МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Электрические станции, сети и системы

«Допущен к защите»

Заведующий кафедрой Умбеткулов Е.К. к.т.н
(Ф.И.О., ученая степень, звание)

(подпись) «_____» _____ 20__ г.

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Расчет и анализ работы сетей 220 кВ. Павлодарской области.

Специальность 5В071800 Электроэнергетика

Выполнил (а) Манап Мейр Кайратулы Эу 13-2
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель Старший преподаватель Соколова И.С.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:
по экономической части:

Жакупов А.А. к.т.н, профессор
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

(подпись) «_____» _____ 20__ г.

по безопасности жизнедеятельности:

Мутанова Г.С., к.т.н. ст. преп.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

(подпись) «24» 05 2016 г.

Нормоконтролер: Тергеусизова М.Ф., доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

(подпись) «30» 05 2016 г.

Рецензент: Жакиев Т.М. нач. отдела тех. подготовки АО АЭСК
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

(подпись) «_____» _____ 20__ г.

Алматы 2016 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет Электроэнергетика
Специальность 5В071800 - электроэнергетика
Кафедра электрических станций, сетей и систем

ЗАДАНИЕ
на выполнение дипломного проекта

Студент Манап Мейр Кайратулы
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Расчет и анализ работы сетей 220 кВ Павлодарской области

утверждена приказом ректора № 148 от «19» октября 2015 г.
Срок сдачи законченной работы «30» 05 2016 г.

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

1. Карта-схема электрических сетей Северного МЭС;
2. Электрическая схема Павлодарской области;
3. Сведения о нагрузках;
4. Параметры линий;
5. Параметры трансформаторов.

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

1. Анализ состояния района
2. Общие сведения по АО „KEGOC"
3. Общие сведения о филиале Северного МЭС
4. Расчеты рабочих режимов существующей сети
5. Расчеты рабочих режимов сети с перспективой увеличения нагрузки
6. Безопасность жизнедеятельности
7. Экономическая часть.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Карта-схема электрических сетей 220 кВ Северное МЭС
2. Электрическая схема Северных МЭС
3. Схема замещения Северных МЭС

Рекомендуемая основная литература

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

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Экон. часть	Шакунов	24.05.16	
Безопасн. эксплуат.	Кутлиева Р.Г.	24.05.16	

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 энергосистеме Северных МЭС	26.01 - 09.02.	
4.	Расчет режимов работы Северных МЭС	25.02 - 21.03	
5.	Безопасность жизнедеятельности	21.03 - 24.05	
6.	Экономическая часть.	21.03 - 24.05.	

Дата выдачи задания «19» октября 2016 г.

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

Руководитель _____ Соколова Ю.С
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению
студент _____ Макан М.К
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Аннотация

В дипломном проекте на тему «Расчет и анализ работы сетей 220 кВ Павлодарской области» рассчитал максимальный и минимальный режимы работы в ПО RastrWin, а также рассчитал эти режимы сети с учетом перспективного роста нагрузки. Также в дипломном проекте были рассмотрены Экономическая часть проекта и Безопасность жизнедеятельности.

Abstract

In the research paper entitled "Calculations and analysis modes 220 kV networks Pavlodar region" is necessary to calculate the maximum and minimum operating modes, as well as calculate the network operation, taking into account long-term load growth. It is also necessary to calculate the economic part of the project and Safety.

Андатпа

«Павлодар облысының 220 кВ желілерін жұмыс режимдерін есептеу және талдау» атты ғылыми-зерттеу жұмыста қажетті ең үлкен және ең операциялық режимдерін есептеу үшін, сондай-ақ желілік жүктеме өсу тұрғысынан негізделген осы режимдерді есептеу үшін. Ол экономикалық жоба аясында және қауіпсіздігі есептеу қажет.Таңдалған опция 2025 салмақ және өсу перспективалары қолданыстағы режимдерін есептелуі тиіс.

Содержание

		Введение	7
1		Анализ состояния района	8
	1.1	Географическая характеристика района	8
	1.2	Административное делеие	10
2		Общие сведения по АО «KEGOC»	12
	2.1	Краткая информация о компании	12
	2.2	История создания компании	12
	2.3	Миссия компании	12
	2.4	Баланс филиалов АО KEGOC	14
	2.5	Структура компаний	16
3		Общие сведения о филиале Северные МЭС	20
4		Расчетая часть	26
	4.1	Постановка задачи	26
	4.2	Подготовка к расчетам в программном обеспечении RastrWin	29
5		Расчет максимального и минимального режимов существующего участка сети	33
6		Расчет максимального и минимального режима работы сети в ПО RastrWin	36
	6.1	Расчет максимального режима работы сети с существующими нагрузками	36
	6.2	Расчет минимального режима работы сети с существующими нагрузками	41
	6.3	Расчет максимального режима работы сети с перспективой увеличения нагрузки	45
	6.4	Расчет минимального режима работы сети с перспективой увеличения нагрузки	50
7		Безопасность жизнидеятельности	57
		Экономическая часть	66
		Заключение	71
		Список литературы	72

Введение

Энергетика является базовой отраслью Казахстанской экономики, обеспечивающей потребности народных хозяйства и населения в электроэнергий. Комплекс электростанций и электрических сетей, объединенных общим технологическим режимом производства, передачи и распределения электроэнергий составляет Единую электроэнергетическую систему Казахстана, которая связывает между собой энергосистемы Западной Сибири, Алтайского края, Южного Урала и Средней Азий.

На современном этапе электрификации, развития хозяйственно-экономической деятельности, сопровождающегося увеличением охвата этих территорий и количества крупных энергоёмких предприятий, распределительные функции возлагаются на питающие сети 110 кВ, а в некоторых ЭЭС перешли к разветвлённым линиям электропередачи 220 кВ. Кроме того, рост мощностей, потребляемых промышленными предприятиями, крупными городами, приводит к необходимости применения глубокого ввода линий 110220 кВ, т. е. максимального приближения повышенных напряжений к узлам, районам электропотребления. Поэтому необходимо отметить условность деления системы передачи и распределения ЭЭ на системообразующие, протяжённые сети (системы передачи ЭЭ) и системы распределения ЭЭ по их номинальному напряжению.

Итак, систему распределения ЭЭ составляют сети напряжением 6-150 (220) кВ, включающие две-три ступени (уровня) напряжения с трансформациями 110 (150)/35/6-10 кВ или 220/35/6-10 кВ. Уровень среднего напряжения (СН) соответствует напряжениям сетей 110-150 (220) кВ, питающимся от сетей высшего напряжения (ВН) 330-750 кВ системы передачи ЭЭ через трансформацию ВН/СН. Уровень низшего напряжения представлен сетями напряжением 6-35 кВ, питающимся от сетей СН с трансформацией СН/НН 110-150 (220)/6-35 кВ или напрямую от сетей ВН с трансформацией ВН/НН с напряжениями 220-330/6-35 кВ. Низковольтные сети 0,22-0,66 кВ также относятся к низшему уровню, образующемуся в результате дополнительной трансформации 6-35/0,22-0,66.

Структура сети определяется их назначением. В частности, сети СН 110-220 кВ, выполняемые, за редким исключением, воздушными линиями, соединены автотрансформаторной связью, содержат крупные подстанции районного значения и могут объединять электростанции небольшой мощности. Сети НН 0,38-35 кВ, рассчитанные на распределение и доставку ЭЭ значительно меньших мощностей, в определённой мере отражают отраслевую принадлежность и могут быть выполнены как воздушными, так и кабельными.

1. Анализ состояния района

1.1 Географическая характеристика района

Область расположена на северо-востоке Казахстана. Большая часть территории Павлодарской области находится в пределах юга Западносибирской равнины в среднем течении реки Иртыш, и в настоящее время занимает площадь 127,5 тыс. км². С севера область граничит с Российской Федерацией (Омская область), с юга - с Карагандинской областью, с Восточно-Казахстанской, с запада с Акмолинской и Северо-Казахстанской областями [11]. На рисунке 1.1 представлено географическое расположение Павлодарской области.



Рисунок 1.1 - Географическое расположение Павлодарской области

1.1.1 Климат

Климат на территории области резко континентальный, зима продолжительная, холодная, вьюжная, лето жаркое, сухое, с пыльными бурями. Средняя температура января до – 19°С, июля до + 24°С. Направление среднего ветра от 4-5 м/с. В отдельные периоды скорость ветра достигает, 20-30 м/сек [11].

1.1.2 Рельеф

Большая часть области находится в пределах юга Западно-Сибирской равнины, являющейся величайшей равниной земного шара. Очень интересен рельеф юго-западной части региона. Среди раскрашенной в желто-

коричневый цвет полупустынной степи и мелкосопочника, со скудной растительностью можно увидеть небольшой горно-лесной оазис. Это и есть один из живописнейших уголков Казахстана, одно из лучших мест отдыха и туристских походов, путешествий в сказку наяву.[5] По территории области протекают более 140 рек. Единственная крупная река — Иртыш протекает с Ю.-В. на С.-З. на протяжении около 500 км и имеет ряд протоков-стариц и островов. В мелкосопочнике начинаются реки Тундык, Ащису, Шидерты, Оленты и др., не достигающие Иртыша и заканчивающиеся в бессточных озёрах. От Иртыша построен канал Иртыш — Караганда, на котором сооружено несколько плотин и водохранилищ. В области много озёр, главным образом солёных: Селетытениз, Кызылкак, Жалаулы, Шурексор, Карасор, Жамантуз, Калкаман и др. — на левобережье; Маралды, Моилды, Большой Ажбулат и др.- на правобережье.

В Павлодарской области насчитывается 1200 больших и малых озёр. Около сотни из них пресные, а остальные солёные. На территории области разведано одиннадцать месторождений подземных вод с эксплуатационными запасами 3,8 миллиона кубических метров в сутки. Все они пригодны для питья и орошения [11].

1.1.3 Полезные ископаемые

Область занимает одно из ведущих мест в минерально-сырьевом комплексе Республики Казахстан.

Общая стоимость балансовых запасов твёрдых полезных ископаемых Павлодарского Прииртышья оценивается в 460 миллиардов долларов. Это — уголь и самые разные металлы, включая золото, строительные материалы и многое другое. Часть месторождений давно и успешно разрабатывается, на остальных ведутся дополнительные геолого-разведочные работы, уточняются реальные объёмы полезных ископаемых, условия добычи.

В Павлодарской области сосредоточено более трети всех угольных запасов Казахстана. Самые крупные из месторождений — Экибастузское и Майкубенское, которые хранят, соответственно, 10,5 миллиарда и 2,2 миллиарда тонн энергетического сырья. Перспективны для освоения и девять других месторождений с общим запасом угля около трёх млрд тонн.

Особенность большинства всех этих месторождений в том, что уголь в них залегает неглубоко, местами его пласты выходят прямо на поверхность земли. Из-за этого добыча производится открытым способом. За первые полвека освоения Экибастузского бассейна добыто свыше 2 миллиардов тонн угля.

Подготовлено к освоению крупнейшее медно-порфировое месторождение «Бозшаколь». Руды здесь залегают близко от поверхности земли и содержат в промышленной концентрации не только медь, но и молибден, серебро, другие ценнейшие металлы. Общие запасы меди во всех месторождениях составляют три с половиной миллиона тонн.

Почти в 150 тонн оцениваются прогнозные запасы месторождений золота, которые кроме этого драгоценного металла, содержат также серебро, медь, цинк, барит. Эти металлы добываются в основном (около 300 тысяч тонн руды в год, из которой выплавляется 300 килограммов золота, пять тонн серебра и 500 тонн цинка (на 2004год)) на Майкаинском месторождении.

В области найдены месторождения малахита и бирюзы. Некоторые специалисты считают, что есть реальные предпосылки для обнаружения технических и ювелирных алмазов.

В Павлодарском При Иртыше отсутствуют открытые месторождения нефти и газа, однако, почти половину территории области занимает При иртышская впадина, которую геологи считают перспективной на огромные запасы углеводородного сырья. Прогнозные ресурсы нефти оцениваются в 315 миллионов тонн, а газа в 148 миллиардов кубических метров.

В области насчитывается 89 месторождений так называемых общераспространённых полезных ископаемых: это сырьё для производства различных строительных материалов, для нужд промышленности и для других целей. Так, например, Карасорское месторождение формовочных песков — крупнейшее в СНГ. Примерно 700 миллионов тонн ценнейшего сырья хранит Сухановское месторождение каолиновых (беложгущихся) огнеупорных глин.

1.2 Административное деление Павлодарской области

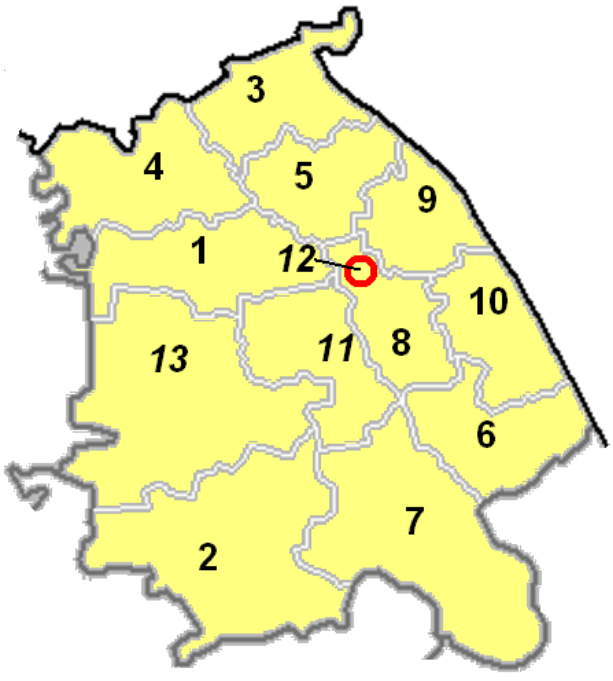


Рисунок 1.2- Административное деление Павлодарской области

Область включает 10 районов, 3 города областного подчинения, 7 поселков, 165 сельских округов и 408 сел:

- Актогайский район - рц село Актогай (Краснокутск);
- Баянаульский район - рц село Баянаул;
- Железинский район - рц село Железинка;
- Иртышский район - рц село Иртышск (Иртыш, Ертис);
- Качирский район - рц село Теренколь (Теренкол);
- Лебяжинский район - рц село Акку (Лебяжье);
- Майский район - рц село Коктобе (Белогорье);
- Павлодарский район - рц город Павлодар;
- Успенский район - рц село Успенка;
- Щербактинский район - село Щербакты (Шарбакты);
- город Аксу (Ермак);
- город Павлодар;
- город Экибастуз.

2 Общие сведения по АО «KEGOC»

2.1 Краткая информация о компании

АО «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями» - «KEGOC»- системный оператор единой электроэнергетической системы Казахстана. На балансе компании находится 310 линий электропередачи напряжением от 0,4 до 1150 кВ общей протяжённостью 24,5 тыс. км, 74 электрические подстанции с установленной мощностью трансформаторов 33,6 ГВА. Компания является естественной монополией в области передачи электроэнергии между региональными сетями Казахстана и энергосистемами сопредельных государств. Входит в состав государственного холдинга «Самрук-Казына» [12].

2.2 История создания компании

ОАО "KEGOC" создано 11 июля 1997 года как акционерное общество открытого типа в соответствии с Постановлением Государственного комитета Республики Казахстан по управлению государственным имуществом от 10 декабря 1996 года 802-а путем передачи в его уставный капитал активов Государственного республиканского предприятия "Национальная электроэнергетическая система "Казахстанэнерго". 26 мая 1999 года компания была перерегистрирована в открытое акционерное общество "Казахстанская компания по управлению электрическими сетями" (Kazakhstan Electricity Grid Operating Company) -"KEGOC".

Учредителем ОАО "KEGOC" является Государственный комитет Республики Казахстан по управлению государственным имуществом, которому принадлежит 100% пакет акций.

Компания имеет 9 филиалов межсистемных электрических сетей (МЭС), сформированных по территориальному принципу, и Центральное диспетчерское управление Единой Энергетической Системы Республики Казахстан, расположенное в Алматы.

ОАО "KEGOC" является членом Ассоциации промышленников и Казахстанской энергетической ассоциации.

2.3 Миссия компании

Миссия Компании – обеспечение надежного функционирования и эффективного развития ЕЭС Казахстана в соответствии с современными техническими, экономическими, экологическими требованиями, стандартами профессиональной безопасности и охраны здоровья.

Видение – в 2025 году АО «KEGOC» станет Компанией мирового уровня и центром компетенций в электроэнергетической отрасли в региональном масштабе.

Общество, являясь Системным оператором единой электроэнергетической системы Республики Казахстан, осуществляет следующие виды деятельности:

1. Оказание услуг по передаче электрической энергии по национальной электрической сети, обеспечение её технического обслуживания и поддержание в эксплуатационной готовности;

2. Оказание услуг по технической диспетчеризации, централизованное оперативно-диспетчерское управление режимами работы единой электроэнергетической системы Республики Казахстан, включая составление фактических балансов и формирование суточного графика производства-потребления электрической энергии;

3. Обеспечение надежности работы единой электроэнергетической системы (ЕЭС) Республики Казахстан;

4. Оказание услуг по регулированию и резервированию электрической мощности, организации балансирования производства-потребления электрической энергии;

5. Оказание услуг по физическому урегулированию дисбалансов электрической энергии;

6. Осуществление последующего финансового урегулирования дисбалансов электрической энергии в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан;

7. Приобретение вспомогательных услуг для обеспечения готовности необходимых объемов и структуры оперативных резервов электрической мощности, регулирования активной и реактивной мощностей, по запуску энергосистемы из обесточенного состояния;

8. Осуществление организации функционирования балансирующего рынка электрической энергии в режиме реального времени и рынка системных и вспомогательных услуг;

9. Взаимодействие с энергосистемами сопредельных государств по управлению и обеспечению устойчивости режимов параллельной работы;

10. Осуществление технического и методического руководства по созданию единой информационной системы, автоматизированной системы коммерческого учета электрической энергии, сопряженных устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики;

11. Обеспечение равных условий для доступа к национальной электрической сети;

12. Обеспечение участников оптового рынка электрической энергии Республики Казахстан информацией, не затрагивающей сведения, составляющие коммерческую и иную охраняемую законом тайну;

13. Согласование вывода в ремонт основного оборудования электростанций, подстанций, линий электропередачи, устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики, систем технологического управления и обеспечения их готовности к работе;

14. Участие в разработке режимов работы гидроэлектростанций с учетом их водно-хозяйственных балансов и режимов работы единой электроэнергетической системы Республики Казахстан;

15. Осуществление разработки долгосрочного прогнозирования балансов электрической энергии;

16. Осуществление купли-продажи электрической энергии на технологические и производственные нужды, для обеспечения договорных величин перетоков с энергосистемами сопредельных государств, а также при возникновении дисбаланса, не покрываемого балансирующим рынком электрической энергии в целях поддержания нормативной частоты электрического тока в единой электроэнергетической системе Республики Казахстан;

17. Согласование проектирования и строительства дублирующих (шунтирующих) линий электропередачи и подстанций [12].

2.4 Баланс филиалов АО KEGOC

На балансе филиалов АО «KEGOC» «Межсистемные электрические сети» находятся 353 воздушных линий электропередачи напряжением 0,4-1150 кВ. Общая протяжённость воздушных линий электропередачи напряжением 0,4-1150 кВ составляет 24979,086 км (по цепям), в том числе:

- ВЛ 1150 кВ – 1421,225 км;
- ВЛ 500 кВ – 6804,744 км;
- ВЛ 330 кВ – 1759,482 км;
- ВЛ 220 кВ – 14511,108 км;
- ВЛ 110 кВ – 352,841 км;
- ВЛ 35 кВ – 44,13 км;
- ВЛ 10 кВ – 67,115 км;
- ВЛ 6 кВ – 12,851 км;
- ВЛ 0,4 кВ – 5,59 км.

На балансе филиалов АО «KEGOC» «Межсистемные электрические сети» находятся 77 электрических подстанций напряжением 35 — 1150 кВ с установленной мощностью трансформаторов 36244,55 МВА, в том числе:

- 1150 кВ – 3 шт. мощностью 9384,1 МВА;
- 500 кВ – 17 шт. мощностью 15446 МВА;
- 220 кВ – 54 шт. мощностью 11386,25 МВА;
- 110 кВ – 1 шт. мощностью 5 МВА;
- 35кВ – 2 шт. мощностью 23,2 МВА.

Филиал АО «KEGOC» «Акмолинские межсистемные электрические сети» образован в сентябре 1997 года.

В имущественный комплекс филиала входят воздушные линии электропередачи в габаритах 10-1150 кВ общей протяженностью 4230,156 км (по цепям), а также 10 подстанций напряжением 220-1150 кВ, суммарной мощностью 8136,6 МВА.

Филиал АО «KEGOC» «Актюбинские межсистемные электрические сети» образован в октябре 1997 года.

В имущественный комплекс филиала входят воздушные линии электропередачи в габаритах 10-500 кВ общей протяженностью 967,39 км (по цепям), а также 7 подстанций напряжением 220-500 кВ, суммарной мощностью 2425,5 МВА.

Филиал АО «KEGOC» «Алматинские межсистемные электрические сети» образован в сентябре 1997 года.

В имущественный комплекс филиала входят воздушные линии электропередачи в габаритах 0,4-500 кВ общей протяженностью 3548,882 км (по цепям), а также 11 подстанций напряжением 35-500 кВ, суммарной мощностью 4229,35 МВА.

Филиал АО «KEGOC» «Восточные межсистемные электрические сети» образован в декабре 1997 года.

В имущественный комплекс филиала входят воздушные линии электропередачи в габаритах 0,4-500 кВ общей протяженностью 1045,06 км (по цепям), а также 5 подстанций напряжением 220-500 кВ, суммарной мощностью 3026,5 МВА.

Филиал АО «KEGOC» «Западные межсистемные электрические сети» образован в июле 1998 года.

В имущественный комплекс филиала входят воздушные линии электропередачи в габаритах 6-330 кВ общей протяженностью 1681,5 км (по цепям), а также 5 подстанций напряжением 220 кВ, суммарной мощностью 950 МВА.

Филиал АО «KEGOC» «Сарбайские межсистемные электрические сети» образован в августе 1997 года.

В имущественный комплекс филиала входят воздушные линии электропередачи в габаритах 6-1150 кВ общей протяженностью 2443,525 км (по цепям), а также 8 подстанций напряжением 220 — 1150 кВ, суммарной мощностью 6819,9 МВА.

Филиал АО «KEGOC» «Северные межсистемные электрические сети» образован в сентябре 1997 года.

В имущественный комплекс филиала входят воздушные линии электропередачи в габаритах 0,4-1150 кВ общей протяженностью 3379,08 км (по цепям), а также 8 подстанций напряжением 110-1150 кВ, суммарной мощностью 3520,6 МВА.

Филиал АО «KEGOC» «Центральные межсистемные электрические сети» образован в 1997 году.

В имущественный комплекс филиала входят воздушные линии электропередачи в габаритах 10-500 кВ общей протяженностью 3482,19 км (по цепям), а также 10 подстанций напряжением 220-500 кВ, суммарной мощностью 3741,6 МВА.

Филиал АО «KEGOC» «Южные межсистемные электрические сети» образован в сентябре 1997 года.

В имущественный комплекс филиала входят воздушные линии электропередачи в габаритах 220-500 кВ общей протяженностью

4201,303 км (по цепям), а также 13 подстанций напряжением 220-500 кВ, суммарной мощностью 3394,5 МВА[12].

2.5 Структура компании

ОАО "KEGOC" имеет 9 филиалов МЭС, Центральное диспетчерское управление Единой Энергетической Системы Республики Казахстан, расположенное в Алматы. Филиалы МЭС, в ведении которых находятся системообразующие электросетевые объекты, размещены по территории Республики Казахстан:

- "Западные МЭС" (Атырау) расположены в Атырауской и Мангистауской областях и не связаны с ЕЭС Казахстана. Энергоисточники: Мангышлакский атомно-энергетический комбинат (МАЭК), включающий Актауские ТЭЦ-1, ТЭЦ-2 и ТЭС-3 (ГРЭС), электростанция регионального значения - Атырауская ТЭЦ, электростанции местного значения (Тенгизская ГТЭС и ТЭЦ ОАО"Атырауского нефтеперерабатывающего завода" (ОАО "АНПЗ");
- "Актюбинские МЭС" (Актюбинск) расположены в Актюбинской и ЗападноКазахстанской областях и не связаны с ЕЭС Казахстана. Уральский энергоузел связан с электрическими сетями филиала "Западные МЭС". Связь между Актюбинским и Уральским энергоузлом отсутствует. Энергоисточники: электростанции Российской Федерации (основная часть) и частично электростанции местного значения (Уральская ТЭЦ, Актюбинская ТЭЦ, Актурбо, Жанажолская ГТЭС и ТЭЦ Алгинского химического завода);
- - "Сарбайские МЭС" (Рудный) расположены в Костанайской области. Сети филиала являются составной частью ЕЭС Казахстана и связаны межсистемными ЛЭП с сетями филиала "Акмолинские МЭС", межгосударственнымиЛЭП со смежными энергосистемами Российской Федерации. Энергоисточники: электростанции национального значения Павлодарской области и частично электростанции местного значения (Рудненская, Костанайская и Аркалыкская ТЭЦ);
- "Акмолинские МЭС" (Астана) расположены в Акмолинской и Северо- Казахстанской областях. Сети филиала являются составной частью ЕЭС Казахстана и связаны межсистемными ЛЭП с сетями филиала "Сарбайские МЭС", "Северные МЭС" и "Центральные МЭС", межгосударственными ЛЭП со смежными энергосистемами Российской Федерации. По электрическим сетям филиала осуществляется транзит электроэнергии в филиалы "Сарбайские МЭС" и "Центральные МЭС". Энергоисточники: электростанции национального значения Павлодарской области, электростанции регионального значения (Акмолинская ТЭЦ-2, Петропавловская ТЭЦ-2) и электростанции местного значения (Акмолинская ТЭЦ-1, ТЭЦ Акмолинского горно-химического комбината (ЗАО "КазСабтон"), Сергеевская ГЭС);

- "Северные МЭС" (Экибастуз) расположены в Павлодарской области. Сети филиала являются составной частью ЕЭС Казахстана и связаны межсистемными ЛЭП с электрическими сетями филиалов "Восточные МЭС", "Акмолинские МЭС" и "Центральные МЭС"; межгосударственными ЛЭС со смежными энергосистемами Российской Федерации. По электрическим сетям филиала осуществляется выдача мощности в ЕЭС Казахстана. Энергоисточники: электростанции национального значения (Аксуская ГРЭС, Экибастузская ГРЭС-1 (ТОО "АЭС-СТ Экибастуз"), Экибастузская ГРЭС), регионального значенгия (Павлодарская ТЭЦ), электростанции местного значения (Павлодарская ТЭЦ-1, Павлодарская ТЭЦ-2, Экибастузская ТЭЦ);
- "Восточные МЭС" (Усть-Каменогорск) расположены в Восточно-Казахстанской области. Сети филиала являются составной частью ЕЭС Казахстана и связаны межсистемными ЛЭП с электрическим сетями филиала "Северные МЭС", межгосударственной ЛЭП с электросетевым предприятием Российской Федерации. Энергоисточники: гидроэлектростанции национального значения (Бухтарминская ГЭС, Усть-Каменогорская ГЭС, Шульбинская ГЭС), электростанции регионального значения (Усть-Каменогорская ТЭЦ) и электростанций местного значения (Лениногорская ТЭЦ, Согринская ТЭЦ, Семипалатинская ТЭЦ, Тишинская ГЭС, Хариузовская ГЭС, Зайсанская ГЭС);
- "Центральные МЭС" (Караганда) расположены в Карагандинской области. Сети филиала являются составной частью ЕЭС Казахстана и связаны межсистемными ЛЭП с электрическим сетями филиалов "Акмолинские МЭС", "Северные МЭС", "Восточные МЭС", Алматинские МЭС" и "Шымкентские МЭСЭнергоисточники: электростанции национального значения Павлодарской и Восточно-Казахстанской областей электростанции национального значения (Карагандинская ГРЭС-2), электростанции регионального значения (Карагандинская ГРЭС-1 и ТЭЦ-3, Жезказганская и Балхашская ТЭЦ), электростанции местного значения (Карагандинская ТЭЦ-1, Карагандинская ТЭЦ-2, ТЭЦ АООТ "Испат-Кармет", Тентекская ТЭЦ);
- "Алматинские МЭС" (Алматы) в Алматинской области. Сети филиала являются составной частью ЕЭС Казахстана и связаны межсистемными ЛЭП с электрическими сетями филиалов "Центральные МЭС" и "Шымкентские МЭС", межгосударственными ЛЭП с электросетевыми предприятиями Кыргызстана. Энергоисточники: электростанции местного значения (Алматинская ТЭЦ-1, Алматинская ТЭЦ-3 (ГРЭС), Текелийская ТЭЦ, каскада Алматинских ГЭС, Антоновская ГЭС, Каратальская ГЭС, Успенская ГЭС);
- "Шымкентские МЭС" (Шымкент) расположены в Жамбылской, Шымкентской и Кызылординской областях. Сети филиала являются составной частью ЕЭС Казахстана и связаны межсистемными ЛЭП с электрическими сетями филиалов "Центральные МЭС" и "Алматинские МЭС"; межгосударственными ЛЭП с электросетевыми предприятиями Кыргызстана и Узбекистана. Электрические сети филиала обеспечивают осуществление параллельной работы ЕЭС Казахстана с ОЭС Средней Азии.

Энергоисточники: энергоисточники Кыргызстана, Северного Казахстана, электростанции национального значения (Жамбылская ГРЭС), электростанции регионального значения (Шымкентская ТЭЦ-3, Шардаринская ГЭС) [13].

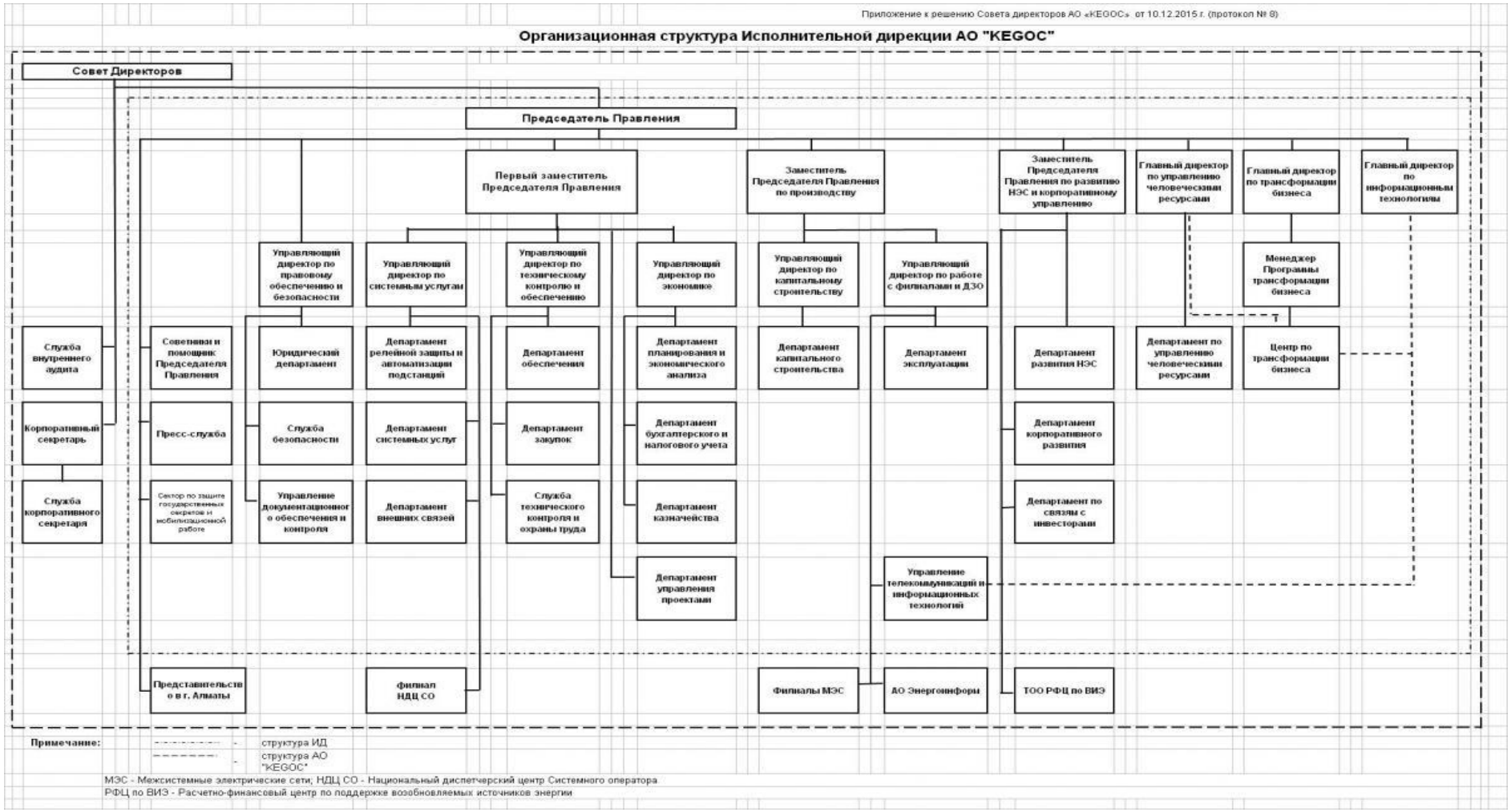


Рисунок 3 - Организационная структура АО «KEGOC»

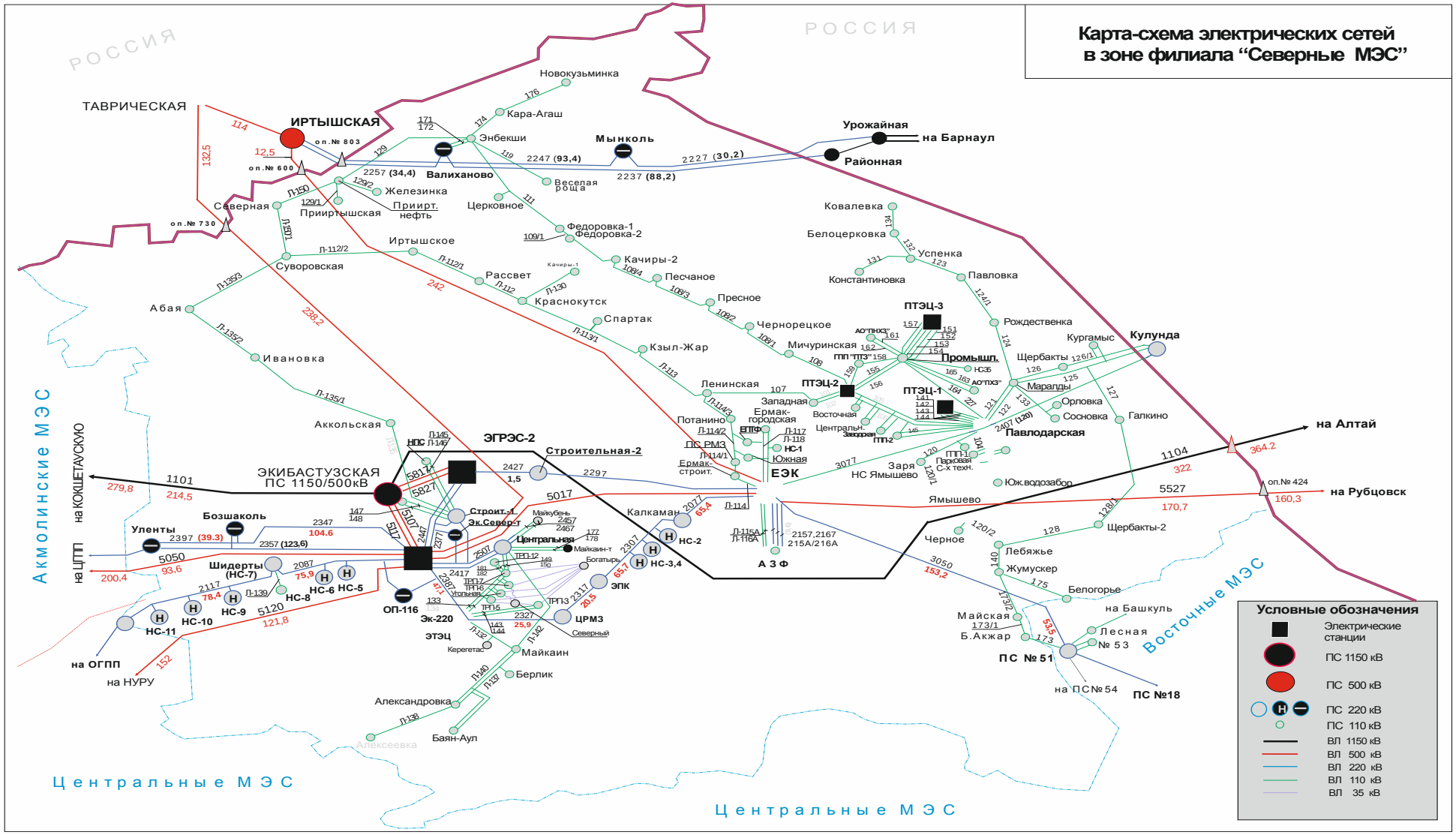


Рисунок 3 - Карта схема сетей в зоне филиала «Северные МЭС»

Филиал «Северные межсистемные электрические сети» ОАО «KEGOC» был образован 01.09.1997 года на основании Постановления Правительства Республики Казахстан от 4 августа 1997 года «О неотложных мерах по активации деятельности акционерного общества «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями» № 1210 и приказа ОАО «KEGOC» № 22 от 1 сентября 1997 года «О реализации постановления Правительства РК» от 4 августа 1997 года № 1210 в части внедрения оптимальной структуры эксплуатации электрических сетей.

Филиал «Северные межсистемные электрические сети» решает поставленные перед ним следующие основные задачи:

- Обеспечение свободного доступа энергопроизводящих организаций, оптовых потребителей Республики Казахстан и сопредельных государств к рынку электрической энергии и мощности;
- Осуществление передачи электроэнергии по Национальной электрической сети напряжением 110-1150 кВ для субъектов оптового рынка;
- Обеспечение устойчивости и надежности функционирования Единой электроэнергетической системы Казахстана.

По состоянию на 01.01.2008 года филиал «Северные МЭС» имеет на балансе 38 высоковольтных линий электропередачи общей протяженностью 3084,563 км по трассе, 3216,855 км по цепям.

В состав филиала входят 8 подстанций напряжением 110–1150 кВ, суммарной мощностью 3518,1 МВА, в том числе:

- 1150 кВ - 1 шт. мощностью 2680,6 МВА (с резервом);
- 220 кВ - 6 шт. мощностью 835,0 МВА;
- 110 кВ - 1 шт. мощностью 2,5 МВА.

В рамках проекта «Модернизация Национальной электрической сети Казахстана» в филиале закончен 1-й этап - модернизация подстанций, включающая замену высоковольтного оборудования, установку шунтирующих реакторов для компенсации реактивной мощности, замену релейной защиты и автоматизацию подстанций.

Модернизация высоковольтного оборудования сконцентрирована на замене оборудования подстанций, которое не может быть автоматизировано и находилось в эксплуатации более 20 лет. Программа модернизации включает в себя замену выключателей, разъединителей и трансформаторов напряжения, трансформаторов тока, ограничителей перенапряжения, опорных изоляторов и аккумуляторных батарей.

В настоящее время на подстанциях филиала заменено:

- 47 выключателей 220/110 кВ;
- 150 разъединителей 220/110 кВ;
- 19 фаз трансформаторов напряжения.

Замена релейной защиты будет осуществлена на всех подстанциях, находящихся на балансе филиала. Новая релейная защита, основанная на микропроцессорной технологии, должна улучшить безопасность и надежность всей транспортной системы.

На сегодняшний день полностью закончены работы на ПС «ЦРМЗ» и «Строительная 2».

Замена релейной защиты осуществляется совместно с автоматизацией подстанций, что включает в себя инсталляцию Удаленных Терминалов (RTU) для осуществления мониторинга и контроля над действием оборудования подстанций. Эти терминалы (RTU) используются системой SCADA для осуществления централизованного управления и контроля над работой транспортной системы АО «KEGOC».

В 2008-2018 годах намечено проведение 2-го этапа модернизации, предусматривающего полную замену силового оборудования подстанций[13].

В 2007 году на ПС-1150кВ «Экибастузская» произведена замена 21 фазы трансформаторов тока ТФРМ-500, установлены 9 фаз трансформаторов тока типа IOSK-550 производства «TRENCH» и 12 фаз трансформаторов тока типа CA-525 производства «ARTECHE».

В 2008 году на ПС-220кВ «Экибастузская» запланировано строительство ОРУ-35кВ с вводом в эксплуатацию 7 вакуумных выключателей 35кВ. Предусматривается замена двух трансформаторов собственных нужд и 6 фаз трансформаторов напряжения 35кВ. На ПС-110кВ «Павлодарская» планируется ввод второго трансформатора ТМН-2500/110/10, предусматривается установка КРУН-10кВ с вакуумными выключателями, что обеспечит более надежное электроснабжение собственных нужд подстанции.

В мае 2008 года начато строительство участка «Экибастуз-Агадырь» проекта «Строительство второй линии электропередачи 500кВ транзита Север-Юг Казахстана», курируемого филиалом «Северные МЭС».

Общая протяженность линии – 463,6 км.

Общая сметная стоимость строительства – 14 687,846 млн. тенге

Согласно графику производства работ в 2008 году по плану должно быть выполнено:

- Установка комплектов фундаментов –770 из 1286;
- Монтаж опор –565 из 1286;
- Работы по протяжке грозозащитного троса и провода – 90 км из 463,6км;
- Работы по протяжке кабеля ВОЛС (ОКГТ) – 90 км из 463,6 км.

Ввод ВЛ 500 кВ «Экибастуз – Агадырь» в эксплуатацию планируется в октябре 2009 года.

В связи со строительством линии «Север–Юг» предусматривается расширение подстанции 1150кВ «Экибастузская» с вводом нового оборудования на напряжение 500кВ, в том числе: пяти элегазовых выключателей колонкового типа производства «ALSTOM», планируется ввод в эксплуатацию трех фаз шунтирующего реактора РОМ-60000/500 Запорожского трансформаторного завода.

За 7 месяцев 2008 года по электрическим сетям филиала «Северные МЭС» была осуществлена общая передача электроэнергии всем участникам оптового рынка Казахстана в объеме 13,277 млрд. кВт/ч, что составляет

102,8% по сравнению с аналогичным периодом 2007 года, в том числе передано электроэнергии:

- от станций национального значения – 12,194 млрд. кВт/ч, (103,7%);
- от сопредельных государств – 0,994 млрд. кВт/ч, (93,8%);
- от других филиалов МЭС – 0,089 млрд. кВт/ч. (89,9%).

Расход электроэнергии на передачу (фактические потери) – 0,198 млрд. кВт. ч. (120,7%) [13].

3.1 Балансирующий рынок

С 01 января 2008года в республике Казахстан введен в действие в имитационном режиме балансирующий рынок электрической энергии, т.е. без осуществления денежных взаиморасчетов за купленную - проданную на БРЭ электроэнергию. При этом физическое урегулирование дисбалансов и оказание услуг по организации балансирования осуществляются с 1 января 2008 года, с оплатой их по установленному тарифу 0,04 т/Квт.ч. До 1 января 2009 года к действующему тарифу применяется понижающий коэффициент 0,55 (0,018 т/Квт.ч).

Филиалом «Северные МЭС» заключены 2 договора на услуги по организации балансирования производства/потребления электроэнергии:

- ТОО «Майкубень – Вест» - выступает на рынке самостоятельно;
- ТОО «Энерготрейд» - является провайдером баланса для ТОО фирма «Сега – Ойл», ПК «Союз», ИП «Турганов».

По договорам с АО «KEGOC» провайдерами баланса в Павлодарской области являются:

- АО «ЕЭК» для:
  1) АЗФ филиала АО ТНК «Казхром»;
  2) АО «КЭЗ»;
- АО «Горэлектросеть» для:
  1) ТОО «Экибастузэнерго»;
  2) ГКП «Экибастузсу»;
- АО «Павлодарэнергосервис» для:
  1) АО «Павлодарэнерго» (ПТЭЦ-2,3);
  2) АО «Энергоцентр».

Самостоятельно выступают:

1) АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2»;
2) ТОО «AES Экибастуз»;
3) АО «Алюминий Казахастана»;
4) АО «НК КТЖ»;
5) РГП «К и КС»;
6) ТОО «БАК».

3.2 Организация диспетчерского управления

Весь энергетический комплекс Павлодарской области, который включает в себя 6 электрических станции, суммарная мощность которых составляет 8 000 МВт, 26 узловых и распределительных подстанций и 80 системообразующих высоковольтных линий электропередач 110-1150 кВ, управляется Региональным Диспетчерским Центром Филиала «Северные МЭС», являющимся ключевым звеном диспетчерского управления ЕЭС Казахстана в Павлодарской области. Основными задачами РДЦ Филиала «Северные МЭС» являются управление режимами производства, передачи и потребления электрической мощности региона, предотвращение и ликвидация технологических нарушений в сети, обеспечение и поддержание требуемого качества электроэнергии в сети.

Диспетчер Северного РДЦ осуществляет оперативно - диспетчерское управление режимами работы электростанций и электрических сетей на территории Павлодарской области, взаимодействуя с НДЦ СО, Центральным РДЦ, Акмолинским РДЦ и Восточным РДЦ, а также с 27-ю субъектами Павлодарской области.

Северный РДЦ осуществляет непосредственное диспетчерское управление 8-ю подстанциями филиала «Северные МЭС» АО «KEGOC» и оперативное ведение 18-ти подстанций 220-110 кВ субъектов Павлодар - Экибастузского энергорегиона.

Северный РДЦ контролирует выполнение утвержденного суточного графика нагрузок субъектами энергорынка Павлодарской области и выполнение контрактных обязательств.

Северный РДЦ выполняет возложенные на него функции с помощью установленных на ЦДП РДЦ новейших средств телекоммуникаций и связи, а также с помощью Комплекса программных и технических средств SCADA.

Северный РДЦ осуществляет диспетчерское управление электростанциями Павлодарской области:

Электростанции национального значения:

- ТОО «AES Экибастуз» - установленная мощность 4000 МВт;
- АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2» - установленная мощность 1000 МВт;
- ЭС АО «ЕЭК» - установленная мощность 2400 МВт;
- электростанции регионального значения;
- ТЭЦ-1 АО «Алюминий Казахстана»;
- ТЭЦ-2, ТЭЦ-3 АО «Павлодарэнерго».

В настоящее время на ТОО «AES Экибастуз» в рабочем состоянии имеются 5 энергоблоков. 3 энергоблока находятся на консервации.

На АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2» в рабочем состоянии имеются 2 энергоблока по 500 МВт. Выработка станции за 2007 год составила 5,298 млрд. кВт. ч., за 6 месяцев 2008 года – 2,998 млрд. кВт. ч., что составило 99,2% по сравнению с аналогичным периодом 2007 года.

Связь электростанции с ЕЭС осуществляется по одной линии 500 кВ (Л-5817) через ПС «Экибастузская 1150». Вторая ВЛ-500кВ (Л-5827) включена на холостой ход со стороны ПС Экибастузская 1150кВ по причине отсутствия ячейки 500кВ на ЭГРЭС-2. Любое отключение Л-5817 приводит к погашению ЭГРЭС-2 с отключением работающих энергоблоков и возможным дефицитом мощности до 950МВт.

В случае полного погашения электростанции для разворота собственных нужд напряжение подается от шин 6кВ и 220 кВ ПС «Строительная 2». Подобное отключение произошло в 10ч. 28 мин. 09.02.2006 года. Пусковая котельная, мазутохозяйство и топливоподача были запитаны от шин 6кВ ПС «Строительная 2», что позволило развернуть станцию и включить в сеть в 13ч. 33 мин. блок №2 и в 00ч. 39 мин. блок №1.

Для повышения надежности работы станции необходим монтаж ячейки на АО «Экибастузская ГРЭС-2» и включение в работу Л-5827, а также модернизация устройств релейной защиты и автоматики на Л-5817, что в настоящее время крайне затруднительно из-за существующей схемы ОРУ-500 кВ АО «Экибастузская ГРЭС-2». Также существуют большие сложности с проведением текущего ремонта Л-5817, т.к. для этого необходимо полностью останавливать станцию, что не всегда возможно по режимным условиям. В текущем году вывод в ремонт ВЛ-5817, согласно утвержденному НДЦ СО графику ремонтов планировался в начале июля.

ОРУ-500 кВ используется только для выдачи мощности в систему.

ОРУ-220 кВ используется для питания собственных нужд станции и как транзитная подстанция для передачи мощности.

ОРУ-500 кВ и ОРУ-220 кВ между собой не связаны, т.к. отсутствует автотрансформатор связи, как это выполнено на ТОО «AES Экибастуз» и ЭС АО «ЕЭК», что также снижает надежность работы станции [13].

4 Расчетная часть

4.1 Постановка задачи

4.1.1 Рассмотрение действующей сети области

За основу в расчетной части были взяты электрических сети 220 кВ АО «KEGOC»

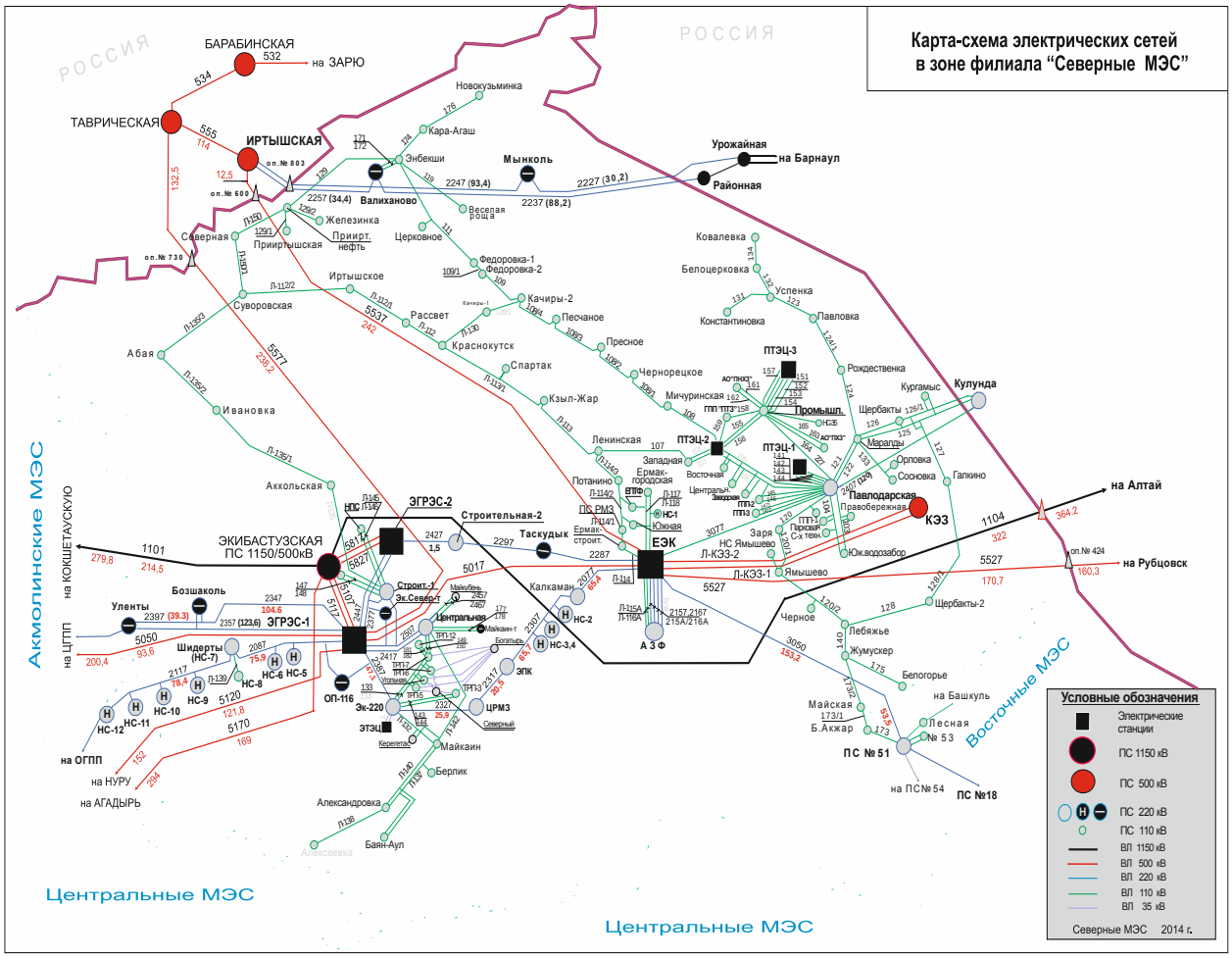


Рисунок 4.1 - Карта схема электрических сетей АО «KEGOC» 220 кВ и выше

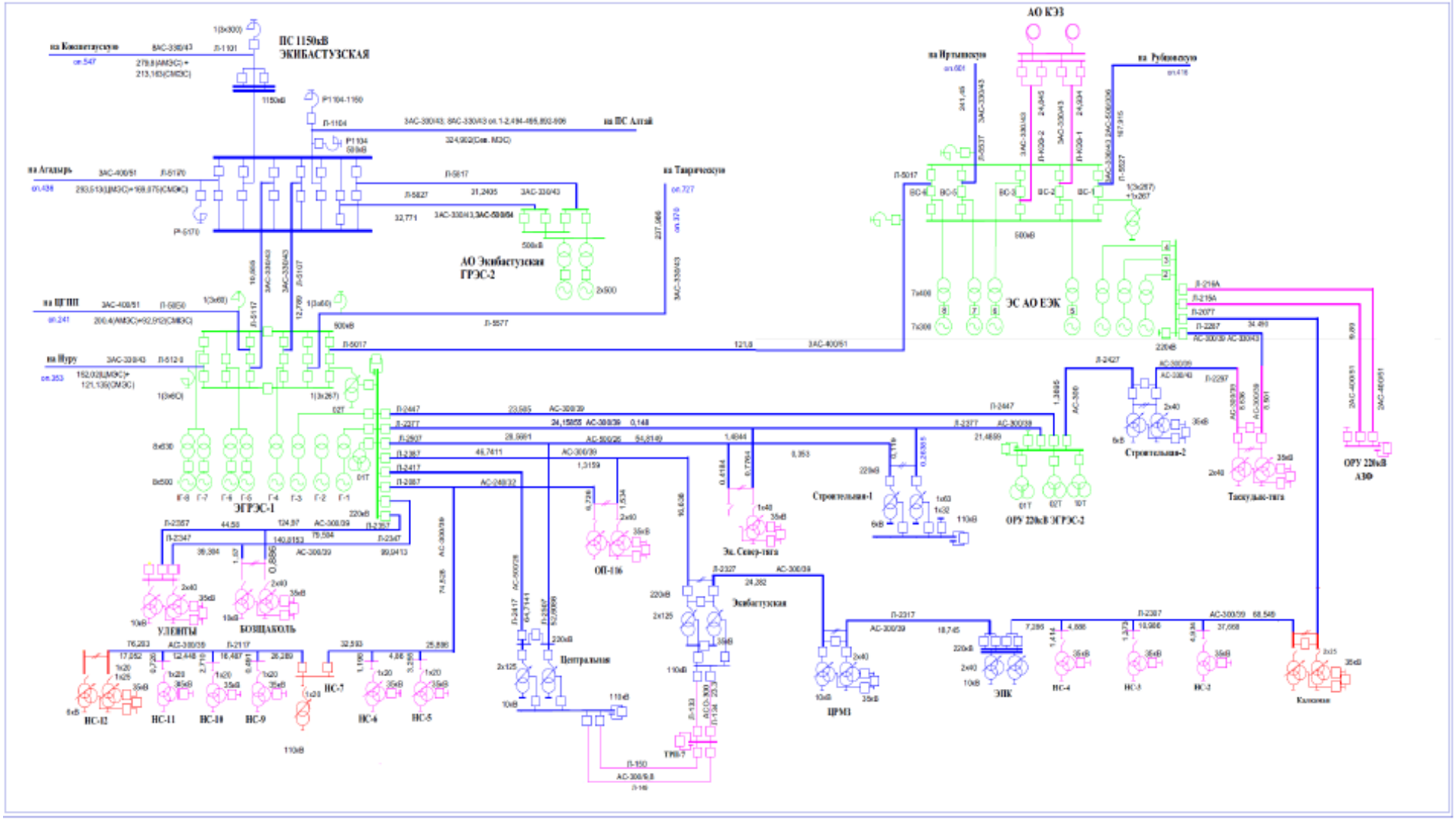


Рисунок 4.2 - Электрическая схема Павлодарской области

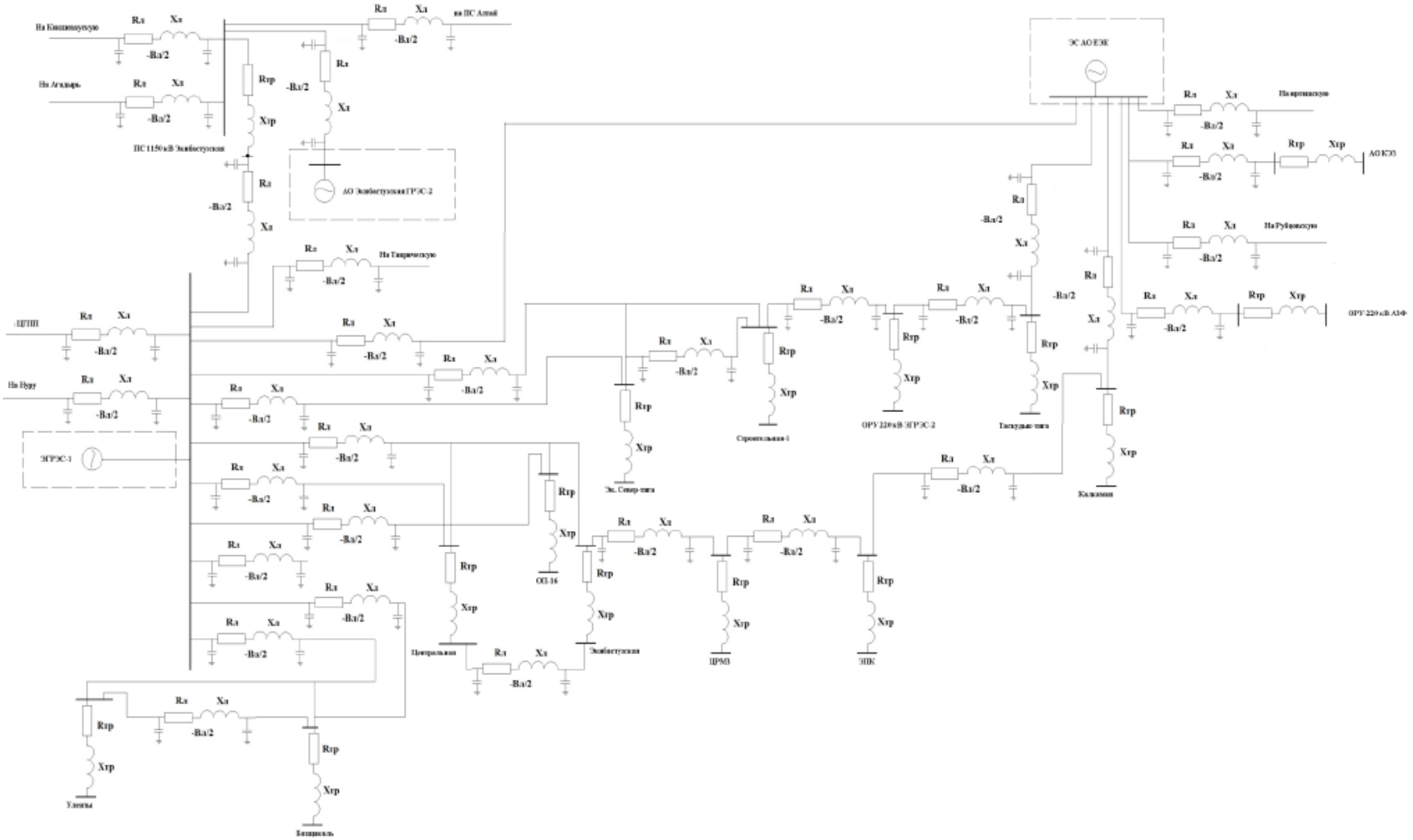


Рисунок 4.3 - Схема замещения существующей сети Павлодарской области

4.2 Подготовка к расчетам в программном обеспечений RastrWin

Перед расчетом режимов работы в ПО RastrWin мною были рассчитаны и установлены из исходных данных такие параметры выбранного участка сети, как: длина ветвей, марки и сечения проводов, активные и индуктивные сопротивления линий электропередач, мощность электрических подстанций, сопротивления трансформаторов, коэффициенты трансформаций, активные и реактивные нагрузки подстанций исходя из действующих загрузок трансформаторов на каждой подстанций.

Таблица 4.1 – Расчетные данные линий электропередач

Узлы соединенные линей электропередачи	Марка провода	Длина линии (км)	Активное сопротивление провода выбранной марки (Ом)	Реактивное сопротивление провода выбранной марки (Ом)
25-26	3xAC-400/31	12,789	0,33	4,13
25-26	3xAC-400-31	10,555	0,33	4,13
25-31	AC-300/39	75,258	3,05	36,64
25-325	3xAC-330/43	121,135	8,30	78,30
25-1817	3xAC-300/39	237,986	11,80	108,20
26-28	3xAC-330/43	31.24	0,93	11,27
26-28	3xAC-330/43	32,77	0,81	11,75
31-1621	2xAC 500/336	167,915	10,25	98,50
33-55	3xAC-300/39	15,655	0,40	3,00
33-251	2xAC-500/64	153,2	6,00	64,30
36-33	AC-300/39	65,992	6,40	26,42
38-54	3xAC-330/43	68,241	2,36	9,91
39-29	AC-240/32	55,879	2,03	10,20
39-59	AC-300/39	140,815		40,78
39-59	AC-300/39	124,97		34,50
54-53	AC-300/39	18,745	1,82	7,65
29-56	AC-300/39	1,389	0,13	0,60
61-33	AC-300/39	34,49	3,38	14,80
56-61	AC-300/39	100,56	9,85	43,14
1850-31	3xAC-330/43	110,457	7,62	76,80
27-31	AC-240/39	68,165	2,30	10,00
27-31	AC-300/39	72,342	2,28	10,00
26-1660	3xAC-330/43	324,092	21,60	219,60
26-469	3xAC-400/51	169,075	11,60	138,30
39-641	AC-500/26	64,714	3,90	26,90
111-64	AC-300/39	12,275	1,08	3,80

Таблица 4.2 - Существующие нагрузи на электрических подстанциях в максимальном режиме работы рассматриваемого участка сети.

Наименование электрических подстанции	Полная нагрузка, S	Активная нагрузка, P	Реактивная нагрузка, Q
ПС ЭГРЭС-2	7,28	7,0	2,0
ПС ЕЭК	13,34	13,0	3,0
ПС НС-2	4,06	4,0	0,5
ПС Калкаман	1,0	1,0	
ПС НС-7	0,4	0,4	
ПС ЭГРЭС-1	40,0		40,0
ПС Коктасжал	2,0	2,0	
ПС ТРП7 Бак	25,94	23,0	12,0
ПС ТРП07 Вост	32,24	32,0	9,0
ПС Экибастуз	37,12	37,0	3,0
ПС НС-3	5,31	5,0	1,8
ПС ЭЭПК	5,09	1,0	5,0
ПС ЦРМЗ	10,81	9,0	6,0
ПС АЗФ	537,65	476,0	250,0
ПС Строительн.2	3,35	3,0	1,5
ПС Уленты	8,06	8,0	1,0
ПС Бощак	10,0	10,0	
ПС Таскудык	5	4,0	3,0
ПС Ерментау	51,24	5	51,0
ПС Север	3,6	2,0	3,0
ПС строительн.1	14,36	3,2	14,0
ПС ОП-116	11,0	11,0	
ПС НС-5	0,2	0,2	
ПС НС-17	60,0	60,0	
ПС ЕЭК-110	846,22	796,0	287,2

Таблица 4.3 - Существующие нагрузи на электрических подстанциях в минимальном режиме работы рассматриваемого участка сети

Наименование электрических подстанции	Полная нагрузка, S	Активная нагрузка, P	Реактивная нагрузка, Q
ПС ЭГРЭС-2	6,7	3,0	6,0
ПС ЕЭК	16,4	13,0	10,0
ПС НС-2	3,32	3,1	1,2
ПС Калкаман	1,41	1,0	1,0
ПС НС-7	3,16	1,0	3,0
ПС ЭГРЭС-1	22,02	1,0	22,0
ПС Коктасжал	1	1,0	
ПС ТРП7 Бак	3	3,0	
ПС ТРП07 Вост	36,23	32,0	17,0
ПС Экибастуз	18	18,0	
ПС НС-3	3,32	3,1	1,2
ПС ЭЭПК	5,09	1,0	5,0
ПС ЦРМЗ	4,12	1,0	4,0
ПС АЗФ	554,7	490,0	260,0
ПС Строительн.2	1,11	0,5	1,0
ПС Уленты	5,09	5,0	1,0
ПС Бощак	2	2,0	
ПС Таскудык	6,7	6,0	3,0
ПС Ерментау	64	64,0	
ПС Север	3,6	2,0	3,0
ПС строительн.1	14,36	3,2	14,0
ПС ОП-116	12,04	12,0	1,0
ПС НС-5	3,32	3,1	1,2
ПС НС-17	47	47,0	
ПС ЕЭК-110	595,82	595,6	262,7

5 Расчет минимального и максимального режимов существующего участка сети

Все расчеты были проведены с помощью программного обеспечения RastrWin.

Программный комплекс RastrWin предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем. RastrWin используется более чем в 260 организациях на территории Казахстана, России, Кыргызстана, Узбекистана, Беларусии, Молдовы, Монголии, Югославии.

RastrWin используется студентами многих вузов для выполнения курсовых и дипломных работ [5].

5.1 Основные особенности программного комплекса:

5.1.1 Расчетные модули:

1) Расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения (от 0.4 до 1150 кВ);

2) Полный расчет всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети);

3) Расчет установившихся режимов с учетом отклонения частоты (без балансирующего узла);

4) Контроль исходной информации на логическую и физическую непротиворечивость;

5) Эквивалентирование (упрощение) электрических сетей;

6) Оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности;

7) Расчет положений регуляторов трансформатора под нагрузкой (РПН) и положений вольтодобавочных трансформаторов (ВДТ);

8) Расчет предельных по передаваемой мощности режимов энергосистемы, определение опасных сечений;

9) Структурный анализ потерь мощности – по их характеру, типам оборудования, районам и уровням напряжения;

10) Проведение многовариантных расчетов по списку возможных аварийных ситуаций;

11) Моделирование отключения ЛЭП, в том числе одностороннего, и определение напряжения на открытом конце;

12) Моделирование генераторов и возможность задания его PQ-диаграммы;

13) Моделирование линейных и шинных реакторов с возможностью их отключения и переноса линейного реактора в узел при отключении ЛЭП;

14) Анализ допустимой токовой загрузки ЛЭП и трансформаторов, в том числе с учетом зависимости допустимого тока от температуры;

15) Расчет сетевых коэффициентов, позволяющих оценить влияние изменения входных параметров на результаты расчета, и наоборот,

проанализировать чувствительность результатов расчета к изменению входных параметров;

16) Расчет агрегатной информации по различным территориальным и ведомственным подразделениям (потребление, генерация, внешние перетоки) [5].

5.1.2 Пользовательский интерфейс

Табличный процессор. Для подготовки, коррекции и отображения расчетной схемы используется табличный процессор, в котором вся информация структурирована по типу (Узлы, Ветви, Генераторы и т.д.).

Основными особенностями табличного процессора являются:

1) индивидуальная и групповая (по формулам) подготовка данных;

2) свободная настройка вида отображения (положение столбцов, сортировка, точность отображения чисел);

3) контекстные (в зависимости от положения курсора) переходы между таблицами;

4) контекстные макросы;

5) возможность создания пользовательских таблиц и соответствующая настройка меню;

6) сдвоенные таблицы (например, узел и подходящие к нему ветви);

7) задание «выборки» информации в таблице по произвольному, сложному критерию;

8) групповая коррекция информации по заданной формуле;

9) динамическая «подсветка» данных в зависимости от значения параметра (например, при выходе за допустимое значение);

10) динамический обмен данными с MS Excel;

11) экспорт и импорт табличной информации в виде CSV-файлов.

5.1.3 Однолинейная графическая схема

Представление электрической сети в виде однолинейной графической схемы обеспечивает наиболее удобное восприятие информации о расчетах режима. В RastrWin входят средства подготовки и отображения однолинейной графической схемы:

1) автоматизированная подготовка графической схемы на основе заданной расчетной, автоматический контроль соответствия расчетной и графической схем;

2) подготовка окон (мест расположения) отображения численной информации;

3) отображение текущей расчетной информации, быстрая замена типа отображаемой информации;

4) проведение коммутаций (отключение/включение) и коррекций режимных параметров непосредственно на графической схеме;

5) цветовое выделение номинальных напряжений и районов схемы, выделение номинальных напряжений толщиной;

6) динамическая «заливка» схемы в зависимости от значения выбранного параметра (например, отклонения напряжения от номинального);

7) контекстные макросы;

8) отображение обобщенной информации (районы, территории, сечения);

9) отображение энергетической схемы в виде «псевдо»-электрической сети[5].

5.1.4 Селектор

Элемент для иерархического (древовидного) представления схемы. Реализован в виде дерева логических связей между объектами расчетной схемы, позволяет осуществлять быстрый поиск и переход между элементами (узлами, ветвями, сечениями) [5].

5.1.5 Встроенный макроязык на основе Visual Basic позволяет автоматизировать часто встречающиеся группы операций. Макросы позволяют автоматизировать все возможности RastrWin.

5.1.6 Встроенная База данных:

1) хранение данных (как исходного, так и расчетного характера) производится в единой базе данных;

2) пользователь комплекса может создавать свои поля в базе данных и задавать связи между полями с помощью формул;

3) при загрузке и сохранении файлов используются шаблоны, определяющие тип файла (режим, графика, сечения и т.д.). В шаблоне хранится описание данных (точность, допустимые значения, формулы и т.д.). Пользователь может изменять шаблоны.

Для взаимодействия с другими Windows программами комплекс RastrWin организован в виде набора COM-компонентов.

5.1.7 Програмный интерфейс

Все расчетные функции и работа с базой данных организованы в виде не имеющего пользовательского интерфейса компонента OLE-automation server, доступ к которому можно получить из любого OLE-клиента (Excell, Access, и т.д.) или любой среды визуального программирования (Delphi, Bi); таблицы и графика организованы в виде компонент ActiveX.

При разработке программы использованы следующие лицензированные и свободно распространяемые программные продукты:

- Microsoft Visual C++ 6.0;
- Microsoft Active Template Library (ATL) 3.1;
- Microsoft Windows Template Library (WTL) 3.1[5].

6 Расчет максимального и минимального режима работы сети в ПО RstrWin

6.1 Расчет максимального режима работы сети с существующими нагрузками

Для расчета максимального режима работы берем исходную информацию из табл. 4.1, 4.2, 4.3 и схему замещения из рисунка 4.3.

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta
1	☐		Ген	251	ПС 51	220		19	104,0			5,1	236,0	-100,0	100,0		236,00	-20,99
2	☐		База	25	ЭГРЭС-1.500	500		2			-2,7	-78,6	521,0			1 959,0	521,00	-18,42
3	☐		Нагр	26	ЭК.1150	500		2					522,0			2 556,0	521,34	-18,62
4	☐		Нагр	28	ЭГРЭС-2,500	500		2					522,0				521,60	-18,24
5	☐		Нагр	29	ЭГРЭС-2	220		2	7,0	2,0			232,0				232,21	-17,49
6	☐	✖	Нагр	305	ЕЭК бл500 5	20		2					19,6		720,0			-11,26
7	☐		Ген	306	ЕЭК бл500 6	20		2	15,4	10,0	306,0	40,1	19,6		720,0		19,63	-10,86
8	☐		Ген	3 007	ЕЭК бл500 7	20		2	11,3	9,0	285,0	25,1	19,6		720,0		19,55	-11,16
9	☐		Ген	308	ЕЭК бл500 8	20		2	11,8	9,0	280,0	40,2	19,6		720,0		19,65	-11,33
10	☐		Нагр	31	ЕЭК 500	500		2					508,0			652,0	512,49	-16,34
11	☐		Ген	322	ЕЭК бл220 2	20		2	12,0	8,0	146,0	84,9	19,6		720,0		19,65	-11,59
12	☐		Ген	323	ЕЭК бл220 3	20		2	12,0	8,0	289,0	39,7	19,4		720,0		19,35	-9,13
13	☐		Ген	324	ЕЭК бл220 4	20		2	11,0	7,0	281,0	64,0	19,5		720,0		19,49	-9,41
14	☐		Нагр	33	ЕЭК 220	220		2	13,0	3,0			232,0				232,87	-13,82
15	☐	✖	Нагр	2 487	Коктасжал	220		2										
16	☐		Нагр	3 621	НС-2	220		2	4,0	0,5							230,91	-16,74
17	☐		Нагр	36	КАЛКАМАН	220		2	1,0								231,85	-15,70
18	☐		Нагр	37	НС-7	220		2	0,4								236,85	-20,03
19	☐		Нагр	38	ПС ЭКИБАСТУЗ	220		2									229,64	-18,25
20	☐		Нагр	39	ЭГРЭС-1.220	220		2		40,0			231,0				232,02	-17,74
21	☐		Нагр	2 477	Коктасжал	220		2	2,0								241,28	-18,92
22	☐		Нагр	70	ТРП-7 БАК	110		2	23,0	12,0							120,14	-18,62
23	☐		Нагр	112	2 СШ ПС Центр.110	110		2	11,0								121,82	-18,48
24	☐		Нагр	111	1 СШ ПС Центр.110	110		2	7,0	2,0							121,78	-18,55
25	☐		Нагр	64	ТРП-7 вост	110		2	32,0	9,0							121,52	-18,73
26	☐		Нагр	110	ПС Экиб.110	110		2	37,0	3,0							120,80	-18,27
27	☐		Нагр	62	БГОК	220		2	21,0				230,0				232,46	-18,51
28	☐		Нагр	3 641	НС-4	220		2	0,1								230,46	-17,15
29	☐		Нагр	364	Отп НС-4	220		2									230,46	-17,15
30	☐		Нагр	3 631	НС-3	220		2	5,0	1,8							230,61	-17,00
31	☐		Нагр	363	Отп НС-3	220		2									230,62	-17,00
32	☐		Ген	50	ЭГРЭС1bl220	20		2	10,2	5,0	352,0	28,2	19,9		900,0		19,93	-13,74
33	☐		Нагр	513	ЭГРЭС-1 бл500 3	20		2	20,0	13,0	397,0	35,0	19,9		900,0		19,88	-13,47
34	☐	✖	Нагр	514	ЭГРЭС-1 бл500 4	20		2							900,0			-13,83
35	☐		Нагр	515	ЭГРЭС-1 бл500 5	20		2	20,0	13,0	389,0	20,0	19,9		900,0		19,81	-13,63
36	☐	✖	Нагр	516	ЭГРЭС-1 бл500 6	20		2							900,0			-13,83
37	☐		Нагр	517	ЭГРЭС-1 бл500 7	20		2	19,0	13,0	317,0	45,0	19,9		900,0		19,95	-14,42
38	☐	✖	Нагр	518	ЭГРЭС-1 бл500 8	20		2							900,0			-13,83
39	☐		Нагр	52	НС-12	220		2	0,2								241,58	-22,30
40	☐		Нагр	53	ЭЭПК	220		2	1,0	5,0			230,0				230,27	-17,32
41	☐		Нагр	54	ЦРМЗ	220		2	9,0	6,0			230,0				229,90	-17,76
42	☐		Нагр	55	АЗФ.ВЛ-220	220		2	476,0	250,0							230,82	-14,53
43	☐		Нагр	56	СТРОИТ.-2	220		2	3,0	1,5							232,23	-17,46
44	☐		Нагр	58	Уленты(Т)	220		2	8,0	1,0							233,57	-19,86
45	☐		Нагр	59	Бощак(Т)	220		2	10,0								233,46	-19,27
46	☐		Ген	60	ЭГРЭС-2	20		2	29,0	12,0	342,0	8,2	19,8	-20,0	720,0		19,80	-13,98
47	☐		Нагр	61	Таскудык(Т)	220		2	4,0	3,0							232,89	-14,81
48	☐		Ген	307	НС 17	220		3	60,0			36,3	245,0	-100,0	100,0		245,00	-24,51
49	☐		Ген	325	НУРА 500	500		3	467,0			-72,4	519,0	-500,0	500,0		519,00	-26,31
50	☐		Ген	129	ЦТПП-500	500		5	328,0			-146,8	514,0	-500,0	500,0		514,00	-24,13
51	☐		Нагр	166	ЕРМЕНТАУ	220		5	51,0			5,5	230,0				233,30	-21,01
52	☐		Ген	175	ПС КОК.1150	500		6	180,0			-296,0	514,0	-500,0	500,0		514,00	-23,76
53	☐		Ген	1 621	РУБЦ.500	500		15	208,0			-118,6	517,0	-500,0	500,0		517,00	-20,90
54	☐		Ген	1 817	ТАВРИЧ.	500		17	159,0			-186,0	518,0	-500,0	500,0		518,00	-22,09
55	☐		Ген	1 850	ИРТЫШСКАЯ	500		17	291,0			-36,1	520,0	-500,0	500,0		520,00	-21,31
56	☐		Нагр	27	КЭЗ-1.2	500		2	374,0	156,0							510,27	-16,72
57	☐		Ген	1 660	АЛТАЙ	500		15	7,0			-352,5	518,0	-500,0	500,0		518,00	-18,91
58	☐		Ген	469	АГАДЫРЬ-500	500		3	570,0			-120,4	515,0	-500,0	500,0		515,00	-35,99
59	☐		Ген	44	Экиб.ТЭЦ	6		2	27,0	13,0	12,0	3,8	6,2		12,0		6,20	-18,25
60	☐		Нагр	641	Центральная	220		2					236,0				236,22	-18,54
61	☐		Нагр	642	Центральная 2507	220		2					232,0				231,57	-18,45
62	☐		Нагр	63	Север(т)	220		2	2,0	3,0							232,01	-17,76
63	☐		Нагр	621	Строит.1 2377	220		2	3,2	-14,0			233,0				232,11	-17,72

Продолжение рисунка 6.1

64	☐		Нагр	620	Строит.1 2507	220		2	0,6	-1,0						232,01	-17,77
65	☐		Нагр	237	Отп. Строит.1	220		2								232,11	-17,72
66	☐		Нагр	250	Отп. Строит.1	220		2								232,01	-17,77
67	☐		Нагр	2 507	Отп.Север(т)	220		2								232,01	-17,76
68	☐		Нагр	2 377	Отп.Север(т)	220		2								232,10	-17,72
69	☐		Нагр	397	Отп.ОП-116(2387)	220		2								230,58	-18,06
70	☐	✖	Нагр	396	ОП-116 (2387)	220		2									-18,92
71	☐		Нагр	391	ОП-116 (2087)	220		2	11,0							233,94	-18,76
72	☐		Нагр	392	Отпайка ОП-116-НС-5	220		2								233,97	-18,73
73	☐		Нагр	393	НС-5	220		2	0,2							233,97	-18,73
74	☐		Нагр	394	Отпайка НС-6	220		2								234,33	-18,89
75	☐		Нагр	395	НС-6	220		2	0,2							234,33	-18,89
76	☐		Нагр	371	Отпайка НС-9	220		2								238,70	-20,88
77	☐		Нагр	372	НС-9	220		2	0,1							238,70	-20,88
78	☐		Нагр	373	Отпайка НС-10	220		2								239,79	-21,40
79	☐		Нагр	374	НС-10	220		2	0,1							239,79	-21,40
80	☐		Нагр	375	Отпайка НС-11	220		2								240,56	-21,78
81	☐		Нагр	376	НС-11	220		2	0,2							240,56	-21,78
82	☐		Нагр	362	Отп НС-2	220		2								230,92	-16,74
83	☑		Нагр	35	ЕЭК 110	110		2	796,0	287,2	1 134,3	120,3	118,0			117,87	-9,49

Рисунок 6.1 - Полученные расчетные значения «Узлы» для максимального режима работы

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_...	P_нач	Q_нач	Na	I max
1	☐		ЛЭП	25	26			ЭГРЭС-1.500 - ЭК.1150	0,33	4,13	-48,9				-230	68		266
2	☐		ЛЭП	25	26			ЭГРЭС-1.500 - ЭК.1150	0,33	4,13	-48,9				-230	68		266
3	☐		ЛЭП	25	31			ЭГРЭС-1.500 - ЕЭК 500	3,05	36,64	-462,8				252	-84		360
4	☐		Тр-р	25	39			ЭГРЭС-1.500 - ЭГРЭС-1....		24,72		0,440			132	120		197
5	☐		Тр-р	25	513			ЭГРЭС-1.500 - ЭГРЭС-1 б...		62,12		0,038			377	-11		418
6	☐	✖	Тр-р	25	514			ЭГРЭС-1.500 - ЭГРЭС-1 б...		62,12		0,038						
7	☐		Тр-р	25	515			ЭГРЭС-1.500 - ЭГРЭС-1 б...		61,25		0,038			369	-24		410
8	☐	✖	Тр-р	25	516			ЭГРЭС-1.500 - ЭГРЭС-1 б...		63,44		0,038						
9	☐		Тр-р	25	517			ЭГРЭС-1.500 - ЭГРЭС-1 б...		63,88		0,038			298	11		330
10	☐	✖	Тр-р	25	518			ЭГРЭС-1.500 - ЭГРЭС-1 б...		62,12		0,038						
11	☐		ЛЭП	25	325			ЭГРЭС-1.500 - НУРА 500	8,30	78,30	-1 050,0				-474	147		550
12	☐		ЛЭП	25	1817			ЭГРЭС-1.500 - ТАВРИЧ.	11,16	108,20	-1 440,0				-160	192		277
13	☐		ЛЭП	26	28			ЭК.1150 - ЭГРЭС-2,500	0,93	11,27	-98,3				160	11		177
14	☐		ЛЭП	26	28			ЭК.1150 - ЭГРЭС-2,500	0,81	11,75	-103,7				153	14		170
15	☐		ЛЭП	26	175			ЭК.1150 - ПС КОК.1150	5,40	133,66	-2 143,3				-181	262		389
16	☐		Тр-р	28	60			ЭГРЭС-2,500 - ЭГРЭС-2		64,30		0,038			313	-27		348
17	☐	✖	Тр-р	31	305			ЕЭК 500 - ЕЭК бл500 5		90,96		0,038						
18	☐		Тр-р	31	306			ЕЭК 500 - ЕЭК бл500 6		86,82		0,038			291	2		327
19	☐		Тр-р	31	3007			ЕЭК 500 - ЕЭК бл500 7		86,82		0,038			274	-9		308
20	☐		Тр-р	31	308			ЕЭК 500 - ЕЭК бл500 8		86,13		0,038			268	8		302
21	☐		Тр-р	31	33			ЕЭК 500 - ЕЭК 220		37,10		0,474			298	-297		474
22	☐		ЛЭП	31	1621			ЕЭК 500 - РУБЦ.500	10,25	98,50	-1 290,0				-210	206		331
23	☐		Тр-р	33	322			ЕЭК 220 - ЕЭК бл220 2		16,10		0,083			134	70		375
24	☐		Тр-р	33	323			ЕЭК 220 - ЕЭК бл220 3		16,10		0,083			277	9		687
25	☐		Тр-р	33	324			ЕЭК 220 - ЕЭК бл220 4		15,67		0,083			270	36		675
26	☐		Тр-р	33	35			ЕЭК 220 - ЕЭК 110		23,06		0,526			171	-97		487
27	☐		Тр-р	33	35			ЕЭК 220 - ЕЭК 110		23,49		0,526			168	-95		478
28	☐		ЛЭП	33	55			ЕЭК 220 - АЗФ.ВЛ-220	0,40	3,00	-37,3				-239	-127		672
29	☐		ЛЭП	33	55			ЕЭК 220 - АЗФ.ВЛ-220	0,40	3,00	-37,3				-239	-127		672
30	☐		ЛЭП	33	251			ЕЭК 220 - ПС 51	6,00	64,30	-817,0				-105	37		276
31	☐		ЛЭП	39	62			ЭГРЭС-1.220 - БГОК	5,17	33,19	-239,7				-21	13		61
32	☐	✖	ЛЭП	641	642			Центральная - Централ...	0,10	0,10	-0,1							
33	☐	✖	ЛЭП	111	112			1 СШ ПС Центр.110 - 2 С...	0,10	0,10	-0,1							
34	☐		ЛЭП	36	33			КАЛКАМАН - ЕЭК 220	6,40	26,42	-182,2				65	-3		164
35	☐		ЛЭП	38	54			ПС ЭКИБАСТУЗ - ЦРМЗ	2,36	9,91	-67,1				44	-3		112
36	☐		ЛЭП	39	29			ЭГРЭС-1.220 - ЭГРЭС-2	2,30	10,20	-62,7				22	1		56
37	☐		Тр-р	39	50			ЭГРЭС-1.220 - ЭГРЭС1bl...		11,00		0,086			342	-1		851
38	☐		ЛЭП	39	59			ЭГРЭС-1.220 - Бощак(Т)	9,69	40,78	-276,0				-32	23		97
39	☐		ЛЭП	39	59			ЭГРЭС-1.220 - Бощак(Т)	7,88	34,50	-212,4				-38	24		111
40	☐		ЛЭП	59	58			Бощак(Т) - Уленты(Т)	4,00	17,50	-107,9				-30	11		80
41	☐		ЛЭП	59	58			Бощак(Т) - Уленты(Т)	4,20	18,50	-113,9				-29	11		76
42	☐		ЛЭП	392	391			Отпайка ОП-116-НС-5 - ...	0,81	2,95	-17,3				-11	1		27
43	☐	✖	ЛЭП	642	2487			Центральная 2507 - Кок...	12,10	58,07	-737,2							
44	☐		ЛЭП	641	2477			Центральная - Коктаскал	12,10	58,07	-737,2				-2	42		102
45	☐	✖	ЛЭП	64	70			ТРП-7 вост - ТРП-7 БАК	0,01	0,01	0,0							
46	☐		ЛЭП	375	52			Отпайка НС-11 - НС-12	1,65	7,36	-44,7				-61	48		186
47	☐		ЛЭП	375	376			Отпайка НС-11 - НС-11	0,09	0,32	-1,9				0	0		1
48	☐		ЛЭП	373	375			Отпайка НС-10 - Отпайк...	1,21	5,37	-32,6				-61	49		189

Рисунок - 6.2

Продолжение рисунка 6.2

49			ЛЭП	373	374			Отпайка НС-10 - НС-10	0,26	1,17	-7,1				0	0	1
50			ЛЭП	371	373			Отпайка НС-9 - Отпайка…	1,60	7,12	-43,2				-62	51	194
51			ЛЭП	371	372			Отпайка НС-9 - НС-9	0,05	0,21	-1,3				0	0	0
52			ЛЭП	37	371			НС-7 - Отпайка НС-9	2,55	11,35	-68,9				-62	54	201
53			ЛЭП	52	307			НС-12 - НС 17	8,15	32,16	-211,4				-61	46	182
54			ЛЭП	53	364			ЭЭПК - Отп НС-4	0,67	2,83	-19,1				54	3	136
55			ЛЭП	364	3641			Отп НС-4 - НС-4	0,11	0,47	-3,2				0	0	1
56			ЛЭП	364	363			Отп НС-4 - Отп НС-3	0,63	2,64	-17,9				55	2	137
57			ЛЭП	363	3631			Отп НС-3 - НС-3	0,17	0,72	-4,9				-5	-2	13
58			ЛЭП	363	362			Отп НС-3 - Отп НС-2	0,99	4,16	-28,1				60	3	149
59			ЛЭП	362	3621			Отп НС-2 - НС-2	0,48	2,03	-13,7				-4	0	10
60			ЛЭП	362	36			Отп НС-2 - КАЛКАМАН	3,59	15,12	-102,3				64	1	159
61			ЛЭП	54	53			ЦРМЗ - ЭЭПК	1,82	7,65	-51,8				53	0	134
62			ЛЭП	29	56			ЭГРЭС-2 - СТРОИТ.-2	0,13	0,60	-3,7				52	-5	131
63			ЛЭП	61	33			Таскудык(Т) - ЕЭК 220	3,38	14,80	-91,1				60	-12	154
64			ЛЭП	56	61			СТРОИТ.-2 - Таскудык(Т)	9,85	43,14	-265,5				55	-3	144
65			ЛЭП	129	25			ЦГПП-500 - ЭГРЭС-1.500	7,53	81,20	-1 130,0				328	147	404
66			ЛЭП	166	58			ЕРМЕНТАУ - Уленты(Т)	4,60	20,60	-126,9				51	-6	130
67			ЛЭП	1850	31			ИРТЫШСКАЯ - ЕЭК 500	7,62	76,80	-953,0				291	36	395
68			ЛЭП	394	37			Отпайка НС-6 - НС-7	3,45	14,52	-98,3				-63	58	210
69			ЛЭП	27	31			КЭЗ-1.2 - ЕЭК 500	2,30	10,00	-61,8				187	78	229
70			ЛЭП	27	31			КЭЗ-1.2 - ЕЭК 500	2,28	10,00	-61,6				187	78	229
71			ЛЭП	26	1660			ЭК.1150 - АЛТАЙ	21,60	219,60	-2 574,0				-7	343	393
72			ЛЭП	26	469			ЭК.1150 - АГАДЫРЬ-500	11,60	138,30	-1 757,4				-585	175	676
73			Тр-р	38	44			ПС ЭКИБАСТУЗ - Экиб.ТЭЦ		0,23		0,027			-15	-9	44
74			Тр-р	38	110			ПС ЭКИБАСТУЗ - ПС Эки…		0,28		0,526			-60	-13	155
75			ЛЭП	39	641			ЭГРЭС-1.220 - Централь…	3,90	26,90	-178,4				-23	44	124
76			ЛЭП	110	70			ПС Экиб.110 - ТРП-7 БАК	2,56	9,05	-67,5				-12	-5	62
77			ЛЭП	110	70			ПС Экиб.110 - ТРП-7 БАК	2,56	9,05	-67,5				-12	-5	62
78			Тр-р	641	111			Центральная - 1 СШ ПС …		0,62		0,516			-21	-6	53
79			Тр-р	642	112			Центральная 2507 - 2 С…		0,84		0,526			-29	-4	74
80			ЛЭП	111	64			1 СШ ПС Центр.110 - ТР…	1,08	3,80	-28,4				-14	-4	68
81			ЛЭП	112	64			2 СШ ПС Центр.110 - ТР…	1,08	3,80	-28,4				-18	-4	90
82		✘	ЛЭП	2377	63			Отп.Север(т) - Север(т)	0,07	0,30	-2,0						
83			ЛЭП	2377	237			Отп.Север(т) - Отп. Стр…	0,01	0,06	-0,4				20	16	63
84			ЛЭП	621	237			Строит.1 2377 - Отп. Ст…	0,02	0,10	-56,8				3	-14	43
85			ЛЭП	39	2507			ЭГРЭС-1.220 - Отп.Севе…	0,10	0,70	-4,7				-32	1	80
86			ЛЭП	63	2507			Север(т) - Отп.Север(т)	0,02	0,20	-1,1				2	3	9
87			ЛЭП	2507	250			Отп.Север(т) - Отп. Стр…	0,02	0,20	-1,0				-30	4	76
88			ЛЭП	250	642			Отп. Строит.1 - Центра…	3,18	21,90	-145,3				-30	3	74
89			ЛЭП	250	620			Отп. Строит.1 - Строит.…	0,01	0,04	-0,3				-1	1	3
90			ЛЭП	39	2377			ЭГРЭС-1.220 - Отп.Севе…	0,20	0,90	-5,4				20	16	63
91			ЛЭП	29	237			ЭГРЭС-2 - Отп. Строит.1	2,10	9,20	-56,8				-23	4	58
92			ЛЭП	397	39			Отп.ОП-116(2387) - ЭГР…	2,77	11,66	-78,9				31	23	97
93			ЛЭП	397	38			Отп.ОП-116(2387) - ПС Э…	1,61	6,79	-45,9				-31	-23	101
94		✘	ЛЭП	397	396			Отп.ОП-116(2387) - ОП-…	0,38	2,07	-2,7						
95			ЛЭП	39	392			ЭГРЭС-1.220 - Отпайка …	2,51	10,57	-71,5				-75	62	241
96			ЛЭП	392	393			Отпайка ОП-116-НС-5 - …	0,32	1,40	-8,5				0	0	1
97			ЛЭП	392	394			Отпайка ОП-116-НС-5 - …	0,47	1,98	-13,4				-63	58	212
98			ЛЭП	394	395			Отпайка НС-6 - НС-6	0,12	0,52	-3,1				0	0	1

Рисунок 6.2 – Полученные расчетные значения «Ветви» для максимального режима работы

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	
	35,02	35,01	35,01		0,00	0,00		0,00

Рисунок 6.3 – Потери реактивной мощности «Районы+потери» для минимального режима

Dq	dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	ШQ_ЛЭП	Ш_Тр	dQ_Ш
	dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	Q_Ген…	Q_XX_…	
-1 194,67	668,17	348,81	319,36	-3 254,10	-3 254,10		1 391,26

Рисунок 6.4 – Потери активной мощности «Районы+потери Q» для минимального режима

	S	Номер	Название	U_ном	V	dV
1		251	ПС 51	220	236,00	7,27
2		29	ЭГРЭС-2	220	232,21	5,55
3		33	ЕЭК 220	220	232,87	5,85
4		36	КАЛКАМАН	220	231,85	5,39
5		37	НС-7	220	236,85	7,66
6		39	ЭГРЭС-1.220	220	232,02	5,47
7		2 477	Коктасжал	220	241,28	9,67
8		70	ТРП-7 БАК	110	120,14	9,22
9		112	2 СШ ПС Центр.110	110	121,82	10,75
10		111	1 СШ ПС Центр.110	110	121,78	10,71
11		64	ТРП-7 вост	110	121,52	10,47
12		110	ПС Экиб.110	110	120,80	9,82
13		62	БГОК	220	232,46	5,66
14		52	НС-12	220	241,58	9,81
15		56	СТРОИТ.-2	220	232,23	5,56
16		58	Уленты(Т)	220	233,57	6,17
17		59	Бощак(Т)	220	233,46	6,12
18		61	Таскудык(Т)	220	232,89	5,86
19		307	НС 17	220	245,00	11,36
20		166	ЕРМЕНТАУ	220	233,30	6,05
21		641	Центральная	220	236,22	7,37
22		642	Центральная 2507	220	231,57	5,26
23		63	Север(т)	220	232,01	5,46
24		621	Строит.1 2377	220	232,11	5,51
25		620	Строит.1 2507	220	232,01	5,46
26		237	Отп. Строит.1	220	232,11	5,50
27		250	Отп. Строит.1	220	232,01	5,46
28		2 507	Отп.Север(т)	220	232,01	5,46
29		2 377	Отп.Север(т)	220	232,10	5,50
30		391	ОП-116 (2087)	220	233,94	6,33
31		392	Отпайка ОП-116-НС-5	220	233,97	6,35
32		393	НС-5	220	233,97	6,35
33		394	Отпайка НС-6	220	234,33	6,51
34		395	НС-6	220	234,33	6,51
35		371	Отпайка НС-9	220	238,70	8,50
36		372	НС-9	220	238,70	8,50
37		373	Отпайка НС-10	220	239,79	8,99
38		374	НС-10	220	239,79	8,99
39		375	Отпайка НС-11	220	240,56	9,35
40		376	НС-11	220	240,56	9,35
41		35	ЕЭК 110	110	117,87	7,16

Рисунок 6.5 – Падение напряжения в узлах максимального режима

После проведения расчетов построена графика в ПО RastrWin

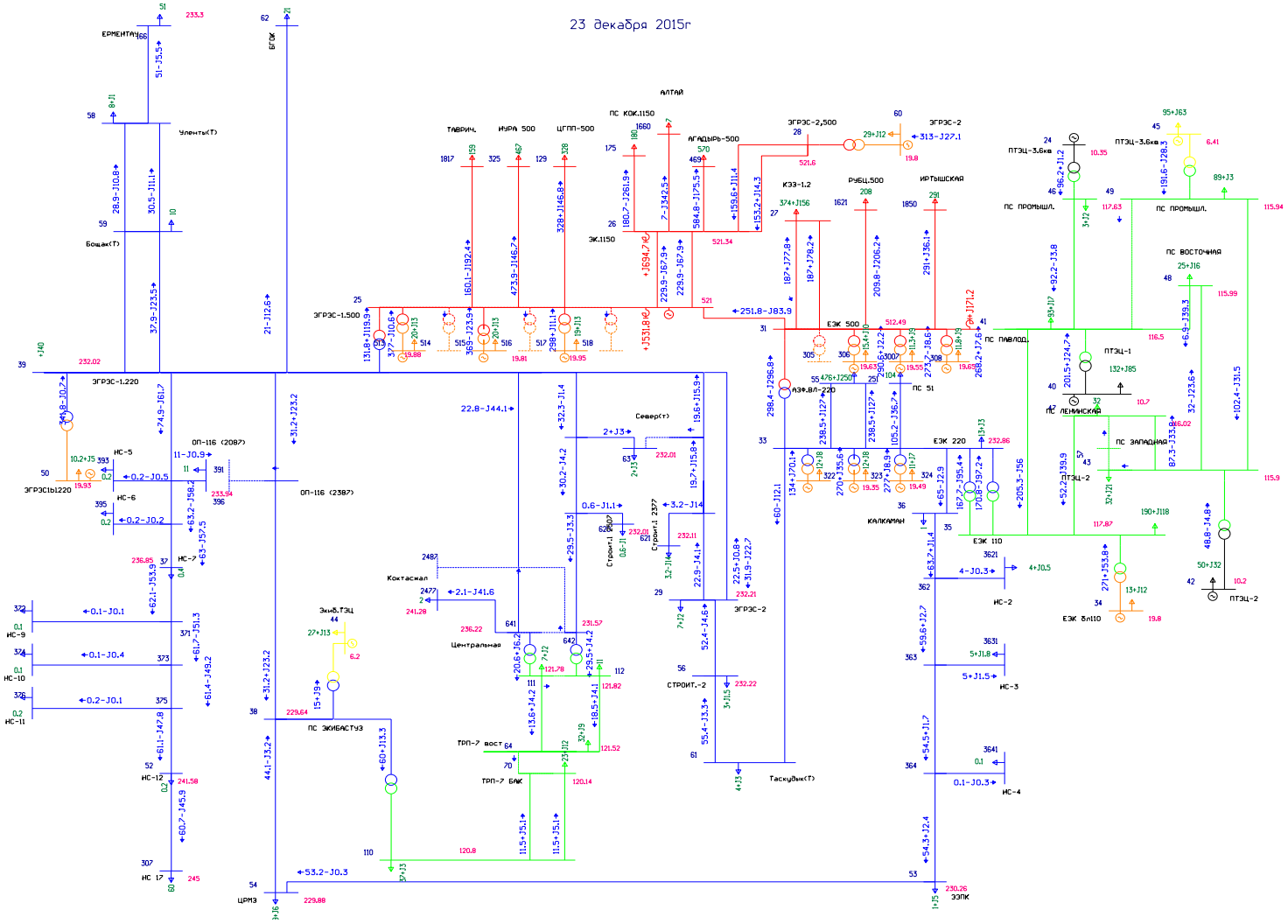


Рисунок 6.6 – Потокораспределение в максимальном режиме работы

6.2 Расчет минимального режима работы сети с существующими нагрузками

Для расчета минимального режима работы берем исходную информацию из табл. 4.1, 4.2, 4.3 и схему замещения из рисунка 4.3.

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta
1	☐		Ген	251	ПС 51	220		19	-91,0			-14,8	232,0	-100,0	100,0		232,00	-4,33
2	☐		База	25	ЭГРЭС-1.500	500		2			-0,4	-61,7	517,8			1 959,0	517,80	-18,42
3	☐		Нагр	26	ЭК.1150	500		2					518,0			2 556,0	518,60	-18,60
4	☐		Нагр	28	ЭГРЭС-2,500	500		2					519,0				519,29	-18,27
5	☐		Нагр	29	ЭГРЭС-2	220		2	3,0	6,0			231,0				230,72	-19,15
6	☐		Ген	30	ЕЭК бл500	20		2	24,0	10,0	519,0	124,1	19,6		720,0		19,59	-9,03
7	☐		Нагр	31	ЕЭК 500	500		2					504,0			1 304,0	504,91	-13,79
8	☐		Ген	32	ЕЭК бл220	20		2	46,3	10,0	605,0	163,1	19,3		720,0		19,33	-5,84
9	☐		Нагр	33	ЕЭК 220	220		2	13,0	10,0			233,0				229,04	-10,60
10	☐	✖	Нагр	2 487	Коктаскал	220		2										
11	☐		Нагр	3 631	НС-3	220		2									229,84	-15,59
12	☐		Нагр	36	КАЛКАМАН	220		2	1,0	1,0							229,60	-13,53
13	☐		Нагр	37	НС-7	220		2									234,53	-20,77
14	☐		Нагр	38	ПС ЭКИБАСТУЗ	220		2					231,0				230,36	-17,94
15	☐		Нагр	39	ЭГРЭС-1.220	220		2	1,0	22,0			231,0				230,57	-19,08
16	☐		Нагр	2 477	Коктаскал	220		2	1,0								239,25	-20,02
17	☐		Нагр	70	ТРП-7 БАК	110		2	3,0								121,20	-18,00
18	☐		Нагр	112	2 СШ ПС Центр.110	110		2	6,0	4,0							120,71	-19,66
19	☐		Нагр	111	1 СШ ПС Центр.110	110		2	1,0	3,0							120,72	-19,71
20	☐		Нагр	64	ТРП-7 вост	110		2	32,0	17,0							120,31	-19,89
21	☐		Нагр	110	ПС Экиб.110	110		2	18,0								121,19	-17,94
22	☐		Нагр	3 641	НС-4	220		2									229,86	-15,86
23	☐		Нагр	364	Отп НС-4	220		2									229,86	-15,86
24	☐	✖	Нагр	50	ЭГРЭС1Ы220	20		2										-12,67
25	☐		Ген	51	ЭГРЭС-1Бл500	20		2	49,0	20,0	778,0	127,3	19,9		900,0		19,88	-11,71
26	☐		Нагр	52	НС-12	220		2					230,0				237,98	-22,56
27	☐		Нагр	53	ЭЭПК	220		2	1,0	5,0			231,0				229,87	-16,15
28	☐		Нагр	54	ЦРМЗ	220		2	1,0	4,0			230,0				230,04	-16,93
29	☐		Нагр	55	АЭФ.ВЛ-220	220		2	490,0	260,0							226,88	-11,36
30	☐		Нагр	56	СТРОИТ.-2	220		2	0,5	1,0			232,0				230,75	-19,15
31	☐		Нагр	58	Уленты(Т)	220		2	5,0	1,0							231,90	-21,38
32	☐		Нагр	59	Бощак(Т)	220		2	2,0								231,91	-20,68
33	☐		Ген	60	ЭГРЭС-2	20		2	20,0	5,0	298,0	38,7	19,9	-20,0	720,0		19,90	-14,49
34	☐		Нагр	61	Таскудык(Т)	220		2	6,0	3,0							231,25	-19,48
35	☐		Ген	307	НС 17	220		3	47,0			21,7	240,0	-100,0	100,0		240,00	-24,31
36	☐		Ген	325	НУРА 500	500		3	384,0			-51,8	522,0	-500,0	500,0		522,00	-24,96
37	☐		Ген	129	ЦГПП-500	500		5	402,0			-105,1	515,0	-500,0	500,0		515,00	-25,52
38	☐		Нагр	166	ЕРМЕНТАУ	220		5	64,0			5,9	231,0				231,38	-22,83
39	☐		Ген	175	ПС КОК.1150	500		6	357,0			-259,3	512,0	-500,0	500,0		512,00	-28,98
40	☐		Ген	1 621	РУБЦ.500	500		15	-408,0			-125,2	516,0	-500,0	500,0		516,00	-5,02
41	☐		Ген	1 817	ТАВРИЧ.	500		17	157,0			-190,1	513,0	-500,0	500,0		513,00	-22,08
42	☐		Ген	1 850	ИРТЫШСКАЯ	500		17	346,0			1,0	516,0	-500,0	500,0		516,00	-19,86
43	☐		Нагр	27	КЭЗ-1.2	500		2	353,0	84,0							503,42	-14,17
44	☐		Ген	1 660	АЛТАЙ	500		15	-352,0			-327,5	521,0	-500,0	500,0		521,00	-2,08
45	☐		Ген	469	АГАДЫРЬ-500	500		3	453,0			-144,6	518,0	-500,0	500,0		518,00	-32,32
46	☐		Ген	44	Экиб.ТЭЦ	6		2	11,0	3,0	7,0	10,6	6,2		12,0		6,22	-17,94
47	☐		Нагр	641	Центральная	220		2					237,0				234,18	-19,70
48	☐		Нагр	642	Центральная 2507	220		2									229,48	-19,64
49	☐		Нагр	63	Север(т)	220		2	2,0	3,0							230,64	-19,10
50	☐		Нагр	62	Строит.1 2377	220		2	3,2	-14,0			233,0				230,65	-19,10
51	☐		Нагр	620	Строит.1 2507	220		2	0,6	-1,0							230,55	-19,11
52	☐		Нагр	237	Отп. Строит.1	220		2									230,65	-19,10
53	☐		Нагр	250	Отп. Строит.1	220		2									230,55	-19,11
54	☐		Нагр	2 507	Отп.Север(т)	220		2									230,56	-19,10
55	☐		Нагр	2 377	Отп.Север(т)	220		2									230,64	-19,10
56	☐		Нагр	397	Отп.ОП-116(2387)	220		2									230,42	-18,42
57	☐		Нагр	396	ОП-116 (2387)	220		2	12,0	1,0							230,39	-18,44
58	☐	✖	Нагр	391	ОП-116 (2087)	220		2										-21,31
59	☐		Нагр	392	Отпайка ОП-116-НС-5	220		2									232,25	-19,76
60	☐		Нагр	393	НС-5	220		2									232,25	-19,76
61	☐		Нагр	394	Отпайка НС-6	220		2									232,54	-19,88
62	☐		Нагр	395	НС-6	220		2									232,55	-19,88
63	☐		Нагр	371	Отпайка НС-9	220		2									235,93	-21,44
64	☐		Нагр	372	НС-9	220		2									235,93	-21,44
65	☐		Нагр	373	Отпайка НС-10	220		2									236,73	-21,85
66	☐		Нагр	374	НС-10	220		2									236,73	-21,85
67	☐		Нагр	375	Отпайка НС-11	220		2									237,28	-22,15
68	☐		Нагр	376	НС-11	220		2									237,28	-22,15
69	☐		Нагр	362	Отп НС-2	220		2									229,80	-15,16
70	☐		Нагр	3 621	НС-2	220		2	3,1	1,2							229,78	-15,17
71	☐		Нагр	363	Отп НС-3	220		2									229,84	-15,59
72	☑		Нагр	35	ЕЭК 110	110		2	595,6	262,7	912,3	135,6	117,6			-464,1	116,94	-6,45

Рисунок 6.7 – Полученные расчетные значения «Узлы» для минимального режима работы

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_...	P_нач	Q_нач	Na	I max
1		✘	ЛЭП	25	26			ЭГРЭС-1.500 - ЭК. 1150	0,33	4,13	-48,9							
2			ЛЭП	25	26			ЭГРЭС-1.500 - ЭК. 1150	0,33	4,13	-48,9				-202	122		263
3			ЛЭП	25	31			ЭГРЭС-1.500 - ЕЭК 500	3,05	36,64	-462,8				554	-189		705
4			Тр-р	25	39			ЭГРЭС-1.500 - ЭГРЭС-1....		24,72		0,440			-128	117		193
5			Тр-р	25	51			ЭГРЭС-1.500 - ЭГРЭС-1Б...		43,41		0,038			729	21		813
6			ЛЭП	25	325			ЭГРЭС-1.500 - НУРА 500	8,30	78,30	-1 050,0				-389	187		481
7			ЛЭП	25	1817			ЭГРЭС-1.500 - ТАВРИЧ.	11,80	108,20	-1 440,0				-158	182		277
8			ЛЭП	26	28			ЭК. 1150 - ЭГРЭС-2,500	0,93	11,27	-98,3				142	33		162
9			ЛЭП	26	28			ЭК. 1150 - ЭГРЭС-2,500	0,81	11,75	-103,7				136	35		156
10			ЛЭП	26	175			ЭК. 1150 - ПС КОК. 1150	5,40	133,66	-2 143,3				-360	245		498
11			Тр-р	28	60			ЭГРЭС-2,500 - ЭГРЭС-2		64,31		0,038			278	15		310
12			Тр-р	31	30			ЕЭК 500 - ЕЭК бл500		43,41		0,038			495	72		572
13			Тр-р	31	33			ЕЭК 500 - ЕЭК 220		37,14		0,474			366	-303		543
14			ЛЭП	31	1621			ЕЭК 500 - РУБЦ.500	10,25	98,50	-1 290,0				402	149		490
15			Тр-р	33	32			ЕЭК 220 - ЕЭК бл220		7,94		0,083			559	104		1 433
16			Тр-р	33	35			ЕЭК 220 - ЕЭК 110		23,06		0,526			160	-75		444
17			Тр-р	33	35			ЕЭК 220 - ЕЭК 110		23,49		0,526			157	-73		436
18			ЛЭП	33	55			ЕЭК 220 - АЭФ.ВЛ-220	0,40	3,00	-37,3				-246	-133		706
19			ЛЭП	33	55			ЕЭК 220 - АЭФ.ВЛ-220	0,40	3,00	-37,3				-246	-133		706
20			ЛЭП	33	251			ЕЭК 220 - ПС 51	6,00	64,30	-817,0				90	19		232
21		✘	ЛЭП	641	642			Центральная - Централ...	0,10	0,10	-0,1							
22		✘	ЛЭП	111	112			1 СШ ПС Центр. 110 - 2 С...	0,10	0,10	-0,1							
23		✘	ЛЭП	392	391			Отпайка ОП-116-НС-5 - ...	0,81	2,95	-17,3							
24			ЛЭП	36	33			КАЛКАМАН - ЕЭК 220	6,40	26,42	-182,2				94	-26		253
25			ЛЭП	38	54			ПС ЭКИБАСТУЗ - ЦРМЗ	2,36	9,91	-67,1				87	-27		230
26			ЛЭП	39	29			ЭГРЭС-1.220 - ЭГРЭС-2	2,30	10,20	-62,7				-5	6		20
27		✘	Тр-р	39	50			ЭГРЭС-1.220 - ЭГРЭС 1bl...		11,00		0,083						
28			ЛЭП	39	59			ЭГРЭС-1.220 - Бощак(Т)	9,69	40,78	-276,0				-33	22		99
29			ЛЭП	39	59			ЭГРЭС-1.220 - Бощак(Т)	7,88	34,50	-212,4				-39	23		114
30			ЛЭП	59	58			Бощак(Т) - Уленты(Т)	4,00	17,50	-107,9				-36	11		93
31			ЛЭП	59	58			Бощак(Т) - Уленты(Т)	4,20	18,50	-113,9				-34	10		88
32		✘	ЛЭП	642	2487			Центральная 2507 - Кок...	12,10	58,07	-737,2							
33			ЛЭП	641	2477			Центральная - Коктасакал	12,10	58,07	-737,2				-1	41		101
34		✘	ЛЭП	64	70			ТРП-7 вост - ТРП-7 БАК	0,01	0,01	0,0							
35			ЛЭП	375	52			Отпайка НС-11 - НС-12	1,65	7,36	-44,7				-48	34		142
36			ЛЭП	375	376			Отпайка НС-11 - НС-11	0,09	0,32	-1,9				0	0		0
37			ЛЭП	373	375			Отпайка НС-10 - Отпайк...	1,21	5,37	-32,6				-48	36		145
38			ЛЭП	373	374			Отпайка НС-10 - НС-10	0,26	1,17	-7,1				0	0		1
39			ЛЭП	52	307			НС-12 - НС 17	8,15	32,16	-211,4				-47	32		139
40			ЛЭП	53	364			ЭЭПК - Отп НС-4	0,67	2,83	-19,1				89	-22		231
41			ЛЭП	364	3641			Отп НС-4 - НС-4	0,11	0,47	-3,2				0	0		0
42			ЛЭП	364	363			Отп НС-4 - Отп НС-3	0,63	2,64	-17,9				89	-23		232
43			ЛЭП	363	3631			Отп НС-3 - НС-3	0,17	0,72	-4,9				0	0		1
44			ЛЭП	363	362			Отп НС-3 - Отп НС-2	0,99	4,16	-28,1				90	-23		233
45			ЛЭП	362	3621			Отп НС-2 - НС-2	0,48	2,03	-13,7				-3	0		8
46			ЛЭП	362	36			Отп НС-2 - КАЛКАМАН	3,59	15,12	-102,3				93	-24		244
47			ЛЭП	54	53			ЦРМЗ - ЭЭПК	1,82	7,65	-51,8				88	-25		232
48			ЛЭП	29	56			ЭГРЭС-2 - СТРОИТ.-2	0,13	0,60	-3,7				-7	10		31
49		✘	ЛЭП	61	33			Таскудык(Т) - ЕЭК 220	3,38	14,80	-91,1							
50			ЛЭП	56	61			СТРОИТ.-2 - Таскудык(Т)	9,85	43,14	-265,5				-6	11		32
51			ЛЭП	129	25			ЦГПП-500 - ЭГРЭС-1.500	7,53	81,20	-1 130,0				402	105		482
52			ЛЭП	166	58			ЕРМЕНТАУ - Уленты(Т)	4,60	20,60	-126,9				64	-6		163
53			ЛЭП	1850	31			ИРТЫШСКАЯ - ЕЭК 500	7,62	76,80	-953,0				346	-1		467
54			ЛЭП	371	373			Отпайка НС-9 - Отпайка...	1,60	7,12	-43,2				-48	38		149
55			ЛЭП	27	31			КЭЗ-1.2 - ЕЭК 500	2,30	10,00	-61,8				176	42		208
56			ЛЭП	27	31			КЭЗ-1.2 - ЕЭК 500	2,28	10,00	-61,6				177	42		208
57			ЛЭП	26	1660			ЭК. 1150 - АЛТАЙ	21,60	219,60	-2 574,0				342	267		533
58			ЛЭП	26	469			ЭК. 1150 - АГАДЫРЬ-500	11,60	138,30	-1 757,4				-462	217		569
59			Тр-р	38	44			ПС ЭКИБАСТУЗ - Экиб.ТЭЦ		0,23		0,027			-4	8		22
60			Тр-р	38	110			ПС ЭКИБАСТУЗ - ПС Эки...		0,28		0,526			-21	2		53
61			ЛЭП	39	641			ЭГРЭС-1.220 - Централь...	3,90	26,90	-178,4				-17	38		104
62			ЛЭП	110	70			ПС Экиб. 110 - ТРП-7 БАК	2,56	9,05	-67,5				-2	1		9
63			ЛЭП	110	70			ПС Экиб. 110 - ТРП-7 БАК	2,56	9,05	-67,5				-2	1		9
64			Тр-р	641	111			Центральная - 1 СШ ПС ...		0,62		0,516			-16	-12		48
65			Тр-р	642	112			Центральная 2507 - 2 С...		0,84		0,526			-24	-12		66
66			ЛЭП	111	64			1 СШ ПС Центр. 110 - ТР...	1,08	3,80	-28,4				-15	-9		82
67			ЛЭП	112	64			2 СШ ПС Центр. 110 - ТР...	1,08	3,80	-28,4				-18	-8		92
68			ЛЭП	2377	63			Отп.Север(т) - Север(т)	0,07	0,30	-2,0				-2	-3		9
69			ЛЭП	2377	237			Отп.Север(т) - Отп. Стр...	0,01	0,06	-0,4				-8	22		57
70			ЛЭП	62	237			Строит. 1 2377 - Отп. Ст...	0,02	0,10	-56,8				3	-14		43
71			ЛЭП	39	2507			ЭГРЭС-1.220 - Отп.Севе...	0,10	0,70	-4,7				-24	-3		61
72		✘	ЛЭП	63	2507			Север(т) - Отп.Север(т)	0,02	0,20	-1,1							
73			ЛЭП	2507	250			Отп.Север(т) - Отп. Стр...	0,02	0,20	-1,0				-24	-3		61
74			ЛЭП	250	642			Отп. Строит. 1 - Центра...	3,18	21,90	-145,3				-24	-4		66
75			ЛЭП	250	620			Отп. Строит. 1 - Строит....	0,01	0,04	-0,3				-1	1		3
76			ЛЭП	39	2377			ЭГРЭС-1.220 - Отп.Севе...	0,20	0,90	-5,4				-10	19		53
77			ЛЭП	29	237			ЭГРЭС-2 - Отп. Строит. 1	2,10	9,20	-56,8				5	-1		16
78			ЛЭП	397	39			Отп.ОП-116(2387) - ЭГР...	2,77	11,66	-78,9				-50	17		131

Рисунок - 6.8

Продолжение рисунка 6.8

79			ЛЭП	397	38			Отп.ОП-116(2387) - ПС Э...	1,61	6,79	-45,9				62	-16	161
80			ЛЭП	397	396			Отп.ОП-116(2387) - ОП-...	0,38	2,07	-2,7				-12	-1	30
81			ЛЭП	39	392			ЭГРЭС-1.220 - Отпайка ...	2,51	10,57	-71,5				-48	50	174
82			ЛЭП	392	393			Отпайка ОП-116-НС-5 - ...	0,32	1,40	-8,5				0	0	1
83			ЛЭП	392	394			Отпайка ОП-116-НС-5 - ...	0,47	1,98	-13,4				-48	46	166
84			ЛЭП	394	395			Отпайка НС-6 - НС-6	0,12	0,52	-3,1				0	0	0
85			ЛЭП	394	37			Отпайка НС-6 - НС-7	3,45	14,52	-98,3				-48	45	164
86			ЛЭП	37	371			НС-7 - Отпайка НС-9	2,55	11,35	-68,9				-48	41	156
87			ЛЭП	371	372			Отпайка НС-9 - НС-9	0,05	0,21	-1,3				0	0	0

Рисунок 6.8 – Полученные расчетные значения «Ветви» для минимального режима работы

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	
2		46,75	46,75	46,75		0,00	0,00		0,00

Рисунок 6.9 – Потери реактивной мощности «Районы+потери» для минимального режима работы

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_...	
	-907,86	750,20	491,44	258,77	-3 196,81	-3 196,81		1 538,75

Рисунок 6.10 – Потери активной мощности «Районы+потери Q» для минимального режима работы

	S	Номер	Название	U_ном	V	dV
1		251	ПС 51	220	232,00	5,45
2		37	НС-7	220	234,53	6,61
3		2 477	Коктасжал	220	239,25	8,75
4		70	ТРП-7 БАК	110	121,20	10,18
5		112	2 СШ ПС Центр. 110	110	120,71	9,73
6		111	1 СШ ПС Центр. 110	110	120,72	9,75
7		64	ТРП-7 вост	110	120,31	9,37
8		110	ПС Экиб. 110	110	121,19	10,17
9		52	НС-12	220	237,98	8,17
10		58	Уленты(Т)	220	231,90	5,41
11		59	Бощак(Т)	220	231,91	5,41
12		61	Таскудык(Т)	220	231,25	5,11
13		307	НС 17	220	240,00	9,09
14		166	ЕРМЕНТАУ	220	231,38	5,17
15		641	Центральная	220	234,18	6,45
16		392	Отпайка ОП-116-НС-5	220	232,25	5,57
17		393	НС-5	220	232,25	5,57
18		394	Отпайка НС-6	220	232,54	5,70
19		395	НС-6	220	232,55	5,70
20		371	Отпайка НС-9	220	235,93	7,24
21		372	НС-9	220	235,93	7,24
22		373	Отпайка НС-10	220	236,73	7,61
23		374	НС-10	220	236,73	7,61
24		375	Отпайка НС-11	220	237,28	7,86
25		376	НС-11	220	237,28	7,86
26		35	ЕЭК 110	110	116,94	6,31

Рисунок 6.11 – Падение напряжения в узлах минимального режима

После проведения расчетов построена графика в ПО RastrWin

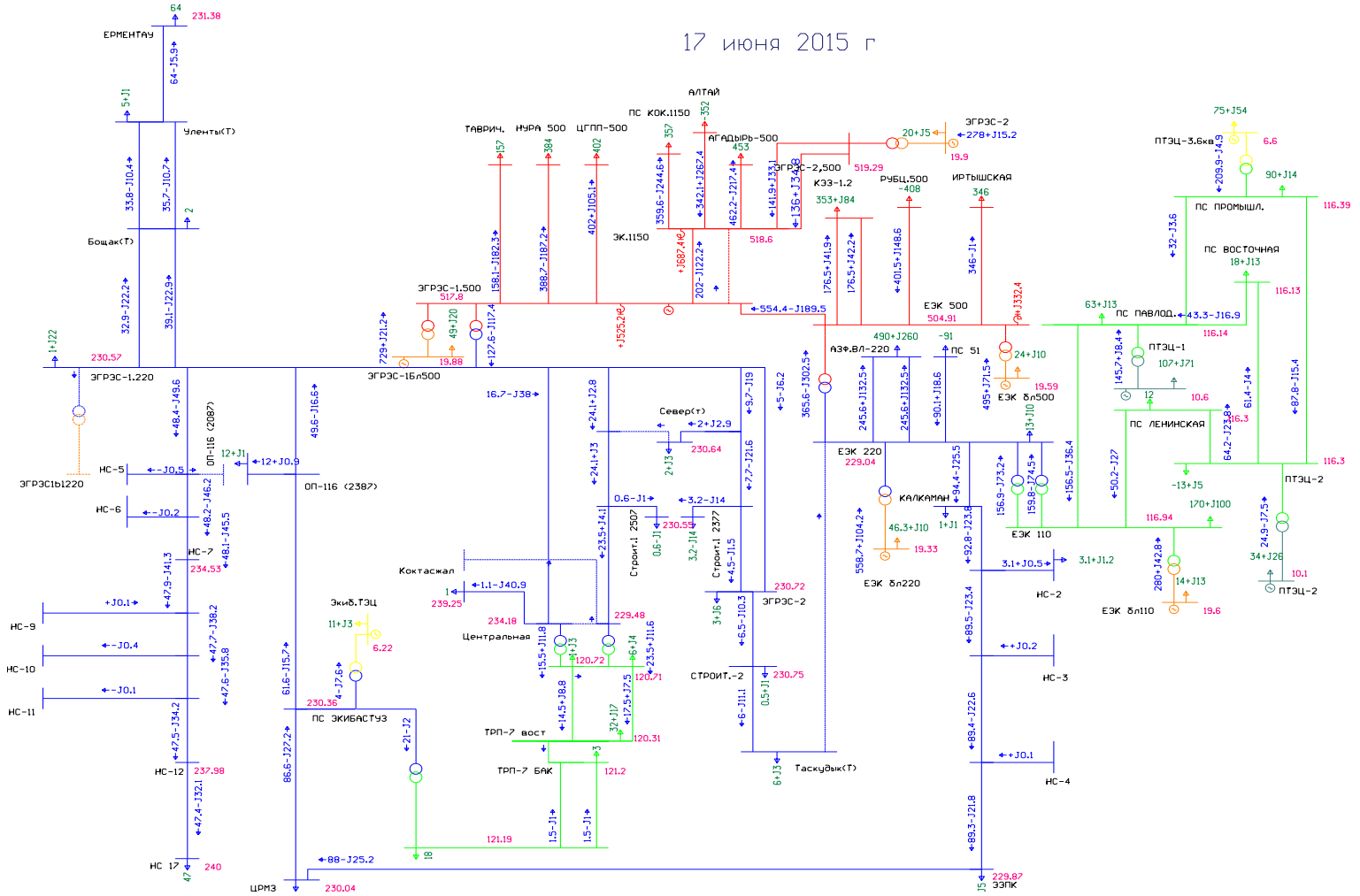


Рисунок 6.12 – Потокораспределение в максимальном режиме работы

6.3 Расчет максимального режима работы участка сети с перспективой увеличения нагрузки

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta
1			Ген	251	ПС 51	220		19	104,0			5,1	236,0	-100,0	100,0		236,00	-21,49
2			База	25	ЭГРЭС-1.500	500		2			-0,2	55,7	521,0			1 959,0	521,00	-18,42
3			Нагр	26	ЭК.1150	500		2					522,0			2 556,0	520,64	-18,65
4			Нагр	28	ЭГРЭС-2,500	500		2					522,0				521,71	-17,72
5			Нагр	29	ЭГРЭС-2	220		2	7,0	2,0			232,0				231,96	-18,66
6		✖	Нагр	305	ЕЭК бл500 5	20		2					19,6		720,0			-11,26
7			Ген	306	ЕЭК бл500 6	20		2	15,4	10,0	306,0	40,1	19,6		720,0		19,63	-11,10
8			Ген	3 007	ЕЭК бл500 7	20		2	11,3	9,0	285,0	25,1	19,6		720,0		19,55	-11,40
9			Ген	308	ЕЭК бл500 8	20		2	11,8	9,0	280,0	40,2	19,6		720,0		19,65	-11,57
10			Нагр	31	ЕЭК 500	500		2					508,0			652,0	512,49	-16,58
11			Ген	322	ЕЭК бл220 2	20		2	12,0	8,0	146,0	84,7	19,6		720,0		19,65	-12,10
12			Ген	323	ЕЭК бл220 3	20		2	12,0	8,0	289,0	39,5	19,4		720,0		19,35	-9,64
13			Ген	324	ЕЭК бл220 4	20		2	11,0	7,0	281,0	63,8	19,5		720,0		19,49	-9,91
14			Нагр	33	ЕЭК 220	220		2	13,0	3,0			232,0				232,88	-14,33
15			Нагр	2 487	Коктаскал	220		2	100,0	5,0							225,99	-30,11
16			Нагр	3 621	НС-2	220		2	4,0	0,5							230,12	-18,16
17			Нагр	36	КАЛКАМАН	220		2	1,0								231,30	-16,78
18			Нагр	37	НС-7	220		2	0,4								236,67	-21,26
19			Нагр	38	ПС ЭКИБАСТУЗ	220		2									228,53	-20,28
20			Нагр	39	ЭГРЭС-1.220	220		2		40,0			231,0				231,77	-18,96
21			Нагр	2 477	Коктаскал	220		2	102,0	5,0							228,69	-30,42
22			Нагр	70	ТРП-7 БАК	110		2	23,0	12,0							119,55	-20,67
23			Нагр	112	2 СШ ПС Центр.110	110		2	51,0								120,61	-23,56
24			Нагр	111	1 СШ ПС Центр.110	110		2	57,0	2,0							119,61	-23,86
25			Нагр	64	ТРП-7 вост	110		2	32,0	9,0							119,83	-23,93
26			Нагр	110	ПС Экиб.110	110		2	87,0	3,0							120,21	-20,31
27			Нагр	62	БГОК	220		2	21,0				230,0				232,20	-19,74
28			Нагр	3 641	НС-4	220		2	0,1								229,59	-18,72
29			Нагр	364	Отп НС-4	220		2									229,59	-18,72
30			Нагр	3 631	НС-3	220		2	5,0	1,8							229,78	-18,51
31			Нагр	363	Отп НС-3	220		2									229,79	-18,51
32			Ген	50	ЭГРЭС1bl220	20		2	12,0	5,0	445,0	58,2	20,0		900,0		20,00	-13,91
33			Ген	513	ЭГРЭС-1 бл500 3	20		2	20,0	13,0	423,0	64,7	20,0		900,0		20,00	-13,16
34			Ген	514	ЭГРЭС-1 бл500 4	20		2	20,0	13,0	400,0	62,7	20,0		900,0		20,00	-13,46
35			Ген	515	ЭГРЭС-1 бл500 5	20		2	20,0	13,0	420,0	64,7	20,0		900,0		20,00	-13,28
36			Ген	516	ЭГРЭС-1 бл500 6	20		2	20,0	13,0	400,0	62,3	20,0		900,0		20,00	-13,36
37			Ген	517	ЭГРЭС-1 бл500 7	20		2	19,0	13,0	375,0	60,2	20,0		900,0		20,00	-13,65
38		✖	Нагр	518	ЭГРЭС-1 бл500 8	20		2							900,0			-13,83
39			Нагр	52	НС-12	220		2	0,2								241,48	-23,55
40			Нагр	53	ЭЭПК	220		2	1,0	5,0			230,0				229,36	-18,95
41			Нагр	54	ЦРМЗ	220		2	9,0	6,0			230,0				228,89	-19,57
42			Нагр	55	АЗФ.ВЛ-220	220		2	476,0	250,0							230,84	-15,04
43			Нагр	56	СТРОИТ.-2	220		2	3,0	1,5							231,97	-18,62
44			Нагр	58	Уленты(Т)	220		2	8,0	1,0							233,30	-21,10
45			Нагр	59	Бощак(Т)	220		2	10,0								233,20	-20,50
46			Ген	60	ЭГРЭС-2	20		2	29,0	12,0	800,0	99,6	20,0	-20,0	720,0		20,00	-12,55
47			Нагр	61	Таскудык(Т)	220		2	4,0	3,0							232,79	-15,48
48			Ген	307	НС 17	220		3	60,0			37,0	245,0	-100,0	100,0		245,00	-25,76
49			Ген	325	НУРА 500	500		3	967,0			93,3	519,0	-500,0	500,0		519,00	-35,11
50			Ген	129	ЦТПП-500	500		5	328,0			-146,8	514,0	-500,0	500,0		514,00	-24,13
51			Нагр	166	ЕРМЕНТАУ	220		5	51,0			5,5	230,0				233,04	-22,25
52			Ген	175	ПС КОК.1150	500		6	180,0			-293,3	514,0	-500,0	500,0		514,00	-23,80
53			Ген	1 621	РУБЦ.500	500		15	208,0			-118,6	517,0	-500,0	500,0		517,00	-21,14
54			Ген	1 817	ТАВРИЧ.	500		17	159,0			-186,0	518,0	-500,0	500,0		518,00	-22,09
55			Ген	1 850	ИРТЫШСКАЯ	500		17	291,0			-36,1	520,0	-500,0	500,0		520,00	-21,55
56			Нагр	27	КЭЭ-1.2	500		2	374,0	156,0							510,27	-16,96
57			Ген	1 660	АЛТАЙ	500		15	7,0			-350,9	518,0	-500,0	500,0		518,00	-18,95
58			Ген	469	АГАДЫРЬ-500	500		3	1 070,0			181,3	515,0	-500,0	500,0		515,00	-53,39
59			Ген	44	Экиб.ТЭЦ	6		2	37,0	13,0	12,0	6,1	6,2		12,0		6,17	-20,28
60			Нагр	641	Центральная	220		2					236,0				231,99	-23,82
61			Нагр	642	Центральная 2507	220		2					232,0				229,32	-23,49
62			Нагр	63	Север(т)	220		2	2,0	3,0							231,67	-19,10
63			Нагр	621	Строит.1 2377	220		2	3,2	-14,0			233,0				231,86	-18,94
64			Нагр	620	Строит.1 2507	220		2	0,6	-1,0							231,66	-19,14
65			Нагр	237	Отп. Строит.1	220		2									231,85	-18,94
66			Нагр	250	Отп. Строит.1	220		2									231,66	-19,14
67			Нагр	2 507	Отп.Север(т)	220		2									231,68	-19,10
68			Нагр	2 377	Отп.Север(т)	220		2									231,85	-18,94
69			Нагр	397	Отп.ОП-116(2387)	220		2									229,77	-19,79
70		✖	Нагр	396	ОП-116 (2387)	220		2										-18,92
71			Нагр	391	ОП-116 (2087)	220		2	11,0								233,71	-19,99
72			Нагр	392	Отпайка ОП-116-НС-5	220		2									233,74	-19,96

Рисунок - 6.13

Продолжение рисунка 6.13

73	☐	Нагр	393	НС-5	220	2	0,2							233,74	-19,96
74	☐	Нагр	394	Отпайка НС-6	220	2								234,11	-20,12
75	☐	Нагр	395	НС-6	220	2	0,2							234,11	-20,12
76	☐	Нагр	371	Отпайка НС-9	220	2								238,55	-22,12
77	☐	Нагр	372	НС-9	220	2	0,1							238,55	-22,12
78	☐	Нагр	373	Отпайка НС-10	220	2								239,66	-22,64
79	☐	Нагр	374	НС-10	220	2	0,1							239,66	-22,64
80	☐	Нагр	375	Отпайка НС-11	220	2								240,45	-23,02
81	☐	Нагр	376	НС-11	220	2	0,2							240,45	-23,02
82	☐	Нагр	362	Отп НС-2	220	2								230,13	-18,15
83	☑	Нагр	35	ЕЭК 110	110	2	796,0	287,2	1 134,4	120,5	118,0		-464,3	117,87	-10,00

Рисунок - 6.13 Полученные расчетные значения «Узлы» для максимального режима работы с перспективой увеличения нагрузки

1	☐		ЛЭП	25	26	ЭГРЭС-1.500 - ЭК.1150	0,33	4,13	-48,9			-273	-18		304
2	☐		ЛЭП	25	26	ЭГРЭС-1.500 - ЭК.1150	0,33	4,13	-48,9			-273	-18		304
3	☐		ЛЭП	25	31	ЭГРЭС-1.500 - ЕЭК 500	3,05	36,64	-462,8			221	-80		332
4	☐		Тр-р	25	39	ЭГРЭС-1.500 - ЭГРЭС-1....		24,72		0,440		-106	108		167
5	☐		Тр-р	25	513	ЭГРЭС-1.500 - ЭГРЭС-1 б...		62,12		0,038		403	15		447
6	☐		Тр-р	25	514	ЭГРЭС-1.500 - ЭГРЭС-1 б...		62,12		0,038		380	17		421
7	☐		Тр-р	25	515	ЭГРЭС-1.500 - ЭГРЭС-1 б...		61,25		0,038		400	16		444
8	☐		Тр-р	25	516	ЭГРЭС-1.500 - ЭГРЭС-1 б...		63,44		0,038		380	16		421
9	☐		Тр-р	25	517	ЭГРЭС-1.500 - ЭГРЭС-1 б...		63,88		0,038		356	17		395
10	☐	✖	Тр-р	25	518	ЭГРЭС-1.500 - ЭГРЭС-1 б...		62,12		0,038					
11	☐		ЛЭП	25	325	ЭГРЭС-1.500 - НУРА 500	8,30	78,30	-1 050,0			-998	89		1 110
12	☐		ЛЭП	25	1817	ЭГРЭС-1.500 - ТАВРИЧ.	11,16	108,20	-1 440,0			-160	192		277
13	☐		ЛЭП	26	28	ЭК.1150 - ЭГРЭС-2,500	0,93	11,27	-98,3			393	27		437
14	☐		ЛЭП	26	28	ЭК.1150 - ЭГРЭС-2,500	0,81	11,75	-103,7			377	33		420
15	☐		ЛЭП	26	175	ЭК.1150 - ПС КОК.1150	5,40	133,66	-2 143,3			-181	264		387
16	☐		Тр-р	28	60	ЭГРЭС-2,500 - ЭГРЭС-2		32,00		0,038		771	18		853
17	☐	✖	Тр-р	31	305	ЕЭК 500 - ЕЭК бл500 5		90,96		0,038					
18	☐		Тр-р	31	306	ЕЭК 500 - ЕЭК бл500 6		86,82		0,038		291	2		327
19	☐		Тр-р	31	3007	ЕЭК 500 - ЕЭК бл500 7		86,82		0,038		274	-9		308
20	☐		Тр-р	31	308	ЕЭК 500 - ЕЭК бл500 8		86,13		0,038		268	8		302
21	☐		Тр-р	31	33	ЕЭК 500 - ЕЭК 220		37,10		0,474		267	-295		449
22	☐		ЛЭП	31	1621	ЕЭК 500 - РУБЦ.500	10,25	98,50	-1 290,0			-210	206		331
23	☐		Тр-р	33	322	ЕЭК 220 - ЕЭК бл220 2		16,10		0,083		134	70		375
24	☐		Тр-р	33	323	ЕЭК 220 - ЕЭК бл220 3		16,10		0,083		277	9		687
25	☐		Тр-р	33	324	ЕЭК 220 - ЕЭК бл220 4		15,67		0,083		270	35		675
26	☐		Тр-р	33	35	ЕЭК 220 - ЕЭК 110		23,06		0,526		171	-97		487
27	☐		Тр-р	33	35	ЕЭК 220 - ЕЭК 110		23,49		0,526		168	-96		478
28	☐		ЛЭП	33	55	ЕЭК 220 - АЭФ.ВЛ-220	0,40	3,00	-37,3			-239	-127		672
29	☐		ЛЭП	33	55	ЕЭК 220 - АЭФ.ВЛ-220	0,40	3,00	-37,3			-239	-127		672
30	☐		ЛЭП	33	251	ЕЭК 220 - ПС 51	6,00	64,30	-817,0			-105	37		276
31	☐		ЛЭП	39	62	ЭГРЭС-1.220 - БГОК	5,17	33,19	-239,7			-21	13		61
32	☐	✖	ЛЭП	641	642	Центральная - Централ...	0,10	0,10	-0,1						
33	☐	✖	ЛЭП	111	112	1 СШ ПС Центр. 110 - 2 С...	0,10	0,10	-0,1						
34	☐		ЛЭП	36	33	КАЛКАМАН - ЕЭК 220	6,40	26,42	-182,2			85	-4		214
35	☐		ЛЭП	38	54	ПС ЭКИБАСТУЗ - ЦРМЗ	2,36	9,91	-67,1			64	-5		163
36	☐		ЛЭП	39	29	ЭГРЭС-1.220 - ЭГРЭС-2	2,30	10,20	-62,7			28	0		69
37	☐		Тр-р	39	50	ЭГРЭС-1.220 - ЭГРЭС1bl...		11,00		0,086		433	15		1 079
38	☐		ЛЭП	39	59	ЭГРЭС-1.220 - Бощак(Т)	9,69	40,78	-276,0			-32	23		98
39	☐		ЛЭП	39	59	ЭГРЭС-1.220 - Бощак(Т)	7,88	34,50	-212,4			-38	23		111
40	☐		ЛЭП	59	58	Бощак(Т) - Уленты(Т)	4,00	17,50	-107,9			-30	11		80
41	☐		ЛЭП	59	58	Бощак(Т) - Уленты(Т)	4,20	18,50	-113,9			-29	11		76
42	☐		ЛЭП	392	391	Отпайка ОП-116-НС-5 - ...	0,81	2,95	-17,3			-11	1		27
43	☐		ЛЭП	642	2487	Центральная 2507 - Кок...	12,10	58,07	-737,2			-102	22		264
44	☐		ЛЭП	641	2477	Центральная - Коктасскал	12,10	58,07	-737,2			-104	22		266
45	☐	✖	ЛЭП	64	70	ТРП-7 вост - ТРП-7 БАК	0,01	0,01	0,0						
46	☐		ЛЭП	375	52	Отпайка НС-11 - НС-12	1,65	7,36	-44,7			-61	48		187
47	☐		ЛЭП	375	376	Отпайка НС-11 - НС-11	0,09	0,32	-1,9			0	0		1
48	☐		ЛЭП	373	375	Отпайка НС-10 - Отпайк...	1,21	5,37	-32,6			-61	50		191
49	☐		ЛЭП	373	374	Отпайка НС-10 - НС-10	0,26	1,17	-7,1			0	0		1
50	☐		ЛЭП	371	373	Отпайка НС-9 - Отпайка...	1,60	7,12	-43,2			-62	52		195
51	☐		ЛЭП	371	372	Отпайка НС-9 - НС-9	0,05	0,21	-1,3			0	0		0
52	☐		ЛЭП	37	371	НС-7 - Отпайка НС-9	2,55	11,35	-68,9			-62	55		202
53	☐		ЛЭП	52	307	НС-12 - НС 17	8,15	32,16	-211,4			-61	47		183
54	☐		ЛЭП	53	364	ЭЭПК - Отп НС-4	0,67	2,83	-19,1			74	1		187
55	☐		ЛЭП	364	3641	Отп НС-4 - НС-4	0,11	0,47	-3,2			0	0		0
56	☐		ЛЭП	364	363	Отп НС-4 - Отп НС-3	0,63	2,64	-17,9			74	0		187
57	☐		ЛЭП	363	3631	Отп НС-3 - НС-3	0,17	0,72	-4,9			-5	-2		13
58	☐		ЛЭП	363	362	Отп НС-3 - Отп НС-2	0,99	4,16	-28,1			79	1		200
59	☐		ЛЭП	362	3621	Отп НС-2 - НС-2	0,48	2,03	-13,7			-4	0		10
60	☐		ЛЭП	362	36	Отп НС-2 - КАЛКАМАН	3,59	15,12	-102,3			84	0		210
61	☐		ЛЭП	54	53	ЦРМЗ - ЭЭПК	1,82	7,65	-51,8			73	-2		185
62	☐		ЛЭП	29	56	ЭГРЭС-2 - СТРОИТ.-2	0,13	0,60	-3,7			63	-7		157
63	☐		ЛЭП	61	33	Таскудык(Т) - ЕЭК 220	3,38	14,80	-91,1			70	-13		180

Рисунок - 6.14

Продолжение рисунка 6.14

64			ЛЭП	56	61			СТРОИТ.-2 - Таскудык(Т)	9,85	43,14	-265,5				66	-5		169
65			ЛЭП	129	25			ЦГПП-500 - ЭГРЭС-1.500	7,53	81,20	-1 130,0				328	147		404
66			ЛЭП	166	58			ЕРМЕНТАУ - Уленты(Т)	4,60	20,60	-126,9				51	-5		130
67			ЛЭП	1850	31			ИРТЫШСКАЯ - ЕЭК 500	7,62	76,80	-953,0				291	36		395
68			ЛЭП	394	37			Отпайка НС-6 - НС-7	3,45	14,52	-98,3				-63	58		211
69			ЛЭП	27	31			КЭЗ-1.2 - ЕЭК 500	2,30	10,00	-61,8				187	78		229
70			ЛЭП	27	31			КЭЗ-1.2 - ЕЭК 500	2,28	10,00	-61,6				187	78		229
71			ЛЭП	26	1660			ЭК.1150 - АЛТАЙ	21,60	219,60	-2 574,0				-7	343		391
72			ЛЭП	26	469			ЭК.1150 - АГАДЫРЬ-500	11,60	138,30	-1 757,4				-1 128	-34		1 251
73			Тр-р	38	44			ПС ЭКИБАСТУЗ - Экиб.ТЭЦ		0,23		0,027			-25	-7		66
74			Тр-р	38	110			ПС ЭКИБАСТУЗ - ПС Эки...		0,28		0,526			-110	-13		280
75			ЛЭП	39	641			ЭГРЭС-1.220 - Централь...	3,90	26,90	-178,4				-166	24		419
76			ЛЭП	110	70			ПС Экиб.110 - ТРП-7 БАК	2,56	9,05	-67,5				-12	-5		63
77			ЛЭП	110	70			ПС Экиб.110 - ТРП-7 БАК	2,56	9,05	-67,5				-12	-5		63
78			Тр-р	641	111			Центральная - 1 СШ ПС ...		0,62		0,516			-60	6		150
79			Тр-р	642	112			Центральная 2507 - 2 С...		0,84		0,526			-80	-16		206
80			ЛЭП	111	64			1 СШ ПС Центр.110 - ТР...	1,08	3,80	-28,4				-3	8		40
81			ЛЭП	112	64			2 СШ ПС Центр.110 - ТР...	1,08	3,80	-28,4				-29	-16		161
82		✘	ЛЭП	2377	63			Отп.Север(т) - Север(т)	0,07	0,30	-2,0							
83			ЛЭП	2377	237			Отп.Север(т) - Отп. Стр...	0,01	0,06	-0,4				25	15		72
84			ЛЭП	621	237			Строит.1 2377 - Отп. Ст...	0,02	0,10	-56,8				3	-14		43
85			ЛЭП	39	2507			ЭГРЭС-1.220 - Отп.Севе...	0,10	0,70	-4,7				-187	-3		467
86			ЛЭП	63	2507			Север(т) - Отп.Север(т)	0,02	0,20	-1,1				2	3		9
87			ЛЭП	2507	250			Отп.Север(т) - Отп. Стр...	0,02	0,20	-1,0				-185	0		462
88			ЛЭП	250	642			Отп. Строит.1 - Центра...	3,18	21,90	-145,3				-185	-1		460
89			ЛЭП	250	620			Отп. Строит.1 - Строит....	0,01	0,04	-0,3				-1	1		3
90			ЛЭП	39	2377			ЭГРЭС-1.220 - Отп.Севе...	0,20	0,90	-5,4				25	15		72
91			ЛЭП	29	237			ЭГРЭС-2 - Отп. Строит.1	2,10	9,20	-56,8				-28	5		71
92			ЛЭП	397	39			Отп.ОП-116(2387) - ЭГР...	2,77	11,66	-78,9				71	24		189
93			ЛЭП	397	38			Отп.ОП-116(2387) - ПС Э...	1,61	6,79	-45,9				-71	-24		191
94		✘	ЛЭП	397	396			Отп.ОП-116(2387) - ОП-...	0,38	2,07	-2,7							
95			ЛЭП	39	392			ЭГРЭС-1.220 - Отпайка ...	2,51	10,57	-71,5				-75	62		243
96			ЛЭП	392	393			Отпайка ОП-116-НС-5 - ...	0,32	1,40	-8,5				0	0		1

Рисунок - 6.14 Полученные расчетные значения «Ветви» для максимального режима работы с перспективой увеличения нагрузки

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	
	112,48	112,48	112,48		0,00	0,00		0,00

Рисунок 6.15 – Потери реактивной мощности «Районы+потери» для максимального режима работы с перспективой увеличения нагрузки

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_...	
	-285,49	1 611,34	1 148,23	463,12	-3 286,22	-3 286,22		1 389,39

Рисунок 6.16 – Потери активной мощности «Районы+потери Q» для максимального режима работы с перспективой увеличения нагрузки

	S	Номер	Название	U_ном	V	dV
1		251	ПС 51	220	236,00	7,27
2		29	ЭГРЭС-2	220	231,96	5,43
3		33	ЕЭК 220	220	232,88	5,85
4		36	КАЛКАМАН	220	231,30	5,14
5		37	НС-7	220	236,67	7,58
6		39	ЭГРЭС-1.220	220	231,77	5,35
7		70	ТРП-7 БАК	110	119,55	8,68
8		112	2 СШ ПС Центр.110	110	120,61	9,65
9		111	1 СШ ПС Центр.110	110	119,61	8,74
10		64	ТРП-7 вост	110	119,83	8,94
11		110	ПС Экиб.110	110	120,21	9,29
12		62	БГОК	220	232,20	5,55
13		52	НС-12	220	241,48	9,76
14		56	СТРОИТ.-2	220	231,97	5,44
15		58	Уленты(Т)	220	233,30	6,05
16		59	Бощак(Т)	220	233,20	6,00
17		61	Таскудык(Т)	220	232,79	5,82
18		307	НС 17	220	245,00	11,36
19		166	ЕРМЕНТАУ	220	233,04	5,93
20		641	Центральная	220	231,99	5,45
21		63	Север(т)	220	231,67	5,31
22		621	Строит.1 2377	220	231,86	5,39
23		620	Строит.1 2507	220	231,66	5,30
24		237	Отп. Строит.1	220	231,85	5,39
25		250	Отп. Строит.1	220	231,66	5,30
26		2 507	Отп.Север(т)	220	231,68	5,31
27		2 377	Отп.Север(т)	220	231,85	5,38
28		391	ОП-116 (2087)	220	233,71	6,23
29		392	Отпайка ОП-116-НС-5	220	233,74	6,25
30		393	НС-5	220	233,74	6,25
31		394	Отпайка НС-6	220	234,11	6,41
32		395	НС-6	220	234,11	6,41
33		371	Отпайка НС-9	220	238,55	8,43
34		372	НС-9	220	238,55	8,43
35		373	Отпайка НС-10	220	239,66	8,93
36		374	НС-10	220	239,66	8,93
37		375	Отпайка НС-11	220	240,45	9,29
38		376	НС-11	220	240,45	9,29
39		35	ЕЭК 110	110	117,87	7,16

Рисунок 6.17 – Падение напряжения в узлах максимального режима с перспективой увеличения нагрузки

После проведения расчетов построена графика в ПО RastrWin

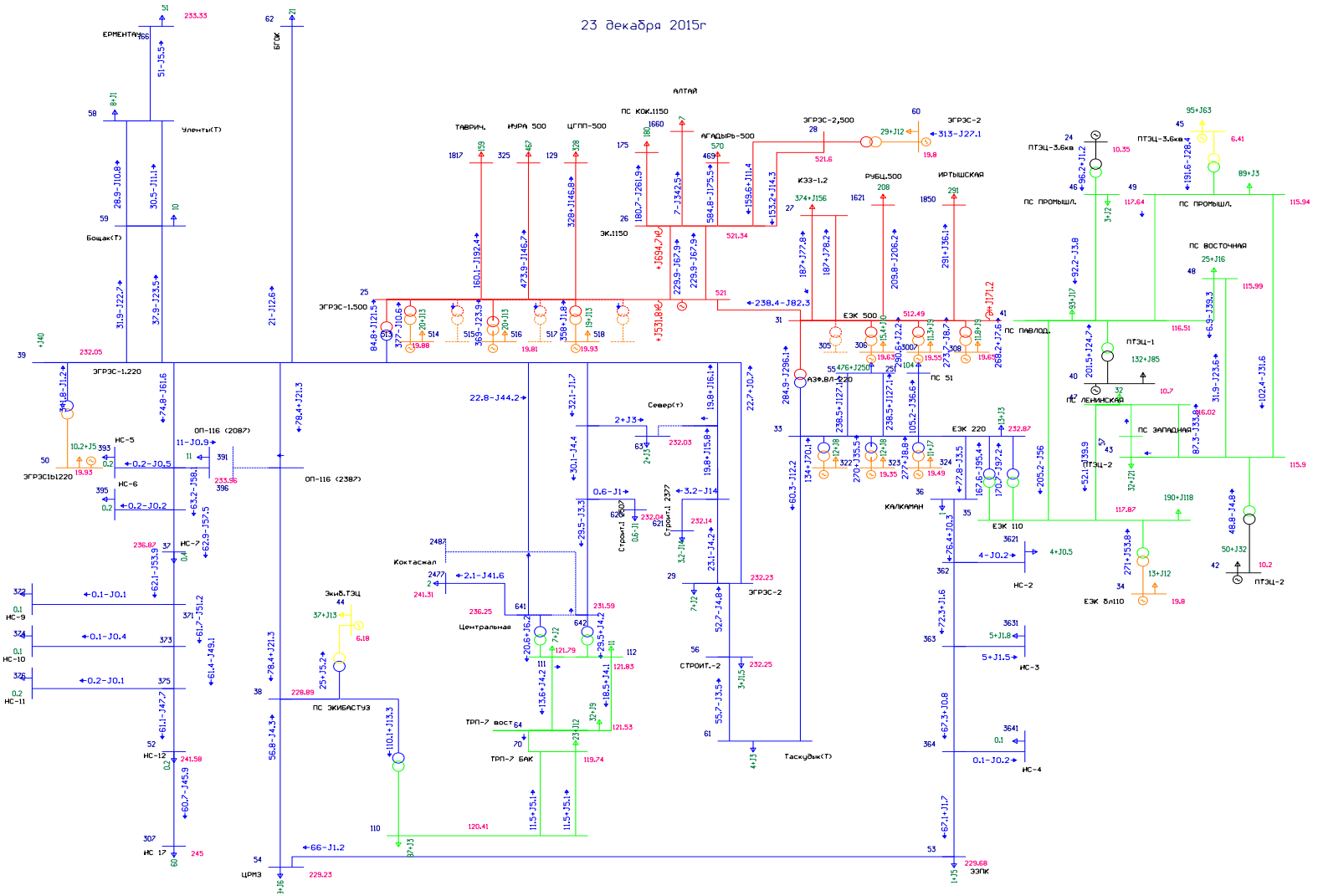


Рисунок 6.18 - Потокораспределение в максимальном режиме работы с перспективой увеличения нагрузки

6.4 Расчет минимального режима работы участка сети с перспективой увеличения нагрузки

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta
1	☐		Ген	251	ПС 51	220		19	-91,0			-15,0	232,0	-100,0	100,0		232,00	-4,45
2	☐		База	25	ЭГРЭС-1.500	500		2			-0,2	0,8	517,8			1 959,0	517,80	-18,42
3	☐		Нагр	26	ЭК.1150	500		2					518,0			2 556,0	517,09	-19,07
4	☐		Нагр	28	ЭГРЭС-2,500	500		2					519,0				517,90	-18,73
5	☐		Нагр	29	ЭГРЭС-2	220		2	3,0	6,0			231,0				233,14	-18,82
6	☐		Ген	30	ЕЭК бл500	20		2	24,0	10,0	519,0	123,8	19,6		720,0		19,59	-9,09
7	☐		Нагр	31	ЕЭК 500	500		2					504,0			1 304,0	504,94	-13,85
8	☐		Ген	32	ЕЭК бл220	20		2	46,3	10,0	605,0	161,9	19,3		720,0		19,33	-5,96
9	☐		Нагр	33	ЕЭК 220	220		2	13,0	10,0			233,0				229,08	-10,72
10	☐		Нагр	2 487	Коктаскал	220		2	100,0	5,0							226,70	-29,69
11	☐		Нагр	3 631	НС-3	220		2									230,03	-16,08
12	☐		Нагр	36	КАЛКАМАН	220		2	1,0	1,0							229,69	-13,87
13	☐		Нагр	37	НС-7	220		2									236,25	-20,37
14	☐		Нагр	38	ПС ЭКИБАСТУЗ	220		2					231,0				230,74	-18,61
15	☐		Нагр	39	ЭГРЭС-1.220	220		2	1,0	16,0			231,0				232,99	-18,75
16	☐		Нагр	2 477	Коктаскал	220		2	100,0	5,0							229,84	-29,71
17	☐		Нагр	70	ТРП-7 БАК	110		2	3,0								121,40	-18,69
18	☐		Нагр	112	2 СШ ПС Центр.110	110		2	51,0	4,0							120,95	-23,17
19	☐		Нагр	111	1 СШ ПС Центр.110	110		2	46,0	3,0							120,08	-23,33
20	☐		Нагр	64	ТРП-7 вост	110		2	32,0	17,0							120,10	-23,46
21	☐		Нагр	110	ПС Экиб.110	110		2	68,0								121,39	-18,63
22	☐		Нагр	3 641	НС-4	220		2									230,07	-16,37
23	☐		Нагр	364	Отп НС-4	220		2									230,07	-16,37
24	☐		Ген	50	ЭГРЭС1Ы220	20		2	25,0	10,0	438,0	200,4	19,9		900,0		19,90	-14,11
25	☐		Ген	51	ЭГРЭС-1Бл500	20		2	60,0	25,0	1 790,0	306,1	19,9		900,0		19,93	-10,39
26	☐		Нагр	52	НС-12	220		2									238,86	-22,09
27	☐		Нагр	53	ЭЭПК	220		2	1,0	5,0			231,0				230,10	-16,68
28	☐		Нагр	54	ЦРМЗ	220		2	1,0	4,0			230,0				230,33	-17,53
29	☐		Нагр	55	АЗФ.ВЛ-220	220		2	490,0	260,0							226,92	-11,47
30	☐		Нагр	56	СТРОИТ.-2	220		2	0,5	1,0			232,0				233,17	-18,82
31	☐		Нагр	58	Уленты(Т)	220		2	5,0	1,0							234,38	-21,00
32	☐		Нагр	59	Бощак(Т)	220		2	2,0								234,37	-20,32
33	☐		Ген	60	ЭГРЭС-2	20		2	20,0	5,0	298,0	50,0	19,9	-20,0	720,0		19,90	-14,94
34	☐		Нагр	61	Таскудык(Т)	220		2	6,0	3,0							233,69	-19,14
35	☐		Ген	307	НС 17	220		3	47,0			15,1	240,0	-100,0	100,0		240,00	-23,78
36	☐		Ген	325	НУРА 500	500		3	884,0			100,7	522,0	-500,0	500,0		522,00	-33,70
37	☐		Ген	129	ЦГПП-500	500		5	402,0			-105,1	515,0	-500,0	500,0		515,00	-25,52
38	☐		Нагр	166	ЕРМЕНТАУ	220		5	64,0			5,9	231,0				233,87	-22,42
39	☐		Ген	175	ПС КОК.1150	500		6	357,0			-253,3	512,0	-500,0	500,0		512,00	-29,48
40	☐		Ген	1 621	РУБЦ.500	500		15	-408,0			-125,3	516,0	-500,0	500,0		516,00	-5,08
41	☐		Ген	1 817	ТАВРИЧ.	500		17	157,0			-190,1	513,0	-500,0	500,0		513,00	-22,08
42	☐		Ген	1 850	ИРТЫШСКАЯ	500		17	346,0			0,8	516,0	-500,0	500,0		516,00	-19,92
43	☐		Нагр	27	КЭЭ-1.2	500		2	353,0	84,0							503,45	-14,23
44	☐		Ген	1 660	АЛТАЙ	500		15	-352,0			-323,8	521,0	-500,0	500,0		521,00	-2,51
45	☐		Ген	469	АГАДЫРЬ-500	500		3	953,0			115,3	518,0	-500,0	500,0		518,00	-49,55
46	☐		Ген	44	Экиб.ТЭЦ	6		2	21,0	3,0	7,0	1,1	6,2		12,0		6,23	-18,61
47	☐		Нагр	641	Центральная	220		2					237,0				232,91	-23,30
48	☐		Нагр	642	Центральная 2507	220		2									229,98	-23,11
49	☐		Нагр	63	Север(т)	220		2	2,0	3,0							233,05	-18,77
50	☐		Нагр	62	Строит.1 2377	220		2	3,2	-14,0			233,0				233,06	-18,77
51	☐		Нагр	620	Строит.1 2507	220		2	0,6	-1,0							232,87	-18,92
52	☐		Нагр	237	Отп. Строит.1	220		2									233,06	-18,77
53	☐		Нагр	250	Отп. Строит.1	220		2									232,87	-18,92
54	☐		Нагр	2 507	Отп.Север(т)	220		2									232,89	-18,89
55	☐		Нагр	2 377	Отп.Север(т)	220		2									233,05	-18,77
56	☐		Нагр	397	Отп.ОП-116(2387)	220		2									231,56	-18,72
57	☐		Нагр	396	ОП-116 (2387)	220		2	12,0	1,0							231,53	-18,74
58	☐	✖	Нагр	391	ОП-116 (2087)	220		2										-21,31
59	☐		Нагр	392	Отпайка ОП-116-НС-5	220		2									234,39	-19,40
60	☐		Нагр	393	НС-5	220		2									234,39	-19,40
61	☐		Нагр	394	Отпайка НС-6	220		2									234,64	-19,52
62	☐		Нагр	395	НС-6	220		2									234,64	-19,52
63	☐		Нагр	371	Отпайка НС-9	220		2									237,34	-21,01
64	☐		Нагр	372	НС-9	220		2									237,35	-21,01
65	☐		Нагр	373	Отпайка НС-10	220		2									237,95	-21,40
66	☐		Нагр	374	НС-10	220		2									237,95	-21,40
67	☐		Нагр	375	Отпайка НС-11	220		2									238,36	-21,70
68	☐		Нагр	376	НС-11	220		2									238,36	-21,70
69	☐		Нагр	362	Отп НС-2	220		2									229,96	-15,61
70	☐		Нагр	3 621	НС-2	220		2	3,1	1,2							229,95	-15,62
71	☐		Нагр	363	Отп НС-3	220		2									230,03	-16,08
72	☑		Нагр	35	ЕЭК 110	110		2	595,6	262,7	912,3	135,6	117,6			-464,1	116,96	-6,57

Рисунок 6.19 - Полученные расчетные значения «Узлы» для минимального режима работы с перспективой увеличения нагрузки

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_...	P_нач	Q_нач	Na	I max
1		✖	ЛЭП	25	26			ЭГРЭС-1.500 - ЭК.1150	0,33	4,13	-48,9							
2			ЛЭП	25	26			ЭГРЭС-1.500 - ЭК.1150	0,33	4,13	-48,9				-738	-28		824
3			ЛЭП	25	31			ЭГРЭС-1.500 - ЕЭК 500	3,05	36,64	-462,8				548	-188		697
4			Тр-р	25	39			ЭГРЭС-1.500 - ЭГРЭС-1....		24,72		0,440			-65	233		269
5			Тр-р	25	51			ЭГРЭС-1.500 - ЭГРЭС-1Б...		21,91		0,038			1 730	36		1 929
6			ЛЭП	25	325			ЭГРЭС-1.500 - НУРА 500	8,30	78,30	-1 050,0				-910	143		1 027
7			ЛЭП	25	1817			ЭГРЭС-1.500 - ТАВРИЧ.	11,80	108,20	-1 440,0				-158	182		277
8			ЛЭП	26	28			ЭК.1150 - ЭГРЭС-2,500	0,93	11,27	-98,3				142	39		164
9			ЛЭП	26	28			ЭК.1150 - ЭГРЭС-2,500	0,81	11,75	-103,7				136	40		158
10			ЛЭП	26	175			ЭК.1150 - ПС КОК.1150	5,40	133,66	-2 143,3				-360	249		494
11			Тр-р	28	60			ЭГРЭС-2,500 - ЭГРЭС-2		64,31		0,038			278	26		311
12			Тр-р	31	30			ЕЭК 500 - ЕЭК бл500		43,41		0,038			495	71		572
13			Тр-р	31	33			ЕЭК 500 - ЕЭК 220		37,14		0,474			359	-301		536
14			ЛЭП	31	1621			ЕЭК 500 - РУБЦ.500	10,25	98,50	-1 290,0				402	148		489
15			Тр-р	33	32			ЕЭК 220 - ЕЭК бл220		7,94		0,083			559	103		1 432
16			Тр-р	33	35			ЕЭК 220 - ЕЭК 110		23,06		0,526			160	-75		445
17			Тр-р	33	35			ЕЭК 220 - ЕЭК 110		23,49		0,526			157	-73		436
18			ЛЭП	33	55			ЕЭК 220 - АЭФ.ВЛ-220	0,40	3,00	-37,3				-246	-133		706
19			ЛЭП	33	55			ЕЭК 220 - АЭФ.ВЛ-220	0,40	3,00	-37,3				-246	-133		706
20			ЛЭП	33	251			ЕЭК 220 - ПС 51	6,00	64,30	-817,0				90	18		232
21		✖	ЛЭП	641	642			Центральная - Централ...	0,10	0,10	-0,1							
22		✖	ЛЭП	111	112			1 СШ ПС Центр.110 - 2 С...	0,10	0,10	-0,1							
23		✖	ЛЭП	392	391			Отпайка ОП-116-НС-5 - ...	0,81	2,95	-17,3							
24			ЛЭП	36	33			КАЛКАМАН - ЕЭК 220	6,40	26,42	-182,2				101	-28		271
25			ЛЭП	38	54			ПС ЭКИБАСТУЗ - ЦРМЗ	2,36	9,91	-67,1				93	-31		249
26			ЛЭП	39	29			ЭГРЭС-1.220 - ЭГРЭС-2	2,30	10,20	-62,7				-5	6		20
27			Тр-р	39	50			ЭГРЭС-1.220 - ЭГРЭС1bl...		11,00		0,083			413	151		1 090
28			ЛЭП	39	59			ЭГРЭС-1.220 - Бощак(Т)	9,69	40,78	-276,0				-33	23		99
29			ЛЭП	39	59			ЭГРЭС-1.220 - Бощак(Т)	7,88	34,50	-212,4				-39	23		113
30			ЛЭП	59	58			Бощак(Т) - Уленты(Т)	4,00	17,50	-107,9				-36	11		92
31			ЛЭП	59	58			Бощак(Т) - Уленты(Т)	4,20	18,50	-113,9				-34	11		87
32			ЛЭП	642	2487			Центральная 2507 - Кок...	12,10	58,07	-737,2				-102	22		263
33			ЛЭП	641	2477			Центральная - Коктасжал	12,10	58,07	-737,2				-102	23		260
34		✖	ЛЭП	64	70			ТРП-7 вост - ТРП-7 БАК	0,01	0,01	0,0							
35			ЛЭП	375	52			Отпайка НС-11 - НС-12	1,65	7,36	-44,7				-47	28		133
36			ЛЭП	375	376			Отпайка НС-11 - НС-11	0,09	0,32	-1,9				0	0		0
37			ЛЭП	373	375			Отпайка НС-10 - Отпайк...	1,21	5,37	-32,6				-48	30		136
38			ЛЭП	373	374			Отпайка НС-10 - НС-10	0,26	1,17	-7,1				0	0		1
39			ЛЭП	52	307			НС-12 - НС 17	8,15	32,16	-211,4				-47	26		130
40			ЛЭП	53	364			ЭЭПК - Отп НС-4	0,67	2,83	-19,1				96	-25		250
41			ЛЭП	364	3641			Отп НС-4 - НС-4	0,11	0,47	-3,2				0	0		0
42			ЛЭП	364	363			Отп НС-4 - Отп НС-3	0,63	2,64	-17,9				96	-26		251
43			ЛЭП	363	3631			Отп НС-3 - НС-3	0,17	0,72	-4,9				0	0		1
44			ЛЭП	363	362			Отп НС-3 - Отп НС-2	0,99	4,16	-28,1				96	-27		252
45			ЛЭП	362	3621			Отп НС-2 - НС-2	0,48	2,03	-13,7				-3	0		8
46			ЛЭП	362	36			Отп НС-2 - КАЛКАМАН	3,59	15,12	-102,3				100	-27		263
47			ЛЭП	54	53			ЦРМЗ - ЭЭПК	1,82	7,65	-51,8				95	-29		250
48			ЛЭП	29	56			ЭГРЭС-2 - СТРОИТ.-2	0,13	0,60	-3,7				-7	11		31
65			Тр-р	642	112			Центральная 2507 - 2 С...		0,84		0,526			-76	-24		199
66			ЛЭП	111	64			1 СШ ПС Центр.110 - ТР...	1,08	3,80	-28,4				-7	3		39
67			ЛЭП	112	64			2 СШ ПС Центр.110 - ТР...	1,08	3,80	-28,4				-25	-20		152
68			ЛЭП	2377	63			Отп.Север(т) - Север(т)	0,07	0,30	-2,0				-2	-3		9
69			ЛЭП	2377	237			Отп.Север(т) - Отп. Стр...	0,01	0,06	-0,4				-8	22		57
70			ЛЭП	62	237			Строит.1 2377 - Отп. Ст...	0,02	0,10	-56,8				3	-14		43
71			ЛЭП	39	2507			ЭГРЭС-1.220 - Отп.Севе...	0,10	0,70	-4,7				-181	-7		448
72		✖	ЛЭП	63	2507			Север(т) - Отп.Север(т)	0,02	0,20	-1,1							
73			ЛЭП	2507	250			Отп.Север(т) - Отп. Стр...	0,02	0,20	-1,0				-181	-7		448
74			ЛЭП	250	642			Отп. Строит.1 - Центра...	3,18	21,90	-145,3				-180	-7		447
75			ЛЭП	250	620			Отп. Строит.1 - Строит....	0,01	0,04	-0,3				-1	1		3
76			ЛЭП	39	2377			ЭГРЭС-1.220 - Отп.Севе...	0,20	0,90	-5,4				-10	19		52
77			ЛЭП	29	237			ЭГРЭС-2 - Отп. Строит.1	2,10	9,20	-56,8				5	-2		16
78			ЛЭП	397	39			Отп.ОП-116(2387) - ЭГР...	2,77	11,66	-78,9				4	30		74
79			ЛЭП	397	38			Отп.ОП-116(2387) - ПС Э...	1,61	6,79	-45,9				8	-29		80
80			ЛЭП	397	396			Отп.ОП-116(2387) - ОП-...	0,38	2,07	-2,7				-12	-1		30
81			ЛЭП	39	392			ЭГРЭС-1.220 - Отпайка ...	2,51	10,57	-71,5				-48	44		162
82			ЛЭП	392	393			Отпайка ОП-116-НС-5 - ...	0,32	1,40	-8,5				0	0		1
83			ЛЭП	392	394			Отпайка ОП-116-НС-5 - ...	0,47	1,98	-13,4				-48	40		155
84			ЛЭП	394	395			Отпайка НС-6 - НС-6	0,12	0,52	-3,1				0	0		0
85			ЛЭП	394	37			Отпайка НС-6 - НС-7	3,45	14,52	-98,3				-48	40		153
86			ЛЭП	37	371			НС-7 - Отпайка НС-9	2,55	11,35	-68,9				-48	35		145
87			ЛЭП	371	372			Отпайка НС-9 - НС-9	0,05	0,21	-1,3				0	0		0
49		✖	ЛЭП	61	33			Таскудык(Т) - ЕЭК 220	3,38	14,80	-91,1							
50			ЛЭП	56	61			СТРОИТ.-2 - Таскудык(Т)	9,85	43,14	-265,5				-6	11		32
51			ЛЭП	129	25			ЦТПП-500 - ЭГРЭС-1.500	7,53	81,20	-1 130,0				402	105		482
52			ЛЭП	166	58			ЕРМЕНТАУ - Уленты(Т)	4,60	20,60	-126,9				64	-6		161
53			ЛЭП	1850	31			ИРТЫШСКАЯ - ЕЭК 500	7,62	76,80	-953,0				346	-1		467
54			ЛЭП	371	373			Отпайка НС-9 - Отпайка...	1,60	7,12	-43,2				-48	32		140
55			ЛЭП	27	31			КЭЗ-1.2 - ЕЭК 500	2,30	10,00	-61,8				176	42		208
56			ЛЭП	27	31			КЭЗ-1.2 - ЕЭК 500	2,28	10,00	-61,6				177	42		208
57			ЛЭП	26	1660			ЭК.1150 - АЛТАЙ	21,60	219,60	-2 574,0				342	269		530

Рисунок - 6.20

Продолжение рисунка 6.20

58			ЛЭП	26	469			ЭК. 1150 - АГАДЫРЬ-500	11,60	138,30	-1 757,4				-998	54	1 116
59			Тр-р	38	44			ПС ЭКИБАСТУЗ - Экиб.ТЭЦ		0,23		0,027			-14	-2	35
60			Тр-р	38	110			ПС ЭКИБАСТУЗ - ПС Эки...		0,28		0,526			-71	2	178
61			ЛЭП	39	641			ЭГРЭС-1.220 - Централь...	3,90	26,90	-178,4				-158	21	394
62			ЛЭП	110	70			ПС Экиб.110 - ТРП-7 БАК	2,56	9,05	-67,5				-2	1	9
63			ЛЭП	110	70			ПС Экиб.110 - ТРП-7 БАК	2,56	9,05	-67,5				-2	1	9
64			Тр-р	641	111			Центральная - 1 СШ ПС ...		0,62		0,516			-53	0	132
65			Тр-р	642	112			Центральная 2507 - 2 С...		0,84		0,526			-76	-24	199
66			ЛЭП	111	64			1 СШ ПС Центр.110 - ТР...	1,08	3,80	-28,4				-7	3	39
67			ЛЭП	112	64			2 СШ ПС Центр.110 - ТР...	1,08	3,80	-28,4				-25	-20	152
68			ЛЭП	2377	63			Отп.Север(т) - Север(т)	0,07	0,30	-2,0				-2	-3	9
69			ЛЭП	2377	237			Отп.Север(т) - Отп. Стр...	0,01	0,06	-0,4				-8	22	57
70			ЛЭП	62	237			Строит.1 2377 - Отп. Ст...	0,02	0,10	-56,8				3	-14	43
71			ЛЭП	39	2507			ЭГРЭС-1.220 - Отп.Севе...	0,10	0,70	-4,7				-181	-7	448
72			ЛЭП	63	2507			Север(т) - Отп.Север(т)	0,02	0,20	-1,1						

Рисунок 6.20 - Полученные расчетные значения «Ветви» для минимального режима работы с перспективой увеличения нагрузки

	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	2		111,90	111,89	111,89		0,00	0,00		0,00

Рисунок 6.21 – Потери активной мощности «Районы+потери» для минимального режима работы с перспективой увеличения нагрузки

	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	2		-72,16	1 623,03	1 164,43	458,60	-3 229,98	-3 229,98		1 534,78

Рисунок 6.22 – Потери реактивной мощности «Районы+потери Q» для минимального режима работы с перспективой увеличения нагрузки

	S	Номер	Название	U_ном	V	dV
1		251	ПС 51	220	232,00	5,45
2		29	ЭГРЭС-2	220	233,14	5,97
3		37	НС-7	220	236,25	7,38
4		39	ЭГРЭС-1.220	220	232,99	5,90
5		70	ТРП-7 БАК	110	121,40	10,36
6		112	2 СШ ПС Центр.110	110	120,95	9,95
7		111	1 СШ ПС Центр.110	110	120,08	9,16
8		64	ТРП-7 вост	110	120,10	9,19
9		110	ПС Экиб.110	110	121,39	10,35
10		52	НС-12	220	238,86	8,57
11		56	СТРОИТ.-2	220	233,17	5,98
12		58	Уленты(Т)	220	234,38	6,53
13		59	Бощак(Т)	220	234,37	6,53
14		61	Таскудык(Т)	220	233,69	6,22
15		307	НС 17	220	240,00	9,09
16		166	ЕРМЕНТАУ	220	233,87	6,31
17		641	Центральная	220	232,91	5,87
18		63	Север(т)	220	233,05	5,93
19		62	Строит.1 2377	220	233,06	5,94
20		620	Строит.1 2507	220	232,87	5,85
21		237	Отп. Строит.1	220	233,06	5,94
22		250	Отп. Строит.1	220	232,87	5,85
23		2 507	Отп.Север(т)	220	232,89	5,86
24		2 377	Отп.Север(т)	220	233,05	5,93

Рисунок – 6.23

Продолжение рисунка 6.23

25	397	Отп.ОП-116(2387)	220	231,56	5,26
26	396	ОП-116 (2387)	220	231,53	5,24
27	392	Отпайка ОП-116-НС-5	220	234,39	6,54
28	393	НС-5	220	234,39	6,54
29	394	Отпайка НС-6	220	234,64	6,65
30	395	НС-6	220	234,64	6,65
31	371	Отпайка НС-9	220	237,34	7,88
32	372	НС-9	220	237,35	7,88
33	373	Отпайка НС-10	220	237,95	8,16
34	374	НС-10	220	237,95	8,16
35	375	Отпайка НС-11	220	238,36	8,35
36	376	НС-11	220	238,36	8,35
37	35	ЕЭК 110	110	116,96	6,33

Рисунок 6.23 – Падение напряжения в узлах минимального режима с перспективой увеличения нагрузки

После проведения расчетов построена графика в ПО RastrWin

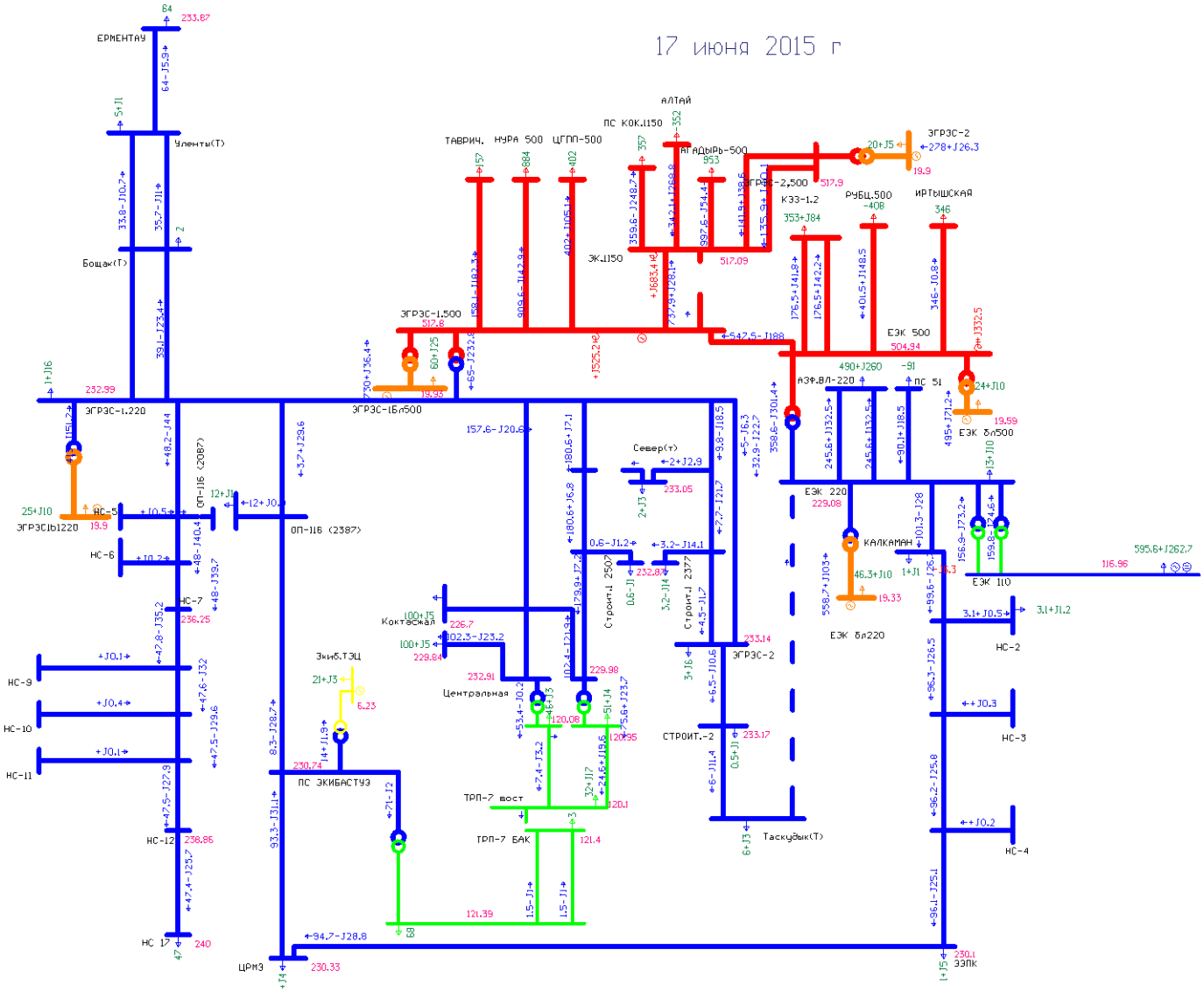


Рисунок 6.24 - Потокораспределение в миниимальном режиме работы с перспективой увеличения нагрузки

6.5 Расчет годовых потерь

Зимние потери энергии реактивной мощности:

$$\Delta W_{зима} = \Delta P_{\Sigma} \cdot K_{И} \cdot 24 \cdot 165, \quad (6.4)$$

где ΔP_{Σ} – 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.

$$\Delta W_{зима} = 35,01 \cdot 0,75 \cdot 24 \cdot 165 = 103979,7 МВт.$$

Летние потери энергии реактивной мощности:

$$\Delta W_{лето} = \Delta P_{\Sigma} \cdot K_{И} \cdot 24 \cdot 200, \quad (6.5)$$

где ΔP_{Σ} – 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;

$$\Delta W_{лето} = 46,75 \cdot 0,75 \cdot 24 \cdot 200 = 168300 МВт.$$

Годовые потери энергии реактивной мощности:

$$\Delta W_{годовая} = \Delta W_{зима} \cdot \Delta W_{лето}, \quad (6.6)$$

$$\Delta W_{годовая} = 103979,7 + 168300 = 272279,7 МВт / год.$$

Зимние потери энергии с учетом перспективы роста нагрузки:

$$\Delta W_{зима} = \Delta P_{\Sigma} \cdot K_{И} \cdot 24 \cdot 165, \quad (6.7)$$

где ΔP_{Σ} – 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.

$$\Delta W_{зима} = 112,48 \cdot 0,75 \cdot 24 \cdot 165 = 334065,6 МВт.$$

Летние потери энергии с учетом перспективы роста нагрузки:

$$\Delta W_{лето} = \Delta P_{\Sigma} \cdot K_{И} \cdot 24 \cdot 200, \qquad (6.8)$$

где ΔP_{Σ} – 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;

$$\Delta W_{лето} = 111,89 \cdot 0,75 \cdot 24 \cdot 200 = 402804 МВт.$$

Годовые потери энергии с учетом перспективы роста нагрузки:

$$\Delta W_{годовая} = \Delta W_{зима} \cdot \Delta W_{лето}, \qquad (6.9)$$

$$\Delta W_{годовая} = 334065,6 + 402804 = 736869,6 МВт / год.$$

6.6 Анализ проведенных расчетов

Как показывают расчеты, в максимальном (зима) режиме работы с существующими нагрузками, все элементы сети загружены нормально, потери в сетях составляют 35,01 МВт. По сравнению с минимальным режимом (лето) они увеличились. В минимальном режиме работы с существующими нагрузками, все элементы сети также загружены нормально, потери в сетях составляют 46,75 МВт.

При расчетах максимального режима работы сети с учетом перспективного роста нагрузок, все элементы сети загружены нормально, потери в сетях составляют 112,48 МВт. В минимальном режиме работы сети с учетом перспективного роста нагрузок, все элементы сети также загружены нормально, потери в сетях составляют 11,89 МВт.

Отклонения напряжения в узловых точках сети соответствуют допустимым значениям.

Рассматриваемый участок сети работает нормально, все расчетные данные соответствуют допустимым значениям.

7 Безопасность жизнедеятельности

7.1 Расчет освещенности на рабочих местах ОРУ 110 кВ

7.1.1 Анализ условий труда

Для расчета освещенности на рабочих местах подстанции выбрано помещение обслуживающего персонала с длиной 12 м и шириной 5 м, общая площадь комнаты составляет 72 м^2. В данной комнате расположен центр управления подстанции, в котором планируется разместить 6 рабочих мест.

В данном помещении эксплуатационный персонал находится круглосуточно, а инженеры находятся в комнате в течение 8 часов, т. е. восьмичасовой рабочий день. Категория работы персонала по тяжести - легкая. Для освещения рассматриваемого помещения выбирается совмещенная система освещения - естественная и искусственная. Микроклимат данного помещения: средняя температура воздуха в помещении 23 градуса Цельсия, средняя относительная влажность воздуха в диспетчерской 62-67%. В данном помещении для обеспечения пожаробезопасности в наличии находится порошковый огнетушитель, все электрооборудование диспетчерской заземлено для обеспечения электробезопасности. Источники шума отсутствуют.

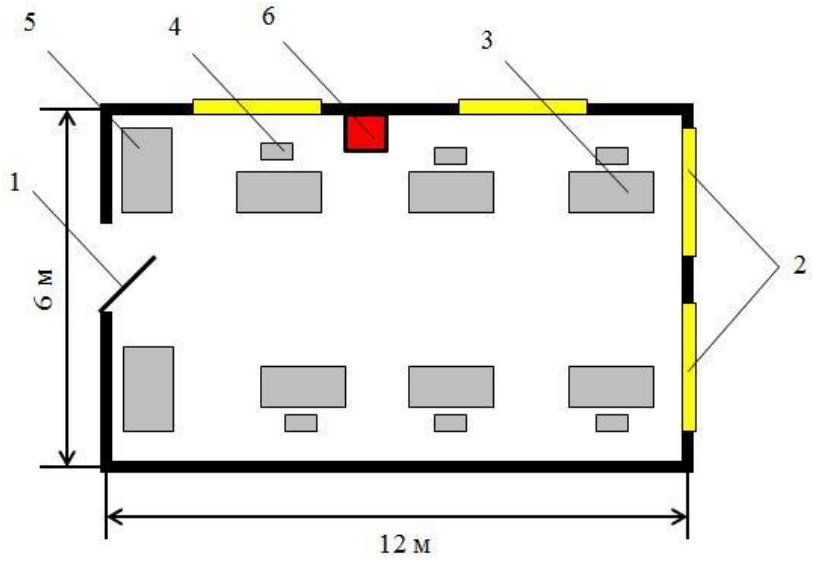


Рисунок 7.1 – План помещения (1 – дверь, 2 – окна, 3 – стол, 4 – стул, 5– шкаф, 6 – огнетушитель)

7.1.2 Пожарная безопасность

В помещениях для цели пожарной безопасности обязательно должна быть установлена пожарная сигнализация, находиться огнетушители и план эвакуации. Так же обязательно вести журнал регистрации противопожарного инструктажа, иметь инструкцию о мерах пожарной безопасности, инструкцию о порядке действия персонала при срабатывании пожарной автоматики. Обязательно должен быть назначен ответственный за пожарную безопасность сотрудник, который должен иметь корочки, свидетельствующие об окончании обучения в учебном центре.

Система пожарной сигнализации оповещает людей в офисе, как это не банально, о пожаре или задымлении в помещении. Система охранной сигнализации в составе охранно-пожарной сигнализации выполняет задачи своевременного оповещения службы охраны о факте несанкционированного проникновения или попытке проникновения людей в здание или его отдельные помещения с фиксацией даты, места и времени нарушения рубежа охраны. Система пожарной сигнализации предназначена для своевременного обнаружения места возгорания и формирования управляющих сигналов для систем оповещения о пожаре и автоматического пожаротушения.

Предприятие помимо установки пожарной сигнализации на своем объекте, должно заключить договор на обслуживание данной системы с фирмой, имеющей на это лицензию. В обслуживание входит проведение установленных нормами регламентных работ, а так же устранение неисправностей в работе системы. Периодичность проверки согласуется с заказчиком, но должна быть не реже одного раза в месяц.

Во время пожара весь перечень организационно-технических мероприятий на объекте имеет одну главную цель спасение жизни людей. Поэтому на первое место здесь выходят задачи раннего обнаружения возгорания и оповещения персонала. Решение этих задач и возложено на пожарную сигнализацию, основные функции которой сформулированы в ее определении. Пожарная сигнализация - это получение, обработка, передача и представление в заданном виде потребителям при помощи технических средств информации о пожаре на охраняемых объектах.

Основные функции пожарной сигнализации обеспечиваются различными техническими средствами. Для обнаружения пожара служат извещатели, для обработки и протоколирования информации и формирования управляющих сигналов тревоги - приемно-контрольная аппаратура и периферийные устройства (подключаются к контрольной панели через внешние линии связи). Кроме этих функций, пожарная сигнализация должна формировать команды на включение автоматических установок пожаротушения и дымоудаления, систем оповещения о пожаре, технологического, электротехнического и другого инженерного оборудования объектов. Современная аппаратура имеет собственную развитую функцию трансляции и оповещения о пожаре.

В помещениях устанавливают порошковые или углекислотные огнетушители. В состав углекислотных огнетушителей входят «чистые» огнетушащие составы (огнетушащее вещество – двуокись углерода (CO2), которая, попадая на горящее вещество, охлаждает его и производит тушение; испаряясь, она не оставляет следов), не повреждающие офисную технику и другие объекты, но стоят такие огнетушители на порядок дороже. Количество огнетушителей в помещении рассчитывается по специальной таблице. Но приблизительно показатели следующие: Если площадь помещения – менее 100 м2, то устанавливается один огнетушитель ОП-4 или ОУ-4, если 100 м2 и более – два и более огнетушителей.

Огнетушители следует располагать на защищаемом объекте в соответствии с требованиями, таким образом, чтобы они были защищены от воздействия прямых солнечных лучей, каких-либо механических воздействий и других неблагоприятных факторов, таких как вибрация, повышенная влажность и других. Огнетушители должны размещаться в легкодоступных и заметных местах. Не допускается хранение и эксплуатация огнетушителей в местах, где температура может превышать 50^0 С и под прямыми лучами солнца. Необходимо соблюдать осторожность при выпуске огнетушащего вещества из раструба углекислотного огнетушителя, так как температура на его поверхности понижается до -60-70^0 С. При тушении электроустановок, находящихся под напряжением, не допускается подводить раструб ближе 1 м до электроустановки и пламени. После применения огнетушителя в закрытом помещении, помещение необходимо проветрить. Каждый сотрудник в обязательном порядке должен быть ознакомлен с правилами эксплуатации огнетушителей.

Рекомендуется периодически проверять массу заряда огнетушителя (не реже одного раза в два года). Величина массы баллона с запорно-пусковым устройством без заряда выбивается на корпусе запорного устройства. Суммарная масса огнетушителя определяется прибавлением к ней массы CO2, указанной на этикетке или в паспорте. Через 5 лет необходимо проводить перезарядку и переосвидетельствование баллона. Перезарядка и ремонт огнетушителей должны производиться в специализированных организациях на зарядных станциях. Эксплуатация огнетушителей без чеки и пломбы завода-изготовителя или организации, производившей перезарядку, не разрешается.

План эвакуации должен включать в себя графическую и текстовую часть. Графическая часть представляет собой чертеж поэтажных планов здания, которые не должны загромождаться второстепенными деталями. Сплошными зелеными стрелками показывают основные рекомендуемые пути эвакуации, пунктирными стрелками указывают резервные пути эвакуации. На планах эвакуации должно быть условными знаками показано размещение огнетушителей, пожарных кранов, телефонов. Текстовая часть выполняется в виде таблицы. Она должна содержать инструкции о действиях при пожаре, дополненные для наглядности знаками безопасности и символами.

Размеры планов эвакуации выбирают не менее 600 мм х 400 мм для этажных и секционных планов эвакуации и 400 мм х 300 мм для локальных планов эвакуации.

7.1.3 Электробезопасность

Мероприятия, обеспечивающие безопасность при работах в электроустановках делятся на организационные и технические.

Организационные мероприятия по безопасности работ [13]:

1) выдача наряда или распоряжения на производство работ;
2) выдача разрешения на допуск;
3) допуск на рабочее место;
4) надзор при выполнении работ;
5) перевод на другое рабочее место;
6) оформление перерывов в работе, окончания работы.

Лица ответственные за безопасное производство работ:

1) выдающий наряд, распоряжение;
2) руководитель работ;
3) лицо, дающее согласие на допуск;
4) допускающий;
5) производитель работ;
6) наблюдающий;
7) член бригады.

7.1.4 Технические мероприятия [13]:

Для подготовки рабочего места к работе, требующей снятия напряжения, должны быть выполнены в указанном порядке следующие технические мероприятия:

1) проведены необходимые отключения и приняты меры, препятствующие ошибочному или самопроизвольному включению коммутационной аппаратуры;

2) вывешены плакаты безопасности на приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационной аппаратурой;

3) проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током;

4) установлено заземление (включены заземляющие ножи, установлены переносные заземления);

5) ограждены при необходимости рабочие места или оставшиеся под напряжением токоведущие части, и вывешены на ограждениях плакаты безопасности. В зависимости от местных условий токоведущие части ограждаются до или после их заземления.

При обслуживании электроустановок напряжением до и выше 1000 В используются средства защиты от поражения электрическим током (электрозащитные средства), от электрических полей повышенной

напряженности коллективные и индивидуальные, а также средства индивидуальной защиты.

К электрозащитным средствам относятся [13]:

- изолирующие штанги всех видов (оперативные, измерительные, для наложения заземления);
- изолирующие и электроизмерительные клещи;
- указатели напряжения всех видов и классов напряжений (с газоразрядной лампой, бесконтактные, импульсного типа, с лампой накаливания и др.);
- бесконтактные сигнализаторы наличия напряжения;
- изолированный инструмент;
- диэлектрические перчатки, боты и галоши, ковры, изолирующие подставки;
- защитные ограждения (щиты, ширмы, изолирующие накладки, колпаки);
- переносные заземления;
- устройства и приспособления для обеспечения безопасности труда при проведении испытаний и измерений в электроустановках (указатели напряжения для проверки совпадения фаз, устройства для прокола кабеля, устройство определения разности напряжений в транзите, указатели повреждения кабелей и т.п.);
- плакаты и знаки безопасности;
- прочие средства защиты, изолирующие устройства и приспособления для ремонтных работ под напряжением в электроустановках напряжением 110 кВ и выше, а также в электросетях до 1000 В (полимерные и гибкие изоляторы; изолирующие лестницы, канаты, вставки телескопических вышек и подъемников; штанги для переноса и выравнивания потенциала; гибкие изолирующие покрытия и накладки и т.п.).

7.2 Расчет естественного освещения

Исходные данные:

- площадь – 72 м^2;
- высота потолка - 2,8 м;
- высота окна $h_{ок}$ =1,5 м;
- ширина окна $l_{ок}$ = 2м;
- высота начала окна $h_{н.ок}$ =1м;
- расстояние до рядом стоящего здания Р=13 м, высота 6 м.

Помещения, в которых постоянно находятся люди, должно иметь естественное освещение. Когда проектируют новые помещения или производят реконструкцию старых помещений, всегда производят расчет световых проемов в соответствии с требованиями СНиП РК 2.04-05-2002 «Естественное и искусственное освещение». Нормы проектирования.

Определяем площадь световых проемов при боковом освещении по

формуле:

$$100 \cdot \frac{S_0}{S_n} = \frac{e_N \cdot K_3 \cdot \eta_0}{\tau_0 \cdot r_1} \qquad (7.1)$$

где S_0 - площадь световых проемов при боковом освещении,м^2;

S_n - площадь пола помещения, м^2;

e_N – нормируемое значение коэффициента естественной освещенности;

τ_0 - общий коэффициент светопропускания определяют:

$$\tau_0 = \tau_1 \cdot \tau_2 \cdot \tau_3 \cdot \tau_4 \cdot \tau_5 , \qquad (7.2)$$

где τ_1 - коэффициент светопропускания материала;

τ_2 - коэффициент, учитывающий потери света в переплетах светопроема;

τ_3 - коэффициент, учитывающий потери света в несущих конструкциях;

τ_4 - коэффициент, учитывающий потери света в солнцезащитных устройствах;

τ_5 - коэффициент, учитывающий потери света в защитной сетке, устанавливаемой под фонарями, принимают равным 0,9.

По формуле (7.1) производят расчет необходимой площади световых проемов для проектируемого помещения. Нормированные значения коэффициента естественной освещенности e_N для зданий, располагаемых в различных районах следует определять по формуле:

$$e_N = e_n \cdot m_N , \qquad (7.3)$$

где N – номер группы обеспеченности естественным светом;

e_N – значение коэффициента естественной освещенности;

m_N - коэффициент светового климата.

Производим расчет для естественного освещения рассматриваемого помещения:

$$e_N = 1{,}5 \cdot 0{,}75 = 1{,}125\%, \qquad (7.4)$$

$$\tau_0 = 0{,}75 \cdot 0{,}7 \cdot 0{,}8 \cdot 1 \cdot 0{,}9 = 0{,}378,$$

где τ_1=0,75 - стекло оконное листовое, двойное;

τ_2=0,7 - переплеты деревянные, одинарные;

τ_3=0,8 - железобетонные и деревянные формы и арки;

τ_4=1 - убирающиеся регулируемые жалюзи и шторы

(межстекольные внутренние, наружные).

$$S_0 = \frac{72 \cdot 1{,}125 \cdot 1{,}2 \cdot 6 \cdot 1{,}2}{100 \cdot 0{,}378 \cdot 1{,}9} = 9{,}74 \ м^2 .$$

В результате проведенных расчетов площадь фонарей естественного освещения должна составлять не менее 9,74 м^2, рассматриваемое помещение имеет площадь фонарей 12 м^2.

7.3 Расчет искусственного освещения

В помещениях для искусственного освещения используются в основном люминесцентные лампы. Люминесцентная лампа — газоразрядный источник света, в котором электрический разряд в парах ртути создаёт ультрафиолетовое излучение, которое преобразуется в видимый свет с помощью люминофора. Люминесцентные лампы имеют электроды, которые представляют собой спираль из вольфрамовой нити, покрытую пастой из щелочноземельных металлов, обеспечивающей стабильный разряд. Эта паста в процессе работы со временем осыпается с электродов, выгорает и испаряется. Именно по этой причине люминесцентные лампы имеют конечный срок службы, зависящий в основном от качества электродов, скорости зажигания и т. п.

Срок службы таких ламп больше, чем у ламп накаливания, спираль которых испаряется с постоянной скоростью. Люминесцентные лампы имеют высокую световую отдачу (до 75 лм/Вт и более), продолжительный срок службы (до 10000 ч), малую яркость светящейся поверхности, спектральный состав излучаемого света, близкий к естественному, что обеспечивает хорошую цветопередачу.

Снизив при этом потребление электроэнергии на 50-83 %, а также увеличить срок службы ламп. Люминесцентные лампы нашли широкое применение в местном освещении рабочих мест, подсветке фасадов и т. п.

Но существуют и недостатки таких ламп, к ним можно отнести высокую пульсация светового потока, необходимость применения специальной пускорегулирующей аппаратуры, сложность их утилизации в связи с наличием в лампах паров ртути.

Для помещений, в которых предусматривается общее равномерное освещение горизонтальных поверхностей, освещение рассчитывают методом коэффициента использования светового потока. По этому методу расчетную освещенность на горизонтальной поверхности определяют с учетом светового потока, падающего от светильников непосредственно на поверхность и отраженного света от стен, потолка и самой поверхности. Так как этот метод учитывает долю 67 освещенности, создаваемую отраженным световым потоком, его применяют для расчета помещений, где отраженный световой поток играет существенную роль, т.е. для помещений со светлыми потоками и стенами при светильниках рассеянного, отраженного света. Площадь 7,2 м^2,

высотой 2,8 м, стены светлые, потолок побелен, жалюзи на окнах. Принимаем систему общего освещения с люминесцентными лампами второй группы ЛД (HPL-N):

1) мощность – 80 Вт;

2) световой поток $Ф_л$ - 3600 лм;

3) расчетное напряжение – 230 В.

Для расчета общего равномерного освещения при горизонтальной рабочей поверхности основным является метод светового потока (коэффициента использования), учитывающий световой поток, отраженный от потолка и стен. В основе этого метода лежит выражение:

$$E = \frac{F \cdot n_K \cdot N \cdot n}{k \cdot S \cdot Z} \quad , \qquad (7.5)$$

где E - освещенность, лк;

F - световой поток одной лампы, лм;

n_K - коэффициент использования светового потока, т.е. отношение потока, падающего на расчетную поверхность к суммарному потоку всех ламп; находится в зависимости от величины индекса помещения i и коэффициента отражения от потолков и стен, %;

N - число светильников общего освещения;

n=2 - число ламп в светильнике (для люминесцентных ламп);

k - коэффициент запаса, зависящий от вида технологического процесса и типа применяемых источников света ($K_З$=1,3-1,8);

S - площадь помещения 72 $м^2$ (12м×16м);

z – коэффициент неравномерности освещения (z=1,1 -для светильников с ЛЛ, располагаемых рядами).

Вид работ по степени точности относится к IV разряду, в соответствии с нормами наименьшей освещенности (ЛЛ) при различных типах электроламп. Показатель помещения i определен по формуле:

$$i = \frac{A \cdot B}{H_p\,(A + B)} \quad , \qquad (7.6)$$

где A и B - ширина и длина помещения, м (размеры помещения (12м×16м);

$H_р$– высота светильника над рабочей поверхностью, м ($H_р$=0,8).

$$i = \frac{12 \cdot 6}{0{,}8(12 + 6)} = 5.$$

По этому индексу помещения и коэффициенту отражения потолка, стен и пола определяем коэффициент использования светового потока для

люминесцентных ламп при $\rho_{пот} = 70\%$, $\rho_{ст} = 50\%$, $\rho_{пол} = 30\%$, $\eta = 64\%$.

Подставляя в формулу (7.3) значения составляющих находим Е:

$$E = \frac{3600 \cdot 0,64 \cdot 4 \cdot 2}{1,8 \cdot 72 \cdot 1,1} = 129 Лк$$

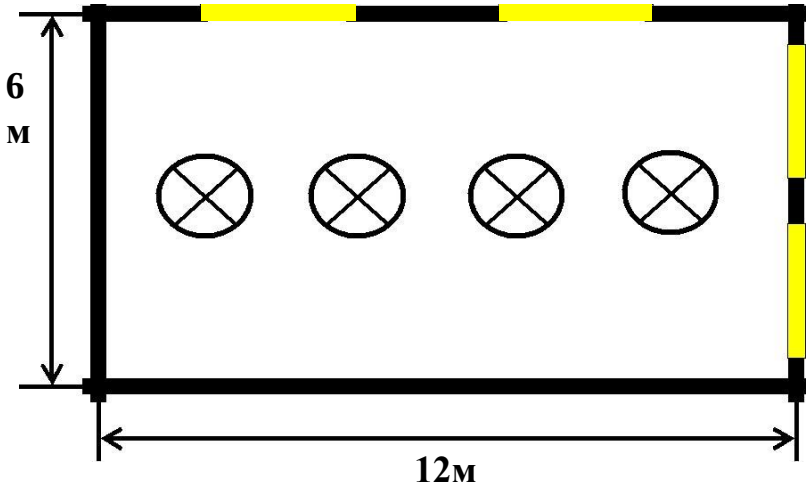


Рисунок 5.2 – Схема расположения светильников

Согласно требованиям, освещенность помещений для люминесцентных ламп должна составлять не менее 150-100 лм для видов работ малой точности. Используемые люминесцентные лампы второй группы ЛД обеспечивают освещенность 129 лм. На практике допускается отклонение светового потока выбранной лампы от расчетного до – 10% и + 20%, если это не выполняется, выбирается другая схема расположения светильников.

В рассматриваемом случае люминесцентные лампы обеспечивают необходимую освещенность в помещении. Проведенные расчет показали, что в выбранном нами варианте освещения все необходимые требования СНиП 23-05-95 – «Естественное и искусственное освещение» выполняются.

7.4 Вывод

Таким образом, в результате проведенной работы были произведены все необходимые расчеты для выбора наиболее целесообразного варианта освещения рабочего помещения и выполнена схема освещения рабочего помещения ПС «Экибастузская», при выборе варианта освещения были соблюдены все нормы и требования СНиП РК 2.04-05-2002 «Естественное и искусственное освещение. Также в данной работе для обеспечения электробезопасности рабочего персонала подстанции выполнен расчет заземляющего устройства ПС «Экибастузская» и построена схема заземляющего устройства.

8 Экономическая часть

8.1Анализ рынка сбыта

Павлодарская область в настоящее время – увеличивающаяся и динамично развивающаяся область Казахстана. Активное развитие инфраструктуры ведет к соответствующему росту потребления электрической энергии.

Данные по процентному соотношению групп потребителей электропотребления, представленные в виде графика показаны на рисунок 8.1.

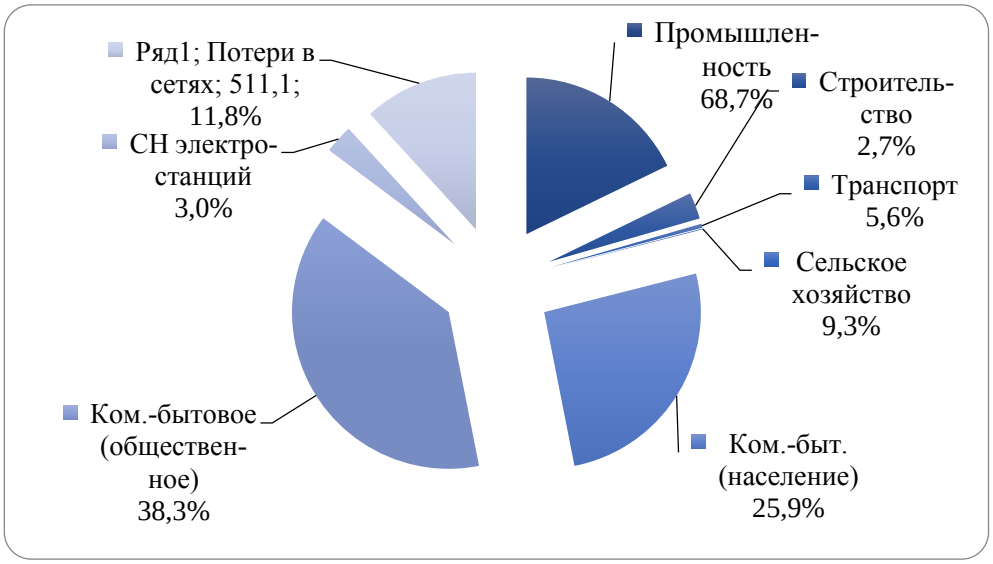


Рисунок 8.1- Электропотребление Павлодарской области по группам потребителей

8.2 Тарифы на электроэнергию

Тарифы на электроэнергию складываются из производителей, транспортировщиков и продавцов электричества. Производители обеспечивают выработку и продажу электрической энергии, до потребителей электроэнергию доставляют сетевые компании, предприятиям и населению электричество продают сбытовые организации. В целом цепочка выглядит следующим образом: производство электроэнергии – передача электроэнергии по сетям – снабжение потребителей. На рынке электроэнергетики действуют субъекты, каждый из которых выполняет свои определенные функции. Различные электрические станции производят электроэнергию. Далее электроэнергия по высоковольтным сетям, находящимся в принадлежности государственной компании АО «KEGOC», доходит до понизительных подстанций и дальше уже транспортируется по сетям региональных энергетических компаний. Электроэнергия, прежде чем дойти до потребителя, помимо сетей региональных энергетических компаний может побывать в сетях различных мелких энергопередающих организаций, к которым присоединён конечный потребитель. Таким образом, тариф

складывается из нескольких составляющих: производство и транспортировка электрической энергии. Помимо перечисленных затрат существуют затраты на осуществление деятельности энергоснабжающей организации.

Таким образом, конечный тариф на электроэнергию по Павлодарской области складывается из следующих составляющих:

- Цены производителя энергии;
- Цены на передачу электроэнергии по магистральным сетям;
- Цены за передачу и распределение по сетям АЖК;
- Услуги по регулированию и диспетчеризации.

Тарифы, дифференцированные в зависимости от объемов потребления электроэнергии для бытовых потребителей, действующие с 1 апреля 2015 года по Казахстану.

В Павлодарской области с 1 апреля действуют новые тарифы на электроэнергию. Тарифы повысились на 11%. Для рядовых потребителей один киловатт/час будет стоить 12тенге.

К основным видам деятельности данного предприятия относятся:

а) услуги по передаче и распределению электроэнергии;

б) покупка электроэнергии с целью ее перепродажи.

Таблица 8.1 - Потребление и потери электроэнергии

Наименование	
Отпуск электроэнергии в сеть, млн. кВт·ч	1400
Потери, %	15
Потери, млн. кВт·ч	210
Полезный отпуск, млн. кВт·ч	1190

Подстанция покупает электроэнергию у АГРЭС по тарифу 5,2 тенге/кВтч, тариф на передачу электроэнергии составляет 2,6 тенге/кВтч. ГЭС входит в состав Экибастузского энергоузла. Для всех станций, входящих в состав АПК установлен единый среднеотпускной тариф в размере $Т_{сротп}$=12 тенге/кВтч.

Доход предприятия составляет 1190·12=14280 млн.тенге.

В этом случае затраты составляют 1190·7,8=9282 млн.тенге.

В этом случае прибыль организации составляет:

Доход-Затраты=14280-9282=4998 млн. тенге.

С учетом налога на прибыль в размере 20 %, чистая прибыль составляет: 4998·0,8=3998,4 млн. тенге.

Чистая прибыль распределяется следующим образом:

20%-на возмещение убытков социальной сферы;

30% - на выплату дивидендов акционерам;

50%- на возврат кредита.

Для первого варианта необходимо:
I_0=13432,82, млн.тенге, CF=1999,2, млн.тенге, r=12%.

8.3 Метод чистой текущей стоимости

Этот метод основан на сопоставлении величины исходной инвестиции (I_o) с общей суммой дисконтированных чистых денежных поступлений, генерируемых ею в течение прогнозируемого срока. Поскольку приток денежных средств распределен во времени, он дисконтируется с помощью коэффициента r, устанавливаемого аналитиком (инвестором) самостоятельно исходя из ежегодного процента возврата, который он хочет или может иметь на инвестируемый им капитал.

Допустим, делается прогноз, что инвестиция (I_o) будет генерировать в течение n лет, годовые доходы в размере CF_1, CF_2, ..., CF_n. Чистый приведенный эффект (NPV) рассчитывается по формуле:

$$NPV = \sum_n \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_o , \qquad (8.13)$$

Очевидно, что если: NPV > 0, то проект следует принять;
NPV < 0, то проект следует отвергнуть;
NPV = 0, то проект ни прибыльный, ни убыточный.

8.4 Метод внутренней нормы прибыли

Под нормой рентабельности инвестиции (IRR) понимают значение коэффициента дисконтирования, при котором NPV проекта равен нулю:
IRR = r, при котором NPV = f(r) = 0.

Смысл расчета этого коэффициента при анализе эффективности планируемых инвестиций заключается в следующем: IRR показывает максимально допустимый относительный уровень расходов, которые могут быть ассоциированы с данным проектом. Например, если проект полностью финансируется за счет ссуды коммерческого банка, то значение IRR показывает верхнюю границу допустимого уровня банковской процентной ставки, превышение которого делает проект убыточным.

На практике любое предприятие финансирует свою деятельность, в том числе и инвестиционную, из различных источников. В качестве платы за пользование авансированными в деятельность предприятия финансовыми ресурсами оно уплачивает проценты, дивиденды, вознаграждения и т.п., т.е. несет некоторые обоснованные расходы на поддержание своего экономического потенциала. Показатель, характеризующий относительный уровень этих расходов, можно назвать "ценой" авансированного капитала (CC). Этот показатель отражает сложившийся на предприятии минимум возврата на вложенный в его деятельность капитал, его рентабельность и рассчитывается по формуле средней арифметической взвешенной.

Экономический смысл этого показателя заключается в следующем: предприятие может принимать любые решения инвестиционного характера,

уровень рентабельности которых не ниже текущего значения показателя СС (или цены источника средств для данного проекта, если он имеет целевой источник).

$$IRR = r_1 + \frac{NPV_1}{NPV_1 - NPV_2}(r_2 - r_1) \qquad (8.14)$$

где r_1, r_2 – процентные ставки;

NPV_1, NPV_2 – чистая текущая стоимость при процентных ставках r_1, r_2.

Результаты расчета сведем в таблицу 8.11.

Таблица 8.8 – Расчет NPV при различных процентных ставках I варианта

Годы	CF	R12	PV12	R15	PV15
0	-13432,82	1	-13432,82		-13432,82
1	1999,2	0,892857	1784,99	0,869565	344,0348
2	1999,2	0,797194	1593,75	0,756144	299,1607
3	1999,2	0,71178	1422,99	0,657516	260,1397
4	1999,2	0,635518	1270,53	0,571753	226,2085
5	1999,2	0,567427	1134,4	0,497177	196,703
6	1999,2	0,506631	1012,86	0,432328	171,0461
7	1999,2	0,452349	904,34	0,375937	148,7357
8	1999,2	0,403883	807,44	0,326902	129,3354
9	1999,2	0,36061	720,93	0,284262	112,4656
10	1999,2	0,321973	643,69	0,247185	97,79616
11	1999,2	0,287476	574,72	0,214943	85,04014
12	1999,2	0,256675	513,14	0,186907	73,94794
13	1999,2	0,229174	458,16	0,162528	64,30256
14	1999,2	0,20462	409,08	0,141329	55,91527
15	1999,2	0,182696	365,25	0,122894	48,62197
NPV			183,28		-1742,82

По формуле (8.14) рассчитаем IRR:

$$IRR = r_1 + \frac{NPV_1}{NPV_1 - NPV_2}(r_2 - r_1) = 12 + \frac{183.28}{183.28 + 1742.82}(15 - 12) = 12{,}029\%$$

8.5 Метод расчета окупаемости инвестиций

Метод заключается в определении срока, который необходим для возмещения суммы первоначальных инвестиций. У метода есть недостаток, он не учитывает ценности денег во времени и не учитывает, что после срока окупаемости денежные поступления могут быть значительно больше.

$$PP = \frac{I_0}{CF}, \qquad (8.15)$$

где I_0 – первоначальные инвестиции;

CF –денежный поток.

$$PP = \frac{13432.82}{1999.2} = 6 \text{ лет 7 месяцев.}$$

Для второго варианта необходимо:

I_0=13461,64, млн.тенге, CF=1999,2, млн.тенге, r=12%.

Таблица 8.9 – Расчет NPV при различных процентных ставках II варианта

Годы	CF	R12	PV12	R15	PV15
0	-13461,64	1	-13461,64		-13461,64
1	1999,2	0,892857	1784,99	0,869565	1738,4
2	1999,2	0,797194	1593,75	0,756144	1511,7
3	1999,2	0,71178	1422,99	0,657516	1314,5
4	1999,2	0,635518	1270,53	0,571753	1143
5	1999,2	0,567427	1134,40	0,497177	993,96
6	1999,2	0,506631	1012,86	0,432328	864,31
7	1999,2	0,452349	904,34	0,375937	751,57
8	1999,2	0,403883	807,44	0,326902	653,54
9	1999,2	0,36061	720,93	0,284262	568,3
10	1999,2	0,321973	643,69	0,247185	494,17
11	1999,2	0,287476	574,72	0,214943	429,71
12	1999,2	0,256675	513,14	0,186907	373,66
13	1999,2	0,229174	458,16	0,162528	324,93
14	1999,2	0,20462	409,08	0,141329	282,54
15	1999,2	0,182696	365,25	0,122894	245,69
NPV			154,63		-1771,64

По формуле (8.14) рассчитаем IRR:

$$IRR = r_1 + \frac{NPV_1}{NPV_1 - NPV_2}(r_2 - r_1) = 12 + \frac{154.63}{154.63 + 1771.64}(15 - 12) = 12{,}024\%$$

По формуле (8.15) рассчитаем PP:

$$PP = \frac{13461.64}{1999.2} = 6 \text{ лет 8 месяцев.}$$

Таким образом принимаем первый вариант для дальнейших расчетов. Кредит берем в БТА банке под 12% годовых, сроком на 7 лет.

Заключение

В данном дипломном проекте представлен расчет и анализ различных режимов работы электрической сети Павлодарской области 220 кВ

В ходе дипломного проекта были рассчитаны параметры различных линий сечений проводов и марок. Составлена схема замещения для выполнения расчета в программе RASTR и проведены подготовительные расчеты для среднего летнего минимума и среднего зимнего максимума, а также рассчитаны эти режимы с учетом перспективного роста нагрузок. Произведен расчет и анализ годовых потерь в существующей сети с в сетях с учетом перспективного роста нагрузок.

Так же были рассмотрены экономическая часть и раздел «Безопасность жизнедеятельности».

Список литературы

1 Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.

2 Учебно-методические и учебные и учебные работы. Общие требования к построению, изложению, оформлению и содержанию учебно-методических и учебных работ.

3 Правила устройства электроустановок, Астана, 2015-375с.

4 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов – 10-е изд., перераб. и доп. –2013-448с.

5 Программный комплекс «RastrWin3». Руководство пользователя. Неуймин Владимир Геннадьевич, Машалов Евгений Владимирович, Александров Александр Сергеевич, Багрянцев Алексей Александрович, 2012.

6 Абдимуратов Ж.С., Мананбаева С.Е. Безопасность жизнедеятельности. Методические указания к выполнению раздела «Расчет производственного освещения» в выпускных работах для всех специальностей. Бакалавриат - Алматы: АИЭС, 2009. - 20 с.

7 Жакупов А. А., Валиева Л. Ш., Соколова И. С. Экономика отрасли. Конспект лекций для студентов специальности 5В071800 – Электроэнергетика - Алматы: АУЭС, 2013. – 50 с.

8 Справочник по электрическим установкам высокого напряжения / Под. Ред. И. А. Баумштейна, С. А. Бажанова. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989 – 768 с.

9 С. Рокотян, И.М. Шапиро. Справочник по проектированию электро-энергетических систем. Третье издание, переработанное и дополненное. Москва, Энергоатомиздат, 1985.

10 Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. Пособие для вузов – 4-е изд., перераб. и доп. М: Энергоатомиздат, 1989-608с.: ил

11 http://ru Wikipedia.org/wiki/Павлодарская_область (дата обращения 10.03.16 г.).

12 http://www.kegoc.kz/ru.

13 Служба ПС АО «KEGOC» Северные МЭС.