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 Тлебетқұлов Е.К. к.т.н
(Ф.И.О., ученая степень, звание)
_____ «_____»_____20__ г.
(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Потери электроэнергий в электрических сетях и анализ мероприятий по их уменьшению на примере Урджарского района ВКО

Специальность 5В071800 Электроэнергетика

Выполнил (а) Асанов Аблайхан Муратович Эу 13-2
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель Соколов С.Е. к.т.н профессор
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:
по экономической части:
Шакулов А.Ф к.т.н., профессор
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «28» 05 2016 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:
Мутанбаева Г.С., к.т.н. ст. преп
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «24» 05 2016 г.
(подпись)

Нормоконтролер: Тергеусизова М.А., доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «30» 05 2016 г.
(подпись)

Рецензент: Кокиев Т.М. Нач. отдела техн подготовки АО АЖК
(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 электрических станций, сетей и систем

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Асанов Аблайхан Муратович
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Потери электроэнергии в электрических сетях и анализ мероприятий по их уменьшению на примере Урджарского района ВКО

утверждена приказом ректора № ___ от «___» _____ 20___ г.

Срок сдачи законченной работы «___» _____ 20___ г.

Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта

1. Карта-схема электрических сетей ВКО;
2. Электрическая схема Урджарского района;
3. Сведения о нагрузках;
4. Параметры линий;
5. Параметры трансформаторов.

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

1. Энергетика Республики Казахстан
2. Методы расчета потерь, структура потерь и мероприятия по их уменьшению
3. Расчет режимов электрических сетей Урджарского района
4. Расчет режимов существующей схемы сети с учетом компенсирующих устройств
5. Экономическая часть
6. Безопасность жизнедеятельности

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Карта - схема электрических сетей 35-500 кВ ВКО.
2. Карта - схема Урджарского района.
3. Электрическая схема Урджарского района.
4. Схема замещения Урджарского района.
5. Карта - схема рассматриваемого участка.
6. Электрическая схема рассматриваемого участка.

Рекомендуемая основная литература

1 Правила устройств электроустановок, - 2015 г.
2 „Справочник по проектированию электрических сетей" – Д.А. Фотиевич, 2012 г.
3 Электрооборудование станций и подстанций. Учебник Гончкова А.Д, Козулин В.С. – 2013 г.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Экон. часть	Шагиев	28.05.2016	
Безопасн. жизн.	Мутанова Р.С.	24.05.2016	

ГРАФИК
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1.	Сбор материалов	11.01 - 25.01	
2.	Анализ схем и нагрузок	15.01 – 25.01	
3.	Общие сведения о энерго-системе ВКО	26.01 - 09.02	
4	Расчет режимов работы рассматриваемого участка на примере Урджарского региона ВКО	05.03 – 27.03	
5	Безопасность жизнедеятельности	27.03 - 28.04	
6	Экономическая часть	27.03 - 26.04	

Дата выдачи задания «19» октября 2016 г.

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

Руководитель _____ Соколов С. Е
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению
студент _____ Асанов А. М.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Аннотация

В дипломной работе на тему «Потери электроэнергии в электрических сетях и анализ мероприятий по их уменьшению на примере Урджарского района ВКО» были произведены расчеты по данным средних зимних и летних сезонных нагрузок сети. Для уменьшения потерь в нагрузках были использованы компенсирующие устройства БСК.

В экономической части проведено технико-экономическое обоснование установки компенсирующих устройств, определены себестоимость и срок окупаемости.

В разделе «Безопасность жизнедеятельности» исследованы условия труда обслуживающего персонала подстанции и приведены методы по улучшению условий труда, а также произведен расчет естественного, искусственного освещения и системы автоматического пожаротушения.

Annotation

In the thesis project on the theme «Energy losses in electric networks and analysis of measures to reduce them by the example of Urdzharsky district EKR» have been made of methods of calculation mode electric network analysis and reduction of losses in distribution networks Urdzhar. Calculations are made according to the winter and summer load network. To reduce the load losses were used compensating device.

In the economic part conducted a feasibility study installation of compensating devices, determine the cost and payback.

In the section "Safety" The conditions of maintenance staff and the substation are the methods to improve working conditions, and calculated the natural, artificial lighting and automatic fire extinguishing system.

Аңдатпа

ШҚО, Үржар ауданының мысалында электр тораптарындағы электр энергия шығынын төмендету бойынша іс-шараларды талдау тақырыбына байланысты қыс және жаз мезгілдік деректемелерінің жүктемелеріне сәйкес есептер жүргізілді. Жүктемелердегі шығындарды төмендету үшін компенсациялық құрылғылар қолданылды.

Экономикалық бөлімде компенсациялық құрылғыны қондырудың техника – экономикалық негіздемесі, өзіндік құны анықталды және ақтау уақытын анықтаулар жүргізілді.

Тіршілік әрекетінің қауіпсіздігі бөлімінде қосалқы станцияға қызмет көрсету үшін еңбек шарттары зерттелген және еңбек шарттарын жақсарту әдістер келтірілген, сонымен қатар табиғи, жасанды жарықтандыру және автоматтандырылған өрсөндіргіш жүйелерің есептері жүргізілді.

Содержание

	Введение	7
1	Электроэнергетика Республики Казахстан	8
1.1	Производство электроэнергии	8
1.2	Электрические сети РК	9
1.3	АО «Восточно-Казахстанская Региональная Энергетическая Компания»	11
1.4	Географическое положение и электроснабжение Урджарского района	13
2	Методы расчета потерь, структура потерь и мероприятия по их уменьшению	15
2.1	Структура потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях	15
2.2	Методы расчета потерь электроэнергии для различных сетей	19
2.3	Мероприятия по снижению потерь в распределительных сетях	22
2.4	Способы компенсации реактивной мощности в электрических сетях	29
3	Расчет режимов электрических сетей Урджарского района	33
3.1	Постановка задачи и выбор участка для расчета	33
3.2	О программе Rastr Win 3	35
3.3	Схема замещения и определение параметров линий	37
3.4	Расчет режимов работы по средним зимних и средним летних нагрузках рассматриваемого участка	40
4	Расчет режимов работы существующей схемы сети с учетом компенсирующих устройств	44
4.1	Выбор мощности, количество и типы компенсирующих устройств	44
4.2	Расчет режимов работы существующей схемы сети после установки БСК	47
4.3	Анализ расчета режимов сети после установки БСК	50
4.4	Расчет годовых потерь	50
5	Экономическая часть	53
5.1	Общая часть	53
5.2	Расчет технико-экономических показателей подстанции	53
5.3	Показатели финансово - экономической эффективности	57
5.4	Вывод	59

6 Безопасность жизнедеятельности 60
6.1 Анализ условий труда при обслуживании подстанции 60
6.2 Расчет естественного освещения 61
6.3 Расчет искусственного освещения 64
6.4 Автоматическое пожаротушение 66
6.5 Вывод 71
Заключение 72
Список литературы 73

Введение

Сегодня современные города характеризуются высокой плотностью электрических нагрузок с удельным количеством потребления электроэнергии на малой территории, что обуславливает увеличение потерь электроэнергии. В результате широкого распространения электроприемников нового поколения, потребляющих из сети, наряду с активной мощностью, также и значительную долю реактивной мощности. Это приводит к значительным потерям электроэнергии в электрических сетях.

Компенсации реактивной мощности осуществляется путем установки батарей статических конденсаторов в сетях у потребителей с целью снижения потерь электроэнергии

В данном дипломном проекте рассматривается расчет режимов и снижение потерь электроэнергии в распределительных сетях Урджарского района.

Произведены расчеты режимов работы для электрических сетей участка находящиеся в Урджарском районе. Расчеты проведены при помощи программы “RASTR” на основании составленных схем замещения. Дипломная работа включает в себя расчет потерь мощности и энергии, выявление уровней напряжения в узлах сети и мероприятия по регулированию напряжения. Основной целью расчетов в дипломной работе является компенсация реактивной мощности и как следствие – снижение потерь электроэнергии в сетях напряжением 35 кВ и 10кВ.

В процессе эксплуатации электрических сетей, а также при их проектировании требуется выполнение ряда расчетов. Так в ряде случаев для существующей сети определяются параметры режима основных ее элементов. При этом определяются напряжение в узловых точках сети, токи и мощности в линиях и трансформаторах. Производится расчет режимов работы рассматриваемого участка. А так же расчет режимов работы электрических сетей рассматриваемого участка в Урджарском районе с учетом установленных батарей статических конденсаторов (БСК).

1 Электроэнергетика Республики Казахстан

1.1 Производство электроэнергии

Республика Казахстан обладает крупными запасами энергетических ресурсов (нефть, газ, уголь, уран) и является сырьевой страной, живущей за счет продажи природных запасов энергоносителей (80% экспорта - сырье, а доля промышленного экспорта сокращается ежегодно). До 2010 года Казахстан являлся нетто-экспортёром электроэнергии, а после 2010 года является нетто-импортером, то есть потребляет больше электроэнергии, чем производит. Север Казахстана экспортирует электроэнергию, производимую на построенной еще в советское время Экибастузской ГРЭС-1, в Россию, а юг покупает её у Киргизии и Узбекистана.

Суммарная установленная мощность всех электростанций Казахстана составляет 20 тысяч МВт, а фактическая мощность — 15 тысяч МВт. Казахстан вырабатывает 91,9 млрд. К сожалению, выработка большинства электростанций не достигает установленной мощности. Только 2012 году Казахстан достиг уровня выработки электроэнергии 1991 года (87,4 млрд. КВтчас). Выработка по типу электростанций распределяется следующим образом:

- ТЭС (тепловые электростанции) — 87,7 %, в том числе:
- КЭС (конденсационные электростанции) — 48,9 %;
- ТЭЦ (теплоэлектроцентрали) — 36,6 %;
- ГТЭС (газотурбинные электростанции) — 2,3 %;
- ГЭС (гидроэлектростанции) — 12,3 %.

Около 72 % электроэнергии в Казахстане вырабатывается из угля, 12,3 % — из гидроресурсов, 10,6 % — из газа и 4,9 % — из нефти. Таким образом, четырьмя основными видами электростанций вырабатывается 99,8% электроэнергии, а на альтернативные источники приходится менее 0,2%.

Электрические станции разделяются на электростанции национального значения, электростанции промышленного назначения и электростанции регионального назначения.

К электрическим станциям национального значения относятся крупные тепловые электрические станции, обеспечивающие выработку и продажу электроэнергии потребителям на оптовом рынке электрической энергии Республики Казахстан:

- ТОО «Экибастузская ГРЭС-1;
- АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2»;
- АО «Евроазиатская Энергетическая Корпорация» (Аксуская ГРЭС);
- ТОО ГРЭС «Корпорация Казахмыс»;
- АО «Жамбылская ГРЭС»,

а также гидравлические электростанции большой мощности, используемые дополнительно и для регулирования графика нагрузки ЕЭС РК:

- Бухтарминская ГЭК АО «Казцинк»;

- ТОО «AES Усть-Каменогорская ГЭС»;
- ТОО «AES Шульбинская ГЭС».

К электростанциям промышленного значения относятся ТЭЦ, с комбинированным производством электрической и тепловой энергии, которые служат для электро-теплоснабжения крупных промышленных предприятий и близлежащих населенных пунктов:

- ТЭЦ-3 ТОО «Караганда-Жылу;
- ТЭЦ ПВС, ТЭЦ-2 АО «Арселор Миттал Темиртау»;
- Рудненская ТЭЦ (АО «ССГПО»);
- Павлодарская ТЭЦ-1 АО «Алюминий Казахстана»;
- Шымкентская ТЭЦ-1,2 (АО «Южполиметал») и другие.

Электростанции регионального значения — это ТЭЦ, интегрированные с территориями, которые осуществляют реализацию электрической энергии через сети региональных электросетевых компаний и энергопередающих организаций, а так же теплоснабжение близлежащих городов.

Производство и потребление электроэнергии.

В 2011 году в Казахстане было произведено 85,9 млрд кВт ч электроэнергии (+5,4% к 2010 году). В структуре производства электроэнергии доля ТЭС составила 91%, ГЭС – 9%, ВИЭ – менее 0,5%.

Потребители электроэнергии:

- промышленность — 68, 7 %;
- домашние хозяйства — 9,3 %;
- сектор услуг — 8 %;
- транспорт — 5,6 %;
- сельское хозяйство — 1,2 %.

1.2 Электрические сети Республики Казахстан

Эффективность использования электроэнергии из-за концентрации производителей в одном месте и нахождении потребителей в другом, а также от большой разницы в пиковых потреблениях, во многом зависит от эффективности системы передачи электрической энергии, которая в Казахстане развита совершенно недостаточно и неравномерно. Большая часть ЛЭП построена еще в советское время и имеет износ (возрастание омического сопротивления от коррозии, ухудшение электроизоляции и пр.) порядка 75%.

Общая протяжённость электрических сетей общего пользования в Республике Казахстан составляет:

- сети с напряжением 1150 кВ — 1,4 тыс. км (в настоящее время эксплуатируются на напряжении 500 кВ);
- сети с напряжением 500 кВ — более 5,5 тыс. км;
- сети с напряжением 220 кВ — более 20,2 тыс. км;
- сети с напряжением 110 кВ — около 44,5 тыс. км;
- сети с напряжением 35 кВ — более 62 тыс. км;
- сети с напряжением 6—10 кВ — около 204 тыс.

Линии электропередачи и распределительные сети Казахстана разделены на 3 части: две на севере и одна на юге, каждая из которых соединена с какой-либо внешней энергетической системой (Единой энергетической системой России на севере и Объединённой энергетической системой Средней Азии на юге). Соединяются эти системы между собой только одной линией. В настоящее время ведётся строительство второй линии, соединяющей Северную и Южную энергосистемы и рассматривается возможность строительства линии, соединяющей Западную энергосистему с Северной.

В южном регионе объединяя общей сетью Алматинскую, Жамбылскую, Кызылординскую и Южно-Казахстанскую области, этот регион имеет развитую связь с энергетическими системами Кыргызстана и Узбекистана. Не имея собственных источников топлива и, соответственно, крупных электростанций, он зависит от импорта электроэнергии из соседних государств. Для решения этой проблемы в 1998 году была введена в строй транзитная электрическая линия "Экибастуз – Нура – Агадырь – ЮКГРЭС – Алматы" мощностью 500 кВ. Она связала Южный регион с энергоисточниками Северного и Центрального Казахстана. Тем самым была обеспечена относительная независимость от импорта энергии из центрально азиатских государств. Следующим шагом стало начало строительства второй магистральной линии "Север – Юг" в конце 2004 года. Новая линия будет не только покрывать энергетические потребности южных областей Казахстана, но и выполнять транзитную роль. Как отметил в одном из своих интервью министр энергетики и минеральных ресурсов РК Владимир Школьник, "вторая линия необходима для осуществления транзита электроэнергии, вырабатываемой на гидроэлектростанциях соседних южных республик".

Западный регион включает в себя Актюбинскую, Атыраускую, Западно-Казахстанскую и Мангистаускую области, он тесно связан с энергетической системой России. За исключением Актюбинской области, чье энергохозяйство работает изолированно, все области объединены общей электрической сетью. Несмотря на значительные запасы углеводородного сырья, часть потребностей в электрической энергии покрывается за счет импорта из России. В перспективе для полного покрытия собственных потребностей, а также для экспорта энергии за рубеж в регионе планируется создание новых энергопроизводящих мощностей.

В северный и центральный регион входят Акмолинская, Восточно-Казахстанская, Карагандинская, Костанайская и Павлодарская области. Энергетическое хозяйство этих областей объединено в единую сеть и имеет тесную, развитую связь с энергосистемой Российской Федерации. На территории данного региона расположены крупнейшие энергопроизводящие мощности страны: Экибастузская ГРЭС-1 и ГРЭС-2, Аксуская ГРЭС, Карагандинская ТЭЦ-3, Усть-Каменогорская ТЭЦ, Шульбинская ГЭС. Львиная доля производства электроэнергии приходится на электростанции Экибастуза (до 4000 МВт). В связи с наличием значительных месторождений

угля в регионе преобладает угольная электроэнергетика. Он не только самообеспечен электроэнергией, но и имеет потенциал для ее экспорта.

Основные линии электропередач Республики Казахстан и их связь с иностранными сетями показано на рисунке 1.1.

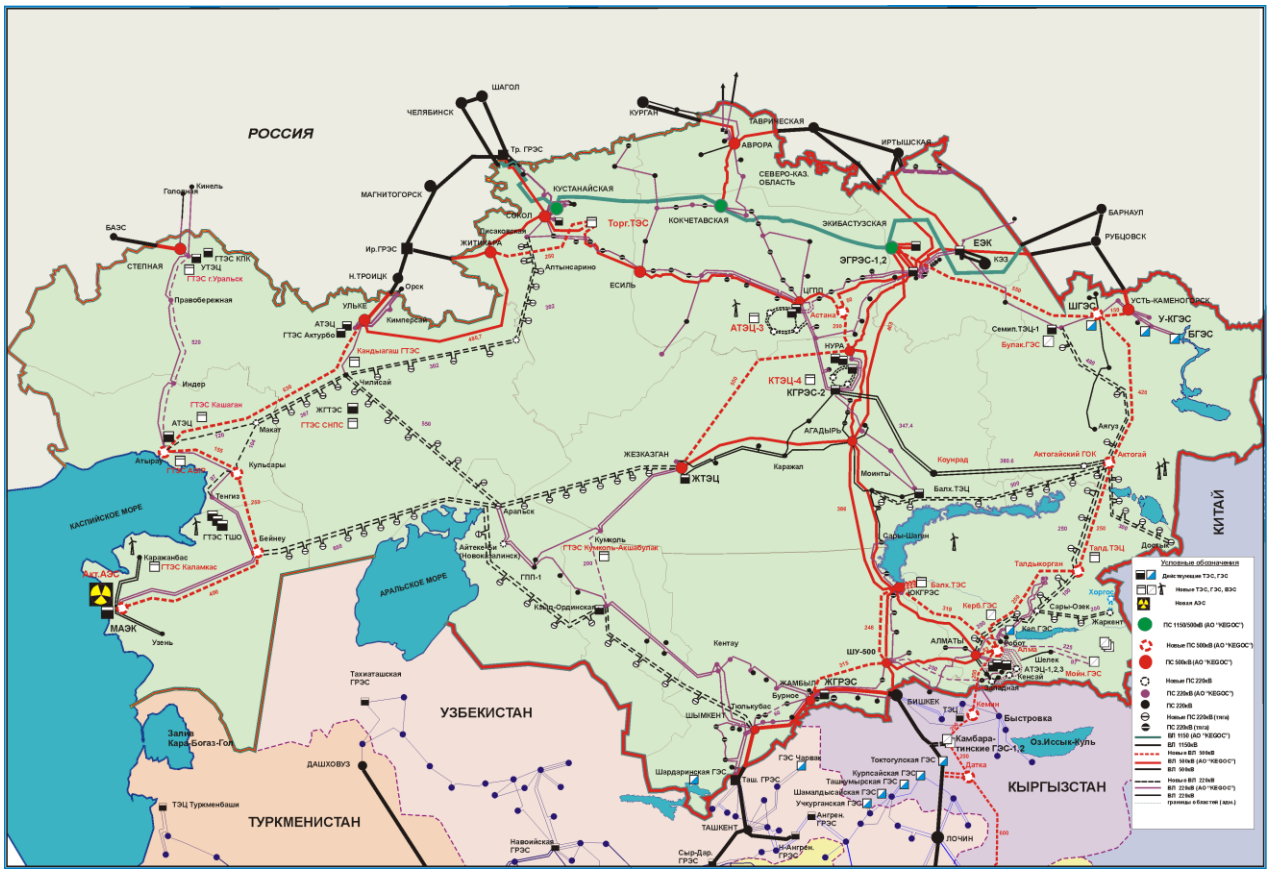


Рисунок 1.1 - Основные ЛЭП Казахстана и их связь с иностранными сетями

1.3 АО «Восточно-Казахстанская Региональная Энергетическая Компания»

Распределительные сети Восточного Казахстана существуют с 1949 года. В 1999 году предприятие было преобразовано в Региональную энергетическую компанию и вместе с ее Семипалатинским филиалом передано под управление корпорации AES. В 2006 году произошло объединение регионов в единую распределительную компанию. В 2012 году предприятие передано в доверительное управление энергетическому холдингу АО «Самрук–Энерго». С 2013 г. АО «ВК РЭК» вошли в состав холдинга АО «Самрук–Энерго».

Основным видом деятельности АО «Восточно-Казахстанская Региональная Энергетическая Компания» является передача и распределение электрической энергии. АО « ВК РЭК» обслуживает территорию Восточно-Казахстанской области 283,3 тыс.кв.км. В области 15 сельских районов, 10 городов, 872 поселка и села, 254 сельских и аульных округа.

Протяженность сетей предприятия составляет 34 548,1км. Площадь обслуживаемой территории – 283 300квадратных километров. Количество трансформаторных подстанций 35 кВ и выше – 312 шт, количество ТП, КТП – 6 489, точек учета потребленной электроэнергии – 463 329. Активы компании превышают 221 399 условных единиц. Их обслуживанием занимается более 3000 сотрудников. Карта схема электрических сетей 35-500 кВ Восточного Казахстана представлена на рисунке 1.2.

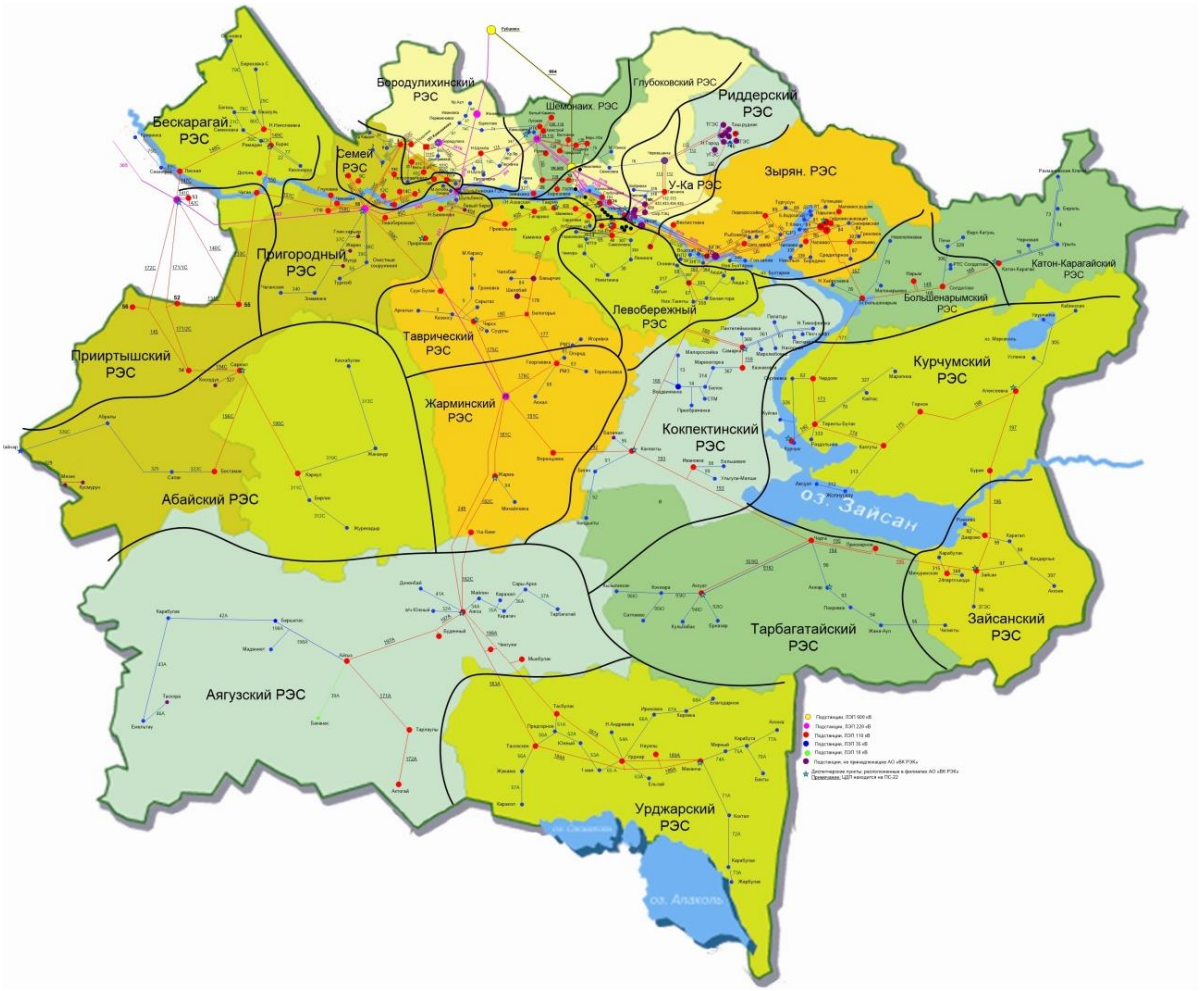


Рисунок 1.2 – Карта схема электрических сетей Восточного Казахстана

Главной задачей АО "ВК РЭК" – является электроснабжение и удовлетворение потребностей населения, промышленных предприятий в надежной и качественной электроэнергией.

АО «ВК РЭК» - одно из самых крупных региональных энергопередающих предприятий Казахстана по количеству обслуживаемых единиц оборудования и протяженности сетей. Его развитие тесно связанно со стратегией развития области. Ведь перспективы экономики региона во многом зависят от развития его инфраструктуры, а ввод в эксплуатацию новых производственных объектов и расширение предприятий невозможно без изменения существующей конфигурации электрических сетей.

Такие изменения требуют строительства новых линий электропередач и подстанций, приобретения оборудования, модернизации сетей с использованием современных материалов и оборудования, обновления парка автотранспорта, ввода АСКУЭ всех уровней.

Как часть большой энергосистемы страны региональные энергетические компании видят серьезный потенциал в развитии возобновляемых источников энергии. Такие проекты позволят удовлетворить всевозрастающую потребность в электроэнергии, а главное - сохранить природные ресурсы страны. Именно поэтому, помимо остальных направлений деятельности, АО «ВК РЭК» выступает за поддержку альтернативной энергетики края.

В 2015 году штатная численность персонала компании составила 3129 человек.

В минувшем году на баланс предприятия приняты ПС 110/35/10 кВ – 2 шт, ПС 110/35/6 кВ – 3 шт., ВЛ-110кВ – 59,80 км. На текущий ремонт в 2013 году затрачено 664 655 тыс. тенге. Инвестиционная программа, в том числе и капитальный ремонт, выполнена в объеме 5 527 308 тыс. тенге. Прогноз на 2014 год: текущий ремонт – 655 672 тыс. тенге, инвестиционная программа, в том числе капитальный ремонт – 3 915 737 тыс. тенге.

Тариф предприятия в 2014 году вырос до 2,9 тенге за кВт.ч с 1,92.

В 2014 году была сформирована «Долгосрочная стратегия развития АО «ВК РЭК» на 2014 - 2022 годы». Разработан «План мероприятий по реализации стратегии развития», определены ответственные исполнители по каждой позиции, сроки исполнения и форма завершения.

План мероприятий состоит из следующих основных блоков:

- Защита интересов акционеров;
- обеспечение финансовой стабильности;
- инновационное развитие;
- обеспечение социальной устойчивости;
- исключение производственного травматизма;
- охрана окружающей среды.

1.4 Географическое положение и электроснабжение Урджарского района

Урджарский район образован в 1928 году. Территория района занимает 23,4 тыс.кв.км. Административным центром района является село Урджар. На 1 января 2010 года население района составляло 81,4 тыс. человек. Этнический состав на этот же период представлен в следующем соотношении: казахов – 89,7%, русских –8,4%, татар – 0,3%, немцев – 0,6%, украинцев – 0,1%, других национальностей – 0,8%. В районе 27 сельских округов, 55 сельских населенных пунктов.

Урджарский район расположен в юго-восточной части области на южных склонах Тарбагатайских гор. Это самый отдаленный район и один из самых больших на юге Восточно-Казахстанской области. Район относится к категории приграничных и граничит с Китайской народной республикой и

Алакульским районом Алматинской области. Районный центр село Урджар расположено у южного подножия западных склонов хребта Тарбагатай в 512 км. от города Семей.

В природно-климатическом отношении Урджарский район является уникальным регионом с яркими природными контрастами. В нем соседствуют необозримое приволье сухих степей и горно-таежный ландшафт.

Расположенное на границе Урджарского района и Алматинской области бессточное озеро Алаколь – самое редкое озеро в Казахстане и самое крупное озеро в цепи озер Алаколи. Оно уникально своей красотою и первозданной природой. Озеро Алаколь расположено на высоте 347 метров над уровнем моря. Длина его достигает 104 км, а ширина – 52 км, длина береговой линии 348 км, средняя глубина – 22 м, наибольшая глубина – 54 м. В озеро впадает более 15 притоков. Наибольшая температура на поверхности воды составляет 26 градусов по Цельсию, на мелководных прибрежных участках в северной зоне – 30 градусов. На глубине 20 м температура воды не превышает 18 градусов.

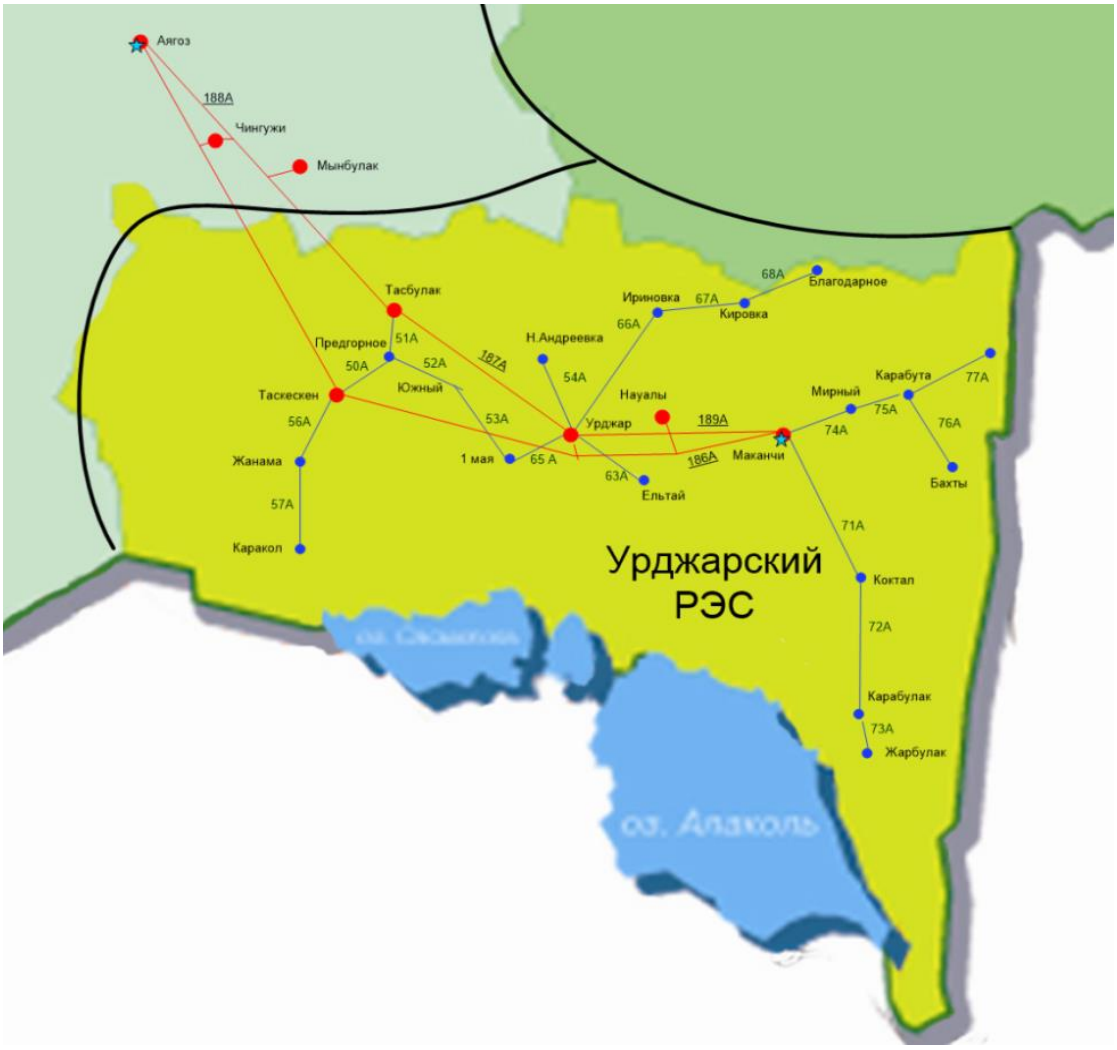


Рисунок 1.3 – Карта-схема Урджарского района

Электроснабжение Урджарского района идет от подстанции «Аягоз» по двум линиям 110 кВ. В районе находиться 5 подстанции напряжением 110/35/10 кВ и 16 подстанции напряжением 35/10 кВ, 35/6 кВ, 35/0,4 кВ которые снабжают электричеством район. Подстанции 110/35/10 кВ это ПС «Тасбулак», ПС «Таскескен», ПС «Урджар», ПС «Науалы», и ПС «Маканчи». На рисунке 1.3 предоставил карту-схему сетей Урджарского района.

2 Методы расчета потерь, структура потерь и мероприятия по их уменьшению

2.1 Структура потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях

Потери электроэнергии это «технологический расход электроэнергии на передачу по электрическим сетям».

Основная задача энергосистем (энергообъединений) - верное снабжение потребителей электрической и тепловой энергией нормированного качества при минимальных затратах на выработку, передачу и распределение энергии. Обычно эта задача вследствие ее многокритериальности в общем виде не имеет строгого решения и сводится к решению по одному критерию при замене всех остальных ограничениями.

Часть выработанной электроэнергии расходуется в электрических сетях на создание электрических и магнитных полей и является нужным технологическим расходом на ее передачу. В связи с тем, что полезно отпущенная потребителям энергия $\Delta W_{n,o}$ меньше, чем энергия, отпущенная в сеть, $\Delta W_{o,c}$, технологический расход энергии на передачу обычно называют потерями ΔW_m (техническими потерями).

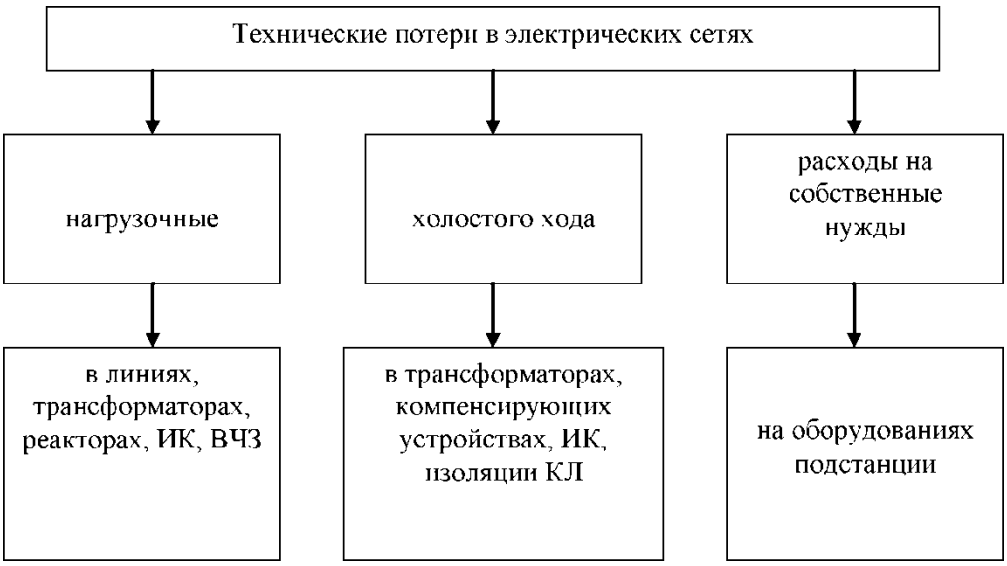


Рисунок 2.1 - Структура технических потерь в распределительных электрических сетях

К нереализованной энергии также относят производственные нужды $\Delta W_{п,н}$ - часть энергии, израсходованная в сетях на производственные нужды энергосистем (ремонтные базы, электрокотельные и т. п.), не связанная непосредственно с передачей энергии.

Баланс энергии, кВт-ч, в сети можно представить в виде:

$$W_{о,с} = W_{п,о} + \Delta W_т + \Delta W_{п,н} \pm \Delta W_{комм}, \quad (2.1)$$

где $\Delta W_{комм}$ - так называемые коммерческие потери.

Необходимо добавить, что отнести его к потерям можно лишь условно, это потери учета и физически как технологически расход не существуют.

Потери энергии принято подразделять на нагрузочные ΔW_i и потери холостого хода. К потерям холостого хода относятся постоянные потери холостого хода электрооборудования, корона линий электропередачи и т. п. Строго говоря, они в незначительной мере изменяются при изменении нагрузки элемента, но этим изменением можно пренебречь.

Нагрузочные потери — это часть потерь, которая зависит от нагрузки элемента. Рассматриваемые ниже методы расчета касаются в основном нагрузочных потерь, а методы планирования и прогнозирования потерь оперируют в качестве исходной информации с полными потерями.

Энергетическая система в связи с непринужденным ростом нагрузок и изменением их распределения по территории постоянно реконструируются для обеспечения передачи энергии потребителям с наименьшими потерями. Уровень потерь энергии предназначается на стадии проектирования, основанные на определении экономической эффективности, в развитие электрических сетей, и уровня развития электромашиностроения. Методы проектирования, основанные на определение экономической эффективности решения, позволяют получить оптимальное решение для определенного временного уровня в развитии сети и соответствующих ему нагрузок потребителей. Как следствие этого решения получается технико-экономически обоснованный проектный уровень потерь. Если не будет ошибок в прогнозе нагрузок и отставаний в развитии сети, то можно ожидать, что фактические потери будут близки к проектному уровню и не будет необходимости в дополнительно разрабатываемых энергосистемами технических мероприятиях по уменьшению потерь в сети.

Если фактические потери энергии в энергосистеме ниже проектного уровня, то можно утверждать, что это достигнуто за счет обгоняющего роста пропускной способности сети или за счет экономически неоправданных капиталовложений на мероприятия по уменьшению потерь в сети. Но даже в этом случае энергосистема должна намереваться и внедрять организационные мероприятия по уменьшению потерь энергии, направленные на совершенствование эксплуатационного обслуживания сетей и оптимизацию

режимов работы и схемы сети. Как правило, организационные мероприятия осуществляются без дополнительных капиталовложений.

При фактических потерях выше проектного уровня можно предположить, что есть отставание в темпах прироста пропустить способности сети по сравнению со схемой развития, или опережающий рост нагрузок. В этом случае энергосистема должна разработать и внедрить эффективные технические мероприятия по уменьшению потерь в сетях, приводящие к реконструкции сети.

Так как мероприятия по реконструкции сети, выполняются с целью повышения надежности и экономичности работы сети и приводят к повышению качества электроэнергии, отпускаемой потребителям, то при определении их эффективности следует учитывать все составляющие эффекта.

В условиях эксплуатации широко используется показатель отчетные потери, определяемые из формулы (2.2), кВт·ч.

$$W_o = W_{o,c} - \Delta W_{n,o} + \Delta W_{n,o}. \qquad (2.2)$$

Или в процентах:

$$W_o = \Delta W_o \cdot \frac{\Delta W_o}{\Delta W_{o,c}} \cdot 100\%. \qquad (2.3)$$

Как и другие показатели экономичности работы сети, потери энергии планируются, поэтому в дальнейшем в работе встречается понятие плановые потери - потери энергии, задавать на плановый период для режима работы системы.

Для работ, связанных со снижением потерь энергии, особую роль играет определение этой величины расчетным путем, что позволяет выполнить:

- расчёт потерь энергии как показателя работы энергосистемы;
- прогнозирование потерь в энергосистеме и планирование сетевым предприятиям;
- выявление очагов потерь и определение путей снижения потерь;
- выбор эффективных мероприятий по снижению потерь энергии.

Как видно из сказанного, на различных этапах проектирования развития сети, запланировать режима и ведения режима системы постоянно решается задача минимизации потерь энергии (в некоторых задачах потерь мощности). В тех же случаях, когда наибольший эффект достигается за счёт поддержания других критериев экономичности, потери могут использоваться как ограничение.

С целью изучения тенденций изменяемости составляющих потерь в различных элементах сети, выделения «очагов» потерь и оценки целесообразности того или иного мероприятия выполняется анализ структуры потерь энергии. Сравнительные потери в различных энергосистемах в

зависимости от схемы и назначения электрических сетей (транспортные, системообразующие, распределительные), уровня их загрузки, доли потребителей, получающих энергию на повышенном напряжении, составляют от 4 до 16% энергии, поступившей в сеть. Так же в большом диапазоне изменяются и отдельные составляющие потерь.

Для удобства анализа потери энергии в электрических сетях необходимо подразделять на: технологически нужный расход энергии при передаче её в условиях оптимального режима работы энергосистемы; оптимальные технологические потери и собственно потери энергии - дополнительные технологические потери при отклонении режима от оптимального. Подобная классификация показывает, что часть потерь энергии не является необходимой и их снижение оказывается экономически целесообразным.

Количественный анализ потерь энергии выполняется при изображении их в зависимости от основных влияющих факторов. К ним относятся: загрузка линии электропередачи, обменный поток мощности, степень компенсации потоков реактивной мощности, степень приближения режима к оптимальному, уровень автоматизации ведения режима сети, уровень потерь холостого хода электрооборудования и коммерческие потери.

Обменные потоки оказывают главное влияние на потери энергии в системообразующей и в распределительных сетях системы при изменении уровней напряжения в узловых точках системы.

Возрастание потерь за счет обменных потоков в основной части относится к необходимому технологическому расходу энергии и может быть обосновано технико-экономический при уменьшении суммарных затрат на производство, передачу и распределение энергии. В то же время есть часть потерь, вызванная отклонением режима от оптимального при загрузке станций, работающих на избыточных видах топлива. Видимо, обменные потоки будут непрерывно возрастать, особенно при передаче больших мощностей.

Как было показано, потери энергии тем больше, чем больше степень отклонения режима от оптимального. Поддержание оптимального режима в течение заданного периода времени можно осуществить при достаточной автоматизации оборудования, наличии системы планово-предупредительных ремонтов, разрешающих снизить время неэкономичного режима, а также при хорошо поставленной работе по расчёту и ведению оптимального режима энергосистемы и автоматизированной корректировки режима.

Раньше основной задачей считалось обеспечение отдельных элементов сети регуляторами режима, помогающими параметры сети за регулируемым объектом в допустимых пределах, то в настоящее время появилась настоятельная необходимость совместной настройки локальных регуляторов по интегральным показателям режима сети. По принятой классификации основную роль в приближении режима к оптимальному играют мало затратные мероприятия. По оценкам специалистов уровень потерь при этом может быть снижен на 15 -20%.

Структура технических потерь в распределительных сетях имеет следующие основные составляющие:

- нагрузочные потери в линиях, силовых трансформаторах;
- потери холостого хода в трансформаторах и автотрансформаторах;
- расход электроэнергии на собственные нужды станций;
- расход электроэнергии в компенсирующих устройствах - батарея статических конденсаторов (БСК), синхронных компенсаторах (СК), генераторах, работающих в режиме СК, статических тиристорных компенсаторах (СТК);
- потери в реакторах подстанции.

Потери в измерительных трансформаторах тока и напряжения и их вторичных цепях, включая счетчики электроэнергии.

2.2 Методы расчета потерь электроэнергии для различных сетей

Точное определение потерь за интервал времени T возможно при известных параметрах R и ΔP_x и функций времени I(t) и U(t) на всем интервале. Параметры R и ΔP_x обычно известны, и в расчетах их считают постоянными [2]. Но при этом сопротивление проводника зависит от температуры.

Информация о режимных параметрах I(t) и U(t) имеется обычно лишь для дней контрольных замеров. На большинстве подстанций без обслуживающего персонала они регистрируются 3 раза за контрольные сутки. Эта информация является неполной и ограничено достоверной, так как замеры проводятся аппаратурой с определенным классом точности и не одновременно на всех подстанциях.

В зависимости от полноты информации о нагрузках элементов сети для расчетов нагрузочных потерь могут использоваться следующие методы:

1. Методы поэлементных расчетов, использующие формулу:

$$\Delta W_н = 3 \cdot \Delta t \cdot \sum_{i-1}^{k} R_i \cdot \sum_{j-1}^{T/\Delta t} I^2_{ij}, \qquad (2.4)$$

где k - число элементов сети;

I^2_{ij} - токовая нагрузка i-го элемента сопротивлением R_i в момент времени j;

Δt - периодичность опроса датчиков, фиксирующих токовые нагрузки элементов.

2. Методы характерных режимов, использующие формулу:

$$\Delta W_н = \sum_{i-1}^{n} \Delta P_i \cdot t_i, \qquad (2.5)$$

где ΔP_i - нагрузочные потери мощности в сети в i-м режиме

продолжительностью t_i часов;

n - число режимов.

3. Методы характерных суток, использующие формулу:

$$\Delta W_н = \sum_{i-1}^{m} \Delta W_{нi}^{c} \cdot Д_{экi}, \qquad (2.6)$$

где m - число характерных суток, потери электроэнергии за каждые из которых, рассчитанные по известным графикам нагрузки в узлах сети, составляют $\Delta W_{нi}^{c}$,

$Д_{экi}$ - эквивалентная продолжительность в году i-го характерного графика (число суток).

4. Методы числа часов наибольших потерь τ, использующие формулу:

$$\Delta W_н = \Delta P_{max} \cdot \tau, \qquad (2.7)$$

где ΔP_{max} - потери мощности в режиме максимальной нагрузки сети.

5. Методы средних нагрузок, использующие формулу:

$$\Delta W_н = \Delta P_{ср} \cdot k_ф^2 \cdot \mathrm{T}, \qquad (2.8)$$

где $\Delta P_{ср}$ - потери мощности в сети при средних нагрузках узлов (или в сети в целом) за время T;

$k_ф^2$ - коэффициент формы графика мощности или тока.

Статистические методы, использующие регрессионные зависимости потерь электроэнергии от обобщенных характеристик схем и режимов электрических сетей.

Выше предоставленные методы предусматривают проведение электрических расчетов сети при заданных значениях параметров схемы и нагрузок. Иначе их называют схемотехническими [2].

При использовании статистических методов потери электроэнергии рассчитывают на основе устойчивых статистических зависимостей потерь от обобщенных параметров сети, например суммарной нагрузки, суммарной длины линий, числа подстанций и т.п. Сами же зависимости получают им основе статистической обработки определенного количества схемотехнических расчетов, для каждого из которых известны рассчитанное значение потерь и значения факторов, связь потерь с которыми устанавливается.

Статистические методы не позволяют наметить конкретные мероприятия по снижению потерь. Их используют для оценки суммарных

потерь в сети. Но при этом, примененные к множеству объектов, например линий 6-10 кВ, позволяют с большой вероятностью выявить те из них, в которых находятся места с повышенными потерями [2]. Это дает возможность сильно сократить объем схемотехнических расчетов, а следовательно, и уменьшить трудозатраты на их проведение.

При проведении схемотехнических расчетов ряд исходных данных и результаты расчетов могут представляться в вероятностной форме, например в виде математических ожиданий и дисперсий. В этих случаях применяется аппарат теории вероятностей, поэтому эти методы называются вероятностными схемотехническими методами[4].

Для определения τ и $k_{ф,}$ используемых в методах 4 и 5, существует ряд формул. Наиболее приемлемыми для практических расчетов являются следующие формулы:

$$\tau = \frac{K_з + 2 \cdot k_З^2}{3} \cdot T, \qquad (2.9)$$

где $K_з$ - коэффициент заполнения графика, равный относительному числу часов использования максимальной нагрузки.

Для питающих электрических сетей 110 кВ и выше и разомкнутых распределительных сетей 35-150 кВ параметры режима измеряются в дни контрольных замеров (характерные зимний и летний дни). Разомкнутые сети 35-150 кВ выделяются в отдельную группу, в связи с возможностью проведения расчетов потерь в них отдельно от расчетов потерь в замкнутой сети.

Для электрических сетей 0,38 кВ имеются лишь данные эпизодических замеров суммарной нагрузки в виде токов фаз и потерь напряжения в сети.

В соответствии с изложенным для сетей различного назначения рекомендуются следующие методы расчета [2].

Методы поэлементных расчетов рекомендуются как предпочтительные для отдельных линий и трансформаторов, потери в которых существенно зависят от транзитных перетоков.

Методы характерных режимов рекомендуются для расчета потерь в системообразующей и транзитной сети при наличии телеинформации о нагрузках узлов, периодически передаваемой в ВЦ энергосистемы. Оба метода - поэлементных расчетов и характерных режимов - основаны на оперативных расчетах потерь мощности в сети или ее элементах.

Методы характерных суток и числа часов наибольших потерь могут использоваться для расчета потерь в замкнутых сетях 35 кВ и выше самобалансирующихся энергосистем и в разомкнутых сетях 6-150 кВ.

Методы средних нагрузок применимы при относительно однородных графиках нагрузки узлов. Они рекомендуются как предпочтительные для разомкнутых сетей 6-150 кВ при наличии данных об электроэнергии,

пропущенной за рассматриваемый период по головному участку сети. Отсутствие данных о нагрузках узлов сети заставляет предполагать их однородность.

Статистические методы рекомендуются как предпочтительные для определения потерь в сетях 0,38 кВ.

Все методы, применимые к расчетам потерь в сетях более высоких напряжений, при наличии соответствующей информации могут использоваться для расчета потерь и в сетях более низких напряжений.

2.3 Мероприятия по снижению потерь в распределительных сетях

Типовой перечень мероприятий по уменьшению потерь электроэнергии в электрических сетях достаточно хорошо известен и включен в отраслевую инструкцию.

Как показывают расчеты, основной эффект в снижении технических потерь электроэнергии может быть получен за счет технического перевооружения, реконструкции, повышения пропускной способности и надежности работы электрических сетей, сбалансированности их режимов, т.е. за счет внедрения капиталоемких мероприятий.

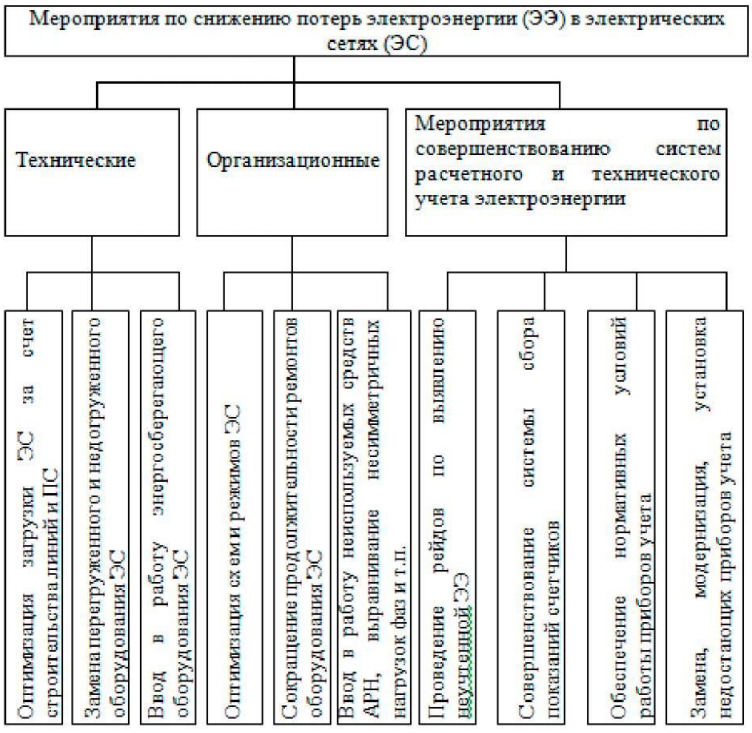


Рисунок 4.2 - Структура мероприятия по снижению потерь электроэнергии

К организационным мероприятиям по обнаружению, предотвращению, устранению и недопущению впредь фактов хищения электроэнергии можно отнести следующие:

- Поэтому задачи масштабного привлечения расхитителей электрической энергии к административно-уголовной ответственности до сих пор остаются нерешенными;

- согласованный расчетный учет электроэнергии между энергоснабжающей организацией и энергоемкими потребителями;

- ущерб от хищения электроэнергии достигает значительных размеров; поэтому затраты на организацию работы по выявлению, предупреждению и устранению фактов хищения электроэнергии несомненно должны окупаться в сравнительно короткие сроки.

Убедительным примером является организация согласованного расчетного учета электроэнергии между энергоснабжающей организацией и энергоемкими потребителями.

При согласованном расчетном учете организуется установка АСКУЭ как со стороны энергоснабжающей организации, так и со стороны потребителя электроэнергии.

Благодаря применению таких систем обеспечивается:

- учет отпуска и потребления электроэнергии ежесуточно и нарастающим итогом за учетный период;

- учет средних получасовых значений активной мощности в расчетных точках учета;

- определение потерь электроэнергии в сети на участках между расчетными точками;

- расчет баланса отпуска и приема электроэнергии с учетом погрешностей ее измерений и потерь в сети, связывающей энергоснабжащую организацию и потребителя электроэнергии;

- взаимный обмен информацией между двумя системами о результатах измерений электроэнергии и мощности и т. д.

Такая система учета практически исключает проблему хищения электроэнергии, и затраты на ее внедрение окупаются очень быстро.

Переход энергосбытовых организаций на контроль работы расчетных приборов учета с выпиской счетов потребителям бытового и мелко моторного секторов.

В настоящее время доля потребления электроэнергии (и, соответственно, доля платежей) комунальнобытовыми потребителями достаточно высока и составляет до 20 % доходов энергосбытовых компаний. При этом результативность проводимых мероприятий по снижению коммерческих потерь электроэнергии и, в частности, ее хищений в бытовом и мелко моторном секторе, к сожалению, явно недостаточна.

Более того, существующая система самообслуживания при взаиморасчётах бытовых потребителей с энергосбытовыми организациями создает благоприятные условия для хищения электроэнергии. Энергосбытовые организации обеспечивают бытовых потребителей абонентскими книжками с бланками счетов, устанавливают ежемесячные сроки оплаты по существующему тарифу на электроэнергию, но при этом практически самоустраняются от постоянного контроля потребления электроэнергии бытовыми потребителями. Эпизодические и крайне редкие

контрольные обходы (обычно один раз в год) не могут дать ощутимых результатов по обнаружению фактов хищений электроэнергии.

Представляется целесообразной такая простая и эффективная организационная мера, как отказ от существующей системы самообслуживания и переход на контроль работы расчетных приборов с выпиской счетов потребителям бытового сектора.

Подобная система существовала ранее, когда Госэнергонадзор и Энергосбыт представляли собой единый государственный орган, которым пресекались любые попытки хищения электроэнергии, в том числе в бытовом секторе. Если при очередной выписке счетов контролер абонентской службы Энергосбыта устанавливал существенное (на его взгляд) снижение потребления электроэнергии данным абонентом, то в отдел инспекции Энергосбыта (такие отделы имеются и в действующей системе энергосбытовых организаций) поступала служебная записка о необходимости проверки фактического расхода электроэнергии и правильности работы счетчика.

При обнаружении факта хищения инспектор энергосбыта составлял соответствующий акт; на основании действовавших в то время Правил пользования электрической и тепловой энергией абонент-расхититель подвергался штрафным санкциям для возмещения нанесенных государству убытков с одновременным прекращением подачи ему электроэнергии до полной оплаты назначенных штрафов.

Сбор данных по электропотреблению может производиться различными способами, из которых наиболее простым, недорогим и реально осуществимым является применение электронных носителей, имеющих вид «таблеток» диаметром 16 и толщиной 5 мм. При этом предусматривается ежемесячный обход жилых домов представителем (инспектором или контролером) энергосбытовой организации для сбора данных по потреблению электроэнергии с использованием сменных электронных носителей информации.

Технические мероприятия по снижению потерь.

К техническим МСП относятся:

- замена проводов на перегруженных линиях;
- замена перегруженных, установка и ввод в работу дополнительных силовых трансформаторов;
- замена недогруженных силовых трансформаторов;
- оптимизация загрузки электросетей за счет строительства линий и подстанций;
- перевод электросетей на более высокое номинальное напряжение;
- установка и ввод в работу компенсирующих устройств.

Как показывает практика, около 10% всего необходимого снижения потерь может быть достигнуто за счет организационных мероприятий. Остальное снижение потерь может быть получено с помощью технических мероприятий, т.е. дополнительных капиталовложений.

Одним из наиболее эффективных мероприятием по снижению потерь является компенсация реактивной мощности в электрических сетях. Экономический эффект от данного мероприятия очевиден.

Использование установок компенсации реактивной мощности позволяет:

- снизить уровень технических потерь электроэнергии;
- разгрузить питающие ЛЭП, силовые трансформаторы и распределительные устройства;
- улучшить качество электроэнергии в сети;
- снизить расходы на оплату электроэнергии и общие затраты на энергопотребление;
- подключить дополнительную активную нагрузку, без увеличения мощности силового трансформатора и без увеличения сечения питающего кабеля;
- увеличить срок службы электрооборудования.

Электроэнергия является единственным видом продукции, транспортировка которой осуществляется за счет расхода определенной части самой продукции, задача состоит лишь в определение их оптимального уровня и поддержание фактических потерь на этом уровне. Наиболее правильно использовать термин «технологический расход электроэнергии на передачу по электрическим сетям», но для краткости при расчетах применяют более привычный термин «потери электроэнергии».

Уровень технологического расхода на передачу электроэнергии по электрическим сетям энергосистем в первую очередь определяется объемом капиталовложений в развитие электрический сети и постоянно изменяется с изменением схемы энергосистемы и ее режимов.

Для удобства анализа потери энергии в электрических сетях подразделяют на:

- технологически необходимый расход энергии при передаче ее в условиях оптимального режима работы энергосистемы;
- оптимальные технологические потери;
- дополнительные технологические потери пи отклонение режима от оптимального.

Количественный анализ потерь энергии выполняются при представление их в зависимости от основных влияющих факторов:

- загрузка линий электропередачи;
- обменный поток мощности;
- степень компенсации потоков реактивной мощности;
- степень приближения режима к оптимальному;
- уровень автоматизации ведения режима сети.

В настоящее время почти повсеместно наблюдается рост абсолютных и относительных потерь электроэнергии при одновременном уменьшении отпуска в сеть. По мнению международных экспертов, относительные потери электроэнергии при ее передаче и распределении в электрических сетях

большинства стран можно считать удовлетворительными, если они не превышают 4-5%. Потери электроэнергии на уровне 10% можно считать максимально допустимыми с точки зрения физики передачи электроэнергии по сетям. Это подтверждается и докризисным уровнем потерь электроэнергии в большинстве энергосистем бывшего СССР, который не превышал, как правило, 10%. Так как сегодня этот уровень вырос в 1,5-2, а по отдельным электросетевым предприятиям - даже в 3 раза, очевидно, что на фоне происходящих изменений хозяйственного механизма в энергетике, кризиса экономики в стране проблема снижения потерь электроэнергии в электрических сетях не только не утратила свою актуальность, а наоборот выдвинулась в одну из задач обеспечения финансовой стабильности организаций.

Основными из этих мероприятий, помимо включенных для системообразующих электрических сетей 10 кВ и выше являются:

- широкое внедрение регулируемых компенсирующих устройств (управляемых шунтируемых реакторов, статических компенсаторов реактивной мощности) для оптимизации потоков реактивной мощности и снижения недопустимых или опасных уровней напряжения в узлах сетей;
- строительство новых линий электропередачи и повышение пропускной способности существующих линий для выдачи активной мощности от «запертых» электростанций для ликвидации дефицитных узлов и завышенных транзитных перетоков;
- развитие нетрадиционной и возобновляемой энергетики (малых ГЭС, ветроэлектростанций, приливных, геотермальных ГЭС и т.п.) для выдачи малых мощностей в удаленные дефицитные узлы электрических сетей.

Очевидно, на ближайшую и удаленную перспективу останутся актуальными оптимизация режимов электрических сетей по активной и реактивной мощности, регулирование напряжения в сетях, оптимизация загрузки трансформаторов, выполнение работ под напряжением и т.п.

К приоритетным мероприятиям по снижению технических потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях 0,4-35 кВ относятся:

- пользование 10 кВ в качестве основного напряжения распределительной сети;
- увеличение доли сетей напряжением 35 кВ;
- сокращение радиуса действия и строительство ВЛ 0,4 кВ в трехфазном исполнении по всей длине;
- применение самонесущих изолированных и защищенных проводов для ВЛ напряжением 0,4-10 кВ;
- использование максимального допустимого сечения провода в электрических сетях 0,4-10 кВ с целью адаптации их пропускной способности к росту нагрузок в течение всего срока службы;
- разработка и внедрение нового более экономичного электрооборудования, в частности, распределительных трансформаторов с

уменьшенными активными и реактивными потерями холостого хода, встроенных в КТП и ЗТП конденсаторных батарей;

- применение столбовых трансформаторов малой мощности 6-10/0,4 кВ для сокращения протяженности сетей 0,4 кВ и потерь электроэнергии в них;

- более широкое использование устройств автоматического регулирования напряжения под нагрузкой, вольтодобавочных трансформаторов, средств местного регулирования напряжения для повышения качества электроэнергии и снижения ее потерь;

- комплексная автоматизация и телемеханизация электрических сетей, применение коммутационных аппаратов нового поколения, средств дистанционного определения мест повреждения в электрических сетях для сокращения длительности неоптимальных ремонтных и послеаварийных режимов, поиска и ликвидации аварий;

- повышение достоверности измерений в электрических сетях на основе использования новых информационных технологий, автоматизации обработки телеметрической информации.

Необходимо сформулировать новые подходы к выбору мероприятий по снижению технических потерь и оценке их сравнительной эффективности в условиях акционирования энергетики, когда решения по вложению средств принимаются уже не с целью достижения максимума «народнохозяйственного эффекта», а получения максимума прибыли данного АО, достижения запланированных уровней рентабельности производства, распределения электроэнергии и т.п.

В условиях общего спада нагрузки и отсутствия средств на развитие, реконструкцию и техпереворужение электрических сетей становится все более очевидным, что каждый вложенный рубль в совершенствование системы учета сегодня окупается значительно быстрее, чем затраты на повышение пропускной способности сетей и даже на компенсацию реактивной мощности. Совершенствование учета электроэнергии в современных условиях позволяет получить прямой и достаточно быстрый эффект. В частности, по оценкам специалистов, только замена старых, преимущественно «малоамперных» однофазных счетчиков класса 2,5 на новые класса 2,0 повышает собираемость средств за переданную потребителям электроэнергии на 10-20%.

Одним из мероприятия является уменьшение реактивной мощности.

Реактивная мощность Q необходима для произведения электромагнитных полей в электродвигателях, трансформаторах, и линиях.

Принципиальной особенностью передачи и распределения электроэнергии переменным током показывается возможность ее многократного преобразования до необходимых параметров в трансформаторах различной мощности и назначения. Нормальная работа трансформаторов и большинства потребителей, характеизующихся индуктивным сопротивлением, основана на периодическом накоплении энергии. Процесс циклического накопления энергии, который характерен и

для емкости в цепи переменного тока, определяет особенности передачи электроэнергии от источника к потребители.

Важнейшими параметрами, характеризующими работу систем электроснабжения в каждом отдельном режиме и в каждом отдельно узле являются мощность и напряжение. Понятие мощности при передаче электроэнергии переменным током неоднозначно. При синусоидальных напряжении и токе:

При только индуктивной и чисто емкостной нагрузке, $\varphi = \pm 90°$, соответственно имеем:

$$U = U_m \sin \omega t ; \tag{2.10}$$

$$I = I_m \sin(\omega t - \varphi) , \tag{2.11}$$

где φ - угол сдвига между напряжением и током, мгновенные значение мощности в цепи равно.

$$p = ui = UI \cos \varphi - UI \cos(2\omega t - \varphi) . \tag{2.12}$$

Отсюда следует, что мгновенная мощность, передаваемая от источника в элемент сети, является несинусоидальной функцией:

$$p = UI(1 - \cos 2\omega t) . \tag{2.13}$$

всегда положительна и меняется с удвоенной угловой частотой 2ю от нуля до $2UI$. Среднее значение мгновенной мощности за период, называемое активной мощностью, равно i:

$$p = UI . \tag{2.14}$$

При только индуктивной и чисто емкостной нагрузке, $\varphi = \pm 90°$ соответственно имеем:

$$p = -UI \cos(2\omega t - 90^\circ) = UI \sin 2\omega t ; \tag{2.15}$$

$$p = -UI \cos(2\omega t + 90^\circ) = UI \sin 2\omega t . \tag{2.16}$$

Из приведенных выражений должно, что мгновенная мощность изменяется по синусоидальному закону с двойной частотой, а среднее ее значение за период и в том, и в другом случае равно нулю. Другими словами, при протекании переменного тока через емкость и индуктивность активная мощность P = 0, но происходит непрерывный обмен энергией между источником питания магнитным полем индуктивности или электрическим полем емкости.

При перемешанной нагрузке $\varphi \neq 0$ мгновенная мощность имеет постоянную составляющую и синусоидальную, изменяющуюся с двойной частотой. Итак, в течение каждого периода имеются промежутки времени, когда напряжение и ток имеют различные направления, и тогда мощность отрицательна, т. е. поступает не в цепь, а возвращается к источнику.

Условность понятия реактивной мощности и процесс периодического обмена энергией не дают возможности говорить ни о количестве ее, ни о ее направлении за кое-какой промежуток времени, отличный от полупериода. Там, где это возможно, при условии симметрии и синусоидальности токов и напряжений, удобно назначить ее знак в соответствии с направлением условной передачи. Поскольку обычно в цепях потребителей протекает ток, оставляющий по фазе от напряжения, и при этом ток в цепи обмотки статора генератора считается отвечающим номинальным условиям, а реактивной мощности приписывается положительное направление. При работе генератора в индуктивном режиме принято сообщать, что он «генерирует» реактивную мощность, которая передается потребителям. Если реактивная составляющая тока нагрузки обгоняет напряжение, то нагрузка становится уже не потребителем, а генератором реактивной мощности. Поэтому элементы электрической системы, вызывающие возникновение обгоняющего тока, в частности, конденсаторы, можно рассматривать как источники реактивной мощности.

Формальное разделение всей мощности на активную и реактивную составляющие в большинстве случаев не противоречит физическому смыслу процессов производства и распределения электроэнергии переменным током и позволяет достаточно просто и с высокой степенью точности решать основные задачи расчета режимов и выбора оборудования. Однако следует еще раз подчеркивать, что это применимо только к симметричным синусоидальным сетям и вбирание понятия реактивной мощности на другие более сложные случаи требует соответствующих обоснований.

Одним из способов снижение потерь является компенсация реактивной мощности.

2.4 Способы компенсации реактивной мощности в электрических сетях

Проблема снижения потерь энергии в электрических сетях всех классов напряжения была, есть и будет основной проблемой передачи и распределения электроэнергии, поскольку определяет эффективность работы любого сетевого предприятия.

Реактивная мощность и напряжение являются основными параметрами, которые характеризуют работу электрических сетей и систем электроснабжения, Как непроизводительная часть полной мощности, реактивная мощность загружает сеть дополнительным током, вызывая дополнительные потери, уменьшая пропускную способность линий электропередач, оказывая влияние на режимы работы и уровни напряжения.

В настоящее время почти повсеместно наблюдается рост абсолютных и относительных потерь электроэнергии. Относительные потери электроэнергии при ее передаче и распределении в электрических сетях большинства стран считаются удовлетворительными, если они не превышают 4-5%. Потери электроэнергии на уровне 10% можно считать максимально допустимыми с точки зрения физики передачи электроэнергии по сетям.

Большая часть этих потерь относится к техническим потерям, обусловленным протеканием тока по проводам и обмоткам трансформаторов и процессами перемагничивания в трансформаторах и электродвигателях. Существенную долю технических потерь, до 40 - 60 %, составляют потери от перетоков реактивной мощности, большая часть которых приходится на распределительные сети 6-10/0,4 кВ. Это обусловлено дефицитом реактивной мощности в узлах нагрузок и предопределяет трудности обеспечения нормируемых уровней напряжения у потребителей.

Так как уровень потерь в электрических сетях возрастает, то на ближайшую и удаленную перспективу оптимизация режимов электрических сетей по реактивной мощности и регулирование напряжения в сетях, останутся актуальными задачами.

Перечень мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях хорошо известен. В частности, снижение потерь электроэнергии от перетоков реактивной мощности в распределительных электрических сетях 6-10 кВ может быть обеспечено в основном за счет дополнительных капиталовложений на оптимизацию конфигурации сетей, уменьшение радиуса их действия, и увеличение сечения провода, а также на применение конденсаторных батарей и других средств местного регулирования.

В связи с жесткими требованиями по повышению коэффициента мощности со стороны энергоснабжающих организаций, системы электроснабжения промышленных предприятий, в той или иной степени, оказались оснащенными конденсаторными батареями. В коммунально-бытовых и сельскохозяйственных распределительных сетях оптимизация потерь энергии и обеспечение нормируемых уровней напряжения у потребителей является прерогативой самих энергоснабжающих организаций, которые по ряду объективных и субъективных причин не стремятся к приобретению конденсаторных батарей.

Причинами такого положения являются нежелание вкладывать средства в мероприятия, не приносящие быстрой прибыли, и сложности, связанные с регулированием мощности конденсаторных батарей, несмотря на то, что многолетний опыт эксплуатации конденсаторных батарей в сетях всех классов напряжений показал их высокую надежность, малый процент отбраковки и технико-экономическую эффективность.

Практически полную компенсацию реактивной мощности в распределительных сетях можно обеспечить путем комплектования всех

потребителей электроэнергии конденсаторами соответствующей мощности уже на стадии их изготовления на заводах изготовителях.

В этом случае будет иметь место отсутствие перетоков реактивной мощности в распределительных сетях, поскольку она будет вырабатываться непосредственно на месте установки того или иного прибора и начиная с момента его включения. Однако такое простое решение превращается в общегосударственную задачу, поскольку необходимо обеспечить производство большого количества конденсаторов разнообразной номенклатуры и, что самое главное, обязать всех производителей комплектовать свою продукцию такими конденсаторами.

В настоящее время наиболее реальным является установка конденсаторных батарей на шинах каждого ТП 6-10 / 04 кВ. При этом должна решаться задача определения мощности конденсаторов с учетом возможности их регулирования. При этом экономический эффект должен быть определен не только за счет снижения потерь энергии от перетоков реактивной мощности, но от увеличения пропускной способности линий и трансформаторов, удаления сроков строительства новых ТП, увеличения выработки активной мощности генераторами электрических станций и др.

Представляет интерес определение и соотношение этих составляющих, поскольку именно эти денежные средства и определяют эффективность использования, а, следовательно, и заинтересованность энергоснабжающих предприятий во вложении средств на установке конденсаторных батарей

Для решения этой задачи необходимо:

- проведение анализа графиков нагрузок городских ТП с учетом их качественного изменения;
- определение минимальных значений реактивной мощности в узлах нагрузок и определения мощности нерегулируемых конденсаторных батарей для каждого ТП;
- определение максимальных значений реактивной мощности в узлах нагрузок и определения целесообразности установки регулируемых конденсаторных батарей, их мощности и точек установки для каждого ТП;
- определение наиболее целесообразного типа конденсаторной установки по напряжению и мощности.

Даже ориентировочные расчеты, без учета указанных выше составляющих экономического эффекта, определенные только по величине снижения потерь от реактивной мощности, показывают, что установка конденсаторных батарей окупается не более чем за 2-4 года, в особенности если учесть, что последние производятся на Усть-Каменогорском конденсаторном заводе.

Наиболее эффективным средством по компенсации реактивной мощности в городских электрических сетях являются конденсаторные батареи, в связи с этим принцип работы других компенсирующих устройств, таких как синхронные компенсаторы и синхронные двигатели рассматриваться не будут.

Максимальное снижение потерь достигается при установке компенсирующих устройств непосредственно в узле нагрузке или у потребителя.

Установки компенсирующих устройств в выше приведенных местах, требует решения других дополнительных задач, что вызывает ряд проблем, которые в виду их сложности невозможно решить.

Батареи статических конденсаторов 6,3-10,5 кВ

БСК применяются для увеличения коэффициента мощности в электрических сетях. Они позволяют производить реактивную мощность в узлах нагрузки, а не на удаленных электрических станциях, что снижает потерю напряжения и мощности в системе электроснабжения.

Задачи, решаемые с помощью батарей статических конденсаторов (БСК):

- Уменьшение потерь электроэнергии;
- стабилизация уровня напряжения (сокращение потерь напряжения);
- повышение качества электрической энергии;
- снижение потребления реактивной энергии из мощных сетей;
- увеличение пропускной способности электросети без увеличения мощностей силового оборудования;
- эти конденсаторные батареи увеличивают устойчивость системы снабжения электричеством.

На сегодняшний день наиболее востребованы БСК открытого исполнения для эксплуатации непосредственно на ОРУ без возведения дополнительных строений. БСК изготавливаемые ТОО «УККЗ» полностью удовлетворяют требованиям ГОСТ 15543.1-89 в части технических требований по стойкости к воздействию климатических факторов для районов УХЛ1.

Батареи статических конденсаторов комплектуются конденсаторами типа КЭПФ. Внутри конденсатора последовательно с каждым емкостным элементом устанавливаются плавкие предохранители, которые обеспечивают локализацию внутренних повреждений, не допуская выхода конденсатора из строя. Комплектация батареи конденсаторов зависит от требований заказчика. В состав БСК входят металлические каркасы для установки конденсаторов покрытые методом горячего или холодного оцинковывания, опорные и шинные изоляторы, ошиновка электрических связей, измерительные трансформаторы тока, устройства защиты конденсаторной батареи от тока небаланса, токоограничивающие реакторы и комплект крепежных изделий.

Отличительные особенности БСК ТОО «Усть-каменогорский конденсаторный завод»:

- пройдена аттестация БСК в ОАО «ФСК ЕЭС»;
- приемлемая стоимость и достаточно быстрая окупаемость;
- большой опыт производства конденсаторных батарей;
- наличие своей производственной базы для изготовления батарей статических конденсаторов;

- быстрый монтаж и простота эксплуатации;
- производство БСК согласно техническому заданию от заказчика.

Основными достоинствами статических конденсаторов для компенсации реактивной мощности являются:

1) незначительные потери активной мощности, лежащие в пределах 0,3-0,45 кВт на 100 квар;

2) отсутствие вращающихся частей и сравнительно малая масса установки с конденсаторами, а в связи с этим отсутствие необходимости в фундаменте;

3) более простая и дешевая эксплуатация, чем других компенсирующих устройств;

4) возможность увеличения или уменьшения установленной мощности в зависимости от потребности;

5) возможность установки статических конденсаторов в любой точке сети: у отдельных электроприемников, группами в цехах или крупными батареями.

Кроме того, выход из строя отдельного конденсатора, при надлежащей его защите, не отражается обычно на работе всей конденсаторной установки.

3 Расчет режимов электрических сетей Урджарского района

3.1 Постановка задачи и выбор участка для расчета

Для расчета режимов электрических сетей и подстанции 110/35/10 кВ необходимо:

- необходимо предоставить карту-схему Урджарского района;
- необходимо предоставить электрическую схему Урджарского района;
- выбор участка существующей электрической сети с Урджарского района;
- составление схемы замещения выбранного участка;
- произвести расчет режимов работы выбранного участка электрической сети в программе «RASTR WIN 3» и произвести анализ выбранного участка;
- произвести расчет режимов работы в электрической сети с целью проверки загрузки элементов сетей и уточнения уровней напряжения на шинах подстанций и определение потерь;
- проанализировать параметры электрической сети по результатом расчетов.

Для расчета режимов работы в электрической сети выбрал участок с Урджарского района, на рисунке 3.1 приведена карта-схема и на рисунке 3.2 приведана электричкая схема выбраного участка.



Рисунок 3.1 – Карта-схема сетей рассматриваемого участка

В выбранном участке ПС Маканчи класс напряжения 110/35/10 кВ, питается от ПС Аягоз по двум линиям. ПС Маканчи работает два трансформатора типа ТДТН мощностью 10,0МВА, и второй трансформатор типа ТМТН мощностью 6,3МВА. ПС Маканчи электроснабжает подстанции Карабута, ПС Кабанбай, ПС Акчока, ПС Бахты, ПС Коктерек, ПС Карабулак, ПС Коктал тем самым снабжая электричеством близлежащие поселки.

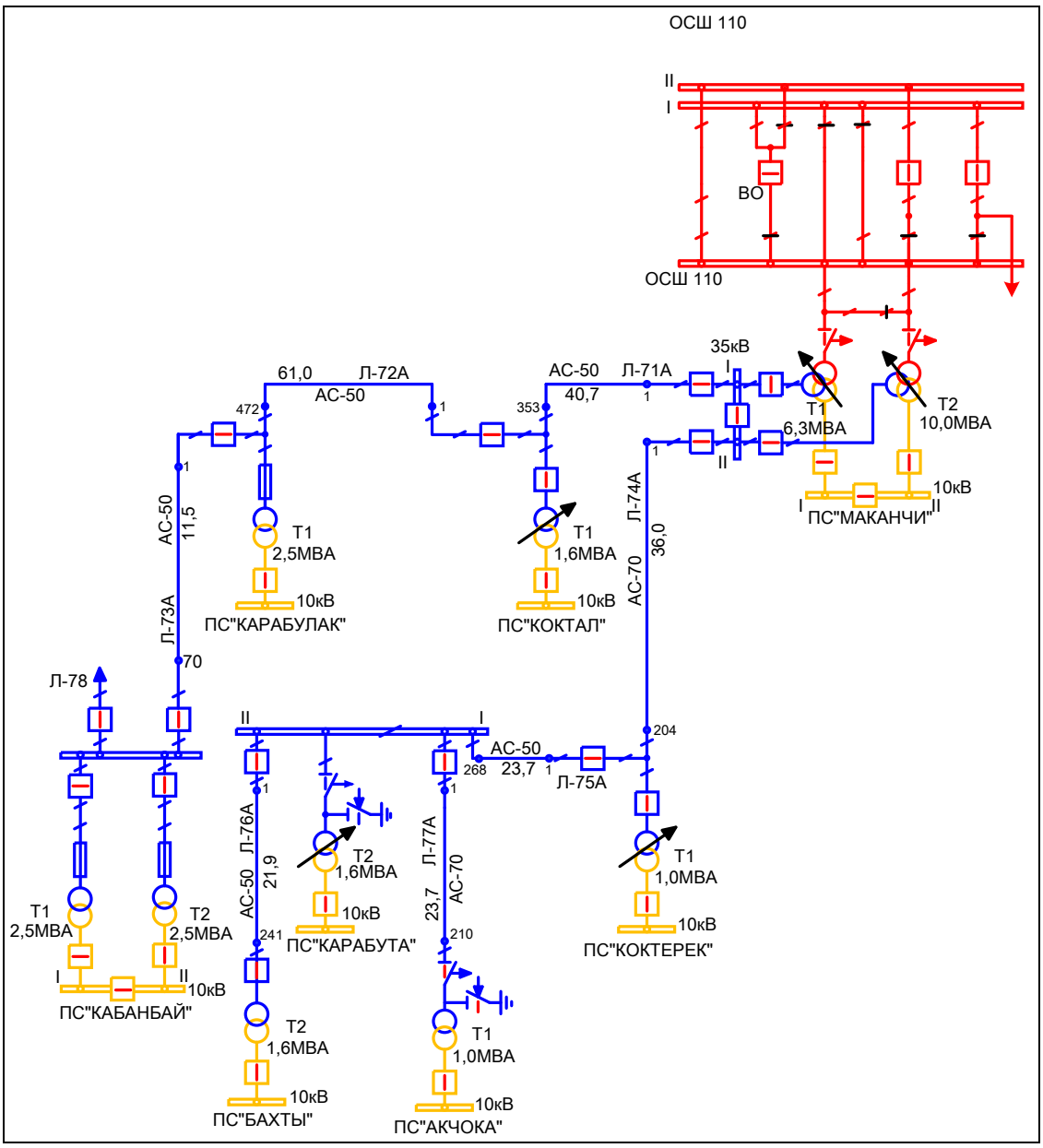


Рисунок 3.2 – Электрическая схема рассматриваемого участка

3.2 О программе Rastr Win 3

Для решения этой задачи в энергетике применяются различные программные комплексы. Наиболее распространенным является программный комплекс Rastr Win 3. Программный комплекс Rastr Win 3 предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем. Rastr Win 3 используется более чем в 150 организациях на территории России, Казахстана, Киргизии, Беларуси, Молдовы, Монголии, Югославии. В России основными пользователями являются: Системный Оператор Единой Энергетической Системы (СО ЦДУ ЕЭС) и его филиалы, Федеральная Сетевая Компания (ФСК) и ее подразделения, территориальные АО-Энерго, проектные и научно- исследовательские институты (Энергосетьпроект, ВНИИЭ, НИИПТ и т.д.).

Перед проведением расчетов по программе нужно подготовить исходные данные по схеме, нагрузкам и генераторам электрической сети в форме, понятной Rastr Win 3. Для этого необходимо:

- нарисовать схему с указанием всех узлов и ветвей;
- пронумеровать все узлы электрической сети, включая все промежуточные узлы. Например, электрическая станция может быть представлена двумя узлами - шины генераторного напряжения и шины за трансформатором. Узел в исходных данных программы соответствует электрическим шинам. Номер узла должен быть уникальным числом в диапазоне от 1 до 32000, сквозная нумерация необязательна. Для простоты ориентации в схеме, узлам, относящимся к одному объекту, целесообразно давать похожие номера (7, 17, 107, 1007 и т.д.). Выбранные номера узлов следует нанести на схему сети. Нумерация узлов схемы замещения, для удобства, производится начиная от базисно - балансирующего узла;
- для каждого узла определить его номинальное напряжение и нанести на схему;
- для каждого узла нагрузки определить активную и реактивную мощности потребления. Если исходные данные заданы активной мощностью и cos φ, - рассчитать реактивную мощность;
- для линий электропередачи (ЛЭП) определить продольное сопротивление и проводимость на землю (проводимость задается в микросименсах и емкостный характер отражается знаком минус);
- для трансформаторов определить сопротивление R + jX, приведенное к стороне высокого напряжения, проводимость шунта на землю G + jB и коэффициент трансформации, равный отношению низшего номинального напряжения к высшему (таким образом, коэффициент трансформации будет меньше единицы);
- автотрансформаторы и трехобмоточные трансформаторы представить по схеме звезда с промежуточным узлом и тремя ветвями, две из которых имеют коэффициенты трансформации;
- определить номер балансирующего узла и его модуль напряжения.

Расчетные модули:

- Расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения (от 0.4 до 1150 кВ).
- Полный расчет всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети).
- Расчет установившихся режимов с учетом отклонения частоты (без балансирующего узла).
- Контроль исходной информации на логическую и физическую непротиворечивость.
- Эквивалентирование (упрощение) электрических сетей.
- Оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности.

- Расчет положений регуляторов трансформатора под нагрузкой (РПН) и положений вольтодобавочных трансформаторов(ВДТ).
- Расчет предельных по передаваемой мощности режимов энергосистемы, определение опасных сечений.
- Структурный анализ потерь мощности – по их характеру, типам оборудования, районам и уровням напряжения.
- Проведение многовариантных расчетов по списку возможных аварийных ситуаций.
- Моделирование отключения ЛЭП, в том числе одностороннего, и определение напряжения на открытом конце.
- Моделирование линейных и шинных реакторов с возможностью их отключения и переноса линейного реактора в узел при отключении ЛЭП.
- Анализ допустимой токовой загрузки ЛЭП и трансформаторов, в том числе с учетом зависимости допустимого тока от температуры.
- Расчет сетевых коэффициентов, позволяющих оценить влияние изменения входных параметров на результаты расчета, и наоборот, проанализировать чувствительность результатов расчета к изменению входных параметров.
- Сравнение различных режимов по заданному списку параметров.

3.3 Схема замещения и определение параметров линий

Чтобы определить параметры линий ниже приведем схему замещения рассматриваемого участка. Схему замещения своего участка начертил в программе Microsoft Visio которую предоставил на рисунке 3.2.

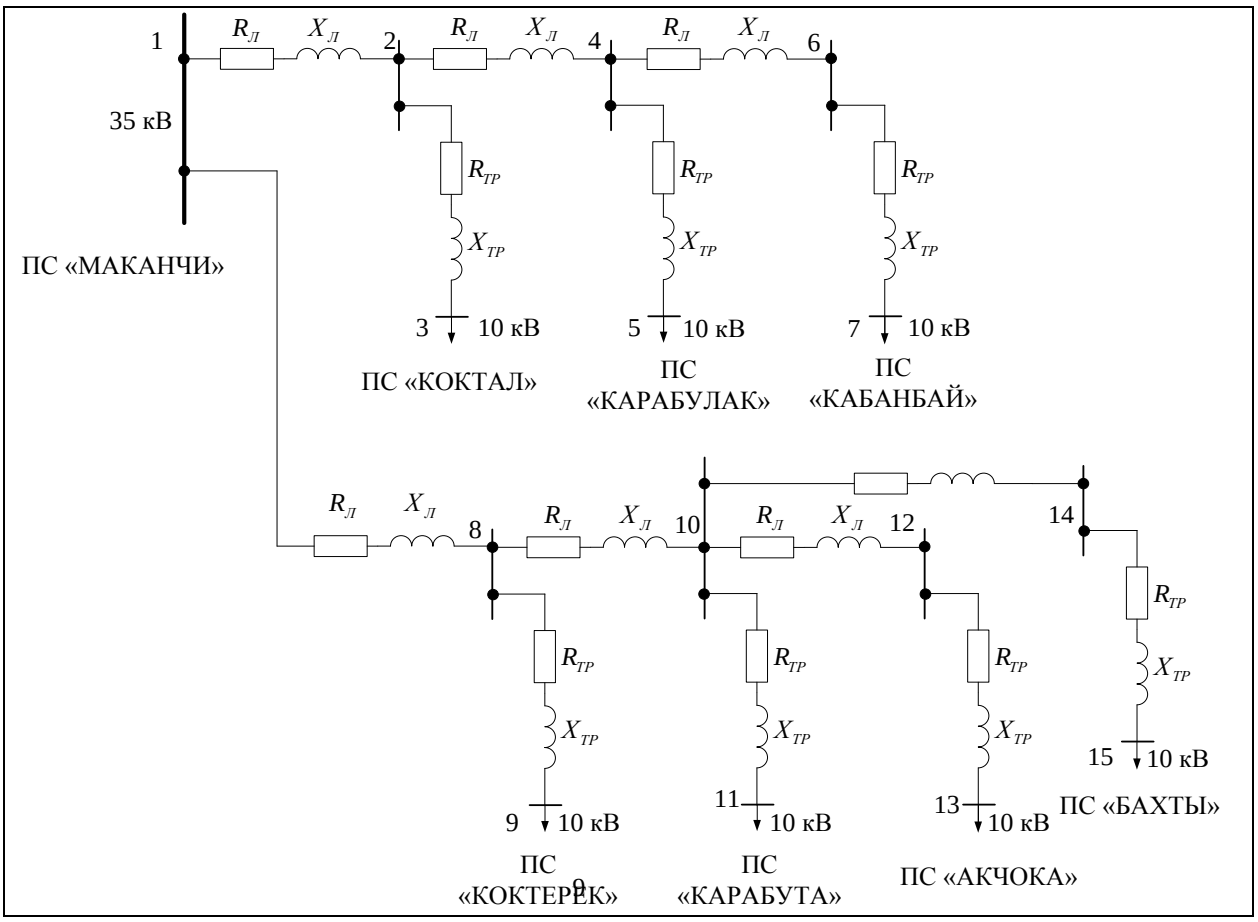


Рисунок 3.2 – Схема замещения рассматриваемого участка

Активное сопротивление линий R, Ом, вычисляется по формуле:

$$R = r_0 \cdot L, \tag{3.1}$$

где R – активное сопротивление воздушной линий, Ом/км;
r_0 – удельное активное сопротивление, Ом/км;
L – протяжённость ЛЭП, км;

Реактивное сопротивление линий X, Ом вычисляется по формуле:

$$X = x_0 \cdot L, \tag{3.2}$$

где X – реактивное сопротивление воздушной линий, Ом/км;
x_0 – удельное реактивное сопротивление, Ом/км;
L – протяжённость ЛЭП, км;

Емкостная проводимость линий B, См/км вычисляется по формуле:

$$B = \frac{b_0 \cdot L}{2}, \tag{3.3}$$

где B – емкостная проводимость линий В, См/км;

b_0 – удельное реактивное проводимость, См/км;

L – протяжённость ЛЭП, км.

После составления схемы замещения и расчета параметров линии, необходимо предоставить все данные которые будут вводиться в программу Rastr:

- параметры линии рассматриваемого участка представлены в таблице 3.1;
- нагрузки для максимального и минимального режима (зимние и летние замеры) представлены в таблице 3.3 и 3.4;

Марки провода были известны, по ним взял удельное активное r_0 и реактивное x_0 сопротивление из справочника по проектированию электро-энергетических систем. Также известны протяженности L линии и по формуле 3.1, 3.2, 3.3 посчитал активное, реактивное сопротивление. Ниже в таблице 3.1 предоставил данные проводов.

Таблица 3.1 – Сопротивления и длина линии проводов

Участки линии	Марка провода	r_0, Ом/км	x_0, Ом/км	Длина линии, км	R, Ом	X, Ом
1-2	АС-50/35КВ	0,603	0,435	40,7	24,54	17,7
2-4	АС-50/35КВ	0,603	0,435	61	36,78	26,54
4-6	АС-50/35КВ	0,603	0,435	11,5	6,93	5,003
1-8	АС-70	0,422	0,432	36	15,19	15,55
8-10	АС-50/35КВ	0,603	0,435	23,7	14,29	10,31
10-12	АС-70	0,422	0,432	23,7	10,001	10,24
10-14	АС-50/35КВ	0,603	0,435	21,9	13,21	9,53

Средние зимние и летние нагрузки которые предоставил в таблице 3.2 и 3.3 получил из центральной диспетчерской РЭК .

Таблица 3.2 – Средние зимние нагрузки

Наименование ПС	P, МВт	Q, МВар
НН ПС "КОКТАЛ"	0,65	0,35
НН ПС "КАРАБУЛАК"	1,2	0,77
НН ПС "КАБАНБАЙ"	0,86	0,44
НН ПС "КОКТЕРЕК"	0,3	0,12
НН ПС "КАРАБУТА"	0,53	0,29
НН ПС "БАХТЫ"	0,59	0,35
НН ПС "АКЧОКА"	0,25	0,07

Таблица 3.4 – Средние летние нагрузки

Наименование ПС	P, МВт	Q, МВар
НН ПС "КОКТАЛ"	0,39	0,21
НН ПС "КАРАБУЛАК"	0,72	0,46
НН ПС "КАБАНБАЙ"	0,52	0,26
НН ПС "КОКТЕРЕК"	0,18	0,07
НН ПС "КАРАБУТА"	0,32	0,17
НН ПС "БАХТЫ"	0,35	0,21
НН ПС "АКЧОКА"	0,15	0,04

3.4 Расчет режимов работы по средним зимних и средним летних нагрузках рассматриваемого участка

Расчеты произвел с помощью программы RASTR для зимнего и летнего режимов. Произведем расчет зимнего режима. Для ввода данных в программу RASTR используем данные, представленные в таблицах 3.1 и 3.4. Результаты расчета в зимнем режиме приведены на рисунках 3.3-3.7.



Узлы | Ветви | Напряжения | Районы | Районы+Потери | Районы+Потери Q | Графика

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta	S_н	S_g
1			База	1	ПС Маканчи	35					3,7	2,2	37,5	-1 000,0	1 000,0	37,50			3.7+J2.2
2			Нагр	2	ВН ПС Коктал	35										35,59	-0,40		
3			Нагр	3	НН ПС Коктал	10			0,65	0,35						9,95	-1,68	0.7+J0.3	
4			Нагр	4	ВН ПС Карабулак	35										33,44	-0,92		
5			Нагр	5	НН ПС Карабулак	10			1,20	0,77						9,30	-2,85	1.2+J0.8	
6			Нагр	6	ВН ПС Кабанбай	35										33,20	-1,03		
7			Нагр	7	НН ПС Кабанбай	10			0,86	0,44						9,34	-2,20	0.9+J0.4	
8			Нагр	8	ВН ПС Коктерек	35										36,39	-0,38		
9			Нагр	9	НН ПС Коктерек	10			0,30	0,12						10,33	-0,99	0.3+J0.1	
10			Нагр	10	ВН ПС Карабута	35										35,63	-0,44		
11			Нагр	11	НН ПС Карабута	10			0,53	0,29						10,01	-1,49	0.5+J0.3	
12			Нагр	12	ВН ПС Акчока	35										35,54	-0,53		
13			Нагр	13	НН ПС Акчока	10			0,25	0,07						10,11	-1,07	0.3+J0.1	
14			Нагр	14	ВН ПС Бахты	35										35,31	-0,48		
15			Нагр	15	НН ПС Бахты	10			0,59	0,35						9,88	-1,65	0.6+J0.3	

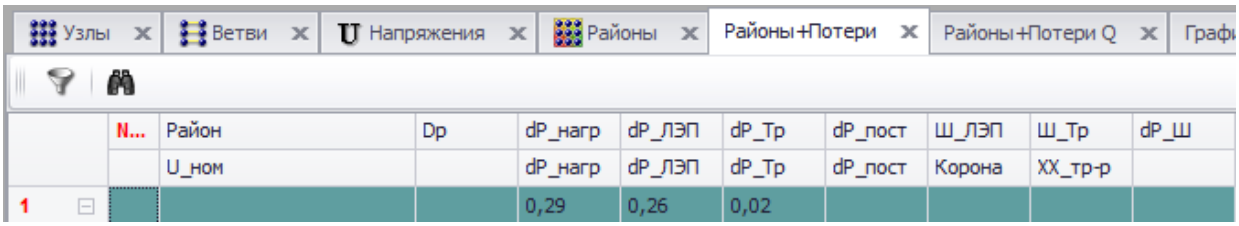
Рисунок 3.3 – Значении зимнего режима «Узлы» из программы Rastr Win 3



Узлы | Ветви | Напряжения | Районы | Районы+Потери | Районы+Потери Q | Графика

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	Кт/r	P_нач	Q_нач	I max	Sl_нач	Sl_кон
1			ЛЭП	1	2	ПС Маканчи - ВН ПС Кок...	24,54	17,70		-2	-1	37	2.1+J1.1	2+J1.1
2			Тр-р	2	3	ВН ПС Коктал - НН ПС Ко...	12,40	49,20	0,286	-1	0	12	0.7+J0.4	0.7+J0.4
3			ЛЭП	2	4	ВН ПС Коктал - ВН ПС Ка...	36,78	26,54		-2	-1	28	1.5+J0.8	1.4+J0.7
4			Тр-р	4	5	ВН ПС Карабулак - НН П...	2,10	31,90	0,286	-1	-1	26	1.2+J0.9	1.2+J0.8
5			ЛЭП	4	6	ВН ПС Карабулак - ВН П...	6,93	5,00		-1	0	17	0.9+J0.3	0.9+J0.3
6			Тр-р	6	7	ВН ПС Кабанбай - НН ПС ...	3,85	27,45	0,286	-1	-1	18	0.9+J0.5	0.9+J0.5
7			ЛЭП	1	8	ПС Маканчи - ВН ПС Кок...	15,19	15,55		-2	-1	30	1.6+J1.1	1.6+J1
8			Тр-р	8	9	ВН ПС Коктерек - НН ПС ...	8,60	49,80	0,286	0	0	5	0.3+J0.1	0.3+J0.1
9			ЛЭП	8	10	ВН ПС Коктерек - ВН ПС ...	14,29	10,31		-1	-1	25	1.3+J0.9	1.3+J0.8
10			Тр-р	10	11	ВН ПС Карабута - НН ПС ...	12,40	49,20	0,286	-1	0	10	0.5+J0.3	0.5+J0.3
11			ЛЭП	10	12	ВН ПС Карабута - ВН ПС ...	10,00	10,24		0	0	4	0.2+J0.1	0.2+J0.1
12			Тр-р	12	13	ВН ПС Акчока - НН ПС Ак...	8,60	49,00	0,286	0	0	4	0.3+J0.1	0.3+J0.1
13			ЛЭП	10	14	ВН ПС Карабута - ВН ПС ...	13,21	9,53		-1	0	11	0.6+J0.4	0.6+J0.4
14			Тр-р	14	15	ВН ПС Бахты - НН ПС Бах...	12,40	49,20	0,286	-1	0	11	0.6+J0.4	0.6+J0.3

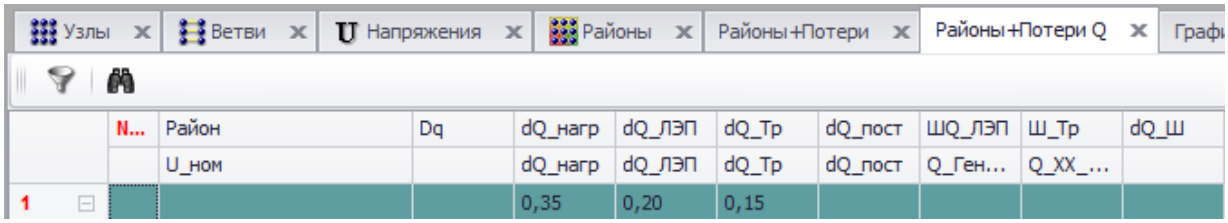
Рисунок 3.4 – Значении зимнего режима «Ветви» из программы Rastr Win 3



Узлы | Ветви | Напряжения | Районы | Районы+Потери | Районы+Потери Q | Граф

	N...	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	0,26	0,02				

Рисунок 3.5 – Значении зимнего режима «Районы+Потери» из программы Rastr Win 3



Узлы | Ветви | Напряжения | Районы | Районы+Потери | Районы+Потери Q | Граф

	N...	Район	Dq	dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	ШQ_ЛЭП	Ш_Тр	dQ_Ш
		U_ном		dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	Q_Ген...	Q_XX_...	
1				0,35	0,20	0,15				

Рисунок 3.6 – Значении зимнего «Районы+Потери Q» из программы Rastr Win 3

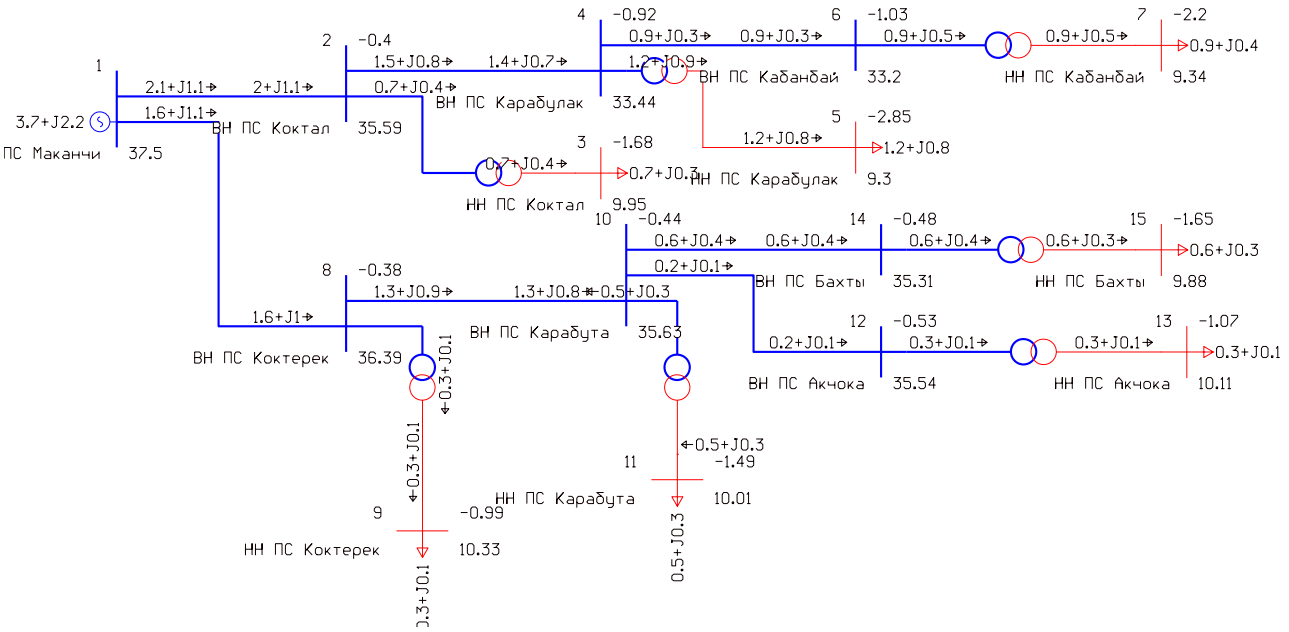


Рисунок 3.7 – Схема перетоков в зимнем режиме «Графкика» полученная из программы Rastr Win 3

Напряжения в узловых точках всей схемы сети находятся в пределах допустимых значений ±5%;

Активные потери в линиях составляют 0,26 МВт, а потери в трансформаторах 0,02 МВт.

Произвел расчет летнего режима. Результаты расчета в летнем режиме приведены на рисунках 3.8 - 3.12.

Узлы | Ветви | Районы | Районы+Потери | Районы+Потери Q | Напряжения | Графика

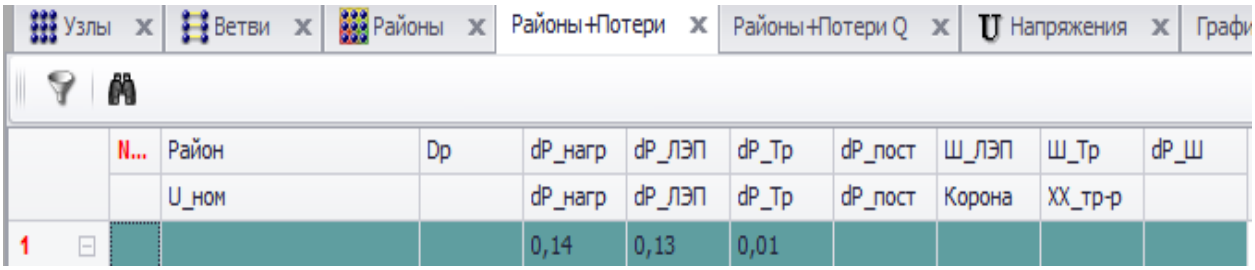
	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta	S_н	S_гр
1			База	1	ПС Маканчи	35					2,6	1,7	37,5	-1 000,0	1 000,0	37,50			2.56+J...
2			Нагр	2	ВН ПС Коктал	35										36,18	-0,18		
3			Нагр	3	НН ПС Коктал	10			0,39	0,21						10,21	-0,91	0.39+J0.21	
4			Нагр	4	ВН ПС Карабулак	35										34,68	-0,38		
5			Нагр	5	НН ПС Карабулак	10			0,72	0,46						9,77	-1,45	0.72+J0.46	
6			Нагр	6	ВН ПС Кабанбай	35										34,54	-0,44		
7			Нагр	7	НН ПС Кабанбай	10			0,52	0,26						9,79	-1,09	0.52+J0.26	
8			Нагр	8	ВН ПС Коктерек	35										36,67	-0,20		
9			Нагр	9	НН ПС Коктерек	10			0,18	0,07						10,44	-0,56	0.18+J0.07	
10			Нагр	10	ВН ПС Карабута	35										36,13	-0,18		
11			Нагр	11	НН ПС Карабута	10			0,32	0,17						10,23	-0,80	0.32+J0.17	
12			Нагр	12	ВН ПС Акчока	35										36,08	-0,23		
13			Нагр	13	НН ПС Акчока	10			0,15	0,04						10,29	-0,54	0.15+J0.04	
14			Нагр	14	ВН ПС Бахты	35										35,95	-0,20		
15			Нагр	15	НН ПС Бахты	10			0,35	0,21						10,16	-0,86	0.35+J0.21	

Рисунок 3.8 – Значении летнего «Узлы» из программы Rastr Win 3



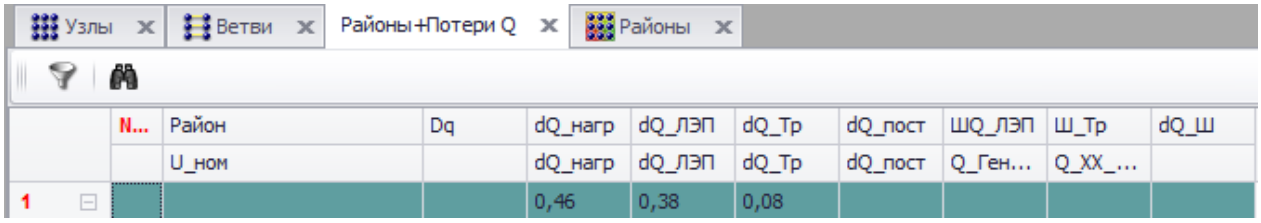
	O	S	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	Кт/r	P_нач	Q_нач	I max	Sl_нач	Sl_кон
1			ЛЭП	1	2	ПС Маканчи - ВН ПС Кок...	24,54	17,70		-1	-1	25	1.41+J0.85	1.36+J0.81
2			Тр-р	2	3	ВН ПС Коктал - НН ПС Ко...	12,40	49,20	0,286	0	0	7	0.39+J0.22	0.39+J0.21
3			ЛЭП	2	4	ВН ПС Коктал - ВН ПС Ка...	36,78	26,54		-1	-1	19	1.03+J0.62	0.99+J0.59
4			Тр-р	4	5	ВН ПС Карабулак - НН П...	2,10	31,90	0,286	-1	0	15	0.73+J0.49	0.73+J0.47
5			ЛЭП	4	6	ВН ПС Карабулак - ВН П...	6,93	5,00		-1	0	10	0.54+J0.22	0.54+J0.22
6			Тр-р	6	7	ВН ПС Кабанбай - НН ПС ...	3,85	27,45	0,286	-1	0	10	0.53+J0.28	0.53+J0.27
7			ЛЭП	1	8	ПС Маканчи - ВН ПС Кок...	15,19	15,55		-1	-1	22	1.15+J0.87	1.13+J0.84
8			Тр-р	8	9	ВН ПС Коктерек - НН ПС ...	8,60	49,80	0,286	0	0	3	0.18+J0.07	0.18+J0.07
9			ЛЭП	8	10	ВН ПС Коктерек - ВН ПС ...	14,29	10,31		-1	-1	18	0.9+J0.67	0.89+J0.66
10			Тр-р	10	11	ВН ПС Карабута - НН ПС ...	12,40	49,20	0,286	0	0	6	0.32+J0.17	0.32+J0.16
11			ЛЭП	10	12	ВН ПС Карабута - ВН ПС ...	10,00	10,24		0	0	2	0.14+J0.04	0.14+J0.04
12			Тр-р	12	13	ВН ПС Акчока - НН ПС Ак...	8,60	49,00	0,286	0	0	2	0.15+J0.03	0.15+J0.03
13			ЛЭП	10	14	ВН ПС Карабута - ВН ПС ...	13,21	9,53		0	0	7	0.34+J0.23	0.34+J0.22
14			Тр-р	14	15	ВН ПС Бахты - НН ПС Бах...	12,40	49,20	0,286	0	0	7	0.35+J0.21	0.35+J0.2

Рисунок 3.9 – Значении летнего режима «Ветви» из программы Rastr Win 3



	N...	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				0,14	0,13	0,01				

Рисунок 3.10 – Значении летнего режима «Районы+Потери» из программы Rastr Win 3



	N...	Район	Dq	dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	ШQ_ЛЭП	Ш_Тр	dQ_Ш
		U_ном		dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	Q_Ген...	Q_XX_...	
1				0,46	0,38	0,08				

Рисунок 3.11 – Значении летнего режима «Районы+Потери Q» из программы Rastr Win 3

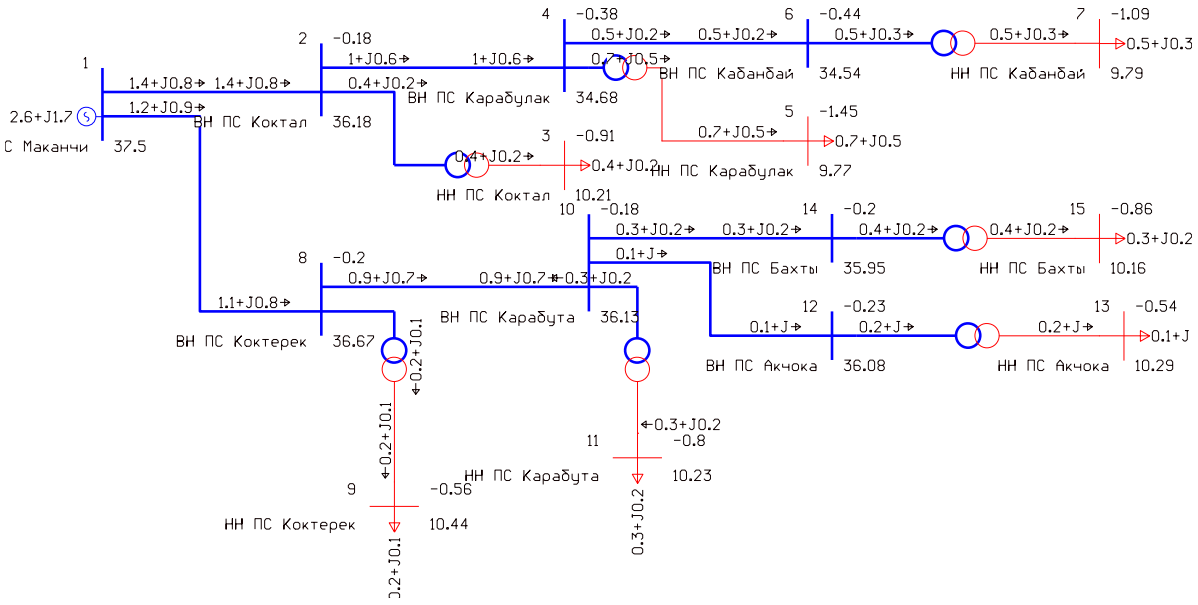


Рисунок 3.12 – Схема перетоков в летнем режиме «Графкика» полученная из программы Rastr Win 3

Напряжения в узловых точках всей схемы сети находятся в пределах допустимых значений ±5%.

Активные потери в линиях составляют 0,13 МВт, а потери в трансформаторах 0,01 МВт.

4 Расчет режимов работы существующей схемы сети с учетом компенсирующих устройств

4.1 Выбор мощности, количество и типы компенсирующих устройств

Наиболее распространенными видами компенсирующих устройств, которые выполняют роль местных генераторов реактивной мощности на предприятиях, являются батарей статических конденсаторов. Конденсаторные батареи устанавливают на цеховых общезаводских трансформаторных подстанциях-со стороны низкого или высокого напряжения.

Чем ближе компенсирующее устройство к приемникам реактивной энергии, тем больше звеньев системы электроснабжения разгружается от реактивных токов. Однако при централизованной компенсации, т. е. при установке конденсаторов на трансформаторных подстанциях, конденсаторная мощность используется более полно.

Реактивная мощность, отдаваемая компенсирующей установкой,

$$Q = Q_1 - Q_2, \qquad (4.1)$$

где Q_1, Q_2 - реактивная мощность до и после компенсации.

Активная мощность, потребляемая из сети компенсирующим устройством:

$$P_k = P_2 - P_1. \quad (4.2)$$

Величину необходимой мощности конденсаторной батареи можно определить приближенно без учета потерь в конденсаторах, которые составляют 0,003 - 0,0045 кВт/квар.

$$Q_k = P(tan\varphi_1 - tan\varphi_2). \quad (4.3)$$

Пример расчета и выбор конденсаторных батарей для компенсации реактивной мощности.

Мощность различных конденсаторных установок для среднесуточной нагрузки можно найти в электротехнических справочниках и каталогах производителей.

Таблица 4.1 – Устанавливаемые БСК на нижеследующих подстанции

Место установки БСК	Тип компенсатора	Ном-ое напряжеие, кВ	Ном-ая мощность, кВАР
Карабулак	БСК-6,3(10,5)-600-300(300ф+300р)	10	600
Кабанбай	БСК-6,3(10,5)-300-150(150ф+150р)	10	300
Коктал	БСК-6,3(10,5)-150-50(100ф+50р)	10	150
Бахты	БСК-6,3(10,5)-150-50(100ф+50р)	10	150
Карабута	БСК-6,3(10,5)-150-50(100ф+50р)	10	150

Комплектные конденсаторные установки состоят из стандартных заводских шкафов и могут быть нерегулируемыми и регулируемыми.

Регулирование может быть одно- или многоступенчатым. При одноступенчатом регулировании автоматически включается и отключается вся установка. При многоступенчатом регулировании автоматически переключаются отдельные секции батарей конденсаторов.

Компенсация реактивной мощности с помощью конденсаторных батарей может быть индивидуальная, групповая и централизованная.

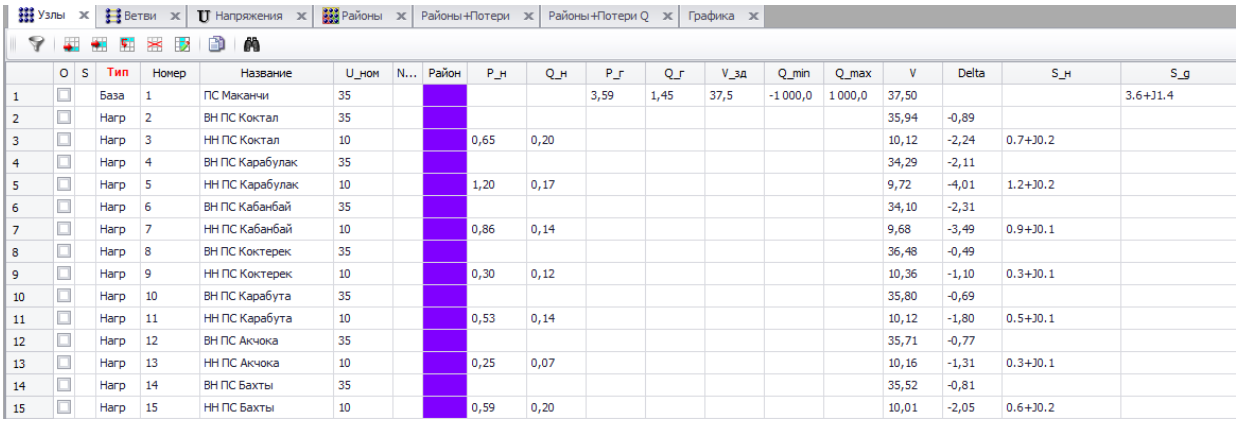
Индивидуальную компенсацию чаще всего применяют на напряжениях до 660 В. При этом конденсаторную батарею наглухо присоединяют к зажимам приемника. В этом случае от реактивной мощности разгружается вся сеть системы электроснабжения. Такой вид компенсации имеет существенный недостаток - плохое использование установленной мощности конденсаторной

батареи, так как с отключением приемника отключается и компенсирующая установка.

При групповой компенсации конденсаторную батарею присоединяют к распределительным пунктам сети. При этом использование установленной мощности несколько увеличивается, но распределительная сеть от распределительного пункта до приемника остается нагруженной реактивной мощностью нагрузки.

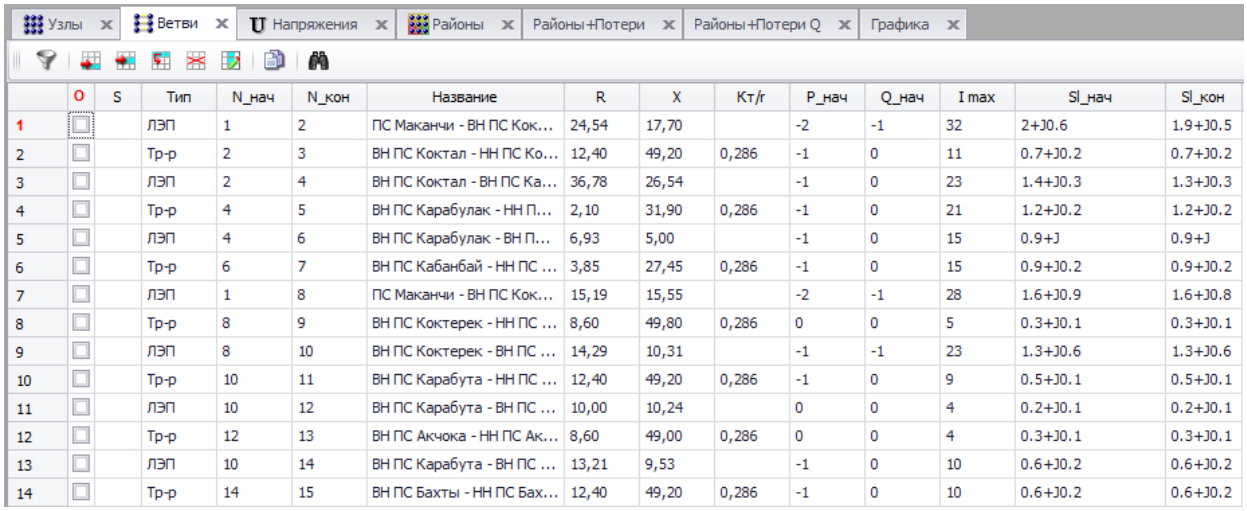
4.2 Расчет режимов работы существующей схемы сети после установки БСК

Расчеты производятся с помощью программы RASTR для зимних и летних режимов. Произведем расчет зимнего режима после установки БСК. Результаты расчета в зимнем режиме после установки БСК приведены на рисунках 4.4 - 4.8.



	О	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta	S_н	S_g
1			База	1	ПС Маканчи	35					3,59	1,45	37,5	-1 000,0	1 000,0	37,50			3.6+J1.4
2			Нагр	2	ВН ПС Коктал	35										35,94	-0,89		
3			Нагр	3	НН ПС Коктал	10			0,65	0,20						10,12	-2,24	0.7+J0.2	
4			Нагр	4	ВН ПС Карабулак	35										34,29	-2,11		
5			Нагр	5	НН ПС Карабулак	10			1,20	0,17						9,72	-4,01	1.2+J0.2	
6			Нагр	6	ВН ПС Кабанбай	35										34,10	-2,31		
7			Нагр	7	НН ПС Кабанбай	10			0,86	0,14						9,68	-3,49	0.9+J0.1	
8			Нагр	8	ВН ПС Коктерек	35										36,48	-0,49		
9			Нагр	9	НН ПС Коктерек	10			0,30	0,12						10,36	-1,10	0.3+J0.1	
10			Нагр	10	ВН ПС Карабута	35										35,80	-0,69		
11			Нагр	11	НН ПС Карабута	10			0,53	0,14						10,12	-1,80	0.5+J0.1	
12			Нагр	12	ВН ПС Акчока	35										35,71	-0,77		
13			Нагр	13	НН ПС Акчока	10			0,25	0,07						10,16	-1,31	0.3+J0.1	
14			Нагр	14	ВН ПС Бахты	35										35,52	-0,81		
15			Нагр	15	НН ПС Бахты	10			0,59	0,20						10,01	-2,05	0.6+J0.2	

Рисунок 4.4 – Значении зимнего режима «Узлы» из программы Rastr Win 3



	О	S	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	Кт/r	P_нач	Q_нач	I max	Sl_нач	Sl_кон
1			ЛЭП	1	2	ПС Маканчи - ВН ПС Кок...	24,54	17,70		-2	-1	32	2+J0.6	1.9+J0.5
2			Тр-р	2	3	ВН ПС Коктал - НН ПС Ко...	12,40	49,20	0,286	-1	0	11	0.7+J0.2	0.7+J0.2
3			ЛЭП	2	4	ВН ПС Коктал - ВН ПС Ка...	36,78	26,54		-1	0	23	1.4+J0.3	1.3+J0.3
4			Тр-р	4	5	ВН ПС Карабулак - НН П...	2,10	31,90	0,286	-1	0	21	1.2+J0.2	1.2+J0.2
5			ЛЭП	4	6	ВН ПС Карабулак - ВН П...	6,93	5,00		-1	0	15	0.9+J	0.9+J
6			Тр-р	6	7	ВН ПС Кабанбай - НН ПС ...	3,85	27,45	0,286	-1	0	15	0.9+J0.2	0.9+J0.2
7			ЛЭП	1	8	ПС Маканчи - ВН ПС Кок...	15,19	15,55		-2	-1	28	1.6+J0.9	1.6+J0.8
8			Тр-р	8	9	ВН ПС Коктерек - НН ПС ...	8,60	49,80	0,286	0	0	5	0.3+J0.1	0.3+J0.1
9			ЛЭП	8	10	ВН ПС Коктерек - ВН ПС ...	14,29	10,31		-1	-1	23	1.3+J0.6	1.3+J0.6
10			Тр-р	10	11	ВН ПС Карабута - НН ПС ...	12,40	49,20	0,286	-1	0	9	0.5+J0.1	0.5+J0.1
11			ЛЭП	10	12	ВН ПС Карабута - ВН ПС ...	10,00	10,24		0	0	4	0.2+J0.1	0.2+J0.1
12			Тр-р	12	13	ВН ПС Акчока - НН ПС Ак...	8,60	49,00	0,286	0	0	4	0.3+J0.1	0.3+J0.1
13			ЛЭП	10	14	ВН ПС Карабута - ВН ПС ...	13,21	9,53		-1	0	10	0.6+J0.2	0.6+J0.2
14			Тр-р	14	15	ВН ПС Бахты - НН ПС Бах...	12,40	49,20	0,286	-1	0	10	0.6+J0.2	0.6+J0.2

Рисунок 4.5 – Значении зимнего режима «Ветви» из программы Rastr Win 3

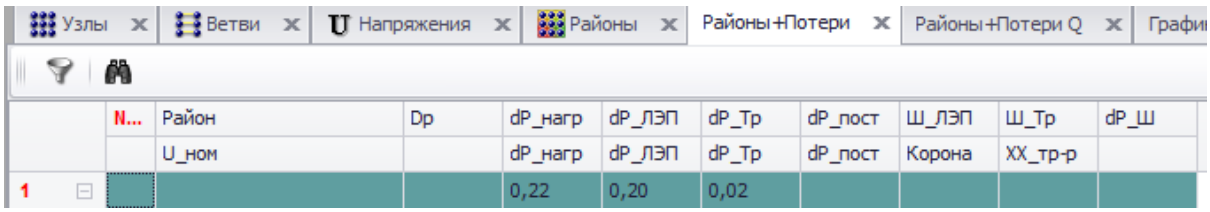


Рисунок 4.6 – Значении зимнего режима «Районы+Потери» из программы Rastr Win 3

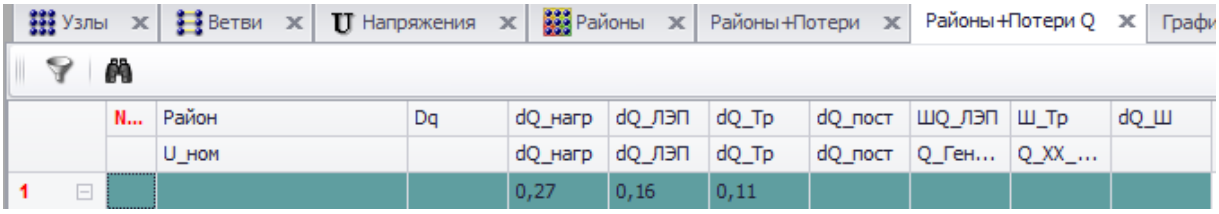


Рисунок 4.7 – Значении зимнего «Районы+Потери Q» из программы Rastr Win 3

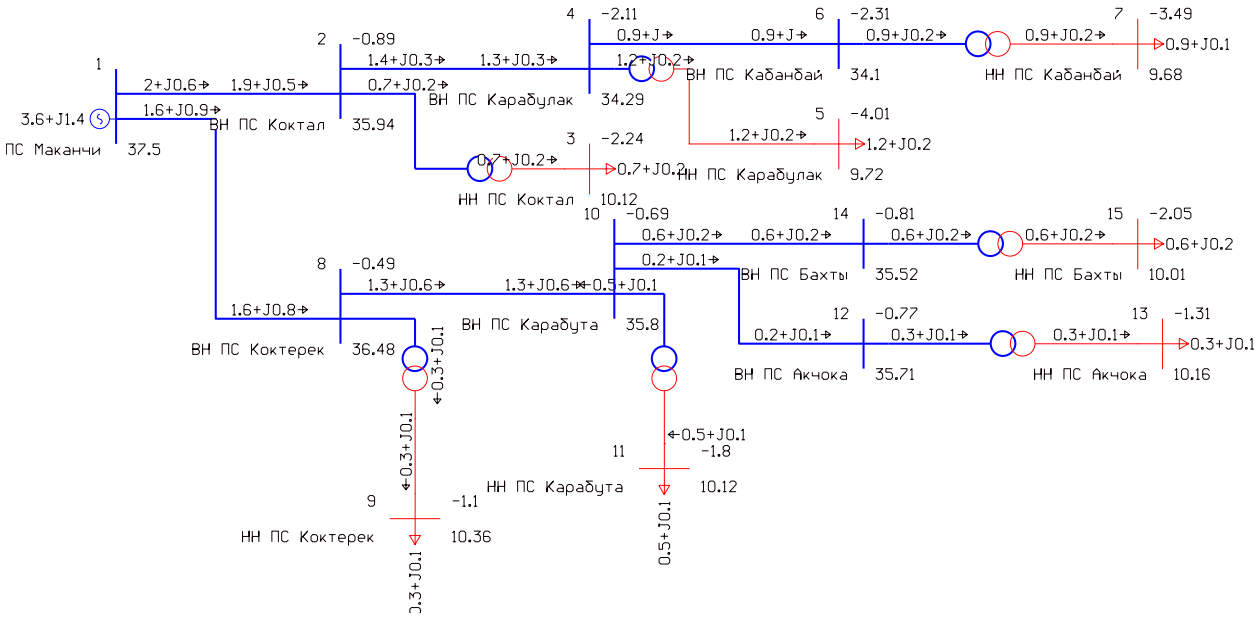
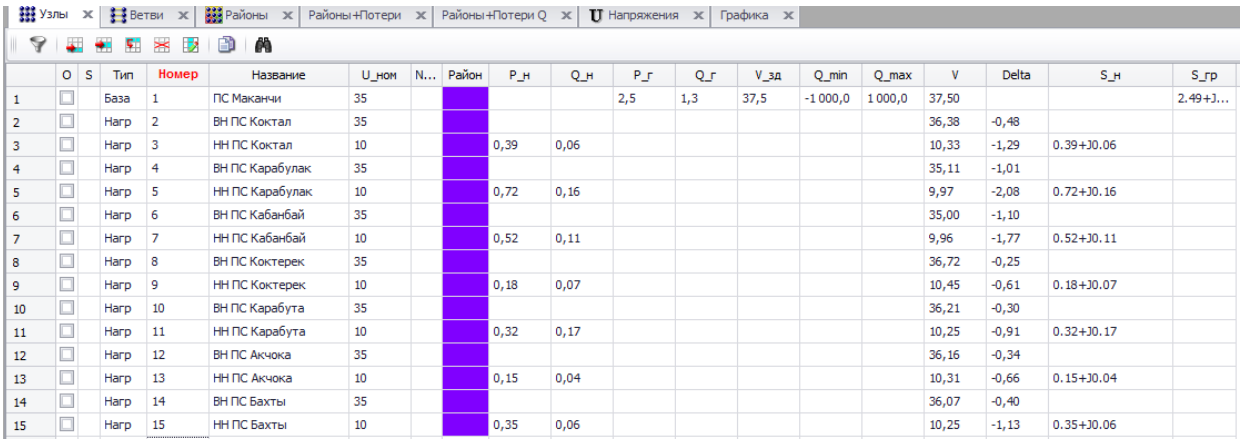


Рисунок 4.8 – Схема перетоков в зимнем режиме «Графика» полученная из программы Rastr Win 3

Напряжения в узловых точках всей схемы сети находятся в пределах допустимых значений ±5%.

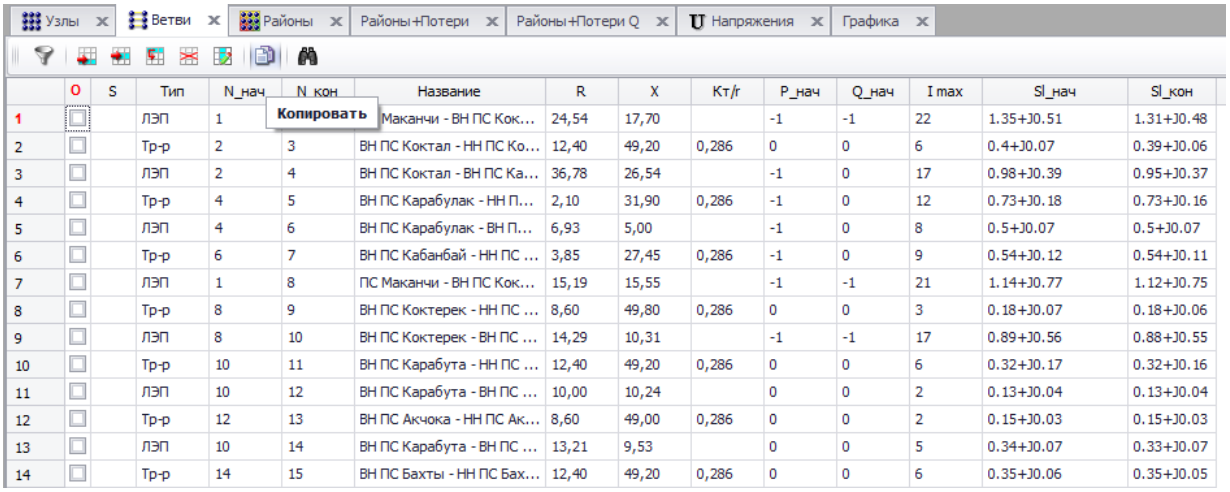
Активные потери в линиях составляют 0,22 МВт, а потери в трансформаторах 0,02 МВт.

Произведем расчет летнего режима после установки БСК. Результаты расчета в летнем режиме после установки БСК приведены на рисунках 4.9 - 4.12.



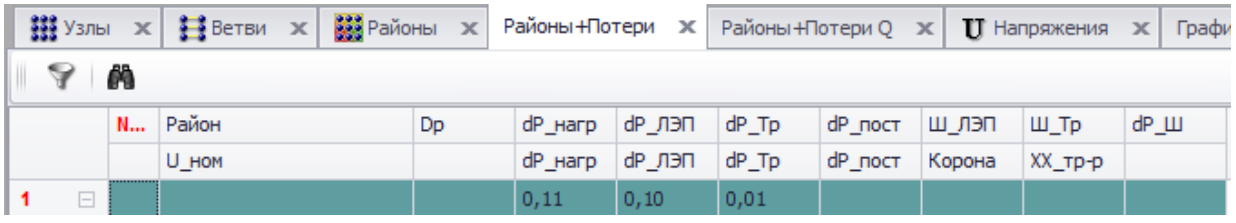
	О	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta	S_н	S_гр
1			База	1	ПС Маканчи	35					2,5	1,3	37,5	-1 000,0	1 000,0	37,50			2.49+J...
2			Нагр	2	ВН ПС Коктал	35										36,38	-0,48		
3			Нагр	3	НН ПС Коктал	10			0,39	0,06						10,33	-1,29	0.39+J0.06	
4			Нагр	4	ВН ПС Карабулак	35										35,11	-1,01		
5			Нагр	5	НН ПС Карабулак	10			0,72	0,16						9,97	-2,08	0.72+J0.16	
6			Нагр	6	ВН ПС Кабанбай	35										35,00	-1,10		
7			Нагр	7	НН ПС Кабанбай	10			0,52	0,11						9,96	-1,77	0.52+J0.11	
8			Нагр	8	ВН ПС Коктерек	35										36,72	-0,25		
9			Нагр	9	НН ПС Коктерек	10			0,18	0,07						10,45	-0,61	0.18+J0.07	
10			Нагр	10	ВН ПС Карабута	35										36,21	-0,30		
11			Нагр	11	НН ПС Карабута	10			0,32	0,17						10,25	-0,91	0.32+J0.17	
12			Нагр	12	ВН ПС Акчока	35										36,16	-0,34		
13			Нагр	13	НН ПС Акчока	10			0,15	0,04						10,31	-0,66	0.15+J0.04	
14			Нагр	14	ВН ПС Бахты	35										36,07	-0,40		
15			Нагр	15	НН ПС Бахты	10			0,35	0,06						10,25	-1,13	0.35+J0.06	

Рисунок 4.9 – Значении летнего «Узлы» из программы Rastr Win 3



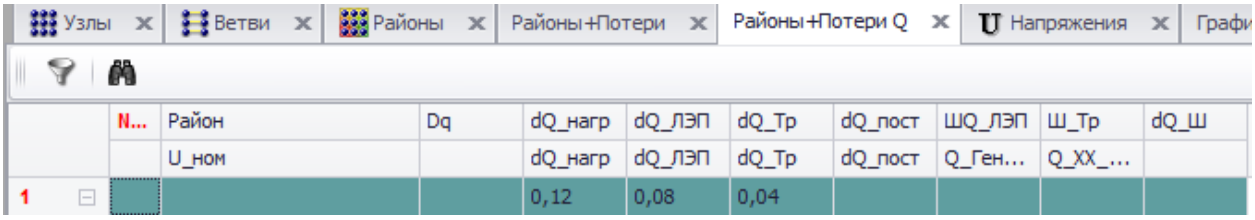
	О	S	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	Кт/г	P_нач	Q_нач	I max	Sl_нач	Sl_кон
1			ЛЭП	1		Маканчи - ВН ПС Кок...	24,54	17,70		-1	-1	22	1.35+J0.51	1.31+J0.48
2			Тр-р	2	3	ВН ПС Коктал - НН ПС Ко...	12,40	49,20	0,286	0	0	6	0.4+J0.07	0.39+J0.06
3			ЛЭП	2	4	ВН ПС Коктал - ВН ПС Ка...	36,78	26,54		-1	0	17	0.98+J0.39	0.95+J0.37
4			Тр-р	4	5	ВН ПС Карабулак - НН П...	2,10	31,90	0,286	-1	0	12	0.73+J0.18	0.73+J0.16
5			ЛЭП	4	6	ВН ПС Карабулак - ВН П...	6,93	5,00		-1	0	8	0.5+J0.07	0.5+J0.07
6			Тр-р	6	7	ВН ПС Кабанбай - НН ПС ...	3,85	27,45	0,286	-1	0	9	0.54+J0.12	0.54+J0.11
7			ЛЭП	1	8	ПС Маканчи - ВН ПС Кок...	15,19	15,55		-1	-1	21	1.14+J0.77	1.12+J0.75
8			Тр-р	8	9	ВН ПС Коктерек - НН ПС ...	8,60	49,80	0,286	0	0	3	0.18+J0.07	0.18+J0.06
9			ЛЭП	8	10	ВН ПС Коктерек - ВН ПС ...	14,29	10,31		-1	-1	17	0.89+J0.56	0.88+J0.55
10			Тр-р	10	11	ВН ПС Карабута - НН ПС ...	12,40	49,20	0,286	0	0	6	0.32+J0.17	0.32+J0.16
11			ЛЭП	10	12	ВН ПС Карабута - ВН ПС ...	10,00	10,24		0	0	2	0.13+J0.04	0.13+J0.04
12			Тр-р	12	13	ВН ПС Акчока - НН ПС Ак...	8,60	49,00	0,286	0	0	2	0.15+J0.03	0.15+J0.03
13			ЛЭП	10	14	ВН ПС Карабута - ВН ПС ...	13,21	9,53		0	0	5	0.34+J0.07	0.33+J0.07
14			Тр-р	14	15	ВН ПС Бахты - НН ПС Бах...	12,40	49,20	0,286	0	0	6	0.35+J0.06	0.35+J0.05

Рисунок 4.10 – Значении летнего режима «Ветви» из программы Rastr Win 3



	N...	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				0,11	0,10	0,01				

Рисунок 4.11 – Значении летнего режима «Районы+Потери» из программы Rastr Win 3



	N...	Район	Dq	dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	ШQ_ЛЭП	Ш_Тр	dQ_Ш
		U_ном		dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	Q_Ген...	Q_XX_...	
1				0,12	0,08	0,04				

Рисунок 4.12 – Значении летнего режима «Районы+Потери Q» из программы Rastr Win 3

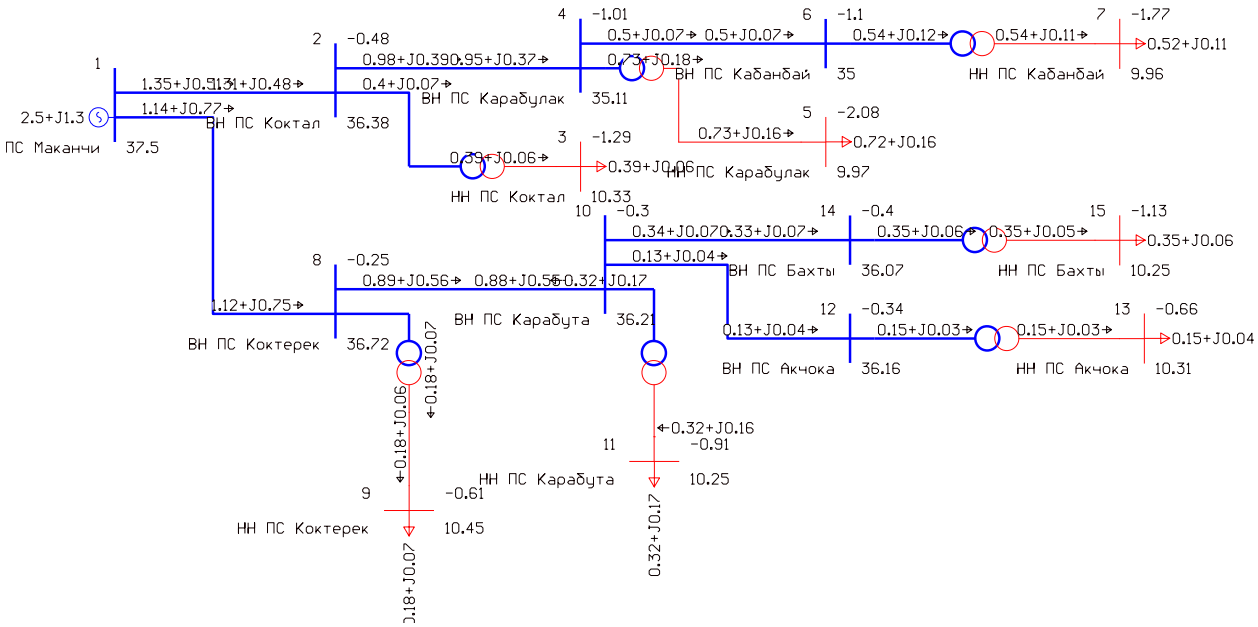


Рисунок 4.13 – Схема перетоков в летнем режиме «Графкика» полученная из программы Rastr Win 3

Напряжения в узловых точках всей схемы сети находятся в пределах допустимых значений ±5%.

Активные потери в линиях составляют 0,10 МВт, а потери в трансформаторах 0,01 МВт.

4.3 Анализ расчета режимов сети после установки БСК

Потери имеют две составляющие, то есть коммерческие и технические. Допустимое превышение технических потерь составляет 10 %. Мы выберем менее экономичный вариант, но и в то же время эффективный. То есть установкой компенсирующий устройств.

Анализ проведенный программой RASTR показал, что на линии потери выше допустимого значения. Как известно существует несколько методов снижения потерь на линии. Напряжение и реактивная мощность взаимосвязаны друг с другом, то есть изменение первой приводит к изменению последней. В данном случае снизили потери методом установки компенсирующих устройств БСК на шинах 10 кВ. После проведенных мероприятий по снижению потерь сделали расчет в программе RASTR, что показало удовлетворительные результаты.

4.4 Расчет годовых потерь

Зимние потери энергии до компенсации реактивной мощности:

$$\Delta W_{зима} = \Delta P_{\sum} \cdot K_{И} \cdot 24 \cdot 165, \qquad (4.4)$$

где $\Delta P_{\sum}$ – общие зимние потери из программы Rastr Win 3, МВт;

$K_{И}$ – коэффициент использования, $(K_{И} = 0,75)$;

24 – часы в сутки;
165 – кол-во зимних дней.

$$\Delta W_{зима} = 0,29 \cdot 0,75 \cdot 24 \cdot 165 = 861,3 МВт.$$

Летние потери энергии до компенсации реактивной мощности:

$$\Delta W_{лето} = \Delta P_{\sum} \cdot K_{И} \cdot 24 \cdot 200, \quad (4.5)$$

где $\Delta P_{\sum}$ – общие летние потери из программы Rastr Win 3, МВт;

$K_{И}$ – коэффициент использования, $(K_{И} = 0,75)$;

24 – часы в сутки;

200 – кол-во летних дней.

$$\Delta W_{лето} = 0,14 \cdot 0,75 \cdot 24 \cdot 200 = 504 МВт.$$

Годовые потери энергии до компенсации реактивной мощности:

$$\Delta W_{годовые} = \Delta W_{зима} \cdot \Delta W_{лето}; \quad (4.6)$$

$$\Delta W_{годовые} = 861,3 + 504 = 1365 МВт / год.$$

Зимние потери энергии после компенсации реактивной мощности:

$$\Delta W_{зима} = \Delta P_{\sum} \cdot K_{И} \cdot 24 \cdot 165, \quad (4.7)$$

где $\Delta P_{\sum}$ – общие зимние потери из программы Rastr Win 3, МВт;

$K_{И}$ – коэффициент использования, $(K_{И} = 0,75)$;

24 – часы в сутки;

165 – кол-во зимних дней;

$$\Delta W_{зима} = 0,22 \cdot 0,75 \cdot 24 \cdot 165 = 653,4 МВт.$$

Летние потери энергии после компенсации реактивной мощности:

$$\Delta W_{лето} = \Delta P_{\sum} \cdot K_{И} \cdot 24 \cdot 200, \quad (4.8)$$

где $\Delta P_{\sum}$ – общие летние потери из программы Rastr Win 3, МВт;

$K_{И}$ – коэффициент использования, $(K_{И} = 0,75)$;

24 – часы в сутки;

200 – кол-во летних дней;

$$\Delta W_{лето} = 0{,}11 \cdot 0{,}75 \cdot 24 \cdot 200 = 396 МВт.$$

Годовые потери энергии после компенсации реактивной мощности:

$$\Delta W_{годовые} = \Delta W_{зима} \cdot \Delta W_{лето}; \qquad (4.9)$$

$$\Delta W_{годовые} = 653{,}4 + 396 = 1049{,}4 МВт / год.$$

Ниже в таблице 4.2 показал итог по расчету годовых потерь и экономию потерь мощности.

Таблица 4.2 – Данные по годовым потерям

Годовые потери в существующем участке сети, Мвт·ч	1365
Годовые потери в существующем участке сети, после установки БСК, Мвт·ч	1049,4
Экономия потерь мощности, Мвт·ч	315,6
Экономия потерь мощности, %	23

Расчет окупаемости БСК:

$$W_{окуп} = \frac{K}{W_{раз.пот} \cdot T}, \qquad (4.10)$$

где K - капиталовложения;

$W_{раз.пот}$ - экономия потерь;

T - тариф, $T = 14{,}14 тенге$.

$$W_{окуп} = \frac{6380000}{315{,}6 \cdot 14{,}4} = 1{,}5 года.$$

Наряду с данными об уменьшении потерь мощности на 23% в сети с применением БСК можно привести и результат экономического расчета срока окупаемости данных БСК за 1,5 года.

В связи с этим можно сделать вывод, что применение батарей статических конденсаторов позволяет значительно снизить потери электрической энергии.

5 Экономическая часть

5.1 Общая часть

5.1.1 Цели и разработки

Снижение потерь производится путем установки БСК на шины 10 кВ.

Основной задачей расчета является определение экономической 0эффективности работы, включающей в себя расчет инвестиционной приемлемости проекта, рентабельности инвестиций, а также срока окупаемости данной работы.

5.1.2 Анализ рынка сбыта

Затраты на компенсацию реактивной мощности учитывают:

- затраты на установку батарей статических конденсаторов;
- снижение потерь электроэнергии в питающей и распределительной сетях.

В тех случаях, когда возможно оценить экономический эффект от улучшения режима напряжения в сетях после проведения мероприятий по снижению потерь.

5.2 Расчет технико-экономических показателей подстанции

5.2.1 Определение капитальных вложений в подстанцию

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

- компенсирующие устройства;
- постоянная часть затрат.

Капитальные затраты на сооружение подстанции и ЛЭП определяются уставом оборудования:

$$K_{П/СТ}=(\sum K_i \cdot n_i + K_{пост})\cdot \alpha_р; \quad (4.1)$$

$$\sum K = к_{об} + к_м + к_{пр.р}. \quad (4.2)$$

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 (29,236 тыс.тенге) [14];

$\alpha_р$ - коэффициент, учитывающий район сооружения

$к_{об}$ - капитальные вложения на приобретение оборудования;

$к_м$ - капитальные вложения на монтажные и пуско-наладочные работы,11% от $\sum К$;

$к_{пр.р}$ - капитальные вложения на прочие расходы, 6% от $\sum$К. Капиталовложение на оборудование составляют 6,380 млн.тенге (таблице 5.1)

Таблица 5.1-Капиталовложение в объект

Наименование оборудования	Кол-во, шт	Всего млн.тенге
БСК-6,3 (10,5)-150-50 (100р+50р)	3	1,080
БСК-6,3 (10,5)-300-150 (150ф+150р)	1	1,400
БСК-6,3 (10,5)-450-150 (300ф+150р)	1	1,560
БСК-6,3 (10,5)-600-300 (300ф+300р)	1	1,840
БСК-10,5 (6,3)-900-450 (450ф+450р)	1	0,500
Итого		6,380

$$К_м = К_{об} \cdot 0{,}11; \quad (5.3)$$

$$К_{пр.р} = К_{об} \cdot 0{,}06; \quad (5.4)$$

$$К_м = 6{,}38 \cdot 0{,}11 = 0{,}702;$$

$$К_{пр.р} = 6{,}38 \cdot 0{,}06 = 0{,}383;$$

$$\sum К = 6{,}38 + 0{,}702 + 0{,}383 = 7{,}465 млн.тенге;$$

$$К_{П/СТ} = (7{,}462 + 29{,}236) \cdot 1{,}4 = 51{,}381 млн.тенге.$$

5.2.2 Определение ежегодных издержек производства

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

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

$$И_{перед} = И_{экс} + И_{пот}, \quad (5.5)$$

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

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

$$И_{экс} = И_{ам} + И_{об/рем}, \quad (5.6)$$

где $И_{ам}$ - ежегодные издержки на амортизацию (реновацию), тенге/год:

$$И_{ам} \frac{\alpha_{ам}}{100} \cdot К_{ЭС}, \quad (5.7)$$

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

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

$$И_{об/рем} \frac{\alpha_{об/рем}}{100} \cdot К_{ЭС}, \quad (5.8)$$

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

$$И_{ам} = \frac{3}{100} \cdot 51,381 = 1,54 млн.тенге;$$

$$И_{об/рем} = \frac{5,9}{100} \cdot 51,381 = 3,03 млн.тенге;$$

$$И_{экс} = 1,54 + 3,03 = 4,57 млн.тенге;$$

$$И_{перед} = 4,57 + 89,2 = 93,77 млн.тенге.$$

5.2.3.Переменные потери энергии и издержки, связанные с ними

Переменные потери определяются переменными потерями в автотрансформаторах и реакторах подстанции и потерями в активном сопротивлении проводов и кабелей линий.

Значения переменных потерь в трансформаторах и автотрансформаторах находятся по формулам:

$$\Delta Э_{перемТ} = n \cdot \Delta P_k \cdot К_З^2, \quad (5.9)$$

где ΔP_k - потери короткого замыкания; n - число трансформаторов;

$К_З$ - коэффициент загрузки трансформатора.

$$\Delta Э_{перемТ} = 2 \cdot 85 \cdot 26000 \cdot 0,7^2 = 2,165 млн \cdot кВт \cdot ч.$$

Значения постоянных потерь в трансформаторах находятся по формулам:

$$\Delta Э_{пост.тр-р} = n \cdot \Delta P_{xx} \cdot 8760, \quad (5.10)$$

где n - количество трансформаторов или автотрансформаторов,

ΔP_{xx} - потери на холостой ход в трансформаторе.

$$\Delta Э_{пост.тр-р} = 2 \cdot 25 \cdot 8760 = 0,438 млн \cdot кВт \cdot ч.$$

Значение полных потерь в трансформаторах:

$$\Delta Э = \Delta Э_{перемТ} + \Delta Э_{пост.\text{тр}}; \quad (5.11)$$

$$\Delta Э = 2,165 + 0,438 = 2,603 млн \cdot кВт \cdot ч.$$

Потери электроэнергии:

$$\Delta Э_{ЛЭП} = 3 \cdot I_P^2 \cdot R \cdot T \cdot 10^{-3}; \quad (5.12)$$

$$I_P = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (5.13)$$

где I_P^2 — расчетный ток на линии;

R - сопротивление линии;

T - число часов использования;

$U_{НОМ}$ - номинальное напряжение трансформатора;

S_p - мощность трансформатора.

$$I_P = \frac{26}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = 0,14; \quad (5.14)$$

$$\Delta Э_{ЛЭП} = 3 \cdot 0,14^2 \cdot 0,56 \cdot 4000 \cdot 10^{-3} = 0,131 млн.кВт \cdot ч / год.$$

Полные потери электроэнергии в систем:

$$\Delta Э = \Delta Э_{тр} + \Delta Э_{лэп} = 2,603 + 0,131 = 2,734 \text{млн.кВт} \cdot \text{ч/ год}. \quad (5.15)$$

Издержки на потерю электроэнергии рассчитываются по выражению:

$$И_{пот} = \Delta Э \cdot Ц_{пот}, \quad (5.16)$$

где $\Delta Э$ - величина потерь энергии;

$Ц_{пот}$ - стоимость 1 кВтч потерянной энергии 14,14 тенге.

$$И_{пот} = 5,8 \cdot 14,14 = 89,2 млн.тенге / год. \quad (5.17)$$

5.3 Показатели финансово - экономической эффективности

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

NPV, или чистая приведенная стоимость проекта является важнейшим критерием, по которому судят о целесообразности инвестирования в данный проект. Для определения NPV необходимо спрогнозировать величину финансовых потоков в каждый год проекта, а затем привести их к общему знаменателю для возможности сравнения по времени. Чистая приведенная стоимость определяется по формуле:

$$NPV = \frac{\sum PV_t}{(1+r)^t} - I_c, \qquad (5.18)$$

где $\sum PV_t$ - дискантовый доход нарастающим итогом;

r - банковская процентная ставка (норма дисконта - 13%);

I_c - инвестиции.

Дискантовый доход определяется по формуле:

$$PV_t = \frac{ЧП}{(1+r)^t} \ . \qquad (5.19)$$

Расчет ведется до первого положительного значения NPV, т.е. до 4-го года. NPV больше нуля, следовательно, при данной ставке дисконтирования проект является выгодным для предприятия, поскольку генерируемые им при ток дохода превышает норму доходности в настоящий момент времени.

Под внутренней нормой прибыл инвестиционного проекта (Internal Rateo Return) понимают значение коэффициента дисконтирования r, при котором NPV проекта равен нулю:

$$NPV = 0 \rightarrow при \rightarrow IRR = 0. \qquad (5.20)$$

Оценка ВНП(IRR)имеет сследующие свойства:

- независит от вида денежногопотока;
- нелинейная форма зависимости;
- представляет собой убывающую функцию;
- необладает свойством аддитивности.

Экономический смысл критерия IRR заключается в следующем: IRR показывает максимально допустимый относительный уровень расход по проделонной работе. В тоже время предприятие может реализовывать любые инвестиционные проекты, уровень рентабельности вторых не нижетекущего значения показателя цены капитала.

Рассчитывается IRR для r=13% банковского процента.

Таблица 5.2-Расчет прогноза доходов

	Ед.изм	0	1
Капитальное вложение	млн.тенге	51,381	
Доходы	млн.тенге		214,035
Издержки амортизационные	млн.тенге		93,77
Прибыль	млн.тенге		212,495
КПН 20%	млн.тенге		42,499
Чистый прибыль	млн.тенге		169,996
Норма дисконтирования	13%		
Коэффициент. дисконтирования			0,88
Дисконтированный доход PV	млн.тенге		149,596
Дисконтированный доход нарастающим итогом NPV	млн.тенге		149,596
Чистый дисконтированный доход NPV	млн.тенге		+98,215

5.3.1.Индекс рентабельности (PI)

Индекс рентабельности - это отношение суммарного дисконтированного дохода к суммарным дисконтированным затратам. PI рассчитывается путем деления чистых приведенных поступлений от проекта на стоимость первоначальных вложений.

$$PI = \frac{\sum PV}{KB} \ ; \qquad (5.21)$$

$$PI = \frac{149,596}{51,381} = 2,91.$$

PI>1,0 — инвестиции доходны и приемлемы в соответствии с выбранной ставкой дисконтирования.

5.3.2 Срок окупаемости инвестиций (T)

Это простой метод рассчитывается по формуле:

$$T = \frac{KB}{\sum PV}; \qquad (5.22)$$

$$PI = \frac{51,381}{149,596} = 0,34 лет.$$

Таблица 5.3 - Показатели эффективности реализации проекта

Показатели	Ед.измерения	Значения
Капитальное вложение КВ	млн.тенге	51,381
Чистый дисконтированный доход NPV	млн.тенге	98,215
Индекс рентабельности PI		2,91
Срок окупаемости инвестиций Т	год	0,34

5.4 Вывод

Общие капитальные вложения в строительство энергообъекта составило 51,381 млн.тенге. Ежегодные издержеки составило 4,57 млн.тенге. Издержки производства п/ст и прилегающих сетей связаны с затратами на содержание подстанции, распределительных устройств и линий электропередач. Далее для расчетов использовалась современный метод оценки эффективности инвестиций, основанный на определении чистого дисконтированного дохода. С нормой дисконтирования 13% определили дисконтированный доход PV, дисконтированный доход нарастающим итогом $\sum PV$, чистый дисконтированный доход NPV до первого положительного значения. по расчету срок окупаемости инвестиций составило в течение 2,5 месяца. Индекс рентабельности составило 2,91. По условию индекс рентабельности получился выше единицы (PI > 1), то есть этот проект можно принять для реализации.

6 Безопасность жизнидеятельности

6.1 Анализ условий труда при обслуживании подстанции

Урджарский РЭС расположен в Аягозском регионе. Охрана труда и техника безопасности при обслуживании оборудования и устройств обеспечивается принятыми проектными решениями в соответствии с действующими нормами, правилами, инструкциями и государственными стандартами, включая:

Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок; Правила техники безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ;

Правила технической эксплуатации электр4ических станций и сетей. Требования указанных правил учитывают условия безопасности труда, предупреждение травматизма, профессиональных заболеваний.

Для эксплуатационного персонала, осуществляющего ремонт, техническое и оперативное обслуживание оборудования и устройств, предусмотрены соответствующие помещения, эксплуатационные и электрозащитные средства с учетом использования существующих - при Урджарском РЭС. Принятые дипломным проектом компоновочные и конструктивные решения обеспечивают возможность безопасного проведения ремонта и технического обслуживания с применением механизмов.

При выполнении работ вблизи токоведущих частей, находящихся под напряжением, необходимо использовать инвентарные ограждения.

В целях обеспечения требуемых правилами ТБ габаритов, необходима периодическая чистка (ручным способом) от снега проходов по ОРУ к приводам коммутационных аппаратов, к релейным шкафам, подход к которым необходим при нормальной эксплуатации подстанции.

Исключение ошибочных действий персонала при оперативных переключениях в распределительных устройствах достигается блокировкой элементов. Для защиты персонала от поражения электрическим током при повреждении изоляции применены следующие защитные меры:

- заземление металлоконструкций, нормально не находящихся под напряжением;
- для питания ламп переносного местного освещения предусмотрены розетки на напряжение 36 В;
- выравнивание потенциалов;
- защита от выноса потенциала;
- эксплуатационный инвентарь.
- Для обеспечения взрывопожаробезопасности предусматривается следующее:
- кабели прокладываются в траншеях и наземных лотках с соблюдением требований и рекомендаций;
- для предотвращения растекания масла и распространения пожара при

- повреждении трансформаторов выполняется сеть маслопроводов со сбросом масла в закрытый маслоуловитель, рассчитанный на задержание полного объема масла одного трансформатора;

- масло отводы выполняются из асбоцементных труб D = 200 мм; - помещения, имеющие повышенную взрывопожарную опасность, размещаются у наружных стен, обеспечивающих снижение взрывной волны через оконные проемы. Установка электродвигателей и светильников предусматривается во взрывобезопасном исполнении.

Кроме того, в дипломном проекте предусмотрены: молниезащита, газовая защита трансформаторов, пожарный инвентарь, ограда по периметру подстанции, внутренние освещение, включаемое по необходимости.

В целях светомаскировки в режимах полного или частичного затемнения предусматривается полное выключение наружного и внутреннего освещения на подстанции.

В целях светомаскировки в режимах полного или частичного затемнения предусматривается полное выключение внутреннего освещения на диспетчерской пункте[7, с.485].

6.2 Расчет естественного освещения диспетчерского пункта

В данном дипломной работе мы производим расчет освещении диспетчерского пункта в Урджарском районе. Длина помещений L=10м, ширина В=4м, высота потолка Н=3,2м, коэффициент отражении потолка, стен, пола: $P_{пот}$=50%, $P_{стен}$=50%, $P_{пол}$=10%, значения КЕО для разряда зрительной работы-III, б, световой пояс - Аягоз, коэффициент, учитывающий затенение окон противостоящими зданиями - 1,7, расстояния до рядом стоящего здания - 10м. [8]

Общая площадь окон определяем по формуле для бокового освящение:

$$S_{ок} = \frac{s_n \cdot e_H \cdot K_З \cdot \eta_{ОК} \cdot K_{ЗД}}{100 \cdot \tau_0 \cdot r_1}. \qquad (6.1)$$

1.Определим освещаемую площадь диспетчерского пункта в Урджарском районе:

$$S_n = L \cdot B = 10 \cdot 4 = 40 м^2, \qquad (6.2)$$

где L – длина помещении;

B – ширина помещении.

2.Нормированные значения КЕО e_N для зданий распологаемых в различных районах следует определять по следующей формуле:

$$e_N = e_H^{III} \cdot m_N = 1{,}2 \cdot 0{,}75 = 0{,}9, \qquad (6.3)$$

где e_H^{III} - значения КЕО для разряда зрительной работы III, б;

m_N - коэффициент светового климата, (ориентация световых проемов в наружных стенах здании: СВ-ЮЗ).

3.Высота от уровня условной рабочей поверхности до верха окна:

$$h_{расч2} = (h_{Н.О} + h_{ОК}) - h_{РП} = (1+1{,}8) - 1{,}2 = 1{,}6, \quad (6.4)$$

где $h_{Н.О}$ - высота начало окна;

$h_{ОК}$ - высота окна;

$h_{РП}$ - высота рабочей поверхности.

4.Определим световых характеристик окон ПО:

При одностороннем освещении глубиной помещения считается расстояние от наружной поверхности стены до середины помещения; Необходимые расчеты для нахождения η_0:

$$1 = \frac{B}{h_{расч2}} = \frac{4}{1{,}6} = 2{,}5; \quad (6.5)$$

$$\frac{B}{L} = \frac{10}{4} = 2{,}5. \quad (6.6)$$

Значение η_0 получим из учебника [2]

$$\eta_0 = 9{,}6, \quad (6.7)$$

где l - глубина помещения, при естественном освящении

$h_{расч2}$ - высота от уровня условной рабочей поверхности до верха окна;

L – длина помещения;

B – ширина помещения;

5.Определим $K_{ЗД}$ - коэффициент учитывающий затенение окон противостоящими зданиями по таблице [8]:

$$\frac{P}{H_{ЗД}} = \frac{10}{22} = 0{,}45. \quad (6.8)$$

Значение $K_{ЗД}$ получим из учебника [8].

$$K_{ЗД} = 1{,}7, \qquad (6.9)$$

где P - Расстояние до рядом стоящего здания;

$H_{ЗД}$ - Высота рядом стоящего здания.

6.Коэффициент запаса $K_З = 1{,}5$ для агломерационных фабрик, цементных заводов обрубные отделения литейных цехов;

7.Определим τ_0 - общий коэффициент светопропускания:

$$\tau_0 = \tau_1 \cdot \tau_2 \cdot \tau_3 \cdot \tau_4 = 0{,}8 \cdot 0{,}6 \cdot 0{,}8 \cdot 1 = 0{,}384, \qquad (6.10)$$

где τ_1 - коэффициент светопропускания материала определим по таблице для двойное τ_1 = 0,8;

τ_2 - коэффициент учитывающий потери света в стальных переплетах (двойные открывающейся) τ_2 = 0,6;

τ_3 - коэффициент учитывающий потери света в несущих конструкциях, при боковом освящении равен τ_3 = 0,8;

τ_4 - коэффициент учитывающий потери света в солнцезащитных устройства по таблице τ_4 = 1;

Средне взвешенный коэффициент отражения потолка, стен и пола:

$$\rho_{ср} = \frac{\rho_{ПОТ} \cdot \rho_{СТЕН} \cdot \rho_{ПОЛ}}{3 \cdot 100\%} = \frac{50 + 50 + 10}{3 \cdot 100\%}; \qquad (6.11)$$

$$\frac{S_{ОК}}{h_{ОК}} = \frac{17{,}65}{1{,}8} = 9{,}8 \text{ м}. \qquad (6.12)$$

Общая площадь окон определяем по формуле для бокового освящение:

$$S_{ОК} = \frac{S_n \cdot e_H \cdot K_З \cdot \eta_0 \cdot K_{ЗД}}{100 \cdot \tau_0 \cdot r_1}, \qquad (6.13)$$

где $S_{ОК}$ - площадь световых проемов при боковом освещении, м2;

S_n - площадь пола помещения;

e_H - нормируемое значение КЕО;

η_0 - световая характеристика окон;

r - коэффициент, учитывающий повышение КЕО при боковом освящении благодаря свету, отраженному от поверхностей помещения и подстилающего слоя, прилегающего к зданию [8].

6.3.Расчет искусственного освещения

Основной задачей расчета искусственного освещения является определение числа светильников или мощности ламп для обеспечения нормированного значения освещенности.

Для расчета искусственного освещения мы применяем метода по коэффициенту использования светового потока.

Расчет освещения начинают с выбора типа светильника который принимается в зависимости от условий среды и класса помещений по взрывопожароопасности [9].

Для искусственного освещения помещений диспетчерского пункта используем люминесцентные лампы ЛД-80, со световым потоком $Ф_Л = 4440$, высокая световая отдача достигающая 75 лм/Вт; большой срок службы, доходящий у стандартных ламп до 10000ч;

Коэффициент отражении потолка, стен, пола: $\rho_{ПОТ}$=50%, $\rho_{СТЕН}$=50%, $\rho_{ПОЛ}$=10%.

Если выбран тип светильников и задана мощность ламп, то число светильников может быть определено из выражения [10].

$$N = \frac{E \cdot K_З \cdot S \cdot z}{Ф_Л \cdot \eta} = \frac{300 \cdot 1{,}5 \cdot 40 \cdot 1{,}15}{4440 \cdot 0{,}47} = 10, \qquad (6.14)$$

где E - 300лк нормируемая освещенность;

$K_З$ - коэффициент запаса при искусственном освещении;

S - освещаемая площадь;

z - коэффициент неравномерности освещения;

$Ф_Л$ - световой поток лампы;

η - коэффициент использования светового потока;

1.Освещаемая площадь S=40м^2;

2.Расчетная высота подвеса находится из выражения:

$$h = H - h_{РП} = 3{,}2 - 1{,}2 = 3{,}0\,\text{м}, \qquad (6.15)$$

где H - высота помещения;

$h_{РП}$ - высота рабочей поверхности

3.Посчитаем световой поток лампы:

$$Ф_Л = \frac{E \cdot K_З \cdot S_П \cdot z}{N \cdot \eta} = \frac{300 \cdot 1{,}5 \cdot 40 \cdot 1{,}15}{10 \cdot 0{,}47} = 4404{,}3. \qquad (6.16)$$

В расчетах z принимается равным: 1,15 - для светильников, располагаемых по вершинам прямоугольных полей.

Найдем значение η индексу помещения , который равен:

$$i = \frac{A \cdot B}{h \cdot (A + B)} = \frac{10 \cdot 4}{3{,}2 \cdot (10 + 4)} = \frac{40}{44{,}8} = 0{,}89. \qquad (6.17)$$

Тогда значение η=0,47 и световой поток:

$$\Phi = \frac{300 \cdot 1{,}5 \cdot 315 \cdot 1{,}1}{15 \cdot 2 \cdot 0{,}47} = 11058{,}5. \qquad (6.18)$$

При расчете электрического освещения помещений после выбора светильников необходимо произвести правильное размещение светильников.

$$L_{A.B} = \lambda \cdot h_{расч} = 1{,}2 \cdot 1{,}6 = 1{,}92 \text{ м} \qquad (6.19)$$

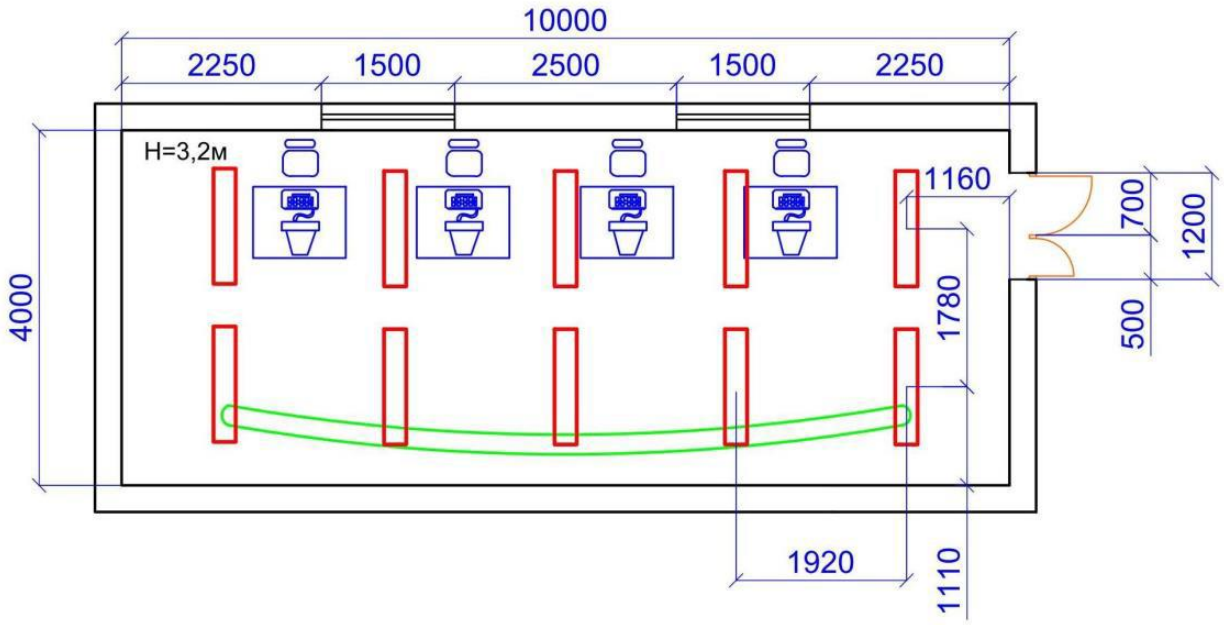


Рисунок 6.1 - Схема расположении светильников диспетчерского пункта

6.4 Автоматическое пожаротушение

Гидравлический расчет спринклерной АУП ведется с учетом работы всех оросителей на расчетной площади.

Расчет водяной спринклерной установки. Защищаемое помещение - диспетчерский пункт Урджарского района, 10х4 м, высота помещения 3,2 м. Расстояние от насосной станции до места ввода питающего трубопровода в защищаемое помещение равно 35 м. гарантированный напор в наружной водопроводной сети 30 м.

1. Исходные данные для расчета:

Интенсивность подачи воды и площадь для расчета расхода воды приняты в соответствии с таблицей 6.1 [11] и техническим заданием, из

расчета 0,12 л/с (с*м2) с минимальной площадью расчета 40 м^2 для спринклерной установки. Время тушения 60 минут.

а) группа помещения по степени опасности развития пожара - 2;

б) интенсивность орошения J = 0,12л, 12^2; площадь для расчета расхода воды Fр = 40м^2; площадь, защищаемая одним спринклерным оросителем $F_c = 12м^2$; [11, табл.1]

в) число оросителей, участвующих в гидравлическом расчете:

$$n = F_p / F_c = 3. \qquad (6.20)$$

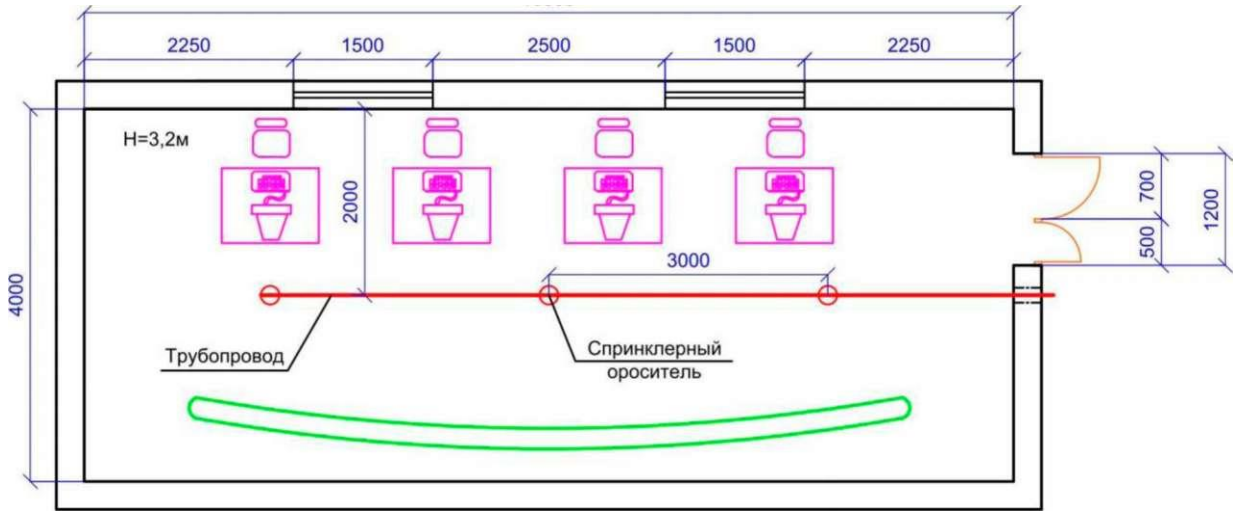


Рисунок 6.2 - Расчетная схема АУПТ диспетчерского пункта

2. Выбор диаметра оросителя. Для производственных и общественных помещений принимается для защиты помещения оросители спринклерные водяные универсальные марки СВН-10 диаметр выпускного отверстия оросителя D=10 мм (К=0,31; $H_{мин}$==5 м.) радиус орошения 2м, крепление в подвесных (подшивных) потолках, расположенные розетками вниз. Установка обеспечена запасом оросителей 10% от числа оросителей на распределительных трубопроводах и 2% - для проведения испытаний, согласно ГОСТ 50680-94.

Определяется необходимый напор на "диктующем" оросителе.

Выбирается ороситель. Напор на диктующем оросителе принимается по формуле:

$$H_1 = макс\left\{\frac{((I_H \cdot F_C)/к)^2}{H_{МИН}}\right. , \qquad (6.21)$$

где I_H - нормативная интенсивность орошения, л/(с · м^2) (табл.1,2 [5]);

F_C - проектная площадь орошения спринклером, м^2 (паспортная, по табл.1 [5]);

$к$ - коэффициент производительности оросителя, л/(с·м^2);

$H_{МИН}$ - минимальный напор у спринклера, м.

Определяют расход воды через "диктующий" спринклер, л/с:

$$Q_1 = k\sqrt{H}\,. \qquad (6.22)$$

Определяют напор у любого последующего спринклера:

$$H_{ПОСЛ} = H_{ПРЕД} + \frac{1_{уч} \cdot Q^2_{уч}}{K_T}, \qquad (6.23)$$

где $H_{ПРЕД}$ - напор у предыдущего спринклера, м;

$1_{уч}$ - длина рассматриваемого участка, м;

$Q^2_{уч}$ - расход на рассматриваемом участке, л/с;

K_T - характеристика трения трубопровода по НПБ 88 ([12]см. прил.10 МУ), л^2/с^2 , принимаемая в зависимости от диаметра трубы, который может быть определен по формуле:

$$d_{ТР} = \sqrt{\frac{4Q_{уч} \cdot 10^{-3}}{\pi \cdot V}}\ , \qquad (6.24)$$

где: V - скорость движения воды по трубе на рассматриваемом участке (принимают равной 3...5 м/с).

Таким образом:

$$H_{ДИКТ} = H_1 = 9{,}59\,; \qquad (6.25)$$

$$Q_1 = K \cdot \sqrt{H_1} = 0{,}31 \cdot \sqrt{9{,}59} = 0{,}96\,. \qquad (6.26)$$

3. Трассировка трубопроводов и оросителей с учетом изложенного показана на рисунке 6.2. Расчетные оросители, в том числе в "неполных" рядках должны быть наиболее удаленными от насосной.

4. Определяется диаметр условного прохода трубопроводов.

а) На правой ветви рядков по два оросителя, следовательно, максимально ориентировочный расход воды по рядку:

$$Q \approx 2 \cdot 0{,}96 = 2\,. \qquad (6.27)$$

Примем скорость движения воды по трубопроводу V = 5 м / с, тогда:

$$d_{TP} = 35{,}6 \cdot \sqrt{(2/5)} \approx 22{,}5. \quad (6.28)$$

- интенсивность орошения водой составляет 0,12 л/(с м^2);
- расчетная площадь тушения 40 кв.м.;
- время тушения установкой 60 минут;
- максимальная площадь, контролируемая одним спринклерным оросителем, составляет 12 м^2;
- максимальное расстояние между спринклерными оросителями, составляет 3 м;

б) Ориентировочный расход жидкости в трубопроводе после т. "г" (т. е. после 12-го оросителя):

$$Q = 2 \cdot Q_1 \approx 12 \cdot 0{,}96 = 11{,}52; \quad (6.29)$$

$$d_{TP} = 35{,}6 \cdot \sqrt{\frac{11{,}52}{5}} \approx 54{,}03. \quad (6.30)$$

Принимаем диаметр условного прохода трубопровода от "а" до насосной 65 мм, значение K$_:$ = 572.

Определяется суммарный расход в т. "а" (т. е. из оросителей 1-4). При симметричном рядке расход из одной ветви просто удваивается и составляет:

Фактический расход $Q_{\text{а}}$ из рядка "а" (он же расход $Q_{\text{а–б}}$ по участку трубопровода "а-б").

$$Q_a = (Q_a + Q_a) \cdot 2 = Q_a = (1{,}01 + 0{,}96) \cdot 2 = 3{,}94 \text{ л/с}. \quad (6.31)$$

д) Определяется напор в т. "б" и расход Q_6 из рядка:

$$H_a = H_2 + \frac{1_{а–б} \cdot Q^2_{а–б}}{K_1} = 12{,}96 + \frac{3 \cdot 3{,}94}{572} 13{,}04 \text{ м}^3. \quad (6.32)$$

Подобны, то характеристики их трубопроводов равны:

$$B_{1–2–3} = Q_a^2 / H_a = 3{,}94^2 / 12{,}96 = 1{,}198. \quad (6.33)$$

Тогда:

$$Q_{б–в} = Q_a + Q_б = 3{,}94 + 3{,}952 = 7{,}892. \quad (6.34)$$

Далее расчет аналогичен и формулы в общем виде приводятся по мере необходимости:

$$H_B = 13{,}04 + \frac{3 \cdot 7{,}892^2}{572} = 13{,}366 м; \quad (6.35)$$

Расход по участку: $Q_{B-Г} = 7{,}892 + 4{,}001 = 11{,}893$ л/с ; (6.36)

$$H_B = 13{,}04 + \frac{3 \cdot 7{,}92^2}{572} = 13{,}366 . \quad (6.37)$$

5. Линейные потери напора в трубопроводах Δh_{2-1} от т. "в" до т. 1:

$$\Delta h_{2-1} = H_B - H_1 = 13{,}366 - 9{,}59 = 3{,}776 . \quad (6.38)$$

Линейные потери напора в трубопроводах от т. "г" до узла управления, включая длину стояка:

$$l_{CT} = h_{помещ} = 3{,}2 . \quad (6.39)$$

Если расчетный напор на насосе $H_{нр}$ получается $\geq$ 100м, следует в первую очередь, увеличить диаметры стояка и участка трубопровода от него до насосной, потери на них подсчитать отдельно с учетом значения K_I этих трубопроводов.

Суммарное значение линейных потерь:

$$\Delta h_{ЛИН} = 3{,}776 + 31{,}157 = 34{,}93 . \quad (6.40)$$

Примем клапан БКМ (КЗС, J-1, F200).Потери напора на нем $\Delta h_{КЛ}$:

$$\Delta h_{КЛ} = Q^2_{ОБЩ} = 3{,}62 \cdot 10^{-3} \cdot 11{,}893^2 = 0{,}512 \text{ м}. \quad (6.41)$$

Расчетная производительность насоса:

$$Q_{НР} = Q_{ОБЩ} = 11{,}893 . \quad (6.42)$$

По этим величинам пользуясь каталогом насосного оборудования, выбираем насос серии К 100-65-250, у которого Q-H характеристика является ближайшей. Мощность racoca 45 кВт.

Функциональная схема и режимы функционирования водяной АУП представлена на рис. 6.3. На указанном рисунке представлена структурная блок-схема одного из типов водяных установок пожаротушения - спринклерной установки.

Установка пожаротушения имеет следующие режимы работы: дежурный режим, режим тушения пожара, режим технического обслуживания, режим ремонта и режим нахождения в состоянии «отказ».

Спринклерная установка водяного пожаротушения предназначена для обнаружения и локального тушения пожаров и загораний, охлаждения строительных конструкций и подачи сигнала о пожаре.

Спринклерный ороситель - ороситель с запорным устройством входного отверстия, вскрывающимся при срабатывании теплового замка. В зависимости от вида исполнения спринклеры бывают: с вогнутой розеткой (В); с плоской розеткой (П); настенного исполнения (Н); с плавким элементом (Э); со стеклянной колбой (К).

Для одной секции спринклерной установки следует принимать не более 800 спринклерных оросителей всех типов. Оросители устанавливают: розеткой вверх (СВ), розеткой вниз (СП), перпендикулярно плоскости перекрытия (покрытия), розеткой параллельно плоскости пола (СН).

Спринклерные оросители водозаполненных установок следует устанавливать розетками вверх, вниз или горизонтально.

В проекте для защиты помещения принята установка спринклерных оросителей типа СВН-10 розеткой вниз (СВ00-РНд0,35-НЛ/2/Р68.В3-"СВН-10").

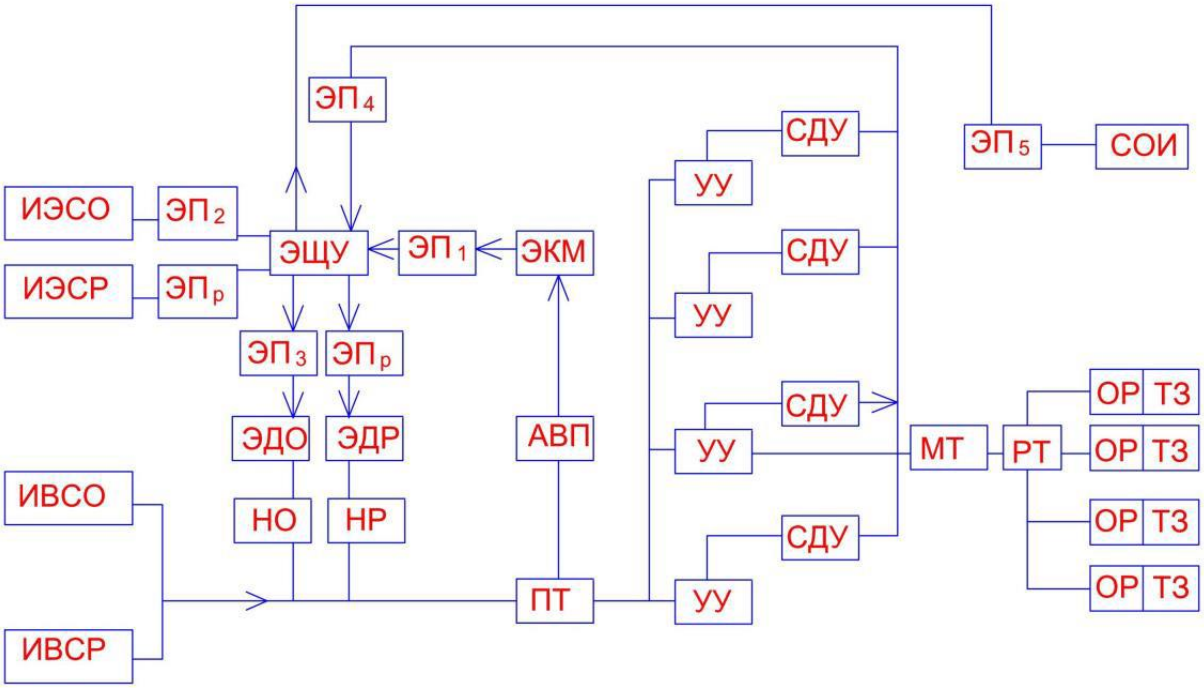


Рисунок 6.3 – Структурная блок-схема спринклерной установки водяного пожаротушения

ТЗ-тепловой замок спринклера; ОР-ороситель (спринклер); РТ-распределительный трубопровод; МТП - магистральный трубопровод; УУ-узел управления; ПТ-питательный трубопровод; АВП-автоматический водопитатель; ЭКМ-электроконтактный манометр; ЭП2-электропровода, соединяющие ЭКМ с электрическим щитом управления (ЭЩУ); ИЭСО-основной источник электроснабжения; ИЭСР-резервный источник электроснабжения электроснабжения; ЭП2-электропровода, соединяющие ЭЩУ с ИЭСО и ИЭСР; ЭП3-электропровода, соединяющие ЭЩУ с основным электродвигателем ЭДО; ЭДР-резервный электродвигатель; ЭПр-

электропровода резервных цепей управления; НСО-основной насос; НСР-резервный насос; ИВСО (ИВСР) - основной (резервный) источник водоснабжения; СДУ-сигнализатор давления универсальный; ЭП4-электропровода, соединяющие СДУ со щитом управления ЭЩУ; ЭП5-электропровода, соединяющие ЭЩУ с системой оповещения и информации.

6.5 Вывод

В данном разделе было написан анализ условий труда при обслуживании подстанции для обслуживающих персоналов. А также

Проведен расчет для естественного и искусственного освещения. Для освещаемого диспетчерского пункта общая площадь составило SOK-17,65м2. Для искусственного освещения диспетчерского пункта принято к установке люминесцентные лампы типа ЛД-80, в количестве 10шт. Расстояния между светильников 1,92м.

Для пожаробезопасности в проекте заложено водяные спринклерные оросители. Проведено расчеты для подбора насосов, трубопроводов и объемов воды. Оросителя спринклерного водяного можно использовать в любых помещениях в составе трубопроводов существующих систем водяного пожаротушения.

Заключение

В дипломном проекте были рассчитаны режимы работы электрических сетей Урджарского района с учетом снижения потерь электроэнергии.

Произведен анализ схемы и нагрузок сетей Урджарского района. Произведен расчет параметров линий и трансформаторов. Составлена схема замещения для расчета в программе RASTR .

Произведен расчет зимнего и летнего режима работы существующих электрических сетей.

На основе выполненных расчетов, сделан вывод, что загрузка сети оптимальна, а также обеспечивается допустимый уровень колебания напряжения в зимнем и летнем режиме.

Рассчитаны параметры батарей статических конденсаторов. Выбраны мощности проектируемых компенсирующих устройств БСК и определены места их установки.

В разделе «Экономическая часть» выполнен расчет экономической эффективности инвестиций в развитие электрических сетей и был определен срок окупаемости устанавливаемых компенсирующих устройств.

В разделе «Безопасность жизнедеятельности» был произведен расчет естественного, искусственного освещения и системы автоматического пожаротушения. Также был произведен анализ условия труда ремонтного персонала.

Список литературы

1 Правила устройств электроустановок, Астана, 2015 – 375с.

2 Электрические сети и системы, С.Е. Соколов, В.Н. Сажин, Н.А. Генбач, учебное пособие Алматы 2010г.

3 В.И.Идельчик, Электрические системы и сети, Москва Энергоатомиздат 1989 г.

4 http://skypeline.ru/dlya-shkolnika/metodichka-ovanesovpanferova-okonchvariant/

5 http://slavenergo.ru/kondensatornaja ustanovka visokovoltnaja

6 Справочник по проектированию электроэнергетических систем, С.С.Рокотян, И.М.Шапиро Москва Энергоатомиздат 1985г.

7 Безопасность жизнедеятельности, Учебник / под ред. С.В. Белова. Изд.3-е, испр. и доп. М.: Высш шк., 2001г.

8 БЖД МУ к выполнению раздела «Расчет производственного освещения» Абдимуратов Ж.С., Мананбаева С.Е, Алматы 2009г.

9 Справочная книга для проектирования электрического освещения, Ленинград 1976, Г.М.Кноринга.

10 СНиП РК 2.04-05-2002 Естественное и искусственное освещения.

11 СП 5.13130-2009 «Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования».

12 НПБ 88-2001* Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования, 2001г.

13 А.А. Жакупов, Р.С. Хижняк. Методические указания к выполнению экономической части выпускных работ (для бакалавров, обучающихся по направлению «Электроэнергетика»). - Алматы: АИЭС, 2011

14 Аманбаев У.А. Экономика предприятия.-А.: «Бастау», 2012.

15 Буров В.П. Бизнес-план фирмы.-М.: «Инфо-М», 2011.

16 Куатова Д.Я. Экономика предприятия.-А.: «Экономика», 2011.

17 Становление рынка электрической энергии в Казахстане, Тиесов С.А. Астана - 2012г.