воды, предприятия по переработке нефтяных продуктов.

5.3 Тарифы на электроэнергию

Применительно к электросетевым объектам оценка результатов производственной деятельности образуется от продажи поступающей электроэнергии заводам.

Для стоимостной оценки результата используются действующие цены и тарифы Т=10,88 тенге за 1 кВт ч для потребителей. При этом расчетный тариф на электрическую энергию находится на балансе акционерного общества и определяется из цен энергопроизводящей организации, тарифа на услуги Национальных электрических сетей, тарифа на вход в МАЭК и тарифа на услуги передачи акционерного общества.

5.4 Юридический план

Для осуществления строительства и эксплуатации рассматриваемого энергообъекта создается Акционерное общество «Актау сити» с привлечением средств за счет выпуска акций и заемного капитала потенциальных инвесторов.

В примере структура финансирования суммарных инвестиций принята следующей: 100 % заемного с выплатой последнего равными долями в течение 4-х лет начиная со второго года эксплуатации энергообъекта.

Схема выплаты процентов за кредит исходит из расчета 10 % годовых начиная с первого года эксплуатации п/ст.

5.5 Экологическая информация

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

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

5.6 Расчет технико-экономических показателей подстанции

Определение капитальных вложений в строительство подстанции.

Капиталовложения в подстанцию определяются по приведенным в справочнике укрупненным показателям стоимости суммированием следующих составляющих:

- Строительство подстанции 110/10 кВ
- ЛЭП 110 кВ;
- постоянная часть затрат.

Капитальные вложения в проектирование включают в себя несколько составляющих: стоимость оборудования, монтажных работ и транспортных услуг. Кроме того учитываются затраты на строительство здания, сооружения и т.д.

Общая сумма капитальных вложений (ΣК) рассчитывается по формуле:

$$\sum К = Кппс + Кору + Клэп.тыс.тенге$$

где Ко – капитальные вложения на приобретение оборудования;

Кс – капитальные вложения на строительные работы;

Км –капитальные вложения на монтажные и пуско-наладочные работы;

Кпп – капитальные вложения на прочие расходы.

Определим капитальные вложения на приобретение оборудования подстанций.

Стоимость на приобретение оборудования принята согласно справочным данным.

Кппс =297525 тыс.тенге (с трансформаторами)

Коро =73951 тыс.тенге

Кллэ =47982 тыс.тенге, 1 км. линии

Определим капитальные вложения в ЛЭП 110 кВ:

$$К_{О.ЛЭП} = 47982 \cdot 12,5 = 599775 \text{ тыс.тенге}$$

Определим капитальные вложения на строительные работы подстанций:

$$К_{С} = 0,14 \cdot 297525 = 41653,5 \text{ тыс.тенге}$$

Определим капитальные вложения на строительные работы ЛЭП 110 кВ:

$$К_{СС.ЛЭП} = 0,85 \cdot 599775 = 509808,7 \text{тыс.тенге}$$

Определим капитальные вложения на монтажные и пуско-наладочные работы подстанций:

$$К_{м} = 0,07 \cdot 297525 = 20826,75 \text{ тыс.тенге}$$

Определим капитальные вложения на прочие затраты подстанций:

$$К_{пп.з.} = 0,05 \cdot 297525 = 14876,25 \text{ тыс.тенге}$$

Определим капитальные вложения на прочие затраты ЛЭП 110 кВ:

$$К_{пп.ЛЭП} = 0,08 \cdot 599775 = 47982 \text{тыс.тенге}$$

Общая сумма капитальных вложений (ΣК) рассчитывается по формуле:

$$\sum К = (Кппс + Кс + Кпр.пст) + Кору + Км + (Клэп + Кст.лэп + Кпр.лэп). =$$

$$= (297525 + 41653,5 + 14876,25) + 73951 + 20826,75 + (599775 + 509808,7 + 47982)$$

$$= 1606,39 \text{ ммлн.тенг}$$

5.7 Себестоимость

Стоимость электроэнергии:

Т =10,88 тенге/кВтч – тариф за электроэнергию

АО «Актау сити» заключает договора по поставке электроэнергии со следующими поставщиками:

Тгор.сети (АЖК) =3,5 тенге/кВтч – тариф за передачу электроэнергии городским сетям или РЭК

Тэпо = 5 тенге/кВтч – тариф за электроэнергию, установленный энергопроизводящей организацией;

Суммарные капитальные вложения подстанции и ЛЭП:

$\sum$ Кп / стЛЭП =1606,39 млн. тенге

АО «Актау сити» может получить прибыль по двум составляющим:

1) услуга за передачу электроэнергии;

2) по виду деятельности (т.е. АО выступает в виде гарантированного поставщика электроэнергии подстанции)

1 Услуга за передачу электроэнергии

Затраты на амортизацию оборудования:

$$Z_{аа} = \Sigma Кп / стЛЭП \cdot Н\% = 1606,39 \cdot 0,04 = 64,2 \text{ млн.тенге}$$

где $Н_{\%}$=2÷4% - норма амортизации

Другие затраты составят:

$$Zддруги = Zзз/ + Zообс + Zаа + Zсс/ + Zаадми + Zппрочи = 100\ \%$$

где $Zз/п$ – затраты на заработную плату персонала

$Zообс.$ – затраты на обслуживание п/ст и ЛЭП

$Zаа$ – затраты на амортизацию

$Zс/э$ – затраты на строительство, эксплуатацию

$Zаадми$ – административные затраты

$Zппрочи$ – прочие затраты

Затраты на амортизацию могут достигать до 45%, а 55% составят другие затраты. Тогда суммарные затраты на передачу электроэнергии составят

$$\Sigma Z_{ппередач} = \frac{64,2 \cdot 1}{0,45} = 142,6 \text{млн.тенге}$$

Себестоимость передачи электроэнергии:

$$S = \frac{\sum Z_{передача}}{Э_{год}} = \frac{142,6}{400} = 0,35 \text{тенге}$$

где $Эгод = 10000 \cdot 4000 = 400$ млн.кВт ч – годовое энергопотребление

предприятия

2 Вид деятельности

Выручка от прогнозируемого объема передачи электроэнергии ГПП Орталык для АО «Актау сити» составит

$$V_{аа(ээн.пр)} = Т \cdot Э_{год} = 12 \cdot 400 = 4800 млн.тенге$$

Из прогнозируемой выручки АО «Актау сити» произведет следующие выплаты:

- Выплаты по договору АО «Актау сити» составят:

$$0,42 \cdot 400 = 168 \text{ млн.тенге}$$

- Выплаты городским сетям за передачу электроэнергии составят:

$$3,5 \cdot 400 = 1400 \text{ млн.тенге}$$

- Выплаты энергопроизводящим предприятиям составят:

$$5 \cdot 400 = 2000 \text{ млн.тенге}$$

Остаток из прогнозируемой выручки за передачу электроэнергии составит:

$$4800 - 168 - 1400 - 2000 = 1232 \text{ млн.тенге}$$

Чистая прибыль за вычетом налога 20% составит:

$$Чпр = 1232 \cdot 0,8 = 985,6 млн.тенге$$

Полученная прибыль будет направлена на погашения инвестиционных средств и это составит 40% от чистой прибыли.

$$Пр = 985,6 \cdot 0,6 = 591,36 \text{ млн.тенге}$$

Срок окупаемости сооружаемой подстанции и ЛЭП для АО «Актау сити» составит:

$$РР = \frac{\sum К_{п/ст,ЛЭП}}{Пр} = \frac{1606,39}{591,36} = 2,7 лет$$

Определение NPV (чистой текущей стоимости).

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

Чистая приведенная стоимость определяется:

$$NPV = \sum_{1}^{n} \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_0,$$

где CF – ежегодные денежные поступления;

n – годы реализации проекта;

I_0 – полные суммарные инвестиции;

r – процентная ставка.

Таблица 5 . 1 – Результаты расчета чистой текущей стоимости

год	денежный поток *CF*	$R = 10$ %	$PV = 10$ %	$NPV 10$ %
0	-1606,39	1	-1606,39	-1606,39
1	591,3	0,909	537,5	-1068,89
2	591,3	0,826	488,4	-580,49
3	591,3	0,751	444	-136,49
4	591,3	0,683	403,8	267,31

Так как NPV>0, то стоимость проекта платежей имеет положительный знак и это означает, что в течение своей экономической жизни проект возместит первоначальные затраты Io, обеспечит получение прибыли согласно заданному стандарту E, а также ее некоторый резерв, равный NPV.

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

$$PI = (\sum_{t=1}^{n} \frac{PV_t}{(1+E)^t})/I_O = 1613{,}43/1606{,}39 = 1{,}004$$

Так как PI=1, то проект следует принять. Логика критерия PI такова: он характеризует доход на единицу затрат. В отличие от чистого приведенного эффекта индекс рентабельности является относительным показателем.

Оценка проекта бизнес плана имеет положительный *NPV* 267,31 млн.тенге со сроком окупаемости 4 года, Таким образом электросетевая компания может взять кредит в банке на 4 года под 10% годовых.

6 Безопасность жизнедеятельности

6.1 Расчет заземления подстанции

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

Исходные данные:

На проектируемой подстанции предполагается иметь ОРУ 110/10 кВ

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

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

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

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

Толщина верхнего слоя земли $h_1 = 2$ м.

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

Расчетное удельное сопротивление верхнего слоя грунта:

$$\rho_{1расч} = \rho_{1расч} \cdot \psi, \qquad (6.1)$$

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

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

$$\rho_{2расч} = \rho_{2изм} = 40 \text{Ом} \cdot \text{м}$$

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

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

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

$$n = \frac{4\sqrt{S}}{a}, \qquad (6.2)$$

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

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

$$l_{отн} = \frac{h_1 - t_0}{l_в}, \qquad (6.3)$$

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

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

$$\rho = \rho_2 \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^K, \qquad (6.4)$$

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

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

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

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

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

$$R_з = 0,433 \cdot \frac{\rho_2}{\sqrt{S}} \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^g + \frac{\rho_1}{L_г + nl_в}, \qquad (6.5)$$

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

$L_г$ - общая длина проводников.

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

$$g = \frac{2 \cdot 1{,}3}{\sqrt{42120} + 328 \cdot 7{,}25} = 0{,}001548$$

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

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

Коэффициент напряжения прикосновения:

$$\alpha_1 = M \cdot \left(\frac{a\sqrt{S}}{l_в \cdot L_г}\right)^{0{,}45}, \qquad (6.6)$$

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

Коэффициент снижения напряжения прикосновения:

$$\alpha_2 = \frac{R}{R_h + 1{,}5\rho_1}, \qquad (6.7)$$

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

Напряжение прикосновения:

$$U_{пр} = \varphi_з \cdot \alpha_1 \cdot \alpha_2 = I_з \cdot R_з \cdot \alpha_1 \cdot \alpha_2, \qquad (6.8)$$

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

Потенциал заземлителя:

$$\varphi_з = I_з \cdot R_з, \qquad (6.9)$$

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

Напряжение:

$$U_{прmax} = \varphi_з \cdot \alpha_1, \quad (6.10)$$

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

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

$$U_{доп} = U_{прmax} - I_h \cdot 1{,}5\rho_c = I_з \cdot R_з \cdot \alpha_1 \cdot \alpha_2 \le U_{доп}, \quad (6.11)$$

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

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

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

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

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

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

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

$$\beta_2 = \frac{R_h}{R_h + 6 \cdot \rho_c}, \quad (6.12)$$

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

Определим напряжение шага:

$$U_ш = I_з \cdot R_з \cdot \beta_1 \cdot \beta_2, \quad (6.13)$$

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

Условие безопасности для человека, шагающего в зоне распространения тока:

$$U_{ш} = U_{1-2max} - I_h \cdot 6\rho_1 = I_з \cdot R_з \cdot \beta_1 \cdot \beta_2 \le U_{доп} \quad (6.14)$$

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

$$U_{1-2max} = \varphi_з \cdot \beta_1, \quad (6.15)$$

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

ток через человека:

$$I_h = \frac{U_{1-2max}}{R_h + 1{,}5\rho_c}, \quad (6.16)$$

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

Проверим условие безопасности:

$$U_{1-2max} - I_h \cdot 1{,}5\rho_c \le U_{доп}, \quad (6.17)$$

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

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

Рассмотрим возможность использования данного заземлителя по требованиям $R_З$:

$$R_з' = \frac{U_{прдоп}}{I_з \cdot \alpha_1 \cdot \alpha_2}, \quad (6.18)$$

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

$$R_з'' = \frac{U_{ш.доп}}{I_з \cdot \alpha_1 \cdot \alpha_2}, \quad (6.19)$$

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

$R_З < R_{ЗПУЭ}$
$R_З < R_З'$

$R_з < R_з^{"}$

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

6.2 Расчет искусственного освещения диспетчерского пункта подстанции «ГПП-5,ГПП-6» 110/10 кВ

Определим естественное освещение диспетчерского пункта подстанции.

Основные характеристики помещения:

- длина х ширина х высота – 12х10х5 м
- высота рабочей поверхности – 0,8 м
- высота окон – 2 м
- высота начала окна – 1 м
- световой пояс – город , V
- разряд зрительной работы – III, в

Определим площадь оконных проемов необходимой для создания нормируемой освещенности на рабочих местах.

$$S = \frac{S_п \cdot e_н \cdot \eta_0 \cdot K_{зд} \cdot K_з}{100 \cdot r_1 \cdot \tau_0}, \qquad (6.20)$$

где $S_н$ - освещаемая площадь;

$e_н$ - нормированное значение КЕО = 1,2

η_0 - световая характеристика окон;

$K_{зд}$ - коэффициент учитывающий затенение окон противостоящими зданиями;

$K_з$ - коэффициент запас;

τ_0 - общий коэффициент светопропускания;

r_1 - коэффициент учитывающий повышение КЕО при боковом; освещении благодаря отраженному от поверхности помещения и подстилающего слоем прилегающего здания

Определим освещаемую площадь диспетчерского пункта:

$$S_н = A \cdot B, \qquad (6.21)$$

$$S=10\ 12=120\ м^2$$

Определим нормированное значение КЕО для диспетчерского пункта:

$$e_н^V = e_н^{III} \cdot m \cdot c, \qquad (6.22)$$

где $e_н^{III}$ - значение КЕО для III пояса ($e_н^{III}$=2, разряд зрительной работы III,в)

m - коэффициент светового климата (m=0,8 взятый из СНиП РК 2.04 -05.2002)

с - коэффициент солнечного климата (c=0,7 взятый из СНиП РК 2.04-05.2002);

$$e_н^{V} = 2 \cdot 0{,}8 \cdot 0{,}7 = 1{,}12$$

$$h_1 = h_{ок} + h_{н.ок} - h_{р.п}, \qquad (6.23)$$

где $h_{ок}$ - высота окна, м;

$h_{н.ок}$ - высота начала окна, м;

$h_{р.п.}$- высота рабочей поверхности, м;

$$h_1 = 1 + 2 - 0{,}8 = 2{,}2 \text{ м}$$

Определим η_0 из таблицы 8.1, η_0=22, так как, l/h_1=9/2,2=4,09, A/l=12/9=1,3.

Значение световой характеристики световых проемов взято из СНиП РК 2.04 -05.2002

В качестве светопропускающего материала используем пустотелые стеклянные двойные открывающиеся блоки, вид несущих покрытий железобетонные фермы.

Определим общий коэффициент светопропускания:

$$\tau_0 = \tau_1 \cdot \tau_2 \cdot \tau_3, \qquad (6.24)$$

τ_1=0,8, τ_1=0,6, τ_1=0,8 – для применяемого двойного стекла с деревянными рамами и железобетонными несущими конструкциями.

$$\tau_0 = 0{,}8 \cdot 0{,}6 \cdot 0{,}8 = 0{,}384$$

Средний коэффициент отражения в диспетчерском пункте $\rho_{ср}$=50% примем двухстороннее боковое освещение.

Так как в близи здания нет других зданий создающих затенение, то $K_{зд}$ не учитывается.

$K_з$=1,2 - для учебных помещений, лабораторий, конструкторских бюро.

Коэффициент, учитывающий повышение КЕО при боковом, r_1 =3,25 взятый из СНиП РК 2.04 -05.2002

$$S = \frac{120 \cdot 1{,}12 \cdot 22 \cdot 1{,}2}{100 \cdot 3{,}25 \cdot 0{,}384} = 28{,}43 \text{ м}^2$$

S_1=28,43/2=14,2 м^2 – площадь освещаемого проема с одной стороны.

Зная высоту окна установим по два окна с каждой стороны 2х3,5 каждое.

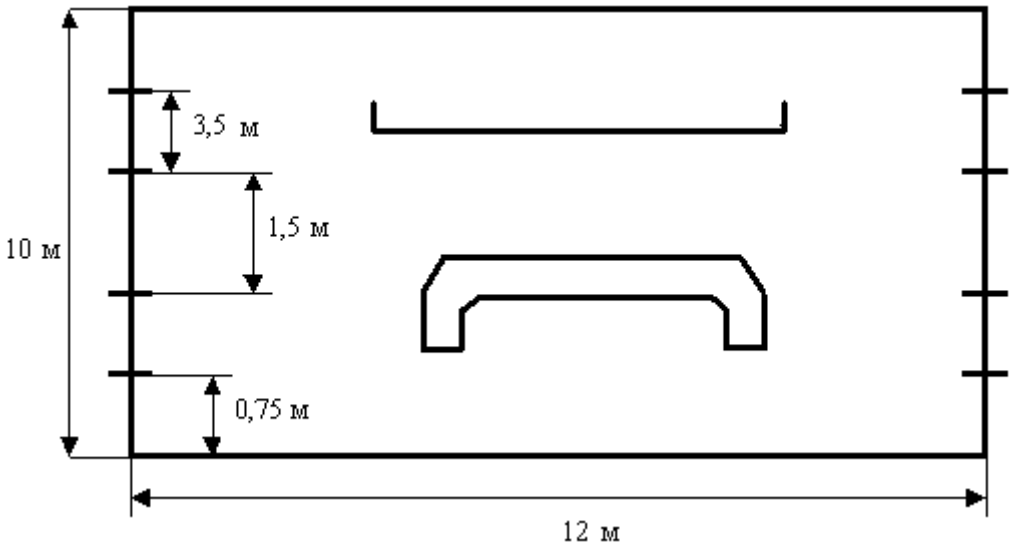


Рисунок 13 – Схема расположения окон в диспетчерском помещении

Определим количество люминесцентных ламп типа ЛД со световым потоком $Ф_л$=5000 лм.

Коэффициент отражения потолка, стен, пола $\rho_{пот}$=70%, $\rho_{ст}$=50%, $\rho_{пол}$=30%.

Мощность лампы составляет: P = 54 Вт

Для того чтобы найти количество необходимых светильников используем формулу:

$$N = \frac{E \cdot K_з \cdot S \cdot Z}{n \cdot Ф \cdot \eta}, \qquad (6.25)$$

где E - нормируемая освещенность (E=200 лк, для данного помещения, взятый из СНиП РК 2.04 -05.2002)

$K_з$ - коэффициент запаса при искусственном освещении ($K_з$=1,5);

S - освещаемая площадь, м^2;

Z - коэффициент неравномерности освещения (Z=1,1÷1,2);

Ф - световой поток лампы;

η - коэффициент использования светового потока.

Освещаемая площадь S=120 м^2

Расчетная высота подвеса находится из выражения:

$$h = C - h_{р.п.}, -h_1 \qquad (6.26)$$

где С - высота помещения, м;

$h_{р.п.}$ - высота рабочей поверхности, м;

$h_1 = 1$ м, высота свеса

$$h = 5 - 0{,}8 - 1 = 3{,}2 \text{ м}$$

Определим индекс помещения:

$$i = \frac{A \cdot B}{h \cdot (A + B)}, \qquad (6.27)$$

$$i = \frac{12 \cdot 10}{3{,}2 \cdot (12 + 10)} = 1{,}7$$

Коэффициент использования светового потока η = 56% взят из СНиП РК 2.04 -05.2002

$$N = \frac{200 \cdot 1{,}5 \cdot 120 \cdot 1{,}1}{5000 \cdot 0{,}56 \cdot 2} \approx 9 \text{ шт}$$

Длина одного светильника со штырьками 1514,2 мм. Длина всей установки составляет 1,6 м, ширина 0,2 м. Расположим светильники в три ряда по длине, расстояние от стены до светильников равна 3,3 м, а между светильниками 1,4 м.

Данное количество люминесцентных ламп обеспечивают нормируемую освещенность в диспетчерском пункте. Схема расположения светильников приведена на рисунке 8.2.

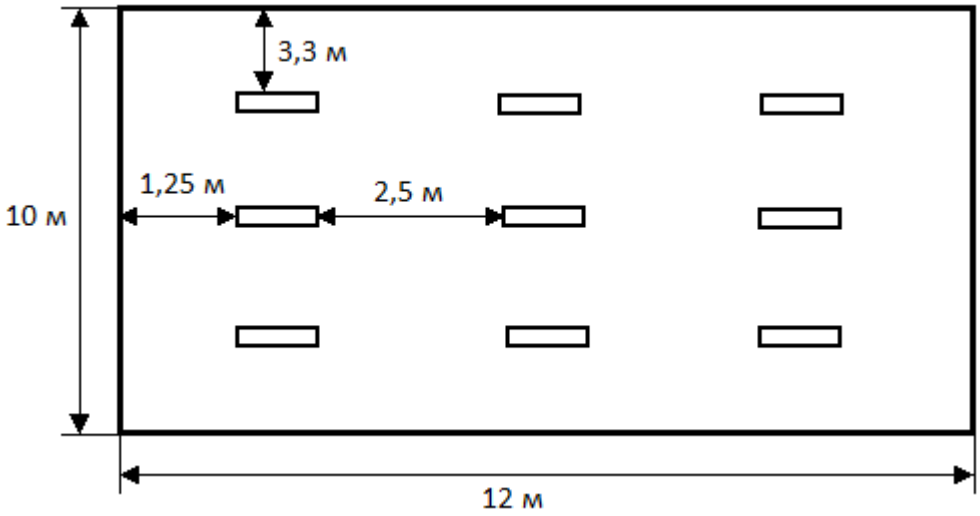


Рисунок 14 – Схема люминесцентных ламп в диспетчерском помещении

Заключение

В данном дипломном проекте был рассмотрен вопрос о строительстве 2-х подстанций 110/10 кВ города Актау с использованием нового оборудования. В процессе разработки проекта выбрано современное оборудование фирмы АВВ (Финляндия). Особое внимание уделялось использованию современного оборудования высокой надежности, предотвращения аварийных ситуации и экономии энергетических ресурсов, повышению безопасности эксплуатации подстанции, снижению капитальных затрат на строительно- монтажные работы, а также сокращению сроков стоительства и монтажа.

В дипломном проекте была произведена работа по расчету предложенного варианта новой подстанции 110/10 кВ рассматриваемой сети в максимальном и минимальном режимах в программе “RASTR”, для выявления узлов с характеристиками, не удовлетворяющими нормативным значениям. Также был произведен аварийный расчет для выявления потерь напряжения и выяснения надежности электроснабжения потребителей электроэнергией. За аварийный были взяты случаи обрыва одной из ответственных линий.

Составлена схема замещения для данного района.

В разделе “Экономическая часть” рассматривалось технико-экономическое обоснование, включающая финансово-экономическую оценку проекта, где определялось суммарные капитальные вложения на приобретение оборудования подстанции. Так же был произведен расчет экономической эффективности вложенных средств и срока окупаемости. В последнем пункте показатели финансово-экономической эффективности инвестиций показало, что срок окупаемости проекта составляет 4 года.

В разделе “Безопасность жизнедеятельности человека” был произведен расчёт заземления подстанции, искусственного освещения диспетчерского пункта методом коэффициента использования. В результате были выбраны лампы, рассчитано их количество и расположение их по территории ЗРУ.

Список литературы

1. Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. М: Высшая школа, 1985.

2. Георгиев Ю.Ф., Яхьяев Э.А. Единые правила графического оформления студенческих работ. Методические указания к выполнению семестровых заданий, курсовых работ и дипломных проектов. Часть 1и 2, А., 1993.

3. Гук Ю.Б., Кантан В.В., Петров С.С. Проектирование электрической части станций и подстанций. Л: Энергоатомиздат, 1985,

4. Фирменный стандарт «Работы учебные» общие требования к построению, изложению, оформлению и содержанию. Разработан и внесен кафедрой АИЭС. 01.04.09.год.

5. Идельчик В.И. Электрические системы и сети М; Энергоатомиздат, 1989.

6. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанции и подстанции: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. М; Энергоатомиздат, 1989.

7. Крюков К.П., Новгородцев Б.П. Конструкции и механический расчёт линий электропередачи. Л, Энергия, 1979.

8. Нормы технологического проектирования подстанции с высшим напряжением 35-750 кВ. М; Минэнерго СССР, 1979.

9 Околович М.Н. Проектирование электрических станций. М. Энерги.я 1982.

10. Л.Д.Рожкова, В. С. Козулин Электрооборудование станций и подстанции. Энергоатомиздат. 1987.

11. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов /под. Ред. В.М.Блок,/ М; Высшая школа. 1990.

12. Правила устройства электроустановок Республики Казахстан. Алматы; 2007.

13. Проектирование линий электропередачи сверхвысокого напряжения / Г.Н.Александров., В. В. Ершович., С.В. Крылов и др.; Под. ред. Г.Н.Александрова и Л. Л. Петерсона., Л. Энергоатомиздат, 1983.

14. Справочник по проектированию электроэнергетических систем /под. Ред. С. С. Рокотяна и И.М.Шапиро. М: Энергоатомиздат. 1985.

15. П.А.Долина. Основы техники безопасности в электроустановках. Учебное пособие для вузов, М: Энергия, 1979.

16. Интернет ресурсы http://aqtau.kz/news/city/159303/