

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ
Кафедра электрические станции, сети и системы

Отчет по преддипломной практике

на тему: «Развитие электрических сетей 35 кВ Исыкского РЭС»

Специальность _____ Электроэнергетика _____ 5В050718

Выполнил _____ Садыков Арнур _____ Группа _____ ЭССк-09-01

Руководитель _____ Дуйсенова Ш.Т _____

_____ “ _____ ” _____ 2013г.

Алматы 2013

Содержание

1. Введение.....	3
2. «АО АЖК».....	5
2.1. О компаний «АО АЖК».....	5
2.2. История компаний.....	6
3. Анализ состояния существующей схемы сети и постановка задачи работы.....	8
3.1. Географическая характеристика района.....	8
3.2. Анализ существующей схемы электрических сети и динамика роста электропотребления Исыкского РЭС.....	9
3.3. Техничко-экономическое сравнение вариантов схемы сети.....	10
3.4. Расчет параметров сети для первого варианта схемы развития.....	15
3.5. Расчет параметров сети для второго варианта схемы развития.....	18
Заключение.....	20
Список использованной литературы.....	21

ВВЕДЕНИЕ

Важной особенностью развития ЭЭС является обеспечение надежного и бесперебойного питания потребителей. Бесперебойность электроснабжения воплощает в себе множество взаимозависимых составляющих: начиная от разработки и изготовления огромного количества разнотипного оборудования и аппаратуры, качества проектов, монтажа, наладки и до ввода в действие оборудования и доведения режима его работы до нормы.

Выбор типа, мощности, числа и мест размещения источников питания является сложной самостоятельной задачей проектирования. Эта задача решается с учетом влияния соответствующей электрической сети. Обычно уменьшение числа источников питания при снижении их стоимости приводит к утяжелению электрической сети и ее удорожанию. В некоторых случаях в связи с этим приходится вводить коррективы даже и при размещении потребителей электроэнергетики.

Задачей проектирования энергосистем является разработка с учётом новейших достижений науки и техники, и технико-экономическое обоснование решений, определяющих формирование энергетических объединений и развитие электрических станций, электрических сетей и средств их эксплуатации и управления, при которых обеспечивается оптимальная надёжность снабжения потребителей электрической и тепловой энергией в необходимых размерах и требуемого качества с наименьшими затратами.

Проектирование развития энергосистем и электрических сетей осуществляется в иерархической последовательности и включает в себя выполнение комплекса вне стадийных проектных работ.

Проект развития электрических сетей выполняется в качестве самостоятельной работы, именуемой «Схемой развития электрической сети энергосистемы» (объединённой, районной, города, промышленного узла и др.), или как составная часть «Схемы развития энергосистемы».

В процессе проектирования осуществляется взаимный обмен информацией и увязка решений по развитию электрических сетей различных назначений и напряжений.

При различном составе и объёме задач, решаемых на отдельных этапах проектирования электрических сетей, указанные работы имеют следующее примерное содержание:

анализ существующей сети рассматриваемой энергосистемы, включающей её рассмотрение с точки зрения загрузки, условий регулирования напряжения, выявления узких мест в работе;

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

выбор расчётных режимов работы электростанций, и определение загрузки проектируемой электрической сети;

электрические расчёты различных режимов работы сети и обоснование схемы построения сети на рассматриваемые расчётные уровни; проверочные расчёты статической и динамической устойчивости параллельной работы электростанций, выявление основных требований к системной противоаварийной автоматике;

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

расчёты токов короткого замыкания в проектируемой сети и установление требований к отключающей способности коммутационной аппаратуры, разработка предложений по ограничению токов короткого замыкания;

сводные данные по намеченному объёму развития электрической сети натуральные и стоимостные показатели, очередность развития.

2. АО АЖК

2.1. О компаний «АО АЖК»

«Алатау Жарык Компаниясы» (АЖК) представляет собой крупную энергетическую систему на юге Казахстана. АЖК занята в передаче и распределении электрической энергии для населения, промышленных и сельскохозяйственных предприятий в зоне своей деятельности - городе Алматы и Алматинской области. На сайте компании гордо отмечают, что радиус обслуживания АЖК территориально простирается от берегов озера Балхаш до границ с Китаем, а площадь – 102 тыс. квадратных километров.

АЖК - это компания с интересной историей. В середине 1990-х приватизированная иностранным инвестором и имевшая негативный опыт управления им, а потом возвращенная в государственную собственность, к концу 2012 года АЖК демонстрирует положительную тенденцию развития. Акционером АЖК с 2009 года является АО «Самрук-Энерго», соответственно Правительство РК является конечным контролирующим владельцем компании. Конечной родительской компанией АЖК является АО «Фонд национального благосостояния «Самрук-Казына».

За последние пять лет АЖК потратила на модернизацию сетей и оборудования и реализацию крупных стратегических проектов около 62 млрд тенге.

Объемы передачи и распределения электроэнергии по сетям АЖК за прошлый год превысили пять с половиной миллиардов киловатт-часов, что выше объемов 2010 года на семь процентов. Такой результат обусловлен ростом потребности: развитием предприятий малого и среднего бизнеса, наращиванием мощностей действующих предприятий, ростом объемов жилищного строительства. Прирост объемов регулируемых услуг на 2013-2015 годы в среднем прогнозируется на уровне 4-5% . Так же хотелось бы отметить положительную динамику в выполнении плана мероприятий по снижению потерь электроэнергии. Относительная величина фактических потерь электроэнергии в сетях АЖК постоянно снижается. Так, за последние три года уровень фактических потерь снизился с 18,86% в 2009 году до 17,82% в 2011 году, в 2012 году ожидается снижение до 16,74%, в 2015 году

-
снижение до 15,83%. Добавлю, что по результатам 9 месяцев 2012 года впервые за последние 17 лет в сети АЖК отсутствуют сверхнормативные потери электроэнергии. Наличие в сетях АЖК сверхнормативных потерь в 2013-2015 годах не ожидается. И это большое достижение для компании и региона в целом. Данный факт подтверждает верное направление деятельности компании, как операционной, так и в части реализации инвестиционной программы.

2.2 История компании

История этой Компании берет свое начало с той поры, когда в 1928 году в г.Алматы была пущена первая дизельная электростанция с тремя генераторами мощностью по 170 кВт каждый. С тех времен в связи с бурным развитием промышленности и сельского хозяйства страны были введены множество энергетических мощностей, сооружены линии электропередач, построены теплоэлектростанции. АО "Алматы Пауэр Консолидейтед" (в составе департаментов ТЭЦ-1,2,3, ЗТК, Капчагайской ГЭС, Каскада ГЭС, АРЭК, ГЭРС, ПРП, ЦПВТ и Головного офиса) являлось главным преемником государственной компании "Алматыэнерго", которая была приватизирована в августе 1996 года бельгийской компанией "Трактебель С.А." (Бельгия, Брюссель, 1000, Пляс-дю-Трон 1). 18.05.1999 г. и 30.06.2003 г. компания, в соответствии с действующим законодательством РК, была перерегистрирована в ЗАО "АПК" и в последующем в АО "АПК" соответственно. В мае 2000 года 60 % доля "Трактебель" в "Пауэрфин Холдинг" была продана ЗАО "КазТрансГаз". Оставшиеся 40 % акций «Пауэрфин Холдинг» приобретались у «Иктус Интернешнл Н.В.» (Нидерландские Антильские Острова, Кюрасао, Чучубивег 17) были приобретены позднее в несколько этапов. В 2001 году Акимат города Алматы выкупил 100 % акций «Пауэрфин Холдинг», став единственным владельцем АО "АПК". В связи с невозможностью погашения АО «АПК» своих финансовых обязательств перед АО "Народный банк Казахстана" Правительство Казахстана приняло постановление от 30 июня 2005 года № 653 «О мерах по обеспечению надлежащего функционирования энергетического комплекса города Алматы» о выкупе имущественного комплекса АО «АПК» компанией "Казтрансгаз". 30 июня 2005 года между АО «КазТрансГаз» (Преемник), АО «Народный Банк Казахстана» (Кредитор) и АО «Алматы Пауэр Консолидэйтед» (Должник) подписано Соглашение об уступке прав требования (цессия), согласно которому Преемник выполнил все обязательства перед Кредитором. 17 августа 2005 года «Пауэрфин Холдинг» предоставляет в собственность АО «КазТрансГаз» 100 % акций АО «АПК»

С 2007 года АО «АПК» находится под управлением АО «Самрук-Энерго»

Позднее, на основании решения Совета директоров АО «КазТрансГаз» от 14 июля 2009 года АО «АЖК» передан в структуру АО "Самрук-Энерго". В январе-марте 2007 года основные процедуры по реструктуризации АО «Алматы Пауэр Консолидэйтед» были завершены и проведена реструктуризация деятельности АПК на: производство теплоэнергии и электроэнергии выведено в АО «Алматинские электрические станции» (далее - АлЭС); передача и распределение тепла и горячей воды выведено в АО «Алматинские тепловые сети» (далее - АлТС) – в настоящее время ТОО «АлТС»; производство электроэнергии, теплоэнергии и горячей воды в

Актобе выведено в АО «Актобе ТЭЦ» (далее - АТЭЦ). При этом АПК принадлежали 100% пакетов указанных дочерних организаций, за исключением ТОО «АлТС», которое в октябре 2007 года передано в коммунальную собственность г. Алматы. На настоящий момент владельцем ТОО «АлТС» является Акимат г. Алматы. В марте 2009 года АО "АПК" было переименовано в АО "АЖК" (АО "Алатау Жарык Компаниясы") АО "Алатау Жарык Компаниясы" - крупная энергетическая система на юге республики по передаче и распределению электрической энергии для населения, промышленных и сельскохозяйственных предприятий в зоне своей деятельности - городе Алматы и Алматинской области. Радиус обслуживания Компании территориально простирается от берегов озера Балхаш до границ с Китаем.

АО "АЖК" включено в Республиканский раздел Государственного регистра субъектов естественных монополий. алансовая принадлежность АО "АЖК" включает электрические сети классов напряжения: 220-110-35-10-6-0,4 кВ.

В состав компании входят:

воздушные линии электропередач напряжением 220 кВ протяженностью 306,41 км; воздушные линии 110 кВ протяженностью 2769,013 км; электрические сети напряжением 35 кВ – воздушные и кабельные линии общей протяженностью 2673,572 км; линии электропередач напряжением 0,4кВ протяженностью 10256,775 км; Подстанций 35-220кВ и трансформаторных подстанций 6-10/0,4кВ; 207 электрических подстанции напряжением 35кВ и выше, с количеством трансформаторов 357 шт. и установленной мощностью 5 993,52 МВт; 6897 трансформаторных подстанции напряжением 6-10/0,4кВ, с количеством трансформаторов 8 161 шт. и установленной мощностью 2 203,591 МВт; Площадь территории обслуживания - 102032 кв./км

Казахстанская энергосистема – в состав, которой входит АО «АЖК», совместно с энергетическими компаниями Узбекистана, Кыргызстана образуют объединенную Энергетическую Систему Центральной Азии (ОЭС ЦА), которая работают в параллельном режиме с Россией.

За последние 5 лет компания реализовала ряд масштабных проектов. Построено более 20 новых подстанций, реконструирована и модернизирована часть электрических сетей. В результате мощность энергетической компании выросла до 779 МегаваттАмпер. Все новые и реконструированные подстанции и линии электропередач были оборудованы самыми передовыми технологиями, отвечающие всем критериям мировых стандартов качества. Компания впервые в Казахстане начала применять композитный провод на линиях 110кВ (производитель компания Меркур, США).

3 Анализ состояния существующей схемы сети и постановка задачи работы

3.1 Географическая характеристика района

Территория Алматинской области занимает 224,0 тыс.км² и относится к числу средних по площади областей Республики Казахстан.

Алматинская область расположена на юго-востоке Республики Казахстан и по средней плотности населения Алматинская область, уступая Южно-Казахстанской и Северо-Казахстанской областям, занимает третье место по республике составляя 7 человек на 1 км².

Для предгорных районов характерна степная растительность, с подъемом в горы лиственные леса сменяются хвойными, которые переходят в альпийские луга. Фауна представлена множеством биологических видов: 24 вида млекопитающих, 35 - птиц, 4 вида пресмыкающихся и рыб подлежат особой охране и включены в Красную Книгу республики. На территории области расположены Алматинский заповедник и два из четырех национальных природных парков республики: Иле-Алатауский и «Алтын Эмель».

Алматинская область относится к регионам аграрной направленности. Важным фактором является близость расположения культурного и финансового центра Казахстана - г.Алматы.

Природные условия Алматинской области включают 5 климатических зон - от пустынь до вечных снегов. Климат резко континентальный, средняя температура января в равнинной части -15 С, в предгорьях - 6-8 С; июля - +16 С и +24+25 С соответственно. Годовое количество осадков на равнинах - до 300 мм, в предгорьях и горах - от 500-700 до 1000 мм в год.

Разнообразие климатических особенностей обусловлено тем, что северная часть области представляет равнину с грядовыми и барханскими песками, а южная изрезана горными хребтами - с характерной сменой вертикальных поясов.

Для климата области характерны развитые температурные инверсии, т. е. повышения температуры с высотой. характерны для открытых ровных мест. В зависимости от условий местоположения продолжительность безморозного периода может изменяться.

По территории области проходит Алматинская железная дорога, эксплуатационная длина которой по области составляет 1117 км. Большая часть территории области не задействована в работе железнодорожного транспорта, что обусловлено отсутствием необходимых производственных мощностей для строительства железных дорог. Крупный транспортный узел находится в г.Алматы, то есть в центре промышленного производства региона. Плотность автомобильных дорог с твердым покрытием общего пользования составляет 41,7 км на 1000 км² . По области проходят

С учетом вышесказанного, была определена потребность в электрической энергии на уровень 2011 и 2015 г.г. Прогноз потребления и производства электроэнергии рассматриваемого энергоузла представлен в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Нагрузки на 2011 год и на перспективу до 2015 г.

Наименование подстанции	2011 г., МВА	2013, МВА	2015 г., МВА
ПС 68 И Шелек 220/110/35 кВ	25+j10	27 +j11,3	28,8+j12,6
ПС 47И Каражота 35/10 кВ	0,8+j0,5	1,8+j2.1	1,9+j2.3
ПС 43И Малыбай 35/10 кВ	3+j2.5	4+j3	5+j4,5
ПС 42И Октябрьская 35/10 кВ	3+j2.5	4+j3	5+j4,5
ПС 45И Нурлы 35/10 кВ	0,7+j0,3	1,7+j2	1,9+j2.1
ПС Новая 35/10 кВ	0,7+j0,4	1+j1,6	1,2+j1,8

3.3. Техничко-экономическое сравнение вариантов схемы сети

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

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

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

Так при повышении номинального напряжения снижаются потери мощности и электроэнергии, снижаются эксплуатационные расходы, уменьшаются сечения проводов и затраты металла на сооружение линий, растут предельные мощности, передаваемые по линиям, облегчается будущее развитие сети, но увеличиваются капитальные вложения на сооружение сети. Сеть меньшего номинального напряжения требует,

наоборот, меньших капитальных затрат, но приводит к большим эксплуатационным расходам из-за роста потерь мощности и электроэнергии и, кроме того, обладает меньшей пропускной способностью. В связи с этим становится очевидным важность правильность выбора номинального напряжения сети при ее проектировании.

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

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

Итак, сравниваются два варианта выполнения электропередачи:

Первый вариант выполнения электропередачи:

- а) строительство двух ВЛ 35 кВ «Каражота -Новая» протяженностью 12,5 км;
- г) строительство ПС 35/10 кВ «Новая».

Второй вариант выполнения:

- а) строительство ВЛ 35 кВ «Каражота - Новая» протяженностью 12,5 км;
- б) расширение ОРУ 35 кВ ПС 35/10 кВ «Каражота»;
- в) строительство ВЛ 35 кВ «Нурлы-Каражота» протяженностью 18 км;
- в) расширение ПС 35 кВ «Нурлы»;

Для расчетов введем следующие допущения:

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

$$Z_i = E_n K_i + I_{ai} + I_{эi} , \quad (2.1)$$

где i -номера сравниваемых вариантов,

E_n - нормативный коэффициент эффективности капиталовложений, равный 0,12,

K_i - капиталовложения в объекты сети,

I_{ai} - полные годовые отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживания электрической сети,

$I_{эi}$ - затраты на компенсацию потерь электроэнергии в сети.

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

$$I_a = \sum P_i \cdot K_i , \quad (2.2)$$

где K_i - капиталовложения в i -ый элемент сети,

P_i - нормы амортизационных отчислений на i -ый элемент.

Затраты на компенсацию потерь электроэнергии для каждого варианта определяем по формуле (2.3):

$$I_{\text{э}} = \Delta P' \cdot \tau' \cdot Z' + \Delta P'' \cdot \tau'' \cdot Z'' \quad (2.3)$$

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

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

Z' и Z'' - удельные затраты на компенсацию соответственно переменных и постоянных потерь, тенге/кВт-час,

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

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

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

Определим капитальные вложения в первом варианте сети. Найдем капитальные затраты на две воздушные линии напряжением 35 кВ, включаемых в расщелку ВЛ 35 ПС Шелек-Каражота, на стальных опорах, в районе по гололедности III. Капитальные затраты рассчитываются по формуле

$$K = K_0 \cdot L \cdot k \quad (2.4)$$

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

L - длина линии, км,

k - поправочный коэффициент, показывающий зависимость затрат от района строительства линии, $k = 1,02$.

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

Капитальные затраты на сооружение подстанции определяются составом оборудования:

$$K_{II} = (\sum K_i \cdot n_i + K_{пост}) \cdot \alpha_p, \quad (2.5)$$

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

n_i - соответственно число единиц перечисленного оборудования;

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

α_p - коэффициент, учитывающий район сооружения.

Общие капитальные вложения в строительство энергообъекта рассчитываются по формуле:

$$K = K_{II} + K_{II} \quad (2.6)$$

Проводим технико-экономическое сравнение вариантов.

Сравнение производим по приведенным затратам. Определим нормы ежегодных отчислений на амортизацию I_a , ремонт и обслуживание $I_{p.o.}$:

$$I_a = K \cdot P_a, \quad (2.7)$$

$$I_{p.o.} = K \cdot (P_p + P_o), \quad (2.8)$$

$$I_{\Sigma} = I_a + I_{p.o.} \quad (2.9)$$

где P_a - норма ежегодных отчислений на амортизацию,

$P_p + P_o$ - нормы ежегодных отчислений на ремонт и обслуживание.

Нормы ежегодных отчислений показаны в таблице 2.1

Таблица 2.1 - Нормы ежегодных отчислений на амортизацию, ремонт и обслуживание, в относительных единицах

Наименование оборудования	Амортизация	Ремонт и обслуживание	Суммарные отчисления
Воздушные линии 35 кВ на стальных и железобетонных опорах	0,024	0,005	0,029
Силовое, электротехническое оборудование 35 кВ	0,064	0,02	0,084

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

Стоимость переменных и постоянных потерь электроэнергии соответственно составляют $3' = 0,15$ тенге/кВт-час, $3'' = 0,2$ тенге/кВт-час.

Определяем переменные $\Delta P'$ и постоянные потери мощности $\Delta P''$. Потери в ЛЭП рассчитаны в программе "RASTR" рисунок 2.2, 2.8. Постоянные мощности находим по формуле

$$\Delta P' = \Delta P_{л} + \Delta P_{тр}, \quad (2.10)$$

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

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

$$\Delta P'' = \Delta P_{кор} + \Delta P_{х.х.}, \quad (2.11)$$

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

$\Delta P_{х.х.}$ - потери холостого хода в трансформаторе, МВт.

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

$$\Delta P_{кор} = \Delta p_{уд} \cdot L, \quad (2.12)$$

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

Потери холостого хода в трансформаторе $\Delta P_{х.х.}$ для трансформатора находим из каталожных данных $\Delta P_{х.х.} = 0,145$ МВт. Найдем переменные потери в ЛЭП $\Delta P_{л}$.

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

$$\begin{aligned} \Delta P_{тр} = & \Delta P_{вн-сн} \cdot \left(\frac{S_{наг}}{S_m} \right)^2 + \Delta P_{сн-нн} \cdot \left(\frac{S_{наг}}{S_m} \right)^2 \\ & + \Delta P_{вн-нн} \cdot \left(\frac{S_{наг}}{S_m} \right)^2 \end{aligned} \quad (2.13)$$

3.4. Расчет параметров сети для первого варианта схемы развития

Как уже говорилось выше в первом варианте подстанция «Новая» будет получать питание от линий 35 кВ ПС 47 И Каражота. Все линии 35 кВ в Исыкском РЭС выполнены маркой провода АС-70/11. Принимаем тоже сечение и марку провода для выполнения ВЛ 35 кВ Каражота-Новая.

Активное сопротивление линии (Ом) определяется как:

$$R = r_0 \cdot L, \quad (2.1)$$

где L – длина линии, км,

r_0 – удельное активное сопротивление, Ом/км.

Реактивное сопротивление (Ом) определяется как:

$$X = x_0 \cdot L, \quad (2.2)$$

где x_0 – удельное реактивное сопротивление, Ом/км.

Все удельные величины r_0 , x_0 , определяются по справочникам в зависимости от марки провода. В таблице 2.1 приведены справочные данные проводов линий электропередачи данного участка сети.

Таблица 2.1 - Параметры линий электропередачи

Название	Номер участка	Длина, км	Марка провода	r_0 , Ом	x_0 , Ом
ПС 68И Шелек-ПС 47И Каржота	1-2	14,4	АС-70/11	0,428	0,432
ПС 47И Каражота-ПС «Новая»	2-3	12,5	АС-70/11	0,428	0,432

По формуле (2.1) рассчитаем активное сопротивление линии для участка 1-2, ПС Шелек–ПСКаражота:

$$R_{1-2} = r_0 \cdot L_{1-2} = 0,428 \cdot 14,4 = 6,16, \text{ Ом/км};$$

Для участка 2 – 3, Каражота-Новая:

$$R_{2-3} = r_0 \cdot L_{2-3} = 0,428 \cdot 12,5 = 5,35, \text{ Ом/км};$$

Далее, рассчитаем реактивное сопротивление по формуле (2.2) для участка 1 – 2, Шелек- Каражота:

$$X_{1-2} = x_0 \cdot L_{1-2} = 0,432 \cdot 14,4 = 6,22 \text{ Ом/км.}$$

Для участка 2 – 3, Каражота–Новая:

$$X_{2-3} = x_0 \cdot L_{2-3} = 0,432 \cdot 12,5 = 5,4 \text{ Ом/км.}$$

Расчетные и справочные данные сведем в таблицу 2.2.

Таблица 2.2 – Параметры схемы замещения участков сети

Участок сети	Марк провода	Длина линии, L, км	Удельные параметры, $r_0 + jx_0$, Ом/км	Параметры R-jX, Ом
1-2	АС-70	14,4	0,428+j0,432	6,16+ j6,22
2-3	АС-70	12,5	0,428+j0,432	5,35+j10,47

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

Произведем выбор трансформаторов на подстанцию «Новая».

В практике проектирования на подстанциях всех категорий предусматривается, как правило, установка двух трансформаторов.

При установке двух трансформаторов (автотрансформаторов) при отсутствии резервирования по сетям вторичного напряжения мощность каждого трансформатора (автотрансформатора) выбирается по формуле:

При установке двух трансформаторов и отсутствии резервирования по сетям среднего и низшего напряжений мощность каждого из них выбирается с учетом нагрузки трансформатора не более 70% от суммарной максимальной нагрузки подстанций в номинальном режиме, и из условия покрытия нагрузки потребителей при выходе из работы одного трансформатора с учетом допустимой перегрузки до 40%. Согласно ПУЭ трансформаторы в аварийных режимах допускают перегрузку до 140% на время максимума нагрузки не более 6 часов в течение 5 суток.

Таким образом, желаемая мощность трансформатора выбирается по формуле :

$$S_T = \frac{S_{нагр}}{1,4} \quad (2.18)$$

После определения желаемой мощности трансформатора выбирается стандартный трансформатор большей номинальной мощности и проверяется его коэффициент загрузки по формуле :

$$K_z = \frac{S_{нагр}}{n \cdot S_{ном}} = 0,6 - 0,8$$

(2.19)

где n - число трансформаторов.

Рассчитывается желаемая мощность трансформатора, по формуле (2.18):

$$S_{TP} = \frac{5,3}{1,4} = 3,79 \text{ МВА}$$

Выбираем стандартный трансформатор типа 2хТМН - 4000/35У1
 большей номинальной мощности и проверяется его коэффициент загрузки
 по формуле (2.19):

$$K_{3.6300} = \frac{1,86}{2 \cdot 2,5} = 0,37$$

$$K_3 = \frac{3,79}{2 \cdot 4} = 0,5$$

Трансформаторы принимаются со встроенным регулированием напряжения
 под нагрузкой (РПН). Параметры трансформаторов приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Параметры трансформаторов

№ узла, название ПС	Марка и количество трансформаторов	$U_{x,}$ %	$\Delta P_{к,}$ кВт	$\Delta P_{х,}$ кВт	$R_{т,}$ Ом	$X_{т,}$ Ом	$\Delta Q_{х,}$ кВар
2, ПС 47И Каражота	2×ТМН– 2500/35/10	6,5	23,5;26	5,1	4,6	31,9	27,5
3, ПС Новая	2×ТМН– 4000/35/10	7,5	33,5	6,7	2,6	23	40

Составим расчетную схему замещения, в которую входят линии
 электропередачи рассматриваемого участка сети ПС Шелек–Каражота-
 Новая и трансформаторы, установленные на этих подстанциях (рисунок 2.1)

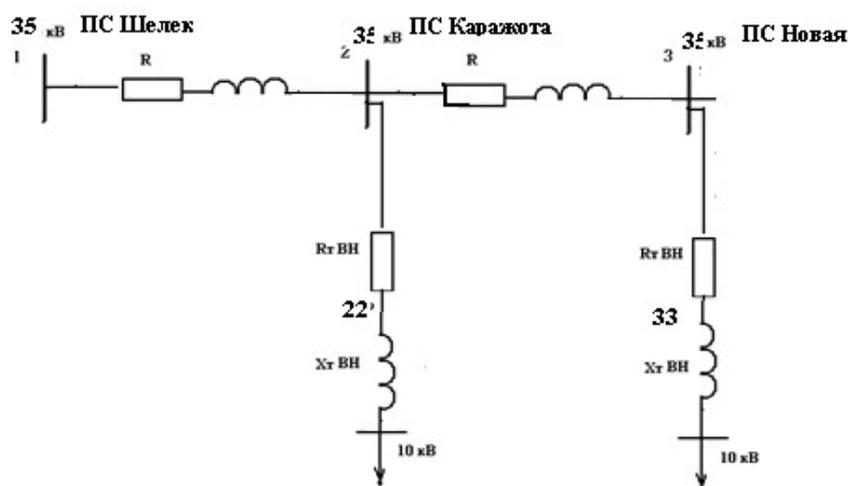


Рисунок 2.1 - Схема замещения данного участка сети

3.5. Расчет параметров сети для второго варианта схемы развития

Во втором рассматриваемом варианте конфигурации электрической сети подстанция «Новая» будет получать питание от линий 35 кВ ПС 47 И Каражота и от ПС 45 И Нурлы.

Расчет производим по методике приведенной выше.

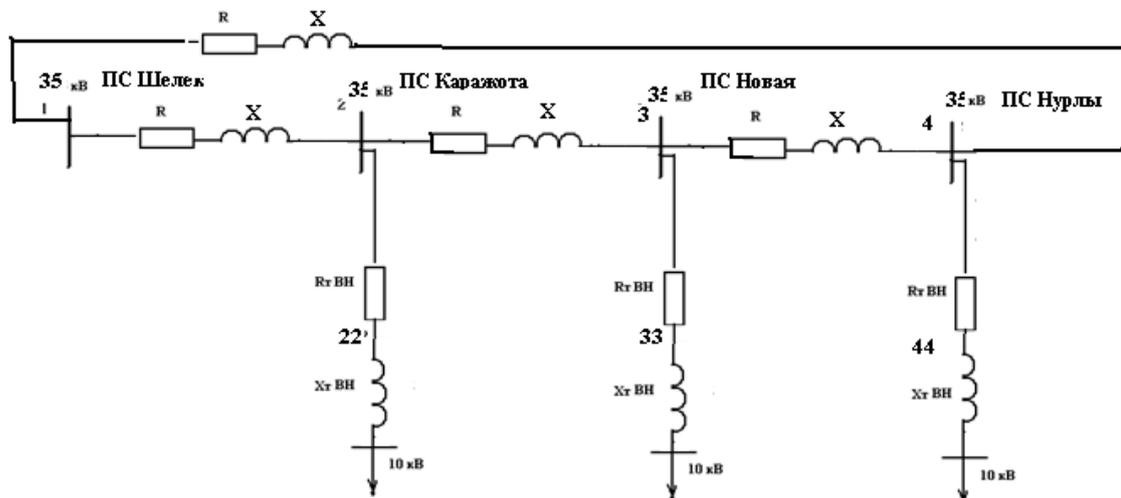
В таблице 2.4 приведены справочные данные проводов линий электропередачи данного участка сети.

Таблица 2.4 - Параметры линий электропередачи

Название	Номер участка	Длина, км	Марка провода	r_o , Ом	x_o , Ом
ПС 68И Шелек-ПС 47И Каражота	1-2	14,4	АС-70/11	0,428	0,432
ПС 47И Каражота-ПС «Новая»	2-3	12,5	АС-70/11	0,428	0,432
ПС «Новая» - ПС 45И Нурлы	3-4	18	АС-70/11	0,428	0,432
ПС 45 И Нурлы-ПС68И Шелек	4-5	27,5	АС-70/11	0,428	0,432

По формулам (2.1), (2.2) и (2.3) рассчитаем значения активных, реактивных сопротивлений и проводимостей линий. Расчет сведем в таблицу 2.5.

Таблица 2.5 – Параметры схемы замещения участков сети



Участок сети	Марк В таблице 2.6.	Длина представленных линий, км	Удельные параметры, $g_0 + jx_0$, Ом/км	Параметры R-установленным jX , Ом			
1-2	АС-70	14,4	$0,428 + j0,432$	$6,16 + j6,22$			
2-3	АС-70	12,5	$0,428 + j0,432$	$5,35 + j5,47$			
3-4	АС-70	18	$0,428 + j0,432$	$7,71 + j7,78$			
4-1	АС-70	27,5	$0,428 + j0,432$	$11,77 + j11,88$			
2, ПС 47И Каражота	2×ТМН-2500/35/10	6,5	23,5, 26	5,1	4,6	31,9	27,5
3, ПС Новая	2×ТМН-4000/35/10	7,5	33,5	6,7	2,6	23	40
4, ПС 45И Нурлы	2×ТМН-4000/35/10	7,5	33,5	6,7	2,6	23	40

Заключение

Составим расчетную схему замещения, в которую входят линии электропередачи рассматриваемого участка сети ПС Шелек-ПС Каражота, ПС Новая-ПС Нурлы-ПС Шелек (рисунок 2.7). Из проведенного анализа, можно сказать, что в данном регионе бурно развиваются отрасли производства такие как горнодобывающей, стройматериалов, электротехнической, легкой и пищевой отрасли.

В области успешно развивается винодельческая отрасль пищевой промышленности. Развивается сельское хозяйство, малое предпринимательство, фермерские хозяйства, сельхозпредприятия и хозяйства населения. Сведения о динамике роста нагрузок приведены выше в таблице 1.1.

Новые потребители и развитие уже действующих потребителей и объектов, расширение области применения электроэнергии, и конечно же повышение требований к надежности и качеству энергоснабжения как новых, так и действующих потребителей предопределяет необходимость неуклонного развития электрических сетей.

В связи с тем, что прогнозируется рост электропотребления и увеличения нагрузок данной области в работе предполагается произвести В работе предлагается произвести проект развития электрических сетей 35 кВ и строительство подстанции «Новая».

Список использованной литературы

1. Правила устройства электроустановок.- Астана 2003. - 592 с.
2. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. «Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования - М.: Энергоатомиздат. 1989. - 311 с.
3. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. / Под ред. С. С. Рокотяна, И. М. Шапиро. - М.: Энергоатомиздат, 1985. -332 с.
- 4.Рожкова А. Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций.- М.: Энергия, 1980. - 600 с.
5. Ульянов С. А. Электромагнитные переходные процессы. - М.: Энергия, 1970. - 520 с.
6. Идельчик В. И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов,– М.: Энергоатомиздат, 1989. - 592 с.
7. Методические указания к организационно-экономической части дипломных проектов. / Составители.: В. И. Свешников, Н. А. Пономарёва/ Юж.-Рос. гос.техн. ун-т, Новочеркасск: ЮРГТУ, 2005. - 35-с.
8. 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
9. 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.,