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, доцент
(Ф.И.О., ученая степень, звание)
_____ «20» 06 **20 16 г.**
(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Оптимизация режимов работа распределительных электрических сетей по напряжению на примере РЭС 1 г. Алматы

Специальность 5В071800 - Электроэнергетика

Выполнил (а) Шабельский А.В. ЭСС-12-2
(Фамилия и инициалы) группа

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

Консультанты:

по экономической части:
Вамиева Л.Ш., к.э.н., доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «20» июня 20 16 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:
Мазаев И.Ф., к.н., проф.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «17» 06 20 16 г.
(подпись)

Нормоконтролер: Соколова И.С ст. пр.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «20» 06 20 16 г.
(подпись)

Рецензент: _____
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «_____» _____ 20___ г.
(подпись)

Алматы 2016 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет Электроэнергетический
Специальность 5В071800 - Электроэнергетика
Кафедра Электрические станции, сети и системы

ЗАДАНИЕ
на выполнение дипломного проекта

Студент Шабельский Александр Владимирович
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Оптимизация режимов работы распределительных электрических сетей по напряжению на примере РЭС-1 г. Алматы
утверждена приказом ректора № 148 от «19» октября 2015 г.
Срок сдачи законченной работы «___» _____ 20___ г.
Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта
Данные нагрузок зимнего и летнего режимов (сезонов) электрической сети РЭС-1 г. Алматы РЭС-1, РП-2

Перечень подлежащих разработке дипломного проекта вопросов или краткое содержание дипломного проекта:
Анализ потерь оптимизации в распределительных сетях; анализ режимов работы электрических сетей 6/0,4 кВ, РП-2, РЭС-1; расчет режимов работы схемы РП-2 (11-ть ТП); установка конденсаторных батарей на 4-ех ТП; расчет эффективности установки компенсации реактивной мощности в сетях 6-10 кВ; безопасность жизнедеятельности

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

Принципиальная схема электроснабжения района города; типовые графики нагрузок; общая структура потерь электроэнергии в сетях 6-10/0,4 кВ; типовой перечень мероприятий по снижению потерь; однолинейная схема РП-2; упрощенная схема РП-2; полученные расчетные данные режимов работы (зима, лето).

Рекомендуемая основная литература

1. С.Е. Соколов „Регулирование реактивной мощности и напряжения в электрических сетях" - Алма-Ата, 1982г. - 135 с.
2. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: Под. ред. В.А. Манаров. - М: Высшая школа, 2005.
3. Правила устройства электроустановок Республики Казахстан (ПУЭ), 2015.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Экономическая часть	Вамиева Л.Ш.	19.05 - 20.06.16	
БЖД	Мозалев И.Ф.	17.06.16	

Г Р А Ф И К
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1.	Сбор материалов	06.01.2016 -	
		- 26.01.2016	
2.	Анализ потерь электро-	28.01.2016 -	
	энергии в сетях 6-10кВ	- 12.02.2016	
3.	Мероприятия по сни-	20.02.2016 -	
	жению потерь	01.03.2016.	
4.	Анализ режимов рабо-	03.03.2016 -	
	та эл. сетей, РЭС-1, РП-2	10.03.2016	
5.	Составление схемы за-	11.03.2016 -	
	мещения, расчет пара-	15.03.2016	
	метров сети	2	
6.	Расчет режимов работы	22.03.2016 -	
	РП-2, РЭС-1	- 01.04.2016	
7.	Установка конденсатор-	07.04.2016 -	
	ных батарей на РП-2	- 18.04.2016	
8.	Анализ режимов и ре-	20.04.2016	
	комендации по разме-	- 26.04.2016	
	щению		
9.	Экономическая часть	01.05.2016 -	
		12.05.2016	
10.	Безопасность жизне-	15.05.2016 -	
	деятельности	30.05.2016	

Дата выдачи задания «19» октября 2015 г.

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

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

Задание принял к исполнению
студент _____ Шабельский А.В.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Аннотация

В настоящем дипломном проекте был рассмотрен вопрос о компенсации реактивной мощности в распредсетях городского типа. На примере РЭС-1 был проведен выбор мощностей и места установки НКБ; рассчитаны режимы работы сети с существующими и с перспективными нагрузками. Также в работе освещены вопросы по экономической части и безопасности жизнедеятельности.

Андатпа

Бұл тезис жоба қалалық типтегі бөлу реактивті қуатты өтеу мәселесі қарастырылды. Мысалы, ЖЭК-1 жүргізілді және орын НКБ орнату қуаты ауқымы; қолданыстағы және перспективалық жүктемелер жобаланған желілік операциялық режимдері. Сондай-ақ, экономикалық және өмір тіршілігінің қауіпсіздігі мәселелері қамтылған.

Annotation

In this diploma project addressed the issue of reactive power compensation in distribution of urban type. For example, RES-1 was carried out and the capacity range of places NCU installation; designed network operating modes with existing and prospective loads. Also covered in the questions of the economic and life safety.

Содержание

Введение. 7
1 Анализ потерь оптимизации в распределительных сетях. 8
2 Анализ режимов работы электрических сетей 6/0,4 кВ, РП-2, РЭС-1. 13
2.1 Общие сведения о РЭС-1. 13
2.2 Схема и общие сведения о РП-2. 14
2.3 Структура и анализ нагрузок. 15
2.4 Составление схемы замещения, расчет параметров сети и построение суточных графиков нагрузки. 17
3 Расчет режимов работы схемы РП-2 (ТП-3485, ТП-3413, ТП-3486, ТП-3404, ТП-3487, ТП-3488, ТП-3489, ТП-3490, ТП-3432, ТП-3480, ТП-3479). 20
3.1 Расчет режимов работы существующей схемы сети 20
3.2 Расчет режимов работы схемы РП-2 (ТП-3485,ТП-3413, ТП-3486, ТП-3404, ТП-3487, ТП-3488, ТП-3489, ТП-3490, ТП-3432, ТП-3480, ТП-3479) с учетом перспективного роста нагрузок. 27
4 Установка конденсаторных батарей на ТП-3413, ТП-3486, ТП-3487, ТП-3489. 33
4.1 Выбор НКБ. 33
4.2 Расчет режимов с учетом перспективного роста нагрузок для РП-2 при установке НКБ на шины 0,4 кВ. 34
4.3 Анализ расчетов и рекомендации к размещению. 40
5 Расчет эффективности установки компенсации реактивной мощности в сетях 6 - 10 кВ. 41
5.1 Характеристика потребителей. 41
5.2 Характеристика компенсирующих устройств. 42
5.3 Расчет потерь электроэнергии. 43

5.4 Расчет капитальных вложений. 44
6 Безопасность жизнедеятельности. 46
6.1 Анализ условий труда при обслуживании подстанции. 46
6.2 Расчет естественного освещения диспетчерского пункта. 47
6.3 Расчет искусственного освещения. 50
6.4 Автоматическое пожаротушение. 52
Заключение. 59
Список литературы. 60

Введение

Современное общество невозможно представить без электричества и электроэнергии. Электроэнергия оставила огромный след во всех сферах жизни: в науке, в производстве, в быту. Жизнь была бы менее комфортна без теле- и радиокоммуникаций, без удобных электрически бытовых приборов и в особенности без простого освещения.

Потребность в электрической энергии для человечества увеличивается каждый год, все больше и больше.

Связано это в основном с ростом производства. А с ростом производства появляются новые пункты электрической нагрузки (заводы и предприятия) или увеличивается мощность старых. Это ведет к необходимости строительства новых сетей или реорганизации уже существующих.

Перед инженерами встает задача не просто «соединить» источники питания с нагрузкой, а спроектировать сеть таким образом, чтобы она обладала достаточной надежностью и наиболее выгодным соотношением между капиталовложением на строительство и издержками на содержание и ремонт. Также нельзя забывать и про потери мощности в сети: неудачно спроектированная сеть может нести колоссальные электрические потери, а это в свою очередь увеличивает себестоимость энергии. В случае развития существующих сетей проектировщикам необходимо минимизировать изменения в их конструкциях. Практически всегда эти задачи имеют не единственное «решение», и инженерам приходится делать выбор между наиболее оптимальными проектами сети. Этот выбор не очевиден и приходится прибегать к технико-экономическому сравнению удачных вариантов, и на его основании делают окончательный выбор.

Выбор компенсирующих устройств заключается в определении их вида, номинальной мощности и мест установки в электрической сети при одновременном оптимальном использовании уже имеющихся источников реактивной мощности.

В данном дипломном проекте были рассмотрены общие понятия о распредсетях городского типа, а также проблемы оптимизации режимов сети. Был произведен выбор батарей конденсаторов, их мощность и оптимальное место установки, проведены расчеты с разными режимами сети, сделаны общие выводы по проделанной работе.

1 Анализ потерь оптимизации в распределительных сетях

Структура потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях. Потери электроэнергии — это «технологический расход электроэнергии на передачу по электрическим сетям» [1].

Главной задачей энергообъединений (энергосистем) – бесперебойное обеспечение потребителей тепловой и электрической энергией нормированного качества при минимизированных затратах на генерирование, транспортировку и перераспределение энергии. Традиционно данная задача вследствие ее многокритериальности в едином облике не находит серьёзного решения и приводит к решению по одному критерию при замене всех других лимитов.

Некоторая часть сгенерированной электроэнергии уходит в электрических сетях на создание электрических и магнитных полей и является необходимым технологическим расходом на ее транспортировку. Учитывая, что полезно отпущенная потребителям энергия $W_{n,o}$ меньше, чем энергия, отпущенная в сеть, $W_{o,c}$, технологический расход энергии на транспортировку традиционно называют потерями ΔW_m (техническими потерями). К нереализованной энергии также относят производственные нужды $\Delta W_{n,н}$ – часть энергии, израсходованная в сетях на производственные нужды энергосистем (ремонтные базы, электрокотельные и т. п.), не связанная непосредственно с передачей энергии.

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

$$W_{o,c} = W_{n,o} + \Delta W_m + \Delta W_{n,н} \pm \Delta W_{комм}, \qquad (1.1)$$

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

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

Потери электроэнергии разделяют на потери холостого хода ΔW_x и нагрузочные потери $\Delta W_н$. К ΔW_x (потерям х.х.) относят постоянные потери холостого хода оборудования, коронирование ЛЭП и т. п. В итоге, они в малой степени изменяются при изменении нагрузки элемента, но этим изменением можно пренебречь.

Нагрузочные потери — это часть убытков, которая зависит от нагрузки элемента. Ниже рассматриваются методы расчета, связанные главным образом с нагрузочными потерями, а методы прогнозирования потерь основываются в качестве исходной информации с полными потерями.

Системы энергоснабжения постоянно модернизируется для обеспечения передачи энергии потребителям с минимальными потерями в связи с естественным ростом нагрузок и изменением их концентрации по территории. Уровень потерь энергии предопределен на стадии проектирования, основанный на определении экономической эффективности, вкладываемых в развитие электрических сетей. Методы проектирования, основанные на определении экономической эффективности решения, помогают получить оптимальное решение для определенного времени в развитии сети и соответствующих ему нагрузок потребителей. В итоге этого решения получается технико-экономически обоснованный проектный уровень потерь. Исключая ошибки в прогнозе нагрузок и отставаний в развитии сети, то можно прогнозировать, что фактические потери будут приближенно равны к проектному уровню и не будет необходимости в технических мероприятиях, дополнительно разрабатываемых энергосистемами для уменьшения потерь в сети.

В том случае если потери (фактические) энергии в энергосистеме ниже прогнозируемого уровня, то можно утверждать, что это достигается за счет быстрого роста пропускной способности сети или за счет экономически неоправданных инвестиций на меры по снижению потерь в сети. Но даже в этом случае энергосистеме необходимо организовывать меры по снижению потерь энергии, для совершенствования эксплуатационного обслуживания сетей и оптимизацию режимов работы и схемы сети. Как правило, организационные мероприятия осуществляются без дополнительных капиталовложений.

Если фактические потери выше уровня проектных потерь можно предполагать, что существует отставание в темпах роста пропускной способности сети по сравнению со схемой развития, или прогрессирующий рост нагрузок. В этом случае система должна внедрить и разработать эффективные меры по снижению потерь в сетях, что приводит к реконструкции сети.

Поскольку сетевые ремонтные мероприятия, как правило, проводятся с целью повышения экономичности и надежности работы сети, приводят к повышению качества электроэнергии, поставляемой потребителям, то при установлении их эффективности следует учитывать все составляющие эффекта.

В условиях эксплуатации широко используется показатель отчетные потери, определяемые из (1.1), кВт·ч:

$$\Delta W_o = W_{o,c} - \Delta W_{n,o} - \Delta W_{n,o}, \tag{1.2}$$

или в процентах:

$$W_o = \Delta W_o \cdot \frac{\Delta W_o}{\Delta W_{o,c}} \cdot 100. \tag{1.3}$$

Потери энергии планируются, как и другие показатели экономичности работы сети, поэтому в дальнейшей работе мы встречаемся с понятием плановые потери — заданные на плановый период для ожидаемого режима работы системы потери энергии.

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

1) выбор эффективных мероприятий по снижению потерь энергии;

2) выявление очагов потерь и определение путей снижения потерь;

3) прогнозирование потерь в энергосистеме и планирование её сетевым предприятиям;

4) расчёт потерь энергии как показателя работы энергосистемы.

На различных этапах проектирования развития сети, как следует из сказанного, планирование режима и мониторинг режима системы постоянно решается задача уменьшения потерь энергии (в некоторых задачах потерь мощности). В таких случаях, когда максимальный эффект достигается за счёт поддержки остальных критериев экономичности, потери могут использоваться как ограничения.

Для изучения изменчивости тенденций в различных компонентах потери сетевых элементов, выделения "очагов" потерь и оценки целесообразности деятельности проявится анализ структуры потерь энергии. Относительные потери в различных энергетических системах, в зависимости от схемы и назначения электрических сетей (транспорт, система, распределение), уровень их загрузки, доля потребителей, которые получают питание на более высоком диапазоне напряжений от 4 до 16% энергии, полученная в сети. Также варьируются в широких пределах и потери отдельных компонентов.

Для простоты анализа потери энергии в электрических сетях должны быть разделены на технологически необходимое потребление электроэнергии при передаче ее в оптимальных условиях эксплуатации энергосистемы; оптимальные технологические потери и фактические потери энергии - дополнительные технологические потери отклонения от оптимального режима. Эта классификация показывает, что потеря энергии не является необходимым, и их сокращение является экономически целесообразным.

Количественный анализ выполняется, когда потери энергии представляют в зависимости от основных факторов, оказывающих влияние. Они включают в себя загрузку линии передачи, обменный поток мощности, степень компенсации реактивной мощности, степень приближения к оптимальному режиму, уровень автоматизации сетевого режима, уровень потерь холостого хода электрического и коммерческих потерь.

Потоки обмена оказывают существенное влияние на потери энергии в магистральных и распределительных сетях системы при изменении уровней напряжения в ключевых точках в системе.

Увеличение потерь в результате обмена потоками в основном относится к требуемому потреблению энергии процесса и может быть оправдано технико-экономической при одновременном снижении совокупной стоимости производства, передачи и распределения энергии. В то же время есть некоторые потери из-за отклонения от оптимального режима при загрузке станций, работающих на топливе с резервированием. По-видимому, обменные потоки будут непрерывно возрастать, особенно при передаче больших мощностей.

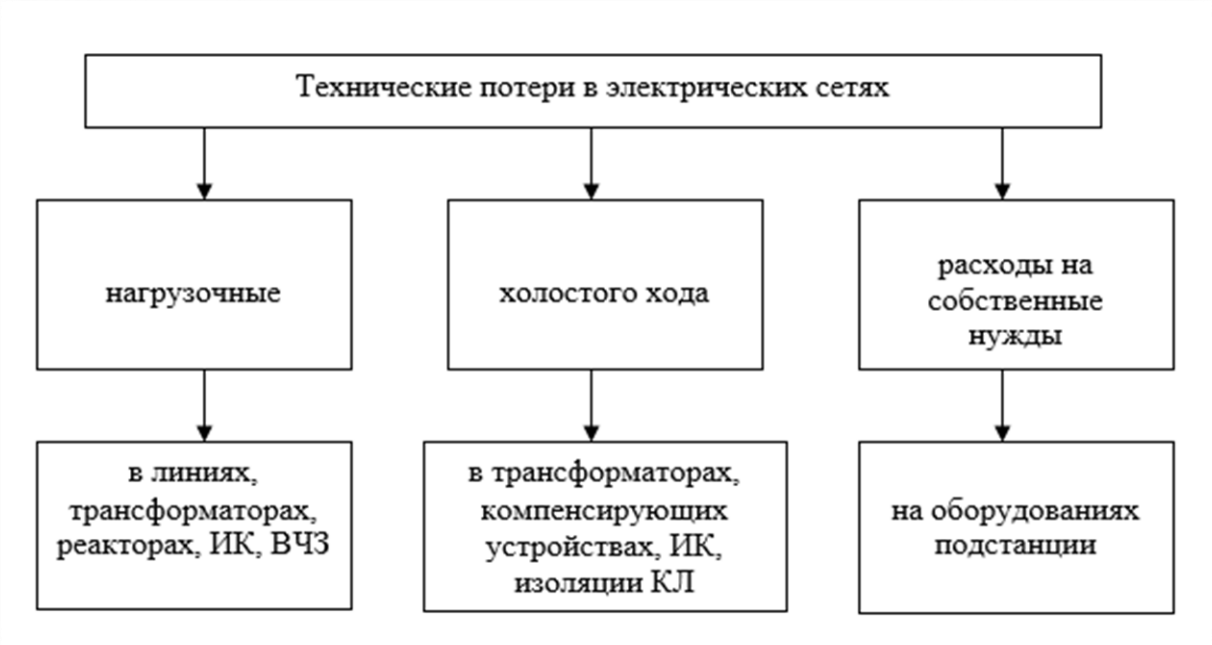


Рисунок 1.1 - Структура технических потерь в распределительных электрических сетях.



Рисунок 1.2 - Структура мероприятии по снижению потерь электроэнергии

2 Анализ режимов работы электрических сетей 6/0,4 кВ, РП-2, РЭС-1

2.1 Общие сведения о РЭС-1

Производственное структурное подразделение РЭС-1 было образовано в 1978 году. Данное подразделение относится к Управлению Городских электрических сетей закрытого акционерного общества «АлатауЖарықКомпаниясы» (АО «АЖК»).

В настоящее время зоной обслуживания РЭС-1 является: от ул. Гоголя до мкр. Дархан (с юга на север), от мкр. Айшабиби до ул. Тлендиева (с востока на запад). Охватывает такие районы города Алматы, как Алмалинский, Алатауский, Жетысуйский, Турксибский. Общая площадь РЭС-1 составляет 49 км^2.

Количество обслуживаемых абонентов бытовых – 64500, по договору – 2300.

Основные сети и основное оборудование РЭС-1 по состоянию на 1 января 2016 года приведены в таблицах 2.1 – 2.2 соответственно.

Таблица 2.1 – Данные по основным сетям РЭС-1

Электрические сети по классам напряжения	Общий объем электросетей км, (по цепям)	Соответствуют требованиям эксплуатации км / %		Не соответствуют требованиям эксплуатации км / %	
ВЛ – 0,38 кВ	379,2951	323,455	85	55,840	15
ВЛ – 6-10 кВ	43,123	41,118	95	2,005	5
Всего ВЛ:	422,418	364,573	86	57,845	14
КЛ – 0,38 кВ	89,1366	54,861	62	34,276	38
КЛ – 6-10 кВ	359,319	224,728	63	134,591	37
Всего КЛ:	448,456	279,589	62	168,867	38

Таблица 2.2 – Данные по основному оборудованию РЭС-1

Оборудования 6-10/0,4 кВ	Количество, шт.	Соответствуют требованиям эксплуатации шт / %		Не соответствуют требованиям эксплуатации шт / %	
ТП - 6-10/0,4 кВ	322	309	96	13	4
ТП - 6-10/0,4 кВ проработавшие 25 и более лет	193	179	93	14	7

Важным и основным направлением для РЭС — 1 является обеспечение населения надежными и качественными услугами.

2.2 Схема и общие сведения о РП-2

На РП—2 нагрузки городского типа к которым относятся – освещение, бытовое оборудование (плиты, стиральные машины, холодильные установки, телевизоры и т.п.). Параметры ВЛ, КЛ и питающих трансформаторов не равнозначные. На рисунке 2.1 изображена однолинейная схема распределительного пункта.

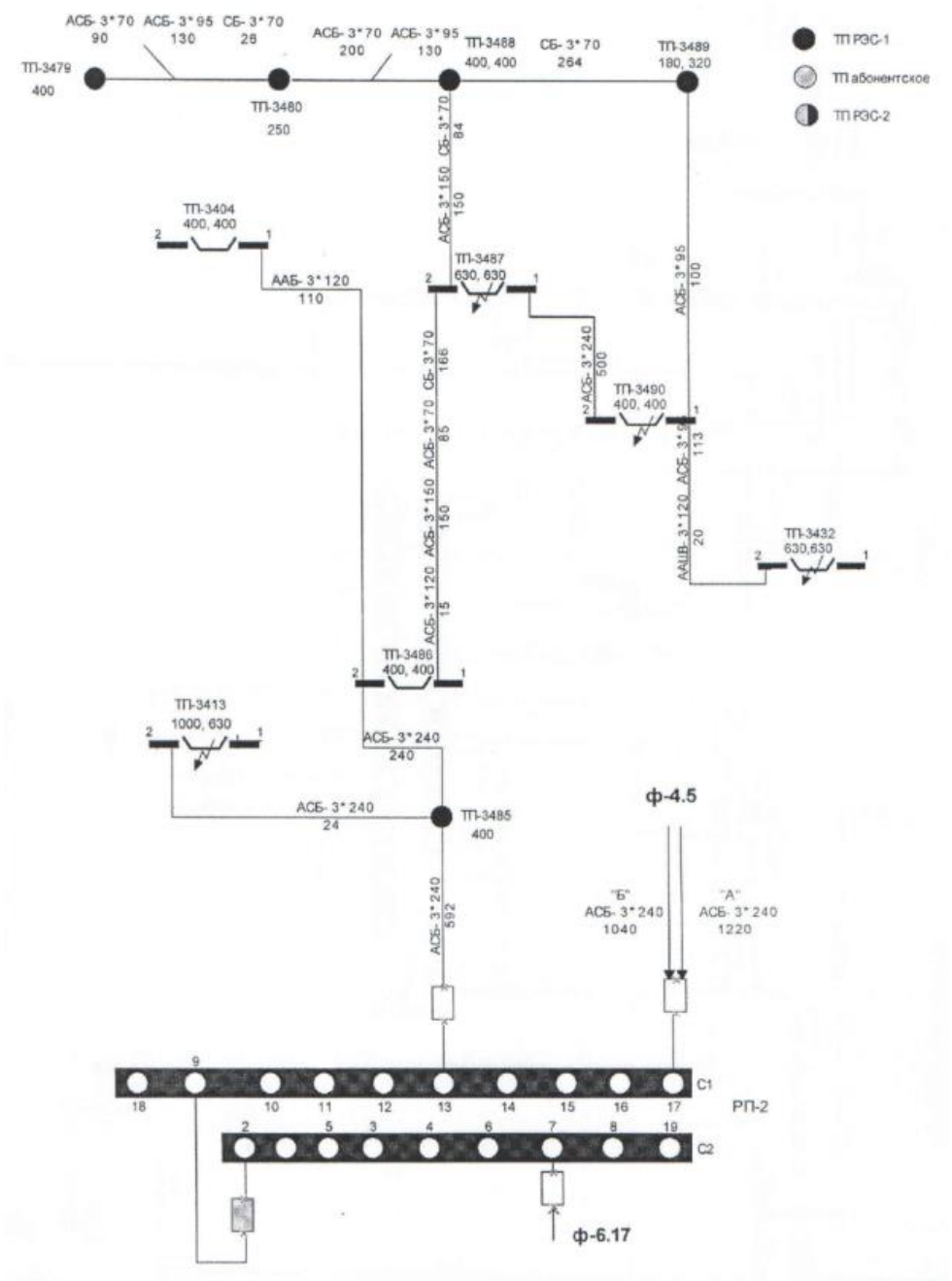


Рисунок 2.1 – Однолинейная схема РП-2

2.3 Структура и анализ нагрузок

На сегодняшний день городские сети находятся в таком состоянии, когда очень важно и необходимо принимать все возможные меры для восстановления рабочих характеристик к их стандартным значениям. Причиной этого является устаревание электрооборудования, неожиданные подключения и огромные потери в распредсетях 6-10/0,4кВ (ВЛ и КЛ).

Данные по нагрузкам приведем в таблицу 2.3. Нужно отметить что нагрузки приведены по нормальному режиму, они имеют разный характер, указанный в пункте 2.2.

Таблица 2.3 – Данные по токовым нагрузкам и напряжению на 11-ти ТП

№ ТП	Секция №	Мощность Тр-ра, кВА	Ном. ток, А	Загр. тр-ра,%	Нагрузка, А					Напряжение на СШ-0,4кВ		
					Напр	I_a	I_b	I_c	0	a_0	b_0	c_0
ТП-3404	1	ТМ-400/6	578	35,81	Гл. руб	207	134	173	48	230	242	239
ТП-3404	2	ТМ-400/6	578	9,86	Гл. руб	57	50	43	0	227	225	225
ТП-3402	1	ТМ-630/6	910	24,18	Гл. руб	220	190	189	97	229	224	232
ТП-3402	2	ТМ-630/6	910	26,15	Гл. руб	217	238	224	81	235	234	233
ТП-3413	1	ТМ-1000/6	1445	37,58	Гл. руб	505	543	463		223	223	222
ТП-3413	2	ТМ-1000/6	1445	54,95	Гл. руб тр/р №2	787	775	794		223	226	225
ТП-3414	1	ТМ-400/6	578	41,18	Гл. руб	220	201	238	71	241	242	240
ТП-3414	2	ТМ-400/6	578		Отключен							
ТП-3485	1	ТМ-400/6	578	25,78	Гл. руб	107	130	149	35	241	236	239
ТП-3486	2	ТМ-400/6	578	24,05	Гл. руб	117	139	113	36	229	227	229
ТП-3486	1	Откл.			Гл. руб							
ТП-3487	1	ТМ-630/6	910	0,00	Отключен							
ТП-3487	2	ТМ-630/6	910	29,67	Гл. руб	270	270	270				

Продолжение таблицы 2.3

ТП-3488	1	ТМ-400/6	578	2,60	Гл. руб	15	15	15				
ТП-3488	2	ТМ-400/6	578	7,79	Гл. руб	45	45	45				
ТП-3489	1	ТМ-320/6	462	16,23	Гл. руб	75	75	75				
ТП-3489	2	ТМ-180/6	260	11,54	Гл. руб	30	30	30				
ТП-3490	1	ТМ-400/6	578	12,98	Гл. руб	75	75	75				
ТП-3490	2	ТМ-400/6	578	0,00	Гл. руб	0	0	0				
ТП-3491	1	ТМ-560/6	809,2	13,59	Гл. руб	110	92	81	27	237	238	237
ТП-3492	1	ТМ-630/6	910	28,24	Гл. руб	257	220	233	64	231	230	232
ТП-3478	1	ТМ-630/6	910	29,78	Гл. руб	271	234	204	16	227	223	230
ТП-3478	2	ТМ-630/6	910	19,01	Гл. руб	152	118	173	22	233	231	227
ТП-3479	1	ТМ-400/6	578	29,24	Гл. руб	163	169	167	47	242	242	242
ТП-3480	1	ТМ-250/6	361,2	62,29	Гл. руб	171	170	225	58	240	242	235
ТП-3432	1	ТМ-400/6	578	7,79	Гл. руб	45	45	45				
ТП-3432	2	ТМ-400/6	578	12,98	Гл. руб	75	75	75				
ТП-3446	1	ТС-1000/6	1445	14,53	Гл. руб	210	210	210				
ТП-3446	2	ТС-1000/6	1445	9,34	Гл. руб	135	135	135				
ТП-3446	3	ТС-1000/6	1445	25,95	Гл. руб	375	375	375				
ТП-3446	4	ТС-1000/6	1445	20,76	Гл. руб	300	300	300				

2.4 Составление схемы замещения, расчет параметров сети и построение суточных графиков нагрузки

Чтобы составить схему замещения необходимо сначала провести расчет параметров схемы замещения, используя справочные данные и исходные данные. Для этого проведем расчет параметров ЛЭП, транформаторов и узловой нагрузки.

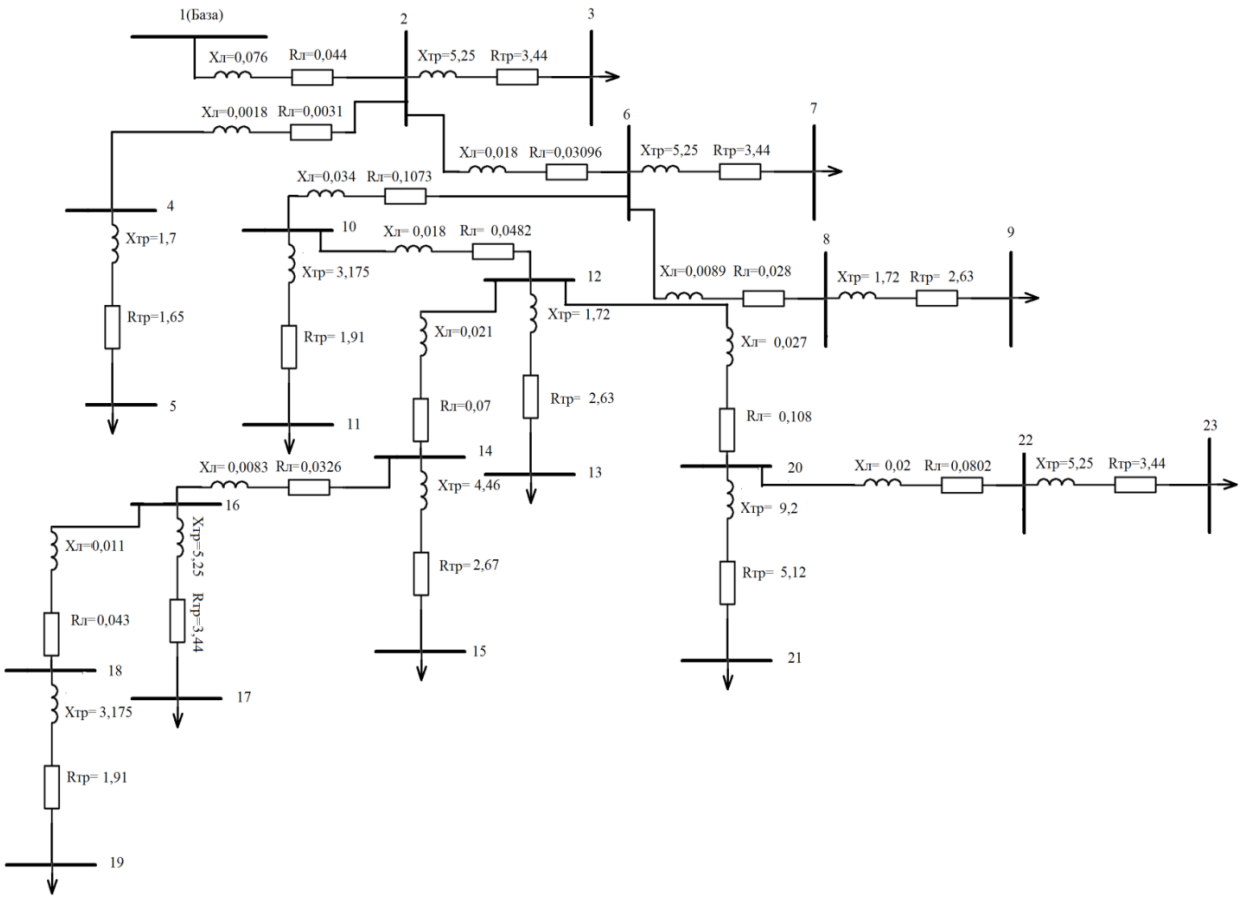


Рисунок 2.2 – Схема замещения РП-2

Определим активное сопротивление ЛЭП:

$$R = r_0 \cdot l\,, \tag{2.1}$$

где l — длина линии, км,

r_0 — удельное активное сопротивление, Ом/км.

Реактивное сопротивление ЛЭП:

$$X = x_0 \cdot l\,, \tag{2.2}$$

где x_0 — удельное активное сопротивление, Ом/км.

Марки проводов ЛЭП приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 — Параметры кабельных линий

№ узла начала	№ узла конца	Тип Кабеля	Длина, км	R_0, Ом/км	X_0, Ом/км	R, Ом	X, Ом
1	2	АСБ 3х240	0,592	0,129	0,075	0,07637	0,0444
2	4	АСБ 3х240	0,024	0,129	0,075	0,0031	0,0018
2	6	АСБ 3х240	0,24	0,129	0,075	0,03096	0,018
6	8	ААБ 3х120	0,11	0,258	0,081	0,02838	0,00891
6	10	АСБ 3х120	0,416	0,258	0,081	0,10733	0,0337
10	12	АСБ 3х150	0,234	0,206	0,079	0,0482	0,01849
12	14	СБ 3х70	0,264	0,265	0,08	0,06996	0,02112
14	16	АСБ 3х95	0,1	0,326	0,083	0,0326	0,0083
16	18	АСБ 3х95	0,133	0,326	0,083	0,04336	0,01104
12	20	АСБ 3х95	0,33	0,326	0,083	0,10758	0,02739
20	22	АСБ 3х95	0,246	0,326	0,083	0,0802	0,02042

Произведем расчет для участка кабельной линии 1-2.

Удельное активное и реактивное сопротивления кабеля, согласно справочным данным:

$$r_0 = 0{,}129\ \text{Ом/км},$$

$$x_0 = 0{,}075\ \text{Ом/км}.$$

Рассчитаем активное сопротивление кабеля:

$$R_{1-2} = 0{,}129 \cdot 0{,}591 = 0{,}076\ \text{Ом}.$$

Рассчитаем реактивное сопротивление кабеля:

$$X_{1-2} = 0{,}075 \cdot 0{,}592 = 0{,}0444\ \text{Ом}.$$

Используя справочные данные, рассчитаем сопротивления трансформаторов.

Активное сопротивление трансформатора:

$$R_{\text{т}} = \frac{\Delta P_{\text{кз}} \cdot U_{ном}^2}{S^2}, \qquad (2.3)$$

где $\Delta P_{кз}$ — потери короткого замыкания;

$U_{ном}$ — напряжение со стороны высокого напряжения.

Реактивное сопротивление трансформатора:

$$X_т = \frac{U_{кз} \cdot U_{ном}^2}{100 \cdot S}, \quad (2.4)$$

где $U_{кз}$ — напряжение короткого замыкания;

$U_{ном}$ — напряжение со стороны высокого напряжения

В таблице 2.5 приведены данные по трансформаторам.

Таблица 2.5 — Справочные данные по трансформаторам

ВН	НН	Тип	$U_{нн}$	$U_{вн}$	$S_н$	$U_к$	$I_{хх}$	$\Delta P_{хх}$	$\Delta P_{кз}$	$R_т$	$X_т$
2	3	ТМ-400/6	0,4	6	400	4,5	2,1	0,95	5,5	3,4375	5,25
4	5	ТМ-1000/6	0,4	6	1000	6	1,7	0,4	16,5	1,65	1,7
6	7	ТМ-400/6	0,4	6	400	4,5	2,1	0,95	5,5	3,4375	5,25
8	9	2хТМ-400/6	0,4	6	400	4,5	2,1	0,95	5,5	1,7188	2,625
10	11	ТМ-630/6	0,4	6	630	5,5	2	1,5	7,6	1,9148	3,1746
12	13	2хТМ-400/6	0,4	6	400	4,5	2,1	0,95	5,5	1,7188	2,625
14	15	ТМ 180	0,4	6	180	4,5	2,3	0,78	2,9	8,9506	12,778
14	15	ТМ 320	0,4	6	320	4,5	2,2	0,85	3,9	3,8086	6,875
16	17	ТМ 400	0,4	6	400	4,5	2,1	0,95	5,5	3,4375	5,25
18	19	ТМ-630/6	0,4	6	630	5,5	2	1,5	7,6	1,9148	3,1746
20	21	ТМ 250	0,4	6	250	4,5	2,3	0,78	3,2	5,12	9,2
22	23	ТМ 400	0,4	6	400	4,5	2,1	0,95	5,5	3,4375	5,25

Рассмотрим ТП — 3485.

Активное сопротивление трансформатора:

$$R_т = \frac{5{,}5 \cdot 10000^2}{400^2} = 3{,}43 \text{ Ом}.$$

Реактивное сопротивление трансформатора:

$$X_{\text{т}} = \frac{5{,}5 \cdot 10000^2}{100 \cdot 400} = 5{,}25 \text{ Ом.}$$

Теперь проведем расчет нагрузки на зиму и лето.
Определим реактивная мощность, кВАр:

$$Q = S \cdot \sin \varphi. \tag{2.5}$$

Значение полной мощности, кВА:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}\,, \tag{2.6}$$

где P — активная мощность;
Q — реактивная мощность.

Значение, полученные при расчетах внесем в таблицу 2.6.

Таблица 2.6 — Данные существующих и перспективных нагрузок РП - 2 на 2015 г.

	Нормальный режим				Перспектива			
	Лето		Зима		Лето		Зима	
ТП	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q
3485	24,567	18,425	31,937	23,953	49,134	36,85	63,874	47,905
3413	180,63	135,47	234,82	176,11	361,26	270,94	469,64	352,22
3486	22,468	16,851	29,208	21,906	44,936	33,702	58,417	43,813
3404	41,511	31,134	53,964	40,474	83,022	62,268	107,93	80,948
3487	50,76	38,07	65,988	49,491	101,52	76,14	131,98	98,982
3488	11,52	8,54	14,976	11,102	23,04	17,08	29,952	22,204
3489	20,076	15,057	26,099	19,574	40,152	30,114	52,198	39,148
3490	14,46	10,845	18,798	14,099	28,92	21,69	37,596	28,197
3432	14,4	10,8	18,72	14,04	28,8	21,6	37,44	28,08
3480	36,073	27,055	46,895	35,172	72,146	54,11	93,79	70,343
3479	32,202	24,152	41,863	31,398	64,404	48,304	83,725	62,795

Схему замещения с учетом всех рассчитанных нами параметров сети можно увидеть на рисунке 2.2.

3 Расчет режимов работы схемы РП-2 (ТП-3485, ТП-3413, ТП-3486, ТП-3404, ТП-3487, ТП-3488, ТП-3489, ТП-3490, ТП-3432, ТП-3480, ТП-3479)

3.1 Расчет режимов работы существующей схемы сети

С помощью программной среды RastrWin рассчитаем режим наибольших нагрузок в системе. Нам необходимо рассчитать максимальный (зимний) и минимальный (летний) рабочие режимы сети. Исходными данными для программы “RASTR” послужат наши расчёты, сделанные во второй главе дипломного проекта.

Согласно нормативным требованиям в режиме наибольших нагрузок напряжения на шинах 10кВ должно быть не ниже 105% от номинального, т.е. в данном случае не ниже 10,5 кВ.

Программа выдает мгновенные значения потерь, поэтому нам необходимо вычислить количество годовых потерь активной мощности, по формуле 3.1:

$$\Sigma\Delta W_{год} = K_и \cdot H_{сутки} \cdot Z \cdot \Delta P_1 + K_и \cdot H_{сутки} \cdot L \cdot \Delta P_2, \qquad (3.1)$$

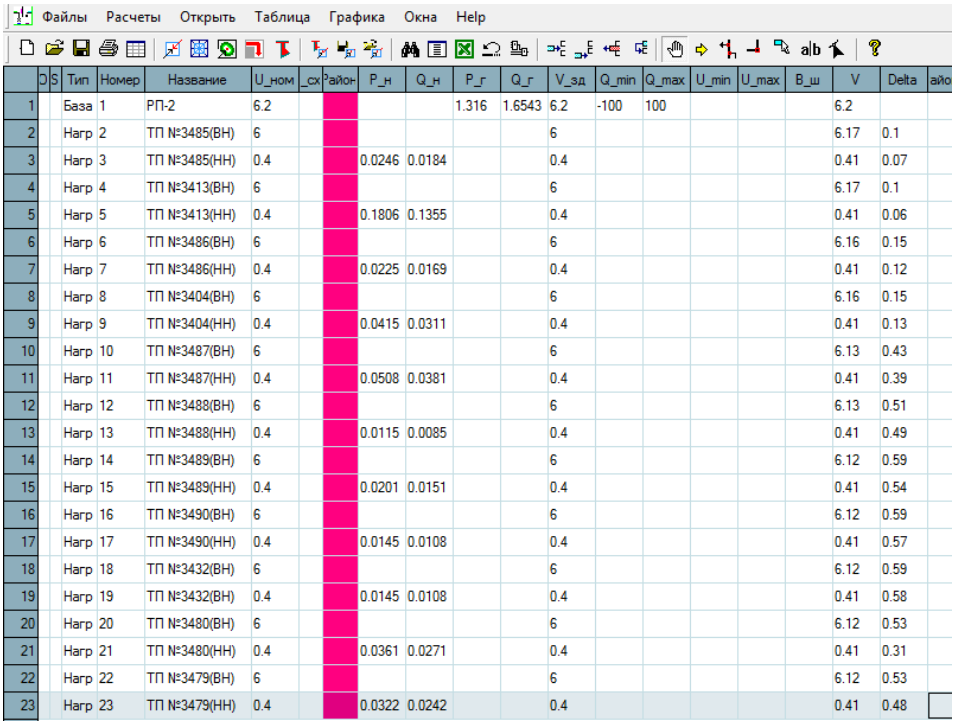
где $К_и$ - коэффициент использования максимума;

$Н_{сутки}$ - число часов в сутки;

Z, L - количество дней в зимней и летний сезоны соответственно;

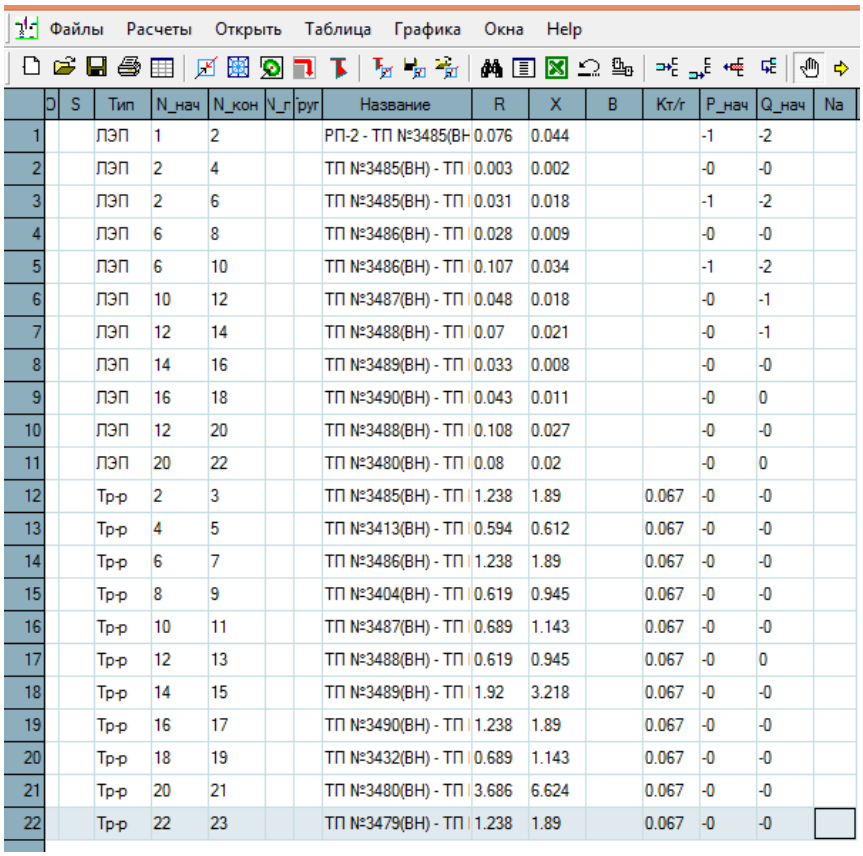
$Р_1, Р_2$ - моментальные потери для зимнего и летнего сезонов.

На рисунках 3.1 - 3.8 приведены полученные расчетные данные и схемы замещения в программе RASTR.



	D	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_сх	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta	айо
1			База	1	РП-2	6.2					1.316	1.6543	6.2	-100	100				6.2		
2			Нагр	2	ТП №3485(ВН)	6							6						6.17	0.1	
3			Нагр	3	ТП №3485(НН)	0.4			0.0246	0.0184			0.4						0.41	0.07	
4			Нагр	4	ТП №3413(ВН)	6							6						6.17	0.1	
5			Нагр	5	ТП №3413(НН)	0.4			0.1806	0.1355			0.4						0.41	0.06	
6			Нагр	6	ТП №3486(ВН)	6							6						6.16	0.15	
7			Нагр	7	ТП №3486(НН)	0.4			0.0225	0.0169			0.4						0.41	0.12	
8			Нагр	8	ТП №3404(ВН)	6							6						6.16	0.15	
9			Нагр	9	ТП №3404(НН)	0.4			0.0415	0.0311			0.4						0.41	0.13	
10			Нагр	10	ТП №3487(ВН)	6							6						6.13	0.43	
11			Нагр	11	ТП №3487(НН)	0.4			0.0508	0.0381			0.4						0.41	0.39	
12			Нагр	12	ТП №3488(ВН)	6							6						6.13	0.51	
13			Нагр	13	ТП №3488(НН)	0.4			0.0115	0.0085			0.4						0.41	0.49	
14			Нагр	14	ТП №3489(ВН)	6							6						6.12	0.59	
15			Нагр	15	ТП №3489(НН)	0.4			0.0201	0.0151			0.4						0.41	0.54	
16			Нагр	16	ТП №3490(ВН)	6							6						6.12	0.59	
17			Нагр	17	ТП №3490(НН)	0.4			0.0145	0.0108			0.4						0.41	0.57	
18			Нагр	18	ТП №3432(ВН)	6							6						6.12	0.59	
19			Нагр	19	ТП №3432(НН)	0.4			0.0145	0.0108			0.4						0.41	0.58	
20			Нагр	20	ТП №3480(ВН)	6							6						6.12	0.53	
21			Нагр	21	ТП №3480(НН)	0.4			0.0361	0.0271			0.4						0.41	0.31	
22			Нагр	22	ТП №3479(ВН)	6							6						6.12	0.53	
23			Нагр	23	ТП №3479(НН)	0.4			0.0322	0.0242			0.4						0.41	0.48	

Рисунок 3.1 – Полученные данные расчета летнего режима работы «Узлы» данной сети



	D	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	руг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			ЛЭП	1	2			РП-2 - ТП №3485(ВН	0.076	0.044			-1	-2	
2			ЛЭП	2	4			ТП №3485(ВН) - ТП	0.003	0.002			-0	-0	
3			ЛЭП	2	6			ТП №3485(ВН) - ТП	0.031	0.018			-1	-2	
4			ЛЭП	6	8			ТП №3486(ВН) - ТП	0.028	0.009			-0	-0	
5			ЛЭП	6	10			ТП №3486(ВН) - ТП	0.107	0.034			-1	-2	
6			ЛЭП	10	12			ТП №3487(ВН) - ТП	0.048	0.018			-0	-1	
7			ЛЭП	12	14			ТП №3488(ВН) - ТП	0.07	0.021			-0	-1	
8			ЛЭП	14	16			ТП №3489(ВН) - ТП	0.033	0.008			-0	-0	
9			ЛЭП	16	18			ТП №3490(ВН) - ТП	0.043	0.011			-0	0	
10			ЛЭП	12	20			ТП №3488(ВН) - ТП	0.108	0.027			-0	-0	
11			ЛЭП	20	22			ТП №3480(ВН) - ТП	0.08	0.02			-0	0	
12			Тр-р	2	3			ТП №3485(ВН) - ТП	1.238	1.89		0.067	-0	-0	
13			Тр-р	4	5			ТП №3413(ВН) - ТП	0.594	0.612		0.067	-0	-0	
14			Тр-р	6	7			ТП №3486(ВН) - ТП	1.238	1.89		0.067	-0	-0	
15			Тр-р	8	9			ТП №3404(ВН) - ТП	0.619	0.945		0.067	-0	-0	
16			Тр-р	10	11			ТП №3487(ВН) - ТП	0.689	1.143		0.067	-0	-0	
17			Тр-р	12	13			ТП №3488(ВН) - ТП	0.619	0.945		0.067	-0	0	
18			Тр-р	14	15			ТП №3489(ВН) - ТП	1.92	3.218		0.067	-0	-0	
19			Тр-р	16	17			ТП №3490(ВН) - ТП	1.238	1.89		0.067	-0	-0	
20			Тр-р	18	19			ТП №3432(ВН) - ТП	0.689	1.143		0.067	-0	-0	
21			Тр-р	20	21			ТП №3480(ВН) - ТП	3.686	6.624		0.067	-0	-0	
22			Тр-р	22	23			ТП №3479(ВН) - ТП	1.238	1.89		0.067	-0	-0	

Рисунок 3.2 – Полученные данные расчета летнего режима работы «Ветви» данной сети

	S	Номер	Название	U_ном	V	dV
1		1	РП-2	6.2	6.2	
2		2	ТП №3485(ВН)	6	6.17	2.87
3		3	ТП №3485(НН)	0.4	0.41	3.22
4		4	ТП №3413(ВН)	6	6.17	2.86
5		5	ТП №3413(НН)	0.4	0.41	2.87
6		6	ТП №3486(ВН)	6	6.16	2.72
7		7	ТП №3486(НН)	0.4	0.41	3.08
8		8	ТП №3404(ВН)	6	6.16	2.71
9		9	ТП №3404(НН)	0.4	0.41	3.07
10		10	ТП №3487(ВН)	6	6.13	2.22
11		11	ТП №3487(НН)	0.4	0.41	2.53
12		12	ТП №3488(ВН)	6	6.13	2.09
13		13	ТП №3488(НН)	0.4	0.41	2.6
14		14	ТП №3489(ВН)	6	6.12	1.96
15		15	ТП №3489(НН)	0.4	0.41	2.23
16		16	ТП №3490(ВН)	6	6.12	1.96
17		17	ТП №3490(НН)	0.4	0.41	2.39
18		18	ТП №3432(ВН)	6	6.12	1.96
19		19	ТП №3432(ВН)	0.4	0.41	2.42
20		20	ТП №3480(ВН)	6	6.12	2.03
21		21	ТП №3480(НН)	0.4	0.41	1.71
22		22	ТП №3479(ВН)	6	6.12	2.03
23		23	ТП №3479(НН)	0.4	0.41	2.33

Рисунок 3.3 – Отклонения напряжения в узлах для летнего режима

Районы+Потери

	Np+	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1				0.0322	0.0309	0.0012				

Районы+Потери Q

	Np+	Район	Dq	dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	ШQ_ЛЭП	Ш_Тр	dQ_Ш
		U_ном		dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	_Ген_ЛЭ	)_XX_тр-(	
1				0.0145	0.0129	0.0015				

Рисунок 3.4 – Суммарные потери активной и реактивной мощности в нагрузках, линиях, трансформаторах (лето)

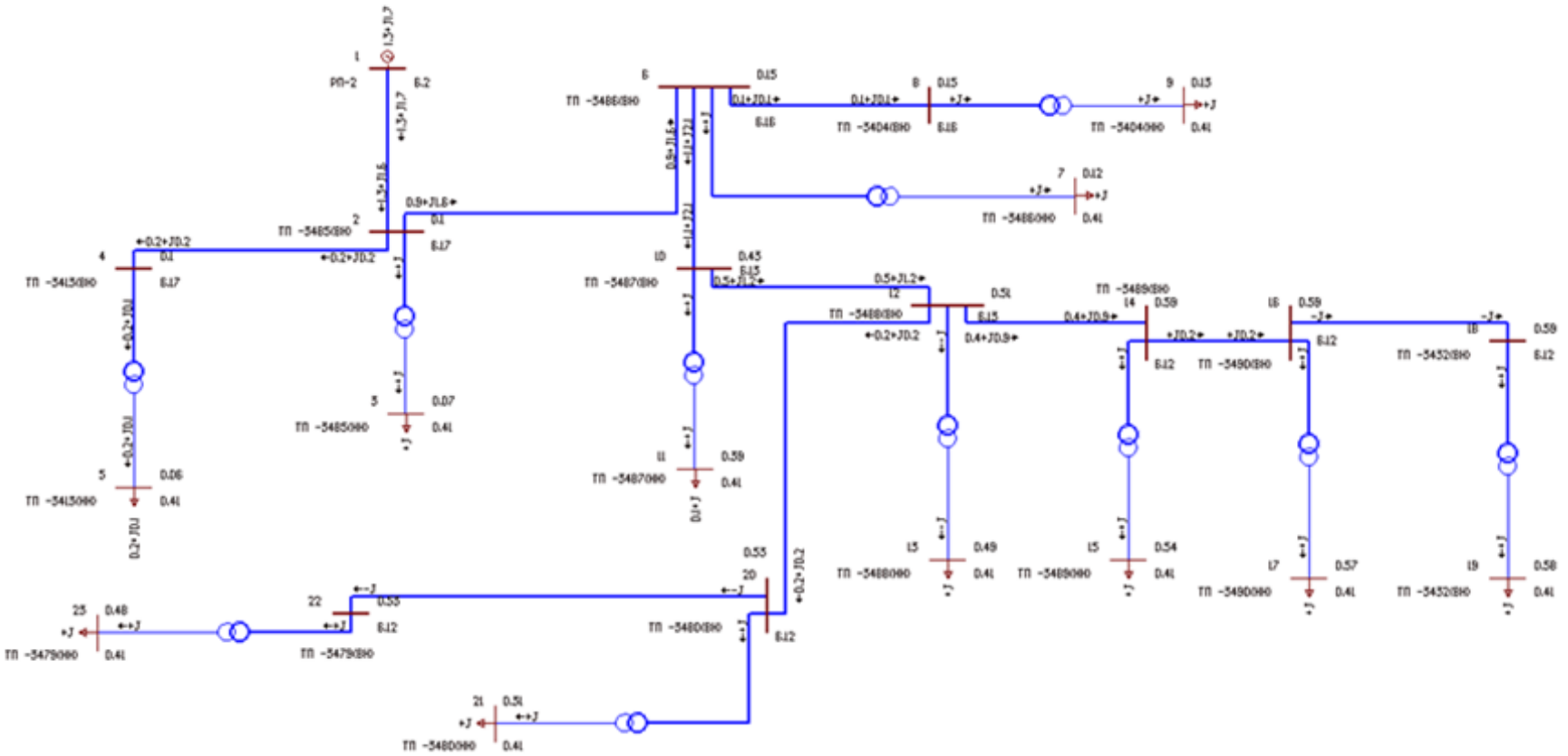


Рисунок 3.5 – Схема замещения РП-2 для летнего режима

	D	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_сх	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta
1			База	1	РП-2	6.2					1.316	1.6543	6.2	-100	100				6.2	
2			Нагр	2	ТП -3485(ВН)	6							6						6.17	0.1
3			Нагр	3	ТП -3485(НН)	0.4			0.0319	0.024			0.4						0.41	0.07
4			Нагр	4	ТП -3413(ВН)	6							6						6.17	0.1
5			Нагр	5	ТП -3413(НН)	0.4			0.2347	0.1761			0.4						0.41	0.06
6			Нагр	6	ТП -3486(ВН)	6							6						6.16	0.15
7			Нагр	7	ТП -3486(НН)	0.4			0.0292	0.0219			0.4						0.41	0.12
8			Нагр	8	ТП -3404(ВН)	6							6						6.16	0.15
9			Нагр	9	ТП -3404(НН)	0.4			0.054	0.0405			0.4						0.41	0.13
10			Нагр	10	ТП -3487(ВН)	6							6						6.13	0.43
11			Нагр	11	ТП -3487(НН)	0.4			0.066	0.0495			0.4						0.41	0.39
12			Нагр	12	ТП -3488(ВН)	6							6						6.13	0.51
13			Нагр	13	ТП -3488(НН)	0.4			0.015	0.011			0.4						0.41	0.49
14			Нагр	14	ТП -3489(ВН)	6							6						6.12	0.59
15			Нагр	15	ТП -3489(НН)	0.4			0.0261	0.0196			0.4						0.41	0.54
16			Нагр	16	ТП -3490(ВН)	6							6						6.12	0.59
17			Нагр	17	ТП -3490(НН)	0.4			0.0188	0.0141			0.4						0.41	0.57
18			Нагр	18	ТП -3432(ВН)	6							6						6.12	0.59
19			Нагр	19	ТП -3432(ВН)	0.4			0.0187	0.014			0.4						0.41	0.58
20			Нагр	20	ТП -3480(ВН)	6							6						6.12	0.53
21			Нагр	21	ТП -3480(НН)	0.4			0.0469	0.0352			0.4						0.41	0.31
22			Нагр	22	ТП -3479(ВН)	6							6						6.12	0.53
23			Нагр	23	ТП -3479(НН)	0.4			0.0419	0.0314			0.4						0.41	0.48

Рисунок 3.6 – Полученные данные расчета зимнего режима работы «Узлы» данной сети

Районы+Потери

	∿p+	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1				0.04742	0.03094	0.02				

Рисунок 3.7 – Суммарные потери активной мощности в нагрузках, линиях, трансформаторах (зима)

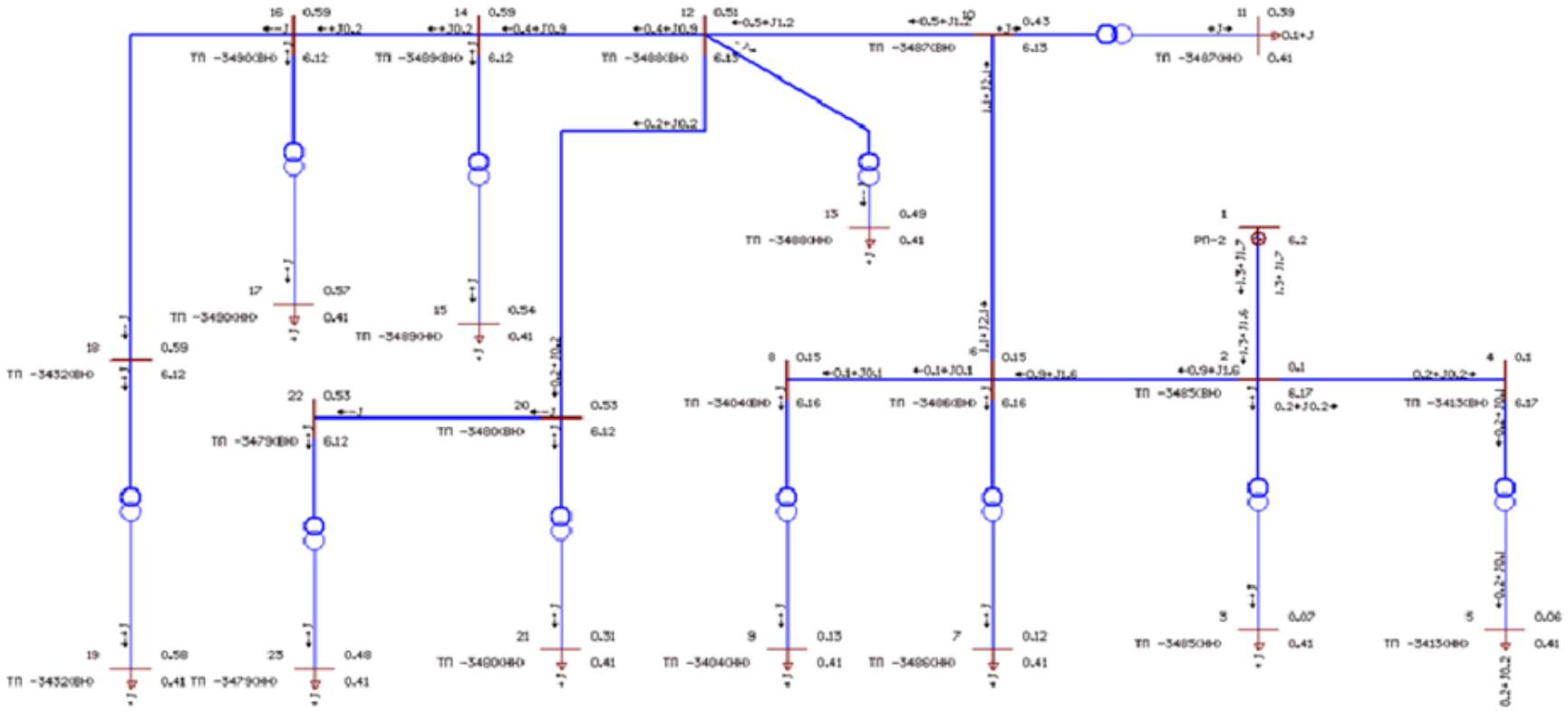


Рисунок 3.8 – Схема замещения РП-2 для зимнего режима

Вывод: при нагрузках за 2015 год мы из рисунков 3.3 и 3.8 можем сделать вывод о том, что напряжения на 11-ти трансформаторных подстанциях соответствуют стандартам ± 5 %. Потери активной мощности зимнего и летнего сезонов соответственно в кабельных линиях составили 32 кВт и 47 кВт. Общие потери активной мощности ΔР1=32 кВт и ΔР2=47,42 кВт.

Годовые потери активной мощности составили:

$$\Sigma\Delta W_{год} = 0{,}8 \cdot 24 \cdot 175 \cdot 32 + 0{,}8 \cdot 24 \cdot 190 \cdot 47{,}42 = 280508{,}16 \text{ кВт·ч}$$

3.2 Расчет режимов работы схемы РП-2 (ТП-3485, ТП-3413, ТП-3486, ТП-3404, ТП-3487, ТП-3488, ТП-3489, ТП-3490, ТП-3432, ТП-3480, ТП-3479) с учетом перспективного роста нагрузок

Далее произведем расчет зимнего и летнего режимов с учетом перспективного роста нагрузок.

Узлы | Районы | Районы+Потери | Графика | Напряжения

	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	Рай...
1	☐		База	1	РП-2	6,0		1			1,8	2,1	6,2	-100,0	100,0		6,20		
2	☐		Нагр	2	ТП -3485(ВН)	6,0		1					6,0				6,17	0,10	
3	☐		Нагр	3	ТП -3485(НН)	0,4		1	0,049	0,037			0,4				0,38	0,07	
4	☐		Нагр	4	ТП -3413(ВН)	6,0		1					6,0				6,17	0,10	
5	☐		Нагр	5	ТП -3413(НН)	0,4		1	0,361	0,270			0,4				0,35	0,06	
6	☐		Нагр	6	ТП -3486(ВН)	6,0		1					6,0				6,16	0,15	
7	☐		Нагр	7	ТП -3486(НН)	0,4		1	0,045	0,034			0,4				0,37	0,12	
8	☐		Нагр	8	ТП -3404(ВН)	6,0		1					6,0				6,16	0,15	
9	☐		Нагр	9	ТП -3404(НН)	0,4		1	0,083	0,062			0,4				0,36	0,13	
10	☐		Нагр	10	ТП -3487(ВН)	6,0		1					6,0				6,13	0,43	
11	☐		Нагр	11	ТП -3487(НН)	0,4		1	0,101	0,076			0,4				0,36	0,39	
12	☐		Нагр	12	ТП -3488(ВН)	6,0		1					6,0				6,13	0,51	
13	☐		Нагр	13	ТП -3488(НН)	0,4		1	0,023	0,017			0,4				0,41	0,49	
14	☐		Нагр	14	ТП -3489(ВН)	6,0		1					6,0				6,12	0,59	
15	☐		Нагр	15	ТП -3489(НН)	0,4		1	0,040	0,030			0,4				0,38	0,54	
16	☐		Нагр	16	ТП -3490(ВН)	6,0		1					6,0				6,12	0,59	
17	☐		Нагр	17	ТП -3490(НН)	0,4		1	0,029	0,022			0,4				0,41	0,57	
18	☐		Нагр	18	ТП -3432(ВН)	6,0		1					6,0				6,12	0,59	
19	☐		Нагр	19	ТП -3432(ВН)	0,4		1	0,029	0,022			0,4				0,41	0,58	
20	☐		Нагр	20	ТП -3480(ВН)	6,0		1					6,0				6,12	0,53	
21	☐		Нагр	21	ТП -3480(НН)	0,4		1	0,072	0,054			0,4				0,38	0,31	
22	☐		Нагр	22	ТП -3479(ВН)	6,0		1					6,0				6,12	0,53	
23	☐		Нагр	23	ТП -3479(НН)	0,4		1	0,064	0,048			0,4				0,36	0,48	

Рисунок 3.9 – Полученные данные расчета летнего режима работы «Узлы» данной сети

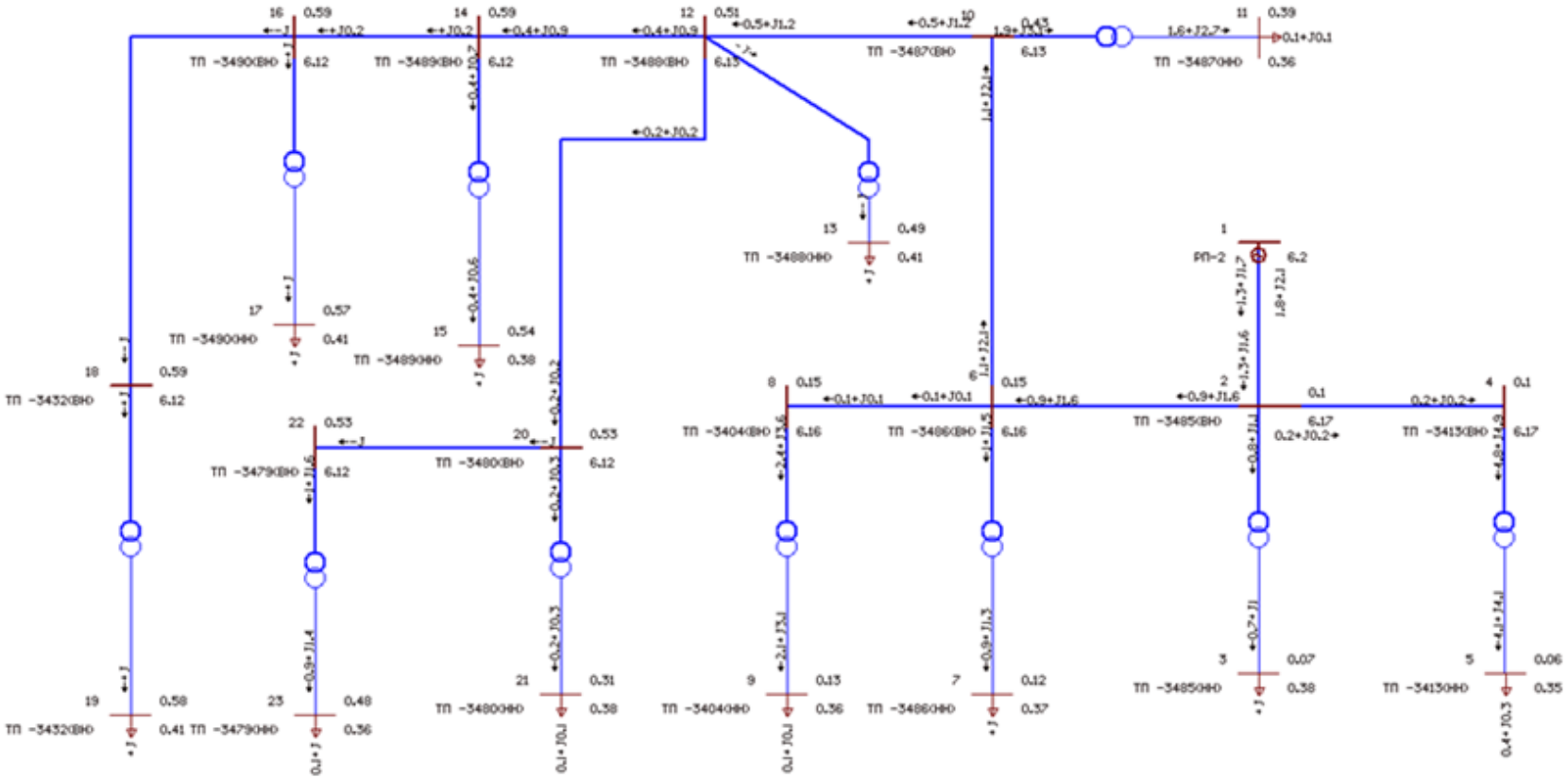


Рисунок 3.10 – Схема замещения РП-2 в летнем режиме, с учетом перспективного роста нагрузок

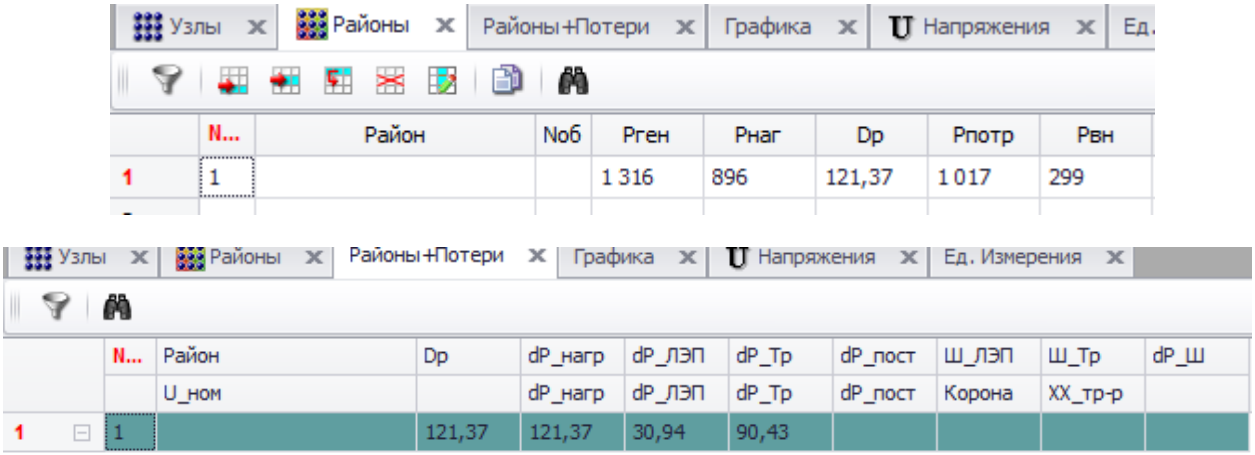


Рисунок 3.11 – Суммарные потери активной мощности в нагрузках, линиях, трансформаторах (лето)

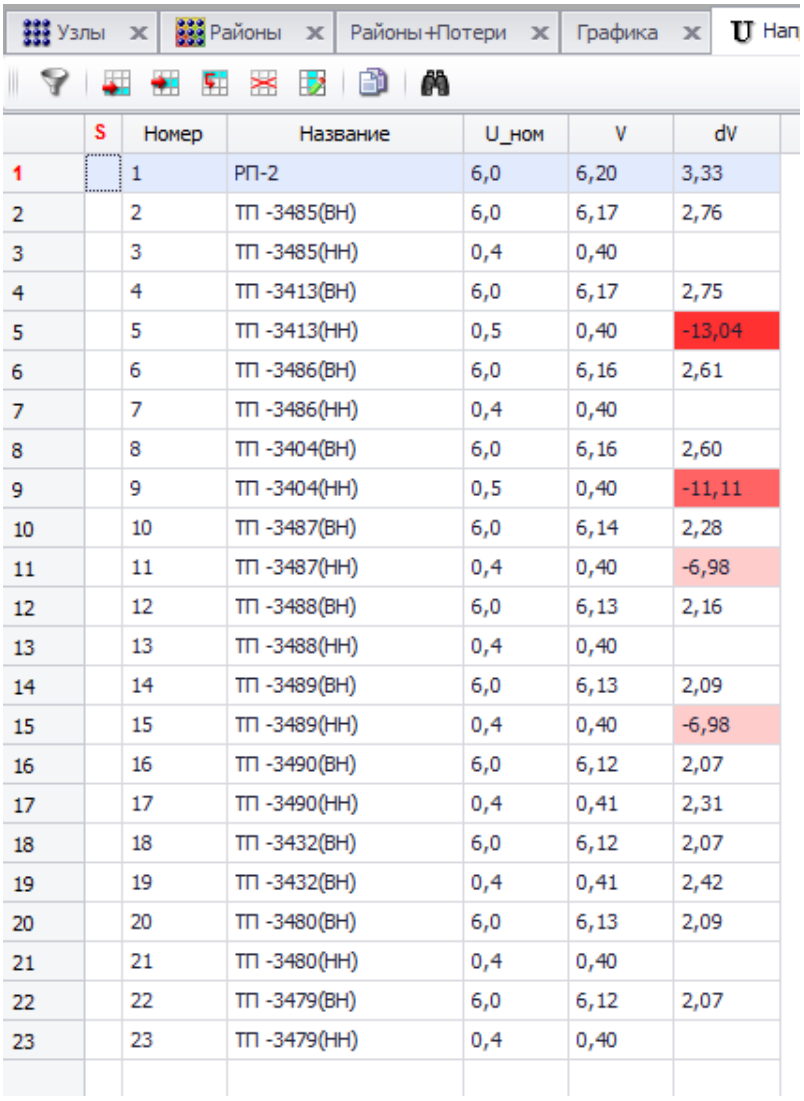


Рисунок 3.12 – Отклонения напряжения в узлах для летнего сезона

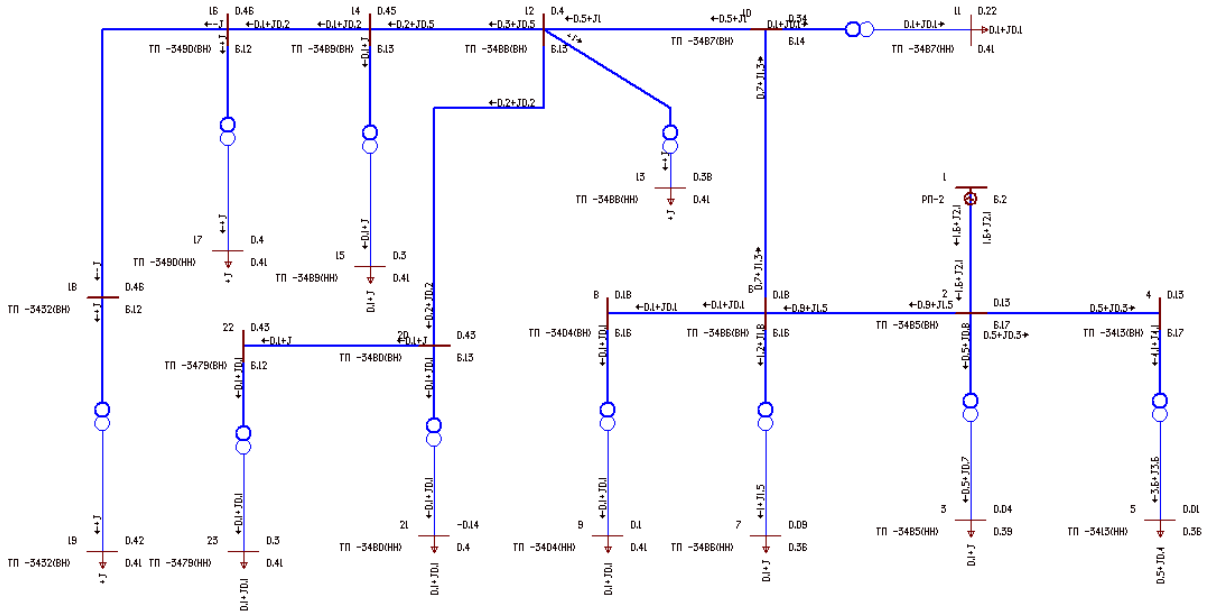
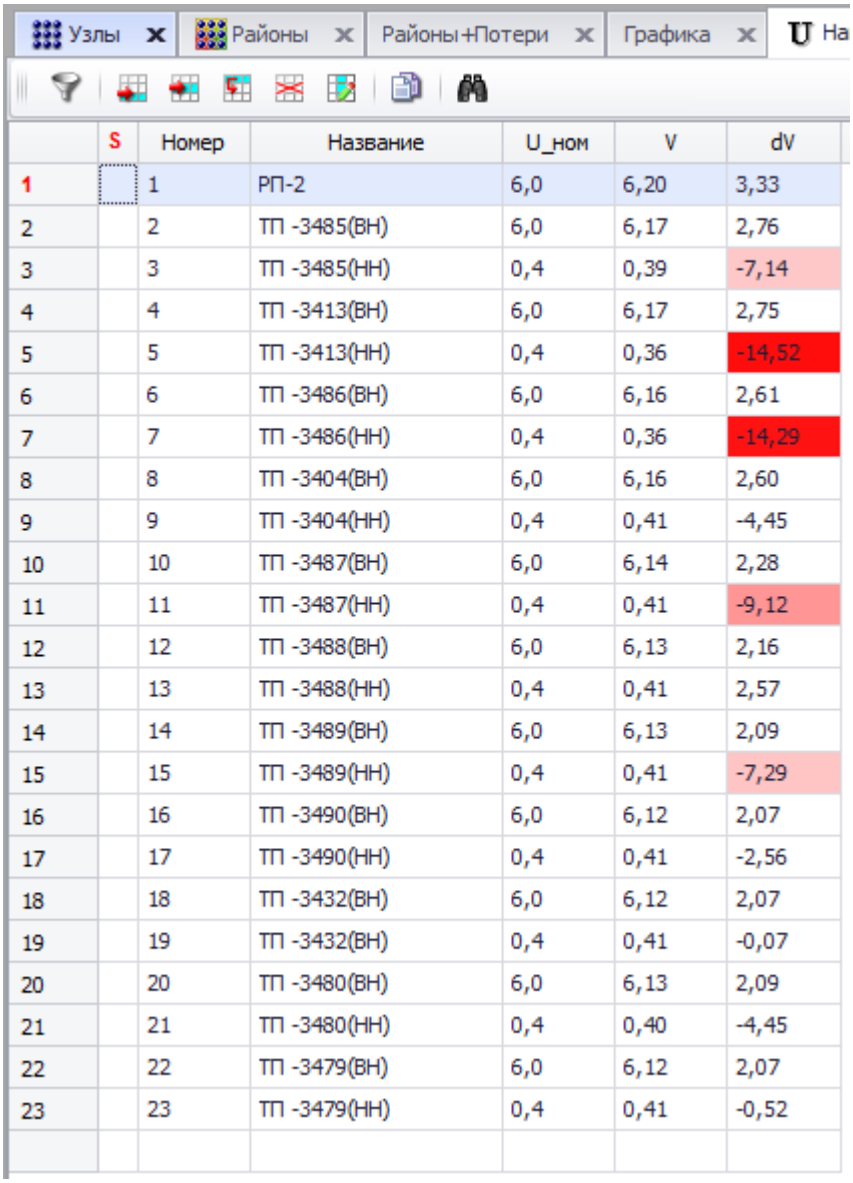


Рисунок 3.13 – Схема замещения РП-2 в зимнем режиме, с учетом перспективного роста нагрузок

Узлы | Районы | Районы+Потери | Графика | Напряжения | Ед. Измерения

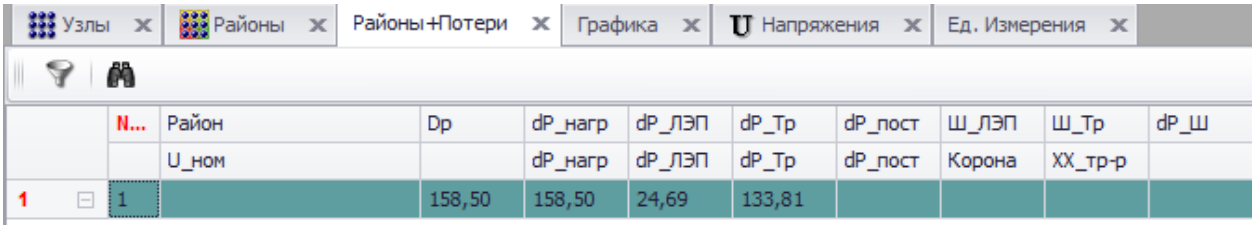
	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta	Рай...
1			База	1	РП-2	6,0		1			1 316,0	1 654,3	6,20	-100 0...	100 00...		6,20		
2			Нагр	2	ТП -3485(ВН)	6,0		1					6,00				6,17	0,10	
3			Нагр	3	ТП -3485(НН)	0,4		1	63,870	47,900			0,40				0,40	0,07	
4			Нагр	4	ТП -3413(ВН)	6,0		1					6,00				6,17	0,10	
5			Нагр	5	ТП -3413(НН)	0,4		1	469,640	352,000			0,40				0,40	0,06	
6			Нагр	6	ТП -3486(ВН)	6,0		1					6,00				6,16	0,15	
7			Нагр	7	ТП -3486(НН)	0,4		1	58,417	43,813			0,40				0,40	0,12	
8			Нагр	8	ТП -3404(ВН)	6,0		1					6,00				6,16	0,15	
9			Нагр	9	ТП -3404(НН)	0,4		1	107,930	80,948			0,40				0,40	0,13	
10			Нагр	10	ТП -3487(ВН)	6,0		1					6,00				6,13	0,43	
11			Нагр	11	ТП -3487(НН)	0,4		1	131,980	98,980			0,40				0,40	0,39	
12			Нагр	12	ТП -3488(ВН)	6,0		1					6,00				6,13	0,51	
13			Нагр	13	ТП -3488(НН)	0,4		1	29,950	22,200			0,40				0,41	0,49	
14			Нагр	14	ТП -3489(ВН)	6,0		1					6,00				6,12	0,59	
15			Нагр	15	ТП -3489(НН)	0,4		1	52,198	39,148			0,40				0,40	0,54	
16			Нагр	16	ТП -3490(ВН)	6,0		1					6,00				6,12	0,59	
17			Нагр	17	ТП -3490(НН)	0,4		1	37,600	28,197			0,40				0,41	0,57	
18			Нагр	18	ТП -3432(ВН)	6,0		1					6,00				6,12	0,59	
19			Нагр	19	ТП -3432(ВН)	0,4		1	37,440	28,080			0,40				0,41	0,58	
20			Нагр	20	ТП -3480(ВН)	6,0		1					6,00				6,12	0,53	
21			Нагр	21	ТП -3480(НН)	0,4		1	93,790	70,340			0,40				0,40	0,31	
22			Нагр	22	ТП -3479(ВН)	6,0		1					6,00				6,12	0,53	
23			Нагр	23	ТП -3479(НН)	0,4		1	83,725	62,790			0,40				0,40	0,48	

Рисунок 3.14 – Полученные данные расчета зимнего режима работы «Узлы» данной сети



	S	Номер	Название	U_ном	V	dV
1		1	РП-2	6,0	6,20	3,33
2		2	ТП -3485(ВН)	6,0	6,17	2,76
3		3	ТП -3485(НН)	0,4	0,39	-7,14
4		4	ТП -3413(ВН)	6,0	6,17	2,75
5		5	ТП -3413(НН)	0,4	0,36	-14,52
6		6	ТП -3486(ВН)	6,0	6,16	2,61
7		7	ТП -3486(НН)	0,4	0,36	-14,29
8		8	ТП -3404(ВН)	6,0	6,16	2,60
9		9	ТП -3404(НН)	0,4	0,41	-4,45
10		10	ТП -3487(ВН)	6,0	6,14	2,28
11		11	ТП -3487(НН)	0,4	0,41	-9,12
12		12	ТП -3488(ВН)	6,0	6,13	2,16
13		13	ТП -3488(НН)	0,4	0,41	2,57
14		14	ТП -3489(ВН)	6,0	6,13	2,09
15		15	ТП -3489(НН)	0,4	0,41	-7,29
16		16	ТП -3490(ВН)	6,0	6,12	2,07
17		17	ТП -3490(НН)	0,4	0,41	-2,56
18		18	ТП -3432(ВН)	6,0	6,12	2,07
19		19	ТП -3432(ВН)	0,4	0,41	-0,07
20		20	ТП -3480(ВН)	6,0	6,13	2,09
21		21	ТП -3480(НН)	0,4	0,40	-4,45
22		22	ТП -3479(ВН)	6,0	6,12	2,07
23		23	ТП -3479(НН)	0,4	0,41	-0,52

Рисунок 3.15 – Отклонения напряжения в узлах для зимнего сезона



	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	1		158,50	158,50	24,69	133,81				

Рисунок 3.16 – Суммарные потери активной мощности в нагрузках, линиях, трансформаторах (зима)

Вывод: Напряжения на трансформаторных подстанциях не соответствуют стандартам ± 5 %. Потери активной мощности в кабельных линиях составили 24,69 кВт и 30,94 кВт, в трансформаторах составили 133,81

кВт и 90,43 кВт соответственно зимнему и летнему режимам. Общее количество потерь активной мощности ΔР1=121 кВт и ΔР2=158,50кВт.

Годовые потери активной мощности составили:

$$\Sigma\Delta W_{год} = 0{,}8 \cdot 24 \cdot 175 \cdot 121 + 0{,}8 \cdot 24 \cdot 190 \cdot 158{,}5 = 984768 \text{ кВт·ч.}$$

4 Установка конденсаторных батарей на ТП-3413, ТП-3486, ТП-3487, ТП-3489

4.1 Выбор НКБ

Компенсация реактивной мощности нерегулируемыми конденсаторными батареями выше 50% приводит к обратному эффекту увеличению потерь в часы ночного провала т.е. перекомпенсации в трансформаторах. Поэтому, мощность нерегулируемой конденсаторной батареи выбирается по суточному графику нагрузки. Оптимальная степень компенсации реактивной мощности не должна превышать 50% от максимального значения Q*n* зафиксированного в течении суток, но и не превышать минимального значения Q_n, т.е. при выборе средств компенсации и режима их работы в распределительной сети должно соблюдаться условие:

$$Q_{\text{ку}} \le Q_{\min} \le 50\% \cdot Q_{\max}. \qquad (4.1)$$

Таблица 4.1 – Перечень регулируемых конденсаторных установок

Типономинал	Номинальная мощность, кВар	Количество и мощность ступеней	ГОСТ
УКМ58М-0,4(10)-50-25 У3	50	2×25	ТУ6310 РК00213457-ОАО-015-2003
УКМ58М-0,4(10)-25-25 У3	25	1×25	
УКМ58М-0,4(10)-200-33,3 У3	200	6×33,3	

В обозначении установки первое число обозначает номинальное напряжение в кВ; второе номинальную мощность в кВар; буква У определяет вид климатического исполнения; а цифра 3 категорию размещения.

Установки имеют степень защиты IP21. Выполняются в навесном и напольном исполнениях. Установки разработаны в двух вариантах: с защитой от перегрузки по току и без защиты:

1) ТП 10 кВ ($Q_{\min} = 50$ кВар) $= \Sigma Q_{НБСК} = 2 \times 25$ кВар,

2) ТП 0,4 кВ ($Q_{\min} = 50$ кВар) $= \Sigma Q_{НБСК} = 2 \times 25$ кВар.

После определения оптимального значения мощности компенсирующих устройств решается вопрос об их размещении в электрических сетях.

Из рисунков 3.12 и 3.15 видно, что напряжения на трансформаторных подстанциях не соответствуют обще принятому стандарту, тогда я после

анализа нагрузок и потерь мощности выбрал из таблицы 4.1 подходящие по мощности регулируемые конденсаторные установки и установил их в ниже приведенные трансформаторные подстанции.

Таблица 4.2 – Перечень монтируемых конденсаторных установок

№ ТП	Типономинал
ТП-3413	УКМ58М-200-33,3 У3
ТП-3404	УКМ58М-50-25 У3
ТП-3487	УКМ58М-50-25 У3
ТП-3489	УКМ58М-25-25 У3

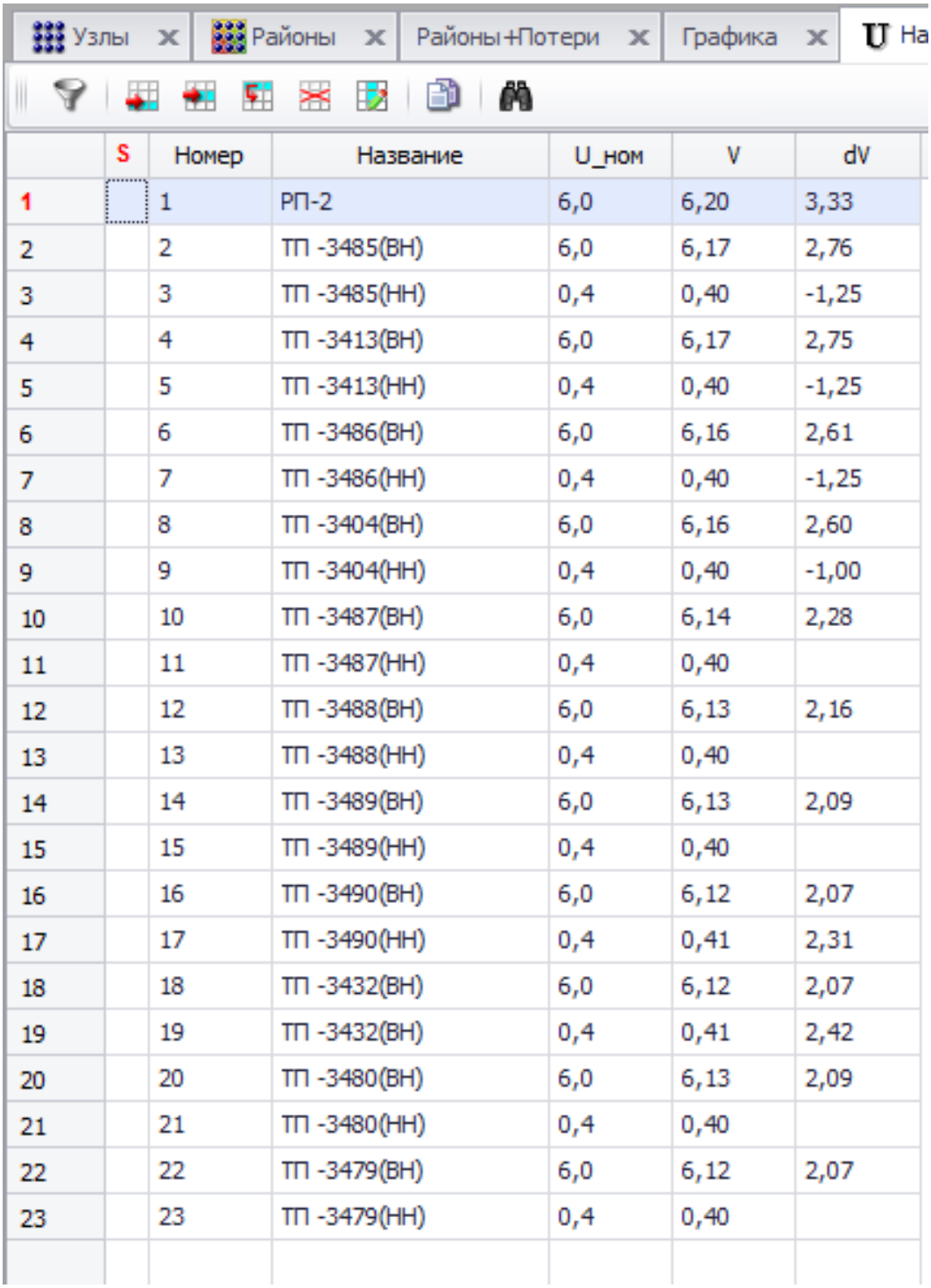
4.2 Расчет режимов с учетом перспективного роста нагрузок для РП-2 при установке НКБ на шины 0,4 кВ

После того как я произвел выбор мощности конденсаторных батарей, произвожу расчет при установке выбранных мною ранее батарей на шины 0,4 кВ. Установка конденсаторных батарей производится на стороне низкого напряжения на шинах 380 В. Это делается путем установки конденсаторных устройств в отведенных им шкафах, которые в свою очередь монтируются в трансформаторную подстанцию и соединяются сторону низкого напряжения.

Узлы | Районы | Районы+Потери | Графика | Напряжения | Ед. Измерения

	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			База	1	РП-2	6,000		1			1 596,1	2 068,2	6,20	-100 0...	100 00...		6,20	
2			Нагр	2	ТП -3485(ВН)	6,000		1					6,00				6,17	0,13
3			Нагр	3	ТП -3485(НН)	0,400		1	49,134	36,850			0,40				0,40	0,04
4			Нагр	4	ТП -3413(ВН)	6,000		1					6,00				6,17	0,13
5			Нагр	5	ТП -3413(НН)	0,400		1	361,000	70,000			0,40				0,40	0,01
6			Нагр	6	ТП -3486(ВН)	6,000		1					6,00				6,16	0,18
7			Нагр	7	ТП -3486(НН)	0,400		1	44,930	33,700			0,40				0,40	0,09
8			Нагр	8	ТП -3404(ВН)	6,000		1					6,00				6,16	0,18
9			Нагр	9	ТП -3404(НН)	0,400		1	83,020	12,268			0,40				0,40	0,10
10			Нагр	10	ТП -3487(ВН)	6,000		1					6,00				6,14	0,34
11			Нагр	11	ТП -3487(НН)	0,400		1	101,520	26,140			0,40				0,40	0,22
12			Нагр	12	ТП -3488(ВН)	6,000		1					6,00				6,13	0,40
13			Нагр	13	ТП -3488(НН)	0,400		1	23,010	17,080			0,40				0,40	0,38
14			Нагр	14	ТП -3489(ВН)	6,000		1					6,00				6,13	0,45
15			Нагр	15	ТП -3489(НН)	0,400		1	40,152	5,000			0,40				0,40	0,30
16			Нагр	16	ТП -3490(ВН)	6,000		1					6,00				6,12	0,46
17			Нагр	17	ТП -3490(НН)	0,400		1	28,920	21,690			0,40				0,41	0,40
18			Нагр	18	ТП -3432(ВН)	6,000		1					6,00				6,12	0,46
19			Нагр	19	ТП -3432(ВН)	0,400		1	28,800	21,600			0,40				0,41	0,42
20			Нагр	20	ТП -3480(ВН)	6,000		1					6,00				6,13	0,43
21			Нагр	21	ТП -3480(НН)	0,400		1	72,146	54,110			0,40				0,40	-0,14
22			Нагр	22	ТП -3479(ВН)	6,000		1					6,00				6,12	0,43
23			Нагр	23	ТП -3479(НН)	0,400		1	64,404	48,304			0,40				0,40	0,30

Рисунок 4.1 – Полученные данные расчета летнего режима работы «Узлы» данной сети



	S	Номер	Название	U_ном	V	dV
1		1	РП-2	6,0	6,20	3,33
2		2	ТП -3485(ВН)	6,0	6,17	2,76
3		3	ТП -3485(НН)	0,4	0,40	-1,25
4		4	ТП -3413(ВН)	6,0	6,17	2,75
5		5	ТП -3413(НН)	0,4	0,40	-1,25
6		6	ТП -3486(ВН)	6,0	6,16	2,61
7		7	ТП -3486(НН)	0,4	0,40	-1,25
8		8	ТП -3404(ВН)	6,0	6,16	2,60
9		9	ТП -3404(НН)	0,4	0,40	-1,00
10		10	ТП -3487(ВН)	6,0	6,14	2,28
11		11	ТП -3487(НН)	0,4	0,40	
12		12	ТП -3488(ВН)	6,0	6,13	2,16
13		13	ТП -3488(НН)	0,4	0,40	
14		14	ТП -3489(ВН)	6,0	6,13	2,09
15		15	ТП -3489(НН)	0,4	0,40	
16		16	ТП -3490(ВН)	6,0	6,12	2,07
17		17	ТП -3490(НН)	0,4	0,41	2,31
18		18	ТП -3432(ВН)	6,0	6,12	2,07
19		19	ТП -3432(ВН)	0,4	0,41	2,42
20		20	ТП -3480(ВН)	6,0	6,13	2,09
21		21	ТП -3480(НН)	0,4	0,40	
22		22	ТП -3479(ВН)	6,0	6,12	2,07
23		23	ТП -3479(НН)	0,4	0,40	

Рисунок 4.2 – Отклонения напряжения в узлах для летнего сезона

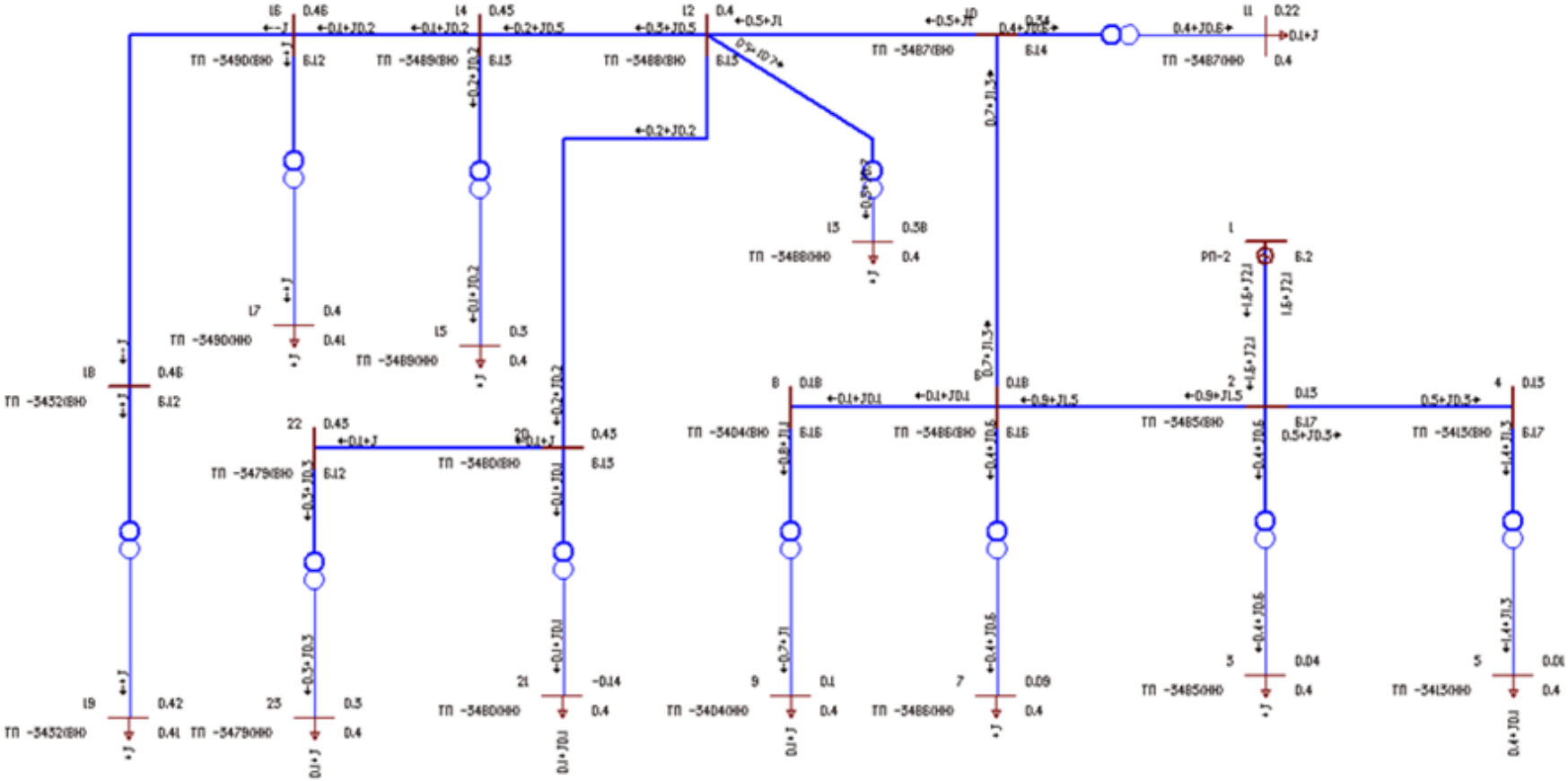
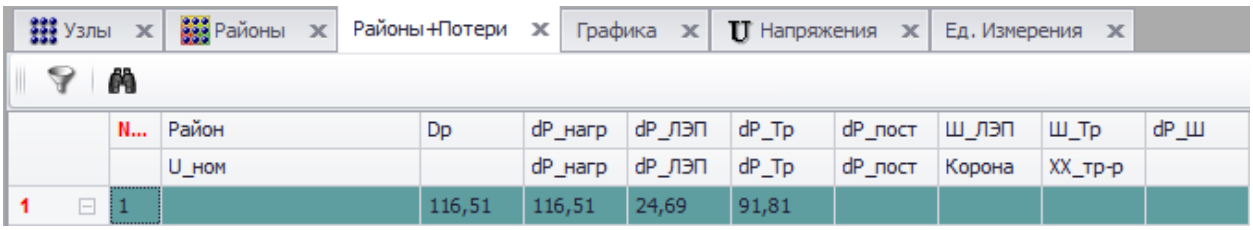


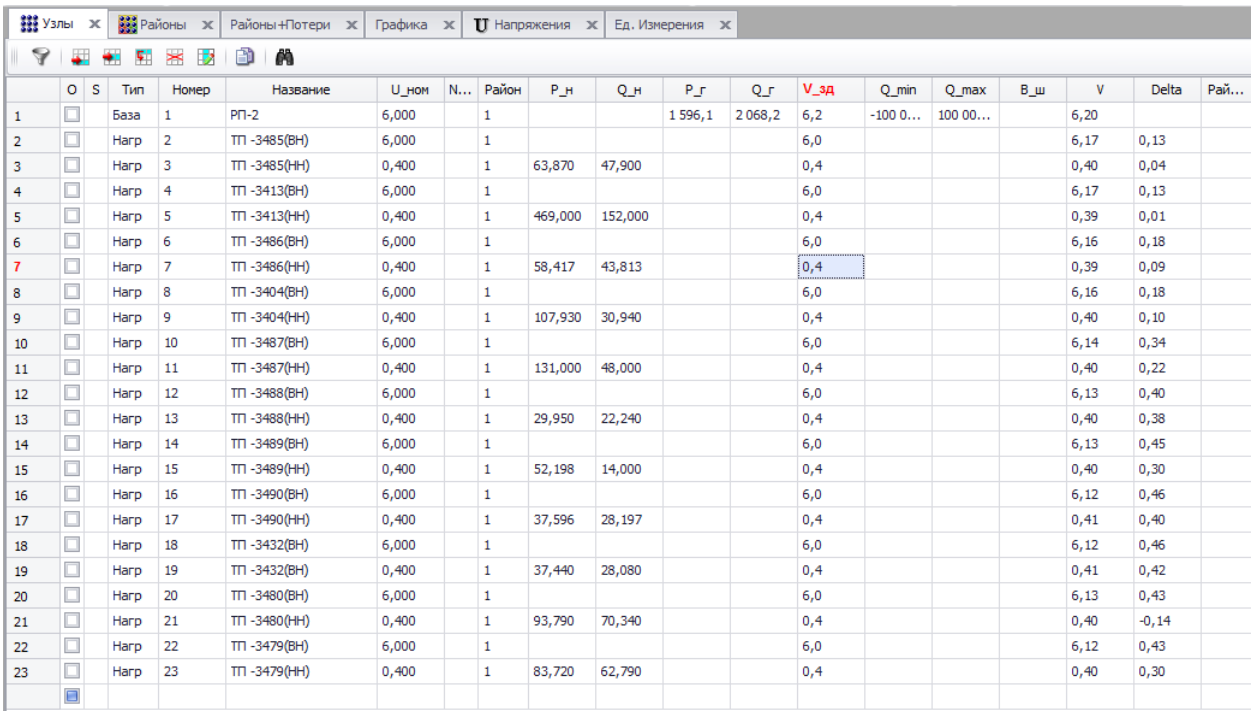
Рисунок 4.3 – Схема замещения РП-2 в летнем режиме, с учетом перспективного роста нагрузок



Узлы | Районы | Районы+Потери | Графика | Напряжения | Ед. Измерения

	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	1		116,51	116,51	24,69	91,81				

Рисунок 4.4 – Суммарные потери активной мощности в нагрузках, линиях, трансформаторах (лето)



Узлы | Районы | Районы+Потери | Графика | Напряжения | Ед. Измерения

	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	Рай...
1			База	1	РП-2	6,000		1			1 596,1	2 068,2	6,2	-100 0...	100 00...		6,20		
2			Нагр	2	ТП -3485(ВН)	6,000		1					6,0				6,17	0,13	
3			Нагр	3	ТП -3485(НН)	0,400		1	63,870	47,900			0,4				0,40	0,04	
4			Нагр	4	ТП -3413(ВН)	6,000		1					6,0				6,17	0,13	
5			Нагр	5	ТП -3413(НН)	0,400		1	469,000	152,000			0,4				0,39	0,01	
6			Нагр	6	ТП -3486(ВН)	6,000		1					6,0				6,16	0,18	
7			Нагр	7	ТП -3486(НН)	0,400		1	58,417	43,813			0,4				0,39	0,09	
8			Нагр	8	ТП -3404(ВН)	6,000		1					6,0				6,16	0,18	
9			Нагр	9	ТП -3404(НН)	0,400		1	107,930	30,940			0,4				0,40	0,10	
10			Нагр	10	ТП -3487(ВН)	6,000		1					6,0				6,14	0,34	
11			Нагр	11	ТП -3487(НН)	0,400		1	131,000	48,000			0,4				0,40	0,22	
12			Нагр	12	ТП -3488(ВН)	6,000		1					6,0				6,13	0,40	
13			Нагр	13	ТП -3488(НН)	0,400		1	29,950	22,240			0,4				0,40	0,38	
14			Нагр	14	ТП -3489(ВН)	6,000		1					6,0				6,13	0,45	
15			Нагр	15	ТП -3489(НН)	0,400		1	52,198	14,000			0,4				0,40	0,30	
16			Нагр	16	ТП -3490(ВН)	6,000		1					6,0				6,12	0,46	
17			Нагр	17	ТП -3490(НН)	0,400		1	37,596	28,197			0,4				0,41	0,40	
18			Нагр	18	ТП -3432(ВН)	6,000		1					6,0				6,12	0,46	
19			Нагр	19	ТП -3432(ВН)	0,400		1	37,440	28,080			0,4				0,41	0,42	
20			Нагр	20	ТП -3480(ВН)	6,000		1					6,0				6,13	0,43	
21			Нагр	21	ТП -3480(НН)	0,400		1	93,790	70,340			0,4				0,40	-0,14	
22			Нагр	22	ТП -3479(ВН)	6,000		1					6,0				6,12	0,43	
23			Нагр	23	ТП -3479(НН)	0,400		1	83,720	62,790			0,4				0,40	0,30	

Рисунок 4.5 – Полученные данные расчета зимнего режима работы «Узлы» данной сети

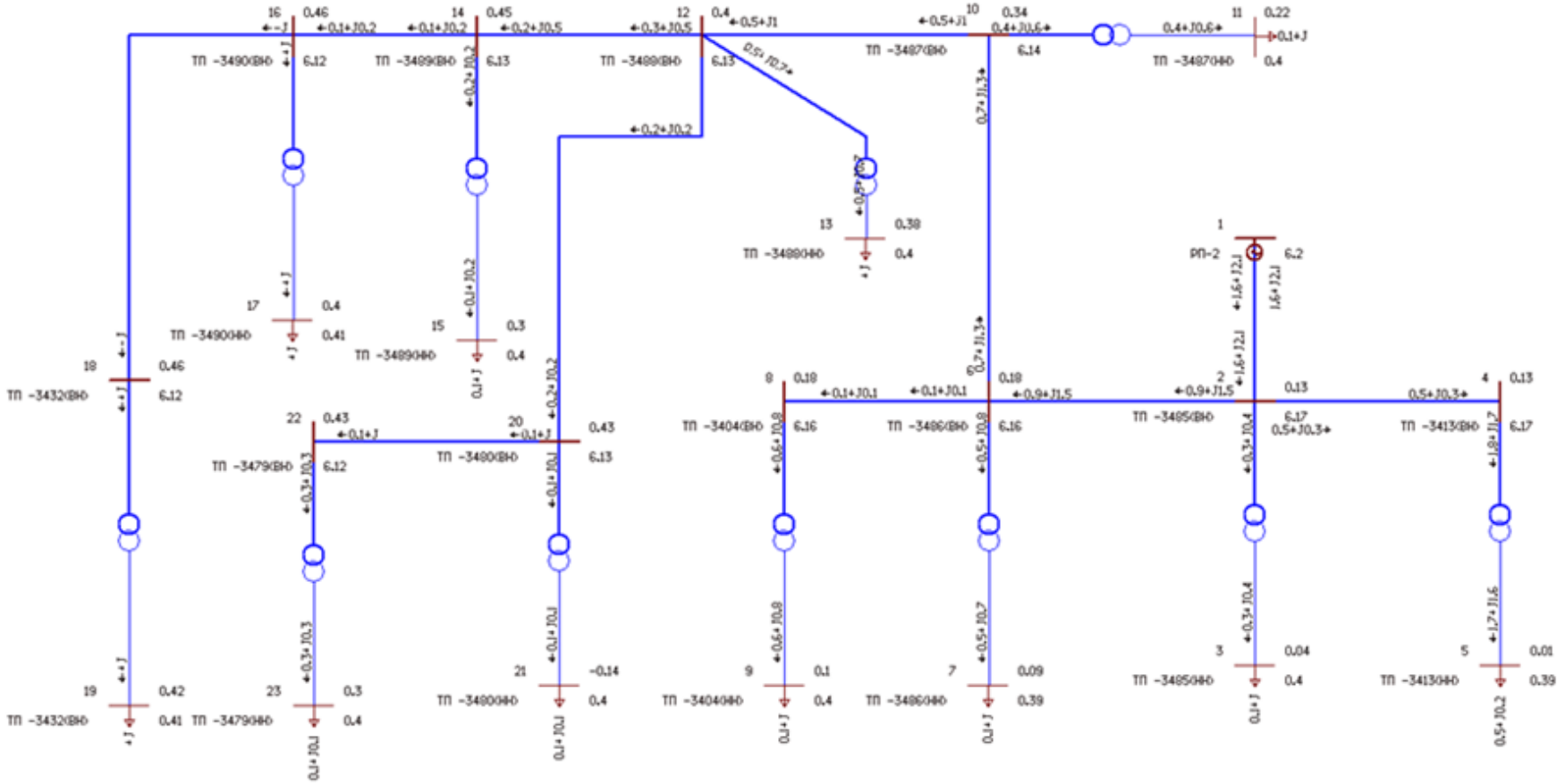
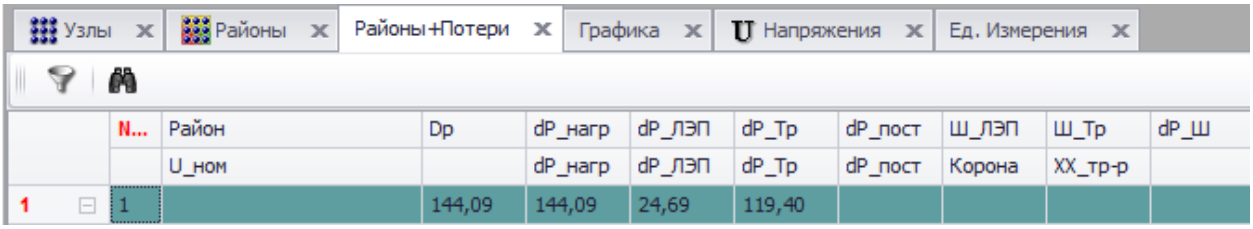


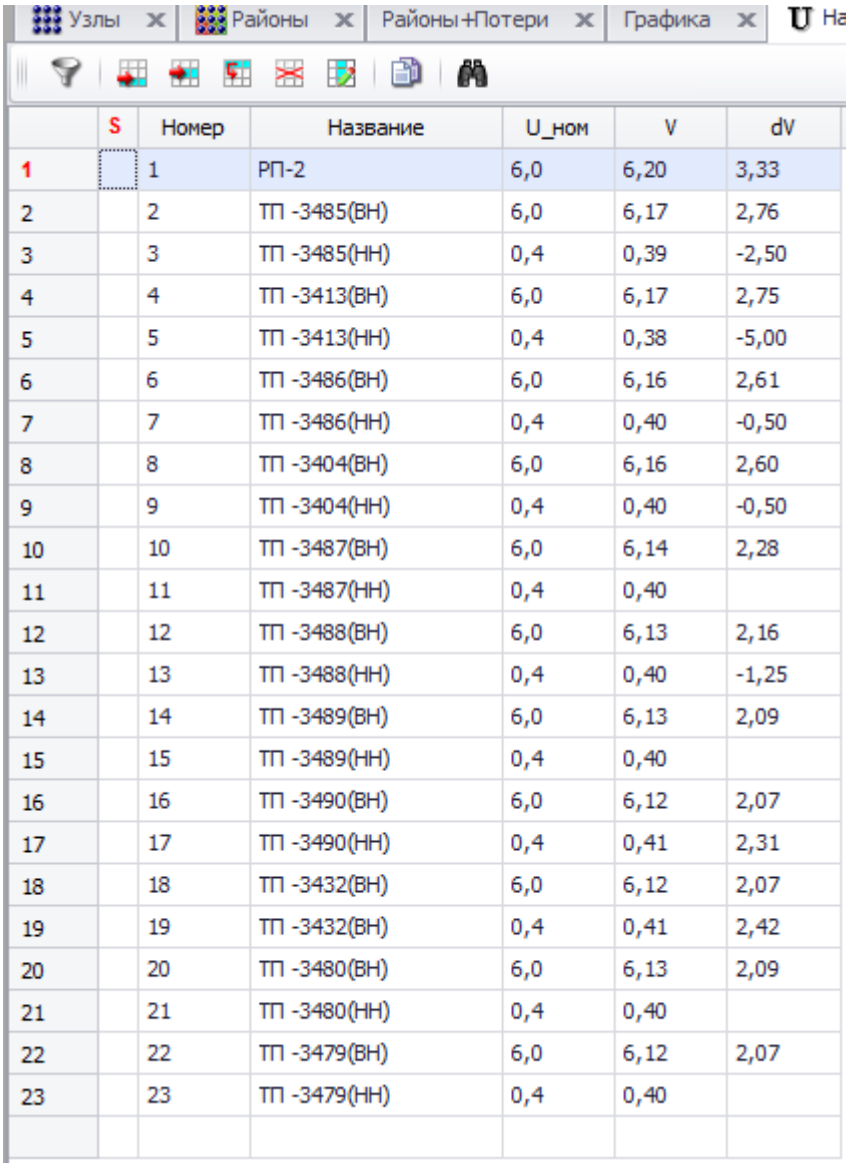
Рисунок 4.6 – Схема замещения РП-2 в зимнего режиме, с учетом перспективного роста нагрузок



Узлы | Районы | Районы+Потери | Графика | Напряжения | Ед. Измерения

	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	1		144,09	144,09	24,69	119,40				

Рисунок 4.7 – Суммарные потери активной мощности в нагрузках, линиях, трансформаторах (зима)



Узлы | Районы | Районы+Потери | Графика | На

	S	Номер	Название	U_ном	V	dV
1		1	РП-2	6,0	6,20	3,33
2		2	ТП -3485(ВН)	6,0	6,17	2,76
3		3	ТП -3485(НН)	0,4	0,39	-2,50
4		4	ТП -3413(ВН)	6,0	6,17	2,75
5		5	ТП -3413(НН)	0,4	0,38	-5,00
6		6	ТП -3486(ВН)	6,0	6,16	2,61
7		7	ТП -3486(НН)	0,4	0,40	-0,50
8		8	ТП -3404(ВН)	6,0	6,16	2,60
9		9	ТП -3404(НН)	0,4	0,40	-0,50
10		10	ТП -3487(ВН)	6,0	6,14	2,28
11		11	ТП -3487(НН)	0,4	0,40	
12		12	ТП -3488(ВН)	6,0	6,13	2,16
13		13	ТП -3488(НН)	0,4	0,40	-1,25
14		14	ТП -3489(ВН)	6,0	6,13	2,09
15		15	ТП -3489(НН)	0,4	0,40	
16		16	ТП -3490(ВН)	6,0	6,12	2,07
17		17	ТП -3490(НН)	0,4	0,41	2,31
18		18	ТП -3432(ВН)	6,0	6,12	2,07
19		19	ТП -3432(ВН)	0,4	0,41	2,42
20		20	ТП -3480(ВН)	6,0	6,13	2,09
21		21	ТП -3480(НН)	0,4	0,40	
22		22	ТП -3479(ВН)	6,0	6,12	2,07
23		23	ТП -3479(НН)	0,4	0,40	

Рисунок 4.8 – Отклонения напряжения в узлах для зимнего сезона

Вывод: Напряжения на всех 11-ти трансформаторных подстанциях соответствуют стандартам ± 5 %. Потери активной мощности в кабельных

линиях составили 24,69 кВт, в трансформаторах составили 91,81 кВт и 119,4 кВт соответственно зимнему и летнему режимам. Общее количество потерь активной мощности ΔР1=116,51 кВт и ΔР2=144,09 кВт.

Годовые потери активной мощности составили:

$$\Sigma\Delta W_{год} = 0{,}8 \cdot 24 \cdot 175 \cdot 116{,}51 + 0{,}8 \cdot 24 \cdot 190 \cdot 144{,}09 = 917113{,}92 \text{ кВт·ч.}$$

4.3 Анализ расчетов и рекомендации к размещению

Проведя расчет, можно сделать вывод о том, что напряжения в узлах потребителя до установки конденсаторных батареи не выполняли главное стандартное условие ± 5 %, но после установки батарей на шины 10/0,4 кВ значение напряжения стало соответствовать стандарту ± 5 %.

При расчете режима с учетом перспективного роста нагрузок получились следующие годовые потери ΔW = 984768 кВт·ч, после установки батареи конденсаторов на 11-ти ТП годовые потери уменьшились до ΔW = 917113,92 кВт·ч.

После установки НКБ на шины 0,4 кВ годовые потери уменьшились на 7 %.

Значения годовых потерь каждого режима приведены ниже, в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Значения потерь для всех режимов

	Режимы	ΔР, кВт	ΔW, кВт · ч	ΔW*14, тг
1	Режим с учетом роста нагрузок «зима»	158	984768	13786752
2	Режим с учетом роста нагрузок «лето»	121		
3	УстановкаУКМ58М-0,4 на шины 0,4 кВ «зима»	144,09	917113,92	12839594,88
4	УстановкаУКМ58М-0,4 на шины 0,4 кВ «лето»	116,51		

5 Расчет эффективности установки батарей конденсаторов для компенсации реактивной мощности в сетях 6-10 кВ

5.1 Характеристика потребителей

К основным потребителям в городских распределительных сетях относятся современная техника, электроника, трансформаторы, электродвигатели, бытовые электроприборы, предметы освещения и т.д. Их работа напрямую связана с потреблением реактивной энергии для создания электромагнитных полей. Реактивная энергия оказывает плохое слияние, так как снижается коэффициент мощности сети. А это в свою очередь способствует росту потерь электроэнергии, приводит к колебанию напряжения сети, а также влечет за собой неполное использование мощности первичных двигателей.

Генерация реактивной мощности потребителями называют компенсация реактивной мощности, а наиболее удобным и экономичным источником ее являются силовые косинусные конденсаторы, которые выполняют функции энергосберегающего и повышающего качество электроэнергии оборудования.

Сниженный в течение последнего десятилетия уровень энергопотребления в ЕЭС РК, длительный, в течение 1990-1999 гг., период отсутствия финансирования средств на модернизацию энергооборудования, а также некоторые специфические особенности системы электрических сетей Казахстана, в частности - высокая протяженность высоковольтных линий электропередачи, генерирующих большие объёмы некомпенсированной реактивной мощности, резкие колебания перетоков мощности на транзитных передачах, сильно осложняют задачи оптимального управления режимами и обеспечения надёжного снабжения качественной электроэнергией потребителей энергорынка Казахстана.

Таблица 5.1 – Рабочее напряжение РЭС-1 Алматы

Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Максимальное отклонение напряжения
10	12	(-5% до +5%)
6	7,2	(-5% до +5%)

Основной задачей данного расчета я ставлю оценку экономической эффективности введения компенсирующих устройств – батареи конденсаторов, которые помогут нам привести качество напряжения в сетях города к должному уровню, а также сократят потери мощности.

Таблица 5.2 – Динамика роста потребления электроэнергий с 1999 – 2004 гг.

Регион (область)	Потребление электроэнергии (млн.кВт.ч)					
Годы	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Алматинский энергоузел	4391.2	4231	4474.9	4726.6	5350.2	5529.3

На сегодняшний день городские сети находятся в таком состоянии, когда очень важно и необходимо принимать все возможные меры для восстановления рабочих характеристик к их стандартным значениям. Причиной этого является устаревание электрооборудования, неожиданные подключения и огромные потери в распредсетях 6-10/0,4 кВ (ВЛ и КЛ).

Невнимание к качеству электроэнергии в процессе эксплуатации энергосистемы приводит к нарастающим проблемам и нарушениям работы приемников, а затем и к крупным авариям.

Ограничиваться должны все отклонения от идеальных показателей. Все нормы, допустимых отклонений, зафиксированы в государственных стандартах о качестве электрической энергии.

Отклонения напряжения от идеальных показаний отрицательно влияет на работу электроприемников потребителя, снижает их работоспособность, тем самым сокращая срок службы. Также отклонения напряжения сказываются на работе приборов освещения. При больших снижениях напряжения лампы могут не загореться, или мигать, что резко сократит их срок службы.

Освещенность рабочих мест существенно влияет на производительность труда. Кроме того, освещенность оказывает большое влияние на зрение человека, которое при понижении освещенности может резко ухудшиться. Так как освещенность зависит от напряжения, к нему предъявляются достаточно строгие требования.

Существенное влияния отклонения напряжения оказывается и на электротермические установки. Снижение напряжения приводит к увеличению длительности цикла технологического процесса. Большие отклонения напряжения в бытовых сетях приводят к массовому применению стабилизаторов напряжения. Для их изготовления используется дефицитная трансформаторная сталь. Использование стабилизаторов вызывает потери энергии в стали и потребление значительной реактивной мощности, вызывающей как дополнительные потери энергии на ее передачу, так и отклонение напряжения в сети.

5.2 Характеристика компенсирующих устройств

Процесс замены оборудования и восстановления распредсетей городских ЭС является очень длительным, занимает много времени, но самое главное этот процесс требует и огромных материальных затрат. Именно поэтому основной задачей данного расчета я ставлю оценку экономической

эффективности введения компенсирующих устройств в городские распределительные сети 6-10/0,4 кВ.

В качестве компенсирующих устройств использованы конденсаторные установки низкого напряжения с автоматической ступенчатой регулировкой, типа УКМ58М-0,4-50-25 У3, УКМ58М-0,4-200-33,3 У3, УКМ58М-0,4-25-25 У3. Их установка позволит сэкономить много времени, так как она укомплектована таким образом, что для ее установки требуется произвести реконструкцию помещения трансформаторной подстанции, установить и подключить к шинам 0,4 кВ.

Указанные выше конденсаторные установки выпускает Усть-Каменогорский конденсаторный завод.

Конденсаторные установки выполнена в соответствии с нормативными показателями соответствующими техническим указаниям ТУ6310 РК - 00213457-ОАО-015-2003. Габаритные размеры 530х440х1675 соответственно длина, ширина, высота (мм). Масса 80 кг. Типы применяемых конденсаторов УКМ58М-0,4-50-25 У3 имеет 2 ступени регулирования, УКМ58М-0,4-200-25 У3 не имеет ступеней регулирования, УКМ58М-0,4-200-33,3 У3 имеет 6 ступеней регулирования.

5.3 Расчет потерь электроэнергии

Выбранные нами конденсаторные установки планируется установить на трансформаторных подстанциях ТП-3413 - 200кВАр 6/0,4В, ТП-3486 - 25 кВАр 6/0,4В, ТП-3487 – 50 кВАр 6/0,4В, ТП-3489 - 25 кВАр 6/0,4В.

Расчеты по потерям производились в программе RastrWin3.

Реальные потери на РП-2 до установки компенсирующих устройств составили: суммарные потери активной мощности в кабельных линиях, трансформаторах и в узлах нагрузки $\Delta P_{рп2зима} = 158$ кВт/ч и $\Delta P_{рп2лето} = 121$ кВт/ч.

Произведем расчёт стоимости потерь электроэнергии до установки компенсирующих устройств.

Так как полная мощность в городских сетях не учитывается, можно приравнять полную мощность к активной $\Delta S = \Delta P$.

Тариф для конечных потребителей за 1 кВт/ч в Алматы составляет 14 тенге, тогда стоимость потерь электроэнергии до установки конденсаторных батарей будет равна:

$$Э_1 = \Delta W_1 \cdot t = 984768 \cdot 14 = 13786752 \text{ тенге/год.} \qquad (5.1)$$

Далее рассчитаем стоимость потерь электроэнергии после установки компенсирующих устройств.

Потери мощности ТП после установки компенсирующих устройств.

составляют: $\Delta P_{рп2зима} = 144$ кВт и $\Delta P_{рп2лето} = 116{,}51$ кВт.

Стоимость потерь электроэнергии после установки батарей конденсаторов составят:

$$Э_2 = \Delta W_2 \cdot t = 917113{,}92 \cdot 14 = 12839595{,}88 \text{ тенге/год.} \quad (5.2)$$

Экономия годовых эксплуатационных расходов в РЭС-1, РП-2 составит:

$$\Delta Э = Э_1 - Э_2 = 13786752 - 12839595{,}88 = 947157{,}12 \text{ тенге/год.} \quad (5.3)$$

5.4 Расчет капитальных вложений

Общие капиталовложения включают в себя: цену на оборудование, инфраструктуру, доставку и монтаж:

$$\Sigma К = К_{инф} + К_{дос} + К_{мон} \quad (5.4)$$

Таблица 12 - Место установки и стоимость конденсаторных установок

№ ТП	Типономинал	Стоимость в тенге
ТП-3413	УКМ58М-0,4-200-33,3 У3	500000
ТП-3486	УКМ58М-0,4-25-25 У3	300000
ТП-3487	УКМ58М-0,4-50-25 У3	400000
ТП-3489	УКМ58М-0,4-25-25 У3	300000

Итого 1500000 тенге.

Общая сумма капитальных вложений ($\Sigma К$) рассчитывается по формуле 5.4. Капиталовложения в инфраструктуру составляют 25% от стоимости приобретения оборудования:

$$К_{инф} = 0{,}25 \cdot 1500000 = 375000 \text{ тенге.} \quad (5.5)$$

Капиталовложения в доставку составляет 20%:

$$К_{дос} = 0{,}20 \cdot 1500000 = 300000 \text{ тенге.} \quad (5.6)$$

Капиталовложения в монтаж 40%:

$$К_{мон} = 0{,}40 \cdot 1500000 = 600000 \text{ тенге.} \quad (5.7)$$

Общие капиталовложения составляют:

$$\Sigma K = 1500000 + 37500 + 300000 + 600000 = 2775000 \text{ тенге.}$$

В моем дипломном проекте экономия определяется за счет уменьшения потерь электрической энергии, после устранения в сетях отклонения напряжения.

Расчет показывает, что эффективность внедрения компенсирующих устройств определяется величиной стоимости снижения потерь электроэнергии над капитальными вложениями в эти устройства.

Сроком окупаемости называется период, за который энергопредприятие, в нашем случае РЭС-1, осуществляя свою основную деятельность, освоит вложенные в проект средства. Срок окупаемости капитальных вложений определяется по формуле 5.8, и в нашем случае составил примерно 3 года.

$$T = \frac{\sum K}{\Delta Э} = \frac{2775000}{947157,12} = 2,9 = 2 \ \textit{года} \ \ 10 \ \ \textit{месяцев.} \qquad (5.8)$$

Вывод: Применение компенсирующих устройств — это очень выгодное мероприятие, которое быстро окупается, оно позволяет улучшить показатели электроэнергии такие как напряжения в узлах потребителей, снизить потери полной мощности в элементах сети, а также увеличить пропускную способность питающих линий и трансформаторов, при капиталовложениях в сумме 11192500 тенге мы получаем экономию за счет снижения потерь в размере 5984659,776 тенге в год.

6 Безопасность жизнедеятельности

6.1 Анализ условий труда при обслуживании подстанции

Место расположения РЭС-1 находится в черте города Алматы. Охрана труда и правила техника безопасности при эксплуатации проектируемых агрегатов и приспособлений обеспечивается определенными решениями на стадии проектирования, которые принимаются в соответствии с законодательно утвержденными нормами, правилами, инструкциями и государственными стандартами, в состав которых включаются:

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

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

Для работников проектируемого объекта, занимающихся эксплуатацией агрегатов, выполняющих ремонты, техническое и оперативное обслуживание оборудования и устройств, предусматриваются соответствующие помещения, различные рабочие и электрозащитные средства с оговоркой использования уже существующих при РЭС 1. Разработанные в ходе выполнения дипломного проекта компоновочные и конструктивные решения позволяют обеспечить безопасное проведение и завершение ремонта и техобслуживания с вовлечением использования различной техники и механизмов.

Правилами и проектом устанавливается рекомендация использования инвентарных ограждений при выполнении различных операций вблизи токоведущих частей (оголенных проводов, ЛЭП, шин и др.), функционирующих под напряжением.

Зачастую правилами ТБ диктуется и становится необходимой очищение от накопленного снега проходов ОРУ к электроприводам отключения выключателей, к другим коммутационным аппаратам, к терминалам релейной защиты, проход к которым имеет важное значение для нормального функционирования объекта.

Применение блокировки элементов исключает ошибочные действия при оперативных переключениях в распределительных устройствах. К превентивным мерам предосторожности, обеспечивающих сохранность человеческой жизни от поражения током и которые были приняты к реализации, относятся:

- конструкции из металла, которые в нормальном режиме не находятся под напряжением, заземляют;
- предусмотрено установка розеток 36 В для обеспечения питания местного переносного освещения;
- устранение неровностей потенциалов;
- защита от выноса потенциала;

- эксплуатационный инвентарь.

Превентивные меры по пожаробезопасности:

- контролируется прокладка кабелей с соблюдением правил и стандартов;

- построен маслоуловитель объёмом, равным объему масла в одном трансформаторе и система маслопроводов, ведущих к нему, для того, чтобы в случае повреждения трансформатора и утечке масла из бака, устранить последствия разлива масла по территории или возникновения пожара;

- маслоотводы выполняются из асбоцементных труб D = 200 мм; - помещения, имеющие повышенную взрывопожарную опасность, размещаются у наружных стен, обеспечивающих снижение взрывной волны через оконные проемы. При установке электродвигателей и светильников предусматривается их взрывобезопасное исполнение.

Кроме всего перечисленного, в дипломном проекте предусмотрены: молниезащита, газовая защита трансформаторов, пожарный инвентарь, ограда по периметру подстанции, освещение внутри помещений, которое включается по мере необходимости.

При учете светомаскировки в режимах полного или частичного затемнения предусматривается полное выведение из функционирования наружного и внутреннего освещения на подстанции. С теми же намерениями учитывается выключение освещение в диспетчерском пункте. Важность функционирования диспетчерского пункта нельзя недооценивать. В него стекается весь информационный поток, все данные о состоянии коммутационных устройств и о работе объекта в целом.

6.2 Расчет естественного освещения диспетчерского пункта

Основной задачей к выполнению в нижеприведенном разделе является расчет освещения. Основные исходные данные, нужные для выполнения расчета: длина помещений $L = 10$ м, ширина $B = 4$ м, высота потолка $H = 3{,}2$ м, коэффициент отражении потолка, стен, пола: $Р_{ПОТ}$ = 50 %, $Р_{СТЕН}$ = 50%, $Р_{ПОЛ}$ = 10 %, значения так называемого КЕО (коэффициент естественного освещения) для разрядика зрительной работы-III, б, коэффициент, учитывающий затенение окон расположенными напротив зданиями - 1,7, расстояния до соседствующего здания – 10 м.

Общую площадь окон выведем по формуле для освящения сбоку:

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

Площадь диспетчерского пункта, нуждающаяся в освещении:

$$S_n = L \cdot B = 10 \cdot 4 = 40 \text{ м}^2, \quad (6.2)$$

где L – длина помещении;

B – ширина помещении.

Нормируемы вариации КЕО e_N для зданий, которые распологаются в различающихся районах, следует определять по нижеуказанной формуле:

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

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

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

Высота от верхней границы условной рабочей поверхности до верхней границы окна:

$$h_{расч2} = (h_{H.O} + h_{OK}) - h_{РП} = (1 + 1,8) = 1,6, \quad (6.4)$$

где $h_{Н.О}$ - высота начало окна;

$h_{ОК}$ - высота окна;

$h_{РП}$ - высота рабочей поверхности.

Определение световых характеристик окон ПО:

Так как в нашем случае освещение осуществляется с одной стороны, за глубину помещения рекомендуется принять расстояние, которое тянется от наружной поверхности стены помещения до центра помещения. Для определения η_0 нам пригодятся нижеследующие вычисления:

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

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

где l - глубина помещения, при естественном освящении

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

Значение $\eta_0 = 9,6$.

Определим $K_{ЗД}$ - коэффициент учета интенсивности падения тени на окна от противостоящих зданий:

$$\frac{P}{H_{ЗД}} = \frac{10}{22} = 0{,}45, \qquad (6.7)$$

где Р - Расстояние до расположенного по соседству здания;

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

$K_{ЗД} = 1{,}7$.

Для дальнейших расчетов, согласно справочной литературе рекомендуется принять коэффициент запаса равным $K_З = 1{,}5$ для агломерационных фабрик, цементных заводов, обрубных отделений литейных цехов.

Определим τ_0 - общий коэффициент пропускания света:

$$\tau_0 = \tau_1 \cdot \tau_2 \cdot \tau_3 \cdot \tau_4 = 0{,}8 \cdot 0{,}6 \cdot 0{,}8 \cdot 1 = 0{,}384, \qquad (6.8)$$

где τ_1 - коэффициент пропуска света материала определим по таблице для двойное $\tau_1 = 0{,}8$;

τ_2 - коэффициент учитывающий светопотери в стальных переплетах (двойные открывающейся) $\tau_2 = 0{,}6$;

τ_3 - коэффициент учитывающий потери света в несущих конструкциях, при боковом освящении равен $\tau_3 = 0{,}8$;

τ_4 - коэффициент учитывающий потери света в солнцезащитных устройства по таблице $\tau_4 = 1$.

Взвешенный для среднего значения коэффициента отраженности от потолка, стен и пола:

$$\rho_0 = \frac{\rho_{ПОТ} + \rho_{СТЕН} + \rho_{ПОЛ}}{3 \cdot 100\%} = \frac{50 + 50 + 10}{3 \cdot 100\%}, \qquad (6.9)$$

$$\frac{S_{ОК}}{h_{ОК}} = \frac{17{,}65}{1{,}8} = 9{,}8 \text{ м}. \qquad (6.10)$$

6.3 Расчет искусственного освещения

Основной целью выполнения расчета искусственного освещения является вычисления нужного количества освещающих устройств (ламп) и их мощности для того, чтобы был обеспечен уровень нормируемой освещенности.

Методическим инструментом при расчете принято выбрать метод коэффициента использования светового потока.

Расчет освещения начнем с выбора типа светильника который принимается в зависимости от условий рассчитываемой среды и класса помещения по взрывопожароопасности.

Для искусственного освещения помещений диспетчерского пункта применим люминесцентные лампы ЛД-80, со световым потоком $\Phi_Л = 4440$, высокая световая отдача достигающая 75 лм/Вт; большой срок службы, доходящий у стандартных ламп до 10000ч. Лампы отвечают всем предъявляемым к ним нормам и требованиям.

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

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

$$N = \frac{E \cdot K_З \cdot S \cdot z}{\Phi_Л \cdot \eta} = \frac{300 \cdot 1{,}5 \cdot 40 \cdot 1{,}15}{4440 \cdot 0{,}47} = 10, \qquad (6.11)$$

где E - 300 лк освещенность, которая нормируется;

$K_З$ - коэффициент запаса при искусственном освещении;

S - освещаемая рабочая площадь;

z - коэффициент неравномерности освещения;

$\Phi_Л$ - световой поток лампы;

η - коэффициент использования светового потока.

Освещаемая площадь S = 40 м^2;

Расчетная высота подвеса находится из выражения:

$$h = H - h_{РП} = 3{,}2 - 1{,}2 = 2{,}0 \text{ м}, \qquad (6.12)$$

где H - высота помещения;

$h_{РП}$ - высота рабочей поверхности

Посчитаем световой поток лампы:

$$\Phi_{Л}=\frac{E\cdot K_{З}\cdot S_{n}\cdot z}{N\cdot\eta}=\frac{300\cdot1{,}5\cdot40\cdot1{,}15}{10\cdot0{,}47}=4440\ \text{лм}. \qquad (6.13)$$

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

Найдем значение η индексу помещения , который равен:

$$i=\frac{A\cdot B}{h\cdot(A+B)}=\frac{10\cdot4}{3{,}2\cdot(10+4)}=\frac{40}{44{,}8}=0.89. \qquad (6.14)$$

Тогда значение η = 0,47 и световой поток:

$$\Phi=\frac{300\cdot1{,}5\cdot315\cdot1{,}1}{15\cdot2\cdot0{,}47}=11058{,}5\text{лм}. \qquad (6.15)$$

Далее принято выбирать правильное целесообразное размещение рассчитанных светильников в помещении.

$$L_{АВ}=\lambda\cdot h_{расч}=1{,}2\cdot1{,}6=1{,}92\,\text{м}. \qquad (6.16)$$

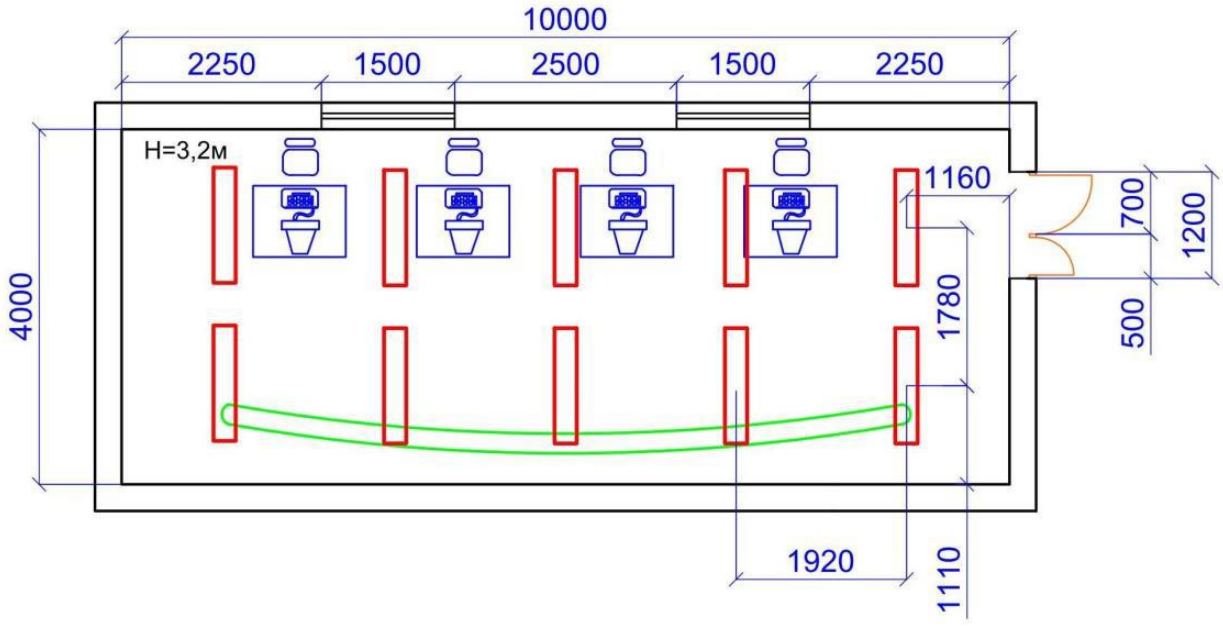


Рисунок 6.1 - Схема расположении светильников диспетчерского пункта

6.4 Автоматическое пожаротушение

Нижеприведенный гидравлический расчет спринклерной АУП ведется с учетом функционирования всех оросителей на расчетной площади.

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

Начальные данные для расчета:

Интенсивность подачи воды и площадь для расчета расхода воды приняты в соответствии с техническим заданием, из расчета 0,12 л/с (с*м2) с минимальной площадью расчета 40 $м^2$ для спринклерной установки. Время тушения 60 минут. Группа помещения по степени опасности развития пожара 2; интенсивность орошения J = 0,12 л, 12^2; площадь для расчета расхода воды Fp = 40 $м^2$; площадь, защищаемая одним спринклерным оросителем $F_c = 12$ $м^2$; число оросителей, участвующих в гидравлическом расчете:

$$n = F_p / F_c = 3. \qquad (6.17)$$

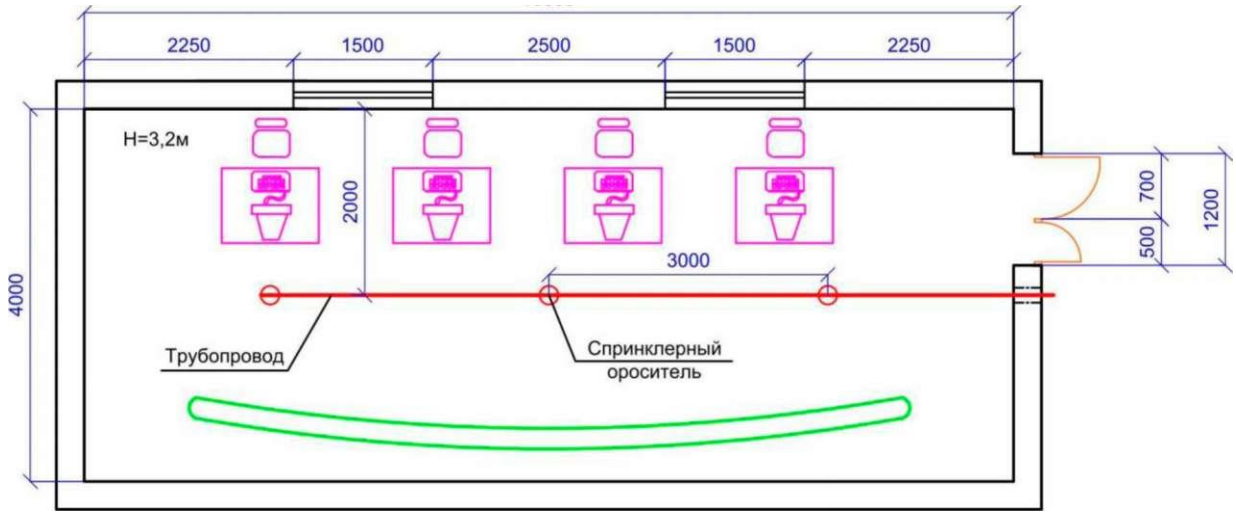


Рисунок 6.2 - Расчетная схема АУПТ диспетчерского пункта

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

Определяется необходимый напор на "диктующем" оросителе.

Выбирается ороситель. Напор на диктующем оросителе принимается по формуле:

$$H_1 = ммак\frac{((I_H \cdot F_C)/к/^2}{H_{МИН}}, \quad (6.18)$$

где $I_Н$ - нормативная интенсивность орошения, л/(с · м^2);

$F_С$ - площадь, которую сплинкеру необходимо будет орошать, м^2;

к - коэффициент продуктивности оросителя, л/(с·м2);

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

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

$$Q_1 = k\sqrt{H}\,. \quad (6.19)$$

Определяют напор у любого последующего спринклера:

$$H_{ПОСЛ} = H_{ПРЕД} + \frac{l_{УЧ} \cdot Q_{УЧ}{}^2}{K_T}, \quad (6.20)$$

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

$l_{уч}$ - длина рассматриваемого участка, м;

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

$К_Т$ - характеристика трения трубопровода по НПБ 88 л^2/с^2, принимаемая в зависимости от диаметра трубы, который может быть определен по формуле:

$$d_{ТР} = \sqrt{\frac{4 \cdot Q_{УЧ} \cdot 10^{-3}}{\pi \cdot V}}, \quad (6.21)$$

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

Таким образом:

$$H_{ДИКТ} = H_1 = 9{,}59, \quad (6.22)$$

$$Q_1 = K \cdot \sqrt{H_1} = 0{,}31 \cdot \sqrt{9{,}59} = 0{,}96. \quad (6.23)$$

Относительное расположение трубоводов и самих оросителей, которое принимается на основе расчетов, приведенных выше, изображено на рисунке 6.2. Расчетные оросители, в том числе в "неполных" рядках должны быть наиболее удаленными от насосной.

Определяется диаметр условного прохода трубопроводов.

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

$$Q \approx 2 \cdot 0{,}96 = 2. \qquad (6.24)$$

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

$$d_{TP} = 35{,}6 \cdot \sqrt{(2/5)} \approx 22{,}5. \qquad (6.25)$$

- интенсивность орошения водой составляет 0,12 л/(с м^2);
- расчетная площадь тушения 40 кв.м.;
- время тушения установкой 60 минут;
- максимум площади, которую может покрыть рабочим пространством одиночный ороситель, составляет 12 м^2;
- максимальное расстояние между спринклерными оросителями, составляет 3 м.

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

$$Q = 2 \cdot Q_1 \approx 12{,}096 = 11{,}52, \qquad (6.26)$$

$$d_{TP} = 35{,}6 \cdot \sqrt{\frac{11{,}52}{5}} \approx 54{,}03. \qquad (6.27)$$

Принимаем диаметр условного прохода трубопровода от "а" до насосной 65 мм, значение $K_{:} = 572$.

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

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

$$Q_a = (Q_a + Q_a) \cdot 2 = Q_a = (1{,}01 + 0{,}96) \cdot 2 = 3{,}94 \; л/. \qquad (6.28)$$

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

$$H_a = H_2 + \frac{1_{а\text{-}б} \cdot Q^2_{а\text{-}б}}{K_1} = 12{,}9 + \frac{3 \cdot 3{,}94}{572} = 13{,}04\,м^3. \quad (6.29)$$

Подобны, то характеристики их трубопроводов равны:

$$B_{1–2–3} = Q_a^2 / H_a = 3{,}94^2 / 12{,}96 = 1{,}198. \quad (6.30)$$

Тогда:

$$Q_{б\text{-}в} = Q_a + Q_a = 3{,}94 + 3{,}952 = 7{,}892. \quad (6.31)$$

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

$$H_B = 13{,}04 + \frac{3 \cdot 7{,}892^2}{572} = 13{,}366\ м. \quad (6.32)$$

Расход по участку:

$$Q_{в\text{-}г} = 7{,}892 + 4{,}001 = 11{,}893\ лл / с \quad (6.33)$$

$$H_B = 13{,}04 + \frac{3 \cdot 7{,}892^2}{572} = 13{,}366\ м.. \quad (6.34)$$

Линейные потери напора в трубопроводах $\Delta h_{2\text{-}1}$ от т. "в" до т. 1:

$$\Delta h_{2\text{-}1} = H_B - H_1 = 13{,}366 - 9{,}39 = 3{,}776. \quad (6.35)$$

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

$$l_{СТ} = h_{помещ} = 3{,}2. \quad (6.36)$$

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

Суммарное значение линейных потерь:

$$\Delta h_{ЛИН} = 3{,}776 + 31{,}157 = 34{,}93. \quad (6.37)$$

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

$$\Delta h_{КЛ}=Q_{ОБЩ}^2 = 3{,}62\cdot10^{-3}\cdot11{,}893^2 = 0{,}512 \text{ м.} \qquad (6.38)$$

Расчетная производительность насоса:

$$Q_{НР} = Q_{ОБЩ} = 11{,}893. \qquad (6.39)$$

По полученным данным, воспользуясь каталогом насосного оборудования, выбираем насос серии К 100-65-250, у которого Q-H характеристика является ближайшей. Мощность гасоса 45 кВт.

Функциональная схема и режимы функционирования водяной АУП представлена на рис. 6.3. На упомянотом рисунке изображенная функциональная схема АУП, оросительной установки, также именуемой сплинкерной установкой.

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

Спринклерная установка водяного пожаротушения функционирует для выполнения следующих задач: для предотвращения или для обнаружения и локального тушения пожаров и загораний, охлаждения строительных конструкций и подачи сигнала о пожаре.

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

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

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

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

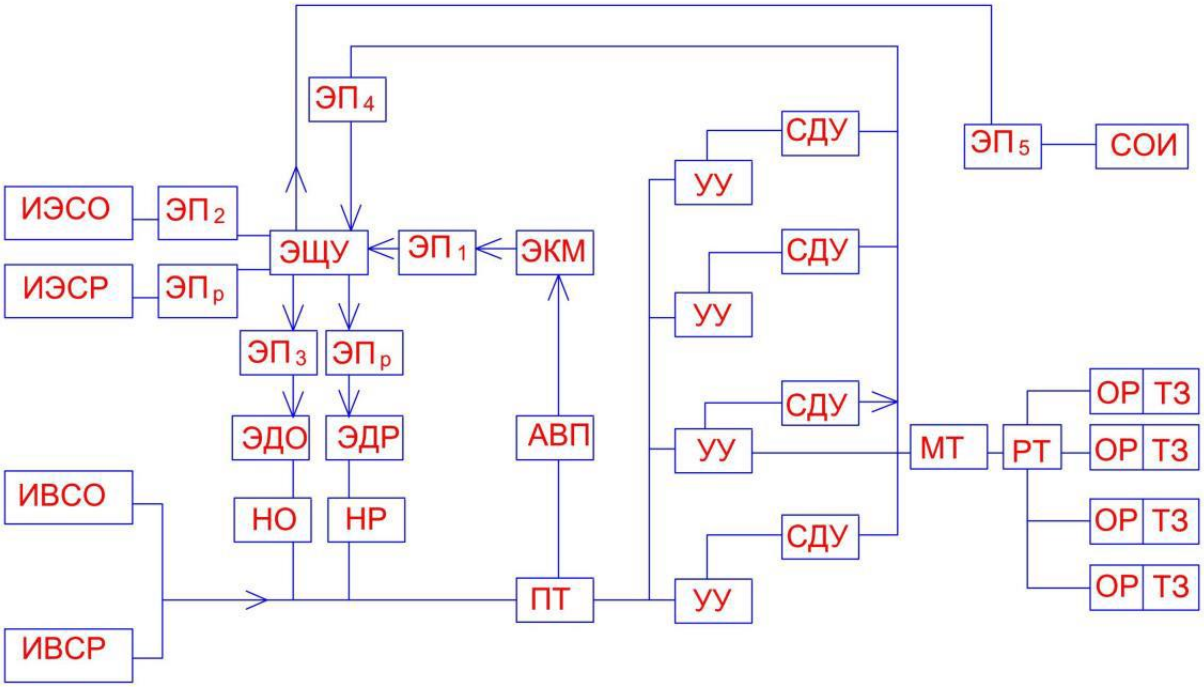


Рисунок 6.3 – Структурная блок-схема спринклерной установки водяного пожаротушения

ТЗ – замок по теплоте спринклера; ОР - ороситель (спринклер); РТ - распределительный трубопровод; МТП - магистральный трубопровод; УУ - узел управления; ПТ - питательный трубопровод; АВП-автоматический водопитатель; ЭКМ - электроконтактный манометр; ЭП2-электропровода, соединяющие ЭКМ с электрическим щитом управления (ЭЩУ); ИЭСО - основной источник электроснабжения; ИЭСР - резервный источник электроснабжения электроснабжения; ЭП2 - электропровода, соединяющие ЭЩУ с ИЭСО и ИЭСР; ЭП3 - электропровода, соединяющие ЭЩУ с основным электродвигателем ЭДО; ЭДР-резервный электродвигатель; Эпр - электропровода резервных цепей управления; НСО - основной насос; НСР - резервный насос; ИВСО (ИВСР) - основной (резервный) источник водоснабжения; СДУ - сигнализатор давления универсальный; ЭП4 - электропровода, соединяющие СДУ со щитом управления ЭЩУ; ЭП5 - электропровода, соединяющие ЭЩУ с системой оповещения и информации.

Вывод: в вышеприведенном разделе был проанализировал комплекс показателей, по которым можно было судить о качестве условий труда в диспетчерском пункте подстанции, а также условия труда персонала обслуживания. В качестве дополнительной задачи, проектом предусмотрен расчет освещения в рассматриваемом ДП. Для освещаемого диспетчерского пункта общая площадь составило SOK-17,65м2. Для искусственного освещения диспетчерского пункта принято к установке люминесцентные лампы типа ЛД-80, в количестве 10шт. Расстояния между светильников 1,92м.

Для обеспечения пожаробезопасности в проекте и превентирования возникновения пожаров необходимо было предусмотреть систему оперативного тушения пожаров. В качестве такой системы были приняты к установке водяные спринклерные оросители. Проведены расчеты количества и параметров насосов для подбора насосов, трубопроводов и объемов воды. Выбранный тип сплинкерных оросителей обладает преимуществом возможности установки в любых типах помещений. Для функционирования системы пожаротушения также предусмотрена система трубовпроводов.

Заключение

В дипломном проекте на тему «Оптимизация режимов работы распределительных электрических сетей по напряжению на примере РЭС 1 г. Алматы» произведен анализ нагрузок электрических сетей РЭС-1 города Алматы, подстанции РП-2. Описаны общие сведения о РЭС-1, о РП-2. Рассчитаны общие параметры сети (сопротивления линий и трансформаторов) для каждой ТП, проведен расчет режима с нагрузками 2015 года, а также режима с перспективным ростом нагрузок до 2025 года. По результатам расчета получили, что годовые потери электроэнергии составляют 917113,92 кВт·ч, а уровни напряжений на ТП-3413, ТП-3487, ТП-3404, ТП-3487 не соответствуют допустимым отклонениям напряжения, т.е. превышают ±5%.

При помощи программного комплекса «RASTR» был проведен анализ основных режимов работы.

Далее были выбраны мощности НКБ и места их установки.

Мощность НКБ выбирается по значению электрических нагрузок летнего сезона, причем берется минимальное значение реактивной мощности. Таким образом, для установки НКБ на шины ТП 0,4 кВ были выбраны НКБ УКМ58М-0,4 мощностью от 50 до 200 кВар. БК были установлены на 4ТП данного участка сети (4 из 11 шт.).

При определении потерь (с учетом перспективного роста нагрузок) с установкой НКБ на шины 0,4 кВ годовые потери электроэнергии составили 917113,92 кВт·ч. То есть после установки НКБ на шины 0,4 кВ потери, по сравнению с режимом без НКБ снизились на 7%. Таким образом, можно сделать однозначный вывод, что установка НКБ на шины 0,4 кВ является оптимальным вариантом размещения НКБ.

В работе были рассмотрены вопросы безопасности жизнедеятельности и экономики. Данные экономического расчета показали, что срок окупаемости инвестиций составит примерно 3 года.

Список литературы

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

2. Мельников Н.А. Электрические сети и системы. Учебник для ВУЗов, 1975 - Энергия Москва

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

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

5. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35-1150 кВ: Учебное пособие. Файсбисович Д.Л., Карапетян И.Г.- М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2003.

6. В. И. Свешников, Н. А. Пономарёва.

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

8. Шеховцов, В. П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. – М.: ИНФРА-М: Форум, 2010. – 214 с.

9. Кожевников Н.Н. Экономика и управление энергетическими предприятиями, М.: Издательский центр «Академия», 2004. — 432 с.

10. ПУЭ РК. № исх: 18-02-02/233-И от: 30.07.2013 «Об утверждении Правил устройства электроустановок Постановление Правительства Республики Казахстан от 24 октября 2012 года № 1355» "Казахстанская правда" от 17.04.2013 г. № 134-135 (27408-27409).

11. Шабад М. А. Защита трансформаторов распределительных сетей. — 4-е изд., перераб. и доп.изд.: ИНФРА-М, 2006.

12. Жакупов А. А. Методические указания к выполнению дипломного проекта для студентов специальности 5В071800 – Электроэнергетика - Алматы: АУЭС, 2016. - 39с.

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