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

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Расчет режимов работы участка распределительных сетей Алмалинского района г. Алматы

Специальность 5В071800 - «Электроэнергетика»

Выполнил (а) Байжігіт Д.Т. ЭЭу-13(В).
(Фамилия и инициалы) группа

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

Консультанты:
по экономической части:
Жакупов Н.А. к.э.н., профессор
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «25» 05 2016 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:
Байзакова С.М. старший преподаватель
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «13» 05 2016 г.
(подпись)

Нормоконтролер: Тергеусизова М.А., доцент АУЭС
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «_____»_____ 20___ г.
(подпись)

Рецензент: Сохиева З.Б. Начальник служ. рем. ОДУ НО АНК
(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 Әбіләкім Ә.Т.
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Расчет режимов работы участка распределительных сетей Алмалинского района г. Алматы

утверждена приказом ректора № 49 от «08» 04 2016 г.

Срок сдачи законченной работы «30» 05 2016 г.

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

Схема участка электрических сетей 10/0,4 кВ Алмалинского р-на, РП-112, фидер-2, нагрузки и характер потребителей; данные по сечениям: длина, сечение и марка провода; тип, мощность и количество трансформаторов на ТП.

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

1. Анализ и оценка существующего состояния сетей электроснабжения г. Алматы;
2. Анализ состояния участка распределительных сетей Алмалинского района.
3. Расчет режимов работы участка электрических сетей Алмалинского района, РП-112, фидер №1 при нагрузках на 2015 г.
4. Расчет режимов работы участка электрических сетей Алмалинского района, РП-112, фидер 1 при нагрузках на 2025 г.
5. Расчет режимов работы участка электрических сетей РП-112, ф-1 с ПБВ
6. Экономическая часть
7. Безопасность жизнедеятельности.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

Схема питания РП-112;
Схема РП-112, фидер-1. Нагрузки 2015г и на перспективу 2025г.;
Схема замещения фидера 1, РП-112. Данные по параметрам трансформаторов и линий;
Расчет режимов работы уч-ка эл. сети Алмалинского р-на, РП-112, ф-1 при нагрузках на 2015г.
Расчет режимов работы уч-ка эл. сети Алмалинского р-на, РП-112, ф-1 при нагрузках на 2025г
Расчет режимов работы уч-ка эл. сети Алмалинского р-на РП-112, ф-1 с применением ПБВ.

Рекомендуемая основная литература

1. Идельчик В.И. Электрические сети и системы. Учебник для вузов, — М.: Энергоатомиздат, 1989. 592с
2. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. Под ред. Рокотяна С.С. и И.М. Шапиро. - 3-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергоатомиздат, 1985. — 352 с.
6. ГОСТ 13109-97. Нормы качества эл. энергии в системах электроснабжения общего назначения
7. Ю.С. Жилио. Потери электроэнергии. Рентабельность. Качество электроэнергии. Руководство для практических расчетов, — М.: „ЭНАС", 2009, 456с.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
БЖД	Байзакова С.М.	18.05.2016г	
Экономчасть	Заурбекова Д.С.	25.05.2016г.	

ГРАФИК
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1.	Анализ и оценка существующего состояния системы электроснабжения г. Алматы.		
2.	Анализ состояния участка распределительных сетей, Алмалинского р-на, РП-112, ф-1		
3.	Расчет режимов работы участка эл. сети Алмалинского р-на, РП-112, ф-1 при нагрузках на 2015 г.		
4	Расчет режимов работы участка эл. сети Алмалинского р-на, РП-112, ф-1 при перспективных нагрузках на 2025 г.		
5.	Расчет режимов работы участка эл. сети Алмалинского р-на, РП-112, ф-1 с применением ПБВ.		
6.	Экономическая часть		
7.	Безопасность жизнедеятельности		

Дата выдачи задания «08» 04 2016 г.

Заведующий кафедрой _____ _____
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Руководитель _____ Сокорова И.С
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению
студент _____ Бойтасова Д.Т
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Андатпа

Бұл дипломдық жобада «Алматы қаласының Алмалы ауданындағы таратушы тораптардың учаскісінің жұмыс режімін есептеу» қарастырылды.

Мысал ретінде ТЭС-2, РП-112 болашақтағы және қазіргі кездегі жүктемесі есептелінді. Аймақтағы таратушы тораптардың режімдері есептелініп, сараптама жасалынды. Сараптаманың нәтижесіне байланысты ПБВ қолдану шарттары ұсынылды.

Дипломдық жобада «Экономикалық» және «Өмір тіршілік қауіпсіздігі» бөлімдері де қарастырылды.

Аннотация

В дипломном проекте на тему «Расчет режимов работы участка распределительных сетей Алмалинского района г. Алматы» были рассмотрены вопросы расчета режимов работы городских распределительных сетей на примере РЭС-2, РП-112 с учетом существующих и перспективных нагрузок. Произведен анализ полученных результатов расчета режимов работы участка распределительных сетей и даны рекомендации по применению ПБВ. Так же были рассмотрены разделы «Экономическая часть» и «Безопасность жизнедеятельности».

Annotation

The thesis project entitled " Calculation of modes of distribution networks Lot Almaly region of Almaty city " addressed the issues of calculation of modes of urban distribution networks on the example REF - 2 , RP - 112 , taking into account existing and future loads. The analysis of the obtained results of the calculation modes area distribution networks and recommendations on the use of CG . The same sections were considered " economic part " and " Safety"

Содержание

Введение……... 8
1 Анализ и оценка существующего состояния системы электроснабжения г. Алматы…… 9
1.1 Электрические нагрузки и электропотребление……..... 9
1.2 Характеристика существующих электрических стаций……... 11
1.3 Оценка прогнозных уровней электрических нагрузок и электропотребление ……..... 16
1.4 Развитие генерирующих источников ……...……... 20
1.5 Постановка задачи……..... 25
2 Анализ состояния участка распределительных сетей Алмалинского района……..... 26
2.1 Общие сведения об Алмалинском районе ……... 26
2.2 Участок электрической сети Алмалинского района, РП-112, фидер №1……... 27
2.3 Структура и анализ нагрузок ……..….. 29
3 Расчет режимов работы участка электрической сети Алмалинского района, питающегося от фидера №1, РП-112 при нагрузках на 2015 г……... 30
3.1 Выбор способа расчета……... 30
3.2 Описание возможностей программного продукта «RastrWin3»…… 31
3.3 Подготовка исходных данных для расчета……... 31
3.4 Расчет максимального режима («зима») фидера №1 РП-112, с учетом нагрузок 2015 года……... 35
3.5 Расчет минимального режима («лето») фидера №1 РП-112, с учетом нагрузок 2015 года ……..... 38
4 Расчет режимов работы участка электрической сети Алмалинского района, питающегося от фидера №1 РП-112 при нагрузках на 2025 г…… 42
4.1 Расчет максимального режима («зима») фидера №1 РП-112, с учетом нагрузок 2025 года.……..... 42
4.2 Расчет минимального режима («лето») фидера №1 РП-112, с учетом нагрузок 2025 года……... 46
5 Расчет режимов работы участка электрической сети Алмалинского района, питающегося от фидера №1 РП-112 при нагрузках на 2025 г. с ПБВ…… 49
6 Анализ полученных результатов в работе……..... 56
7 Экономическая часть…….. 58
7.1 Расчет эффективности установки компенсации реактивной мощности 58
7.2 Характеристика компенсирующих устройств…….. 60
7.3 Характеристика потерь электроэнергии…… 61
7.4 Расчет капитальных вложений……... 62
8 Безопасность жизнедеятельности…….. 64
8.1 Анализ условий труда на подстанции……... 64

8.2 Расчет заземления трансформаторной подстанции 6/0,4 кВ…….. 65
8.3 Расчет искусственного освещения в щитовом помещении…… 68
Заключение……. 72
Список литературы…… 73

Введение

После обращения главных энергетиков предприятий к Правительству Республики Казахстан, Президент Казахстана Нурсултан Назарбаев подписал Закон «Об энергосбережении и повышении энергоэффективности», - настоящий Закон регулирует общественные отношения и определяет правовые, экономические и организационные основы деятельности физических и юридических лиц в области энергосбережения и повышения энергоэффективности.

Настоящие нормативные значения коэффициента мощности в электрических сетях разработаны в соответствии с подпунктом 5 статьи 4 Закона Республики Казахстан от 13 января 2012 года «Об энергосбережении и повышении энергоэффективности» и определяют нормативные значения коэффициента мощности для электрических сетей 6-10 кВ cos φ=0,92. На современном этапе развития отечественной энергетики с целью соответствия нормативам качества электрической энергии нужен переход к энергосберегающим технологиям общественного производства и различным образом снижения потерь электрической электроэнергии и мощности, сокращающим потребность в новых электростанциях и органическом топливе.

Для снижения высокого уровня потерь электроэнергии необходимо достижение оптимального режима энергосистемы в целом, который удовлетворяет условиям надежности и качества электроэнергии. Для электрических сетей следует предусматривать технические мероприятия по обеспечению качества напряжения электрической энергии в соответствии с требованиями ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электрической энергии системах электроснабжения общего назначения». Одним из определяющих показателей качества электроэнергии является качество напряжения. Для соблюдения качества напряжения устанавливаются показатели качества электроэнергии.

Напряжение является важнейшим показателем режима электроэнергетической системы, непосредственно влияющим на качество электрической энергии, надежность электроснабжения потребителей и экономичность работы электроэнергетической системы. Требования к качеству электроэнергии состоят в том, что нормируется ряд показателей режима напряжений, характеризующих его при работе все системы в целом. Так важным показателем является отклонение напряжения. Учет надежности при рассмотрении режима напряжений состоит в том, что как и в нормальных, так и в аварийных и послеаварийных режимах напряжения в любых точках сети электроэнергетической системы не должны превышать или быть ниже определенных допустимых значений. Изменение напряжения относительно номинального значения оказывает неблагоприятное влияние на режимы работы, производительность и технико-экономические показатели всех элементов электрической системы. Поэтому можно прийти к выводу, что вопрос о регулировании напряжения в электрических сетях является немаловажным.

1 Анализ и оценка существующего состояния системы электроснабжения г. Алматы

1.1 Электрические нагрузки и электропотребление

Величина годового электропотребления в границах Алматинской агломерации в 2015 г. составила 7467,2 млн. кВт.ч и снизилась по сравнению с 2014 годом на 133,1 млн. кВт.ч или на 1,8%.

Снижение данного показателя произошло в связи с влиянием продолжающегося мирового экономического кризиса, дальнейшей газификацией областных потребителей, оплатой за потребленную электроэнергию по дифференцированному тарифу, реализацией мероприятий по энергосбережению, а также по погодным условиям.

Годовой максимум электрической нагрузки составил 1409 МВт и также снизился по сравнению с 2014 годом на 170 МВт.

При этом доля электропотребления в границах Алматинской агломерации от общего по зоне обслуживания АО «АЖК» составила 98,1% в 2014 г.

Показатели электропотребления и электрических нагрузок в разрезе по гг. Алматы приведены ниже в таблице 1.1.

Таблица 1.1 - Показатели электропотребления и электрических нагрузок в разрезе по гг. Алматы (Э/Р, млн. кВт.ч/ МВт)

Наименование городов и районов	2014 г.		2015 г.		(+) рост (-) снижение		То же в %%	
	Э	Р	Э	Р	Э	Р	Э	Р
Всего в зоне Алматинской агломерации	7600,3	1409	7467,2	1239	-133,1	-170	-1,8	-12,1%
в том числе г. Алматы	4482,8	962	4326,4	813	-56,4	-149,4	-3,5	-15,5

Анализ изменения структуры электропотребления по группам потребителей в г. Алматы в 2014-2015 гг. приведен в таблице 1.2 и на рисунках 1.1 и 1.2.

Таблица 1.2 - Анализ изменения структуры электропотребления по группам потребителей в г. Алматы в 2014-2015 гг (млн. кВт.)

Наименование	2014 г.	2015 г.	(+) рост (-) сниж-е	То же в %%
Промышленность	783,1	770,3	-12,8	-1,6%
Строительство	130,7	118,2	-12,5	-9,6%
Транспорт	19,4	18,0	-1,4	-7,1%

Продолжение таблицы 1.2

Наименование	2014 г.	2015 г.	(+) рост (-) снижение	То же в %%
Сельское хозяйство	3,7	3,5	-0,2	-5,0%
Коммунально-бытовое потребление, в том числе:	2863,7	2777,1	-86,7	-3,0%
население (город, село)	1149,9	1118,9	-31,0	-2,7%
обществ.	1713,8	1658,2	-55,6	-3,2%
Всего полезное электропотребление	3800,6	3687,1	-113,5	-3,0%
Собственные нужды электростанций	142,3	128,1	-14,1	-9,9%
Потери в электрических сетях	539,9	511,1	-28,7	-5,3%
Электропотребление, всего	4482,8	4326,4	-156,1	-3,5%

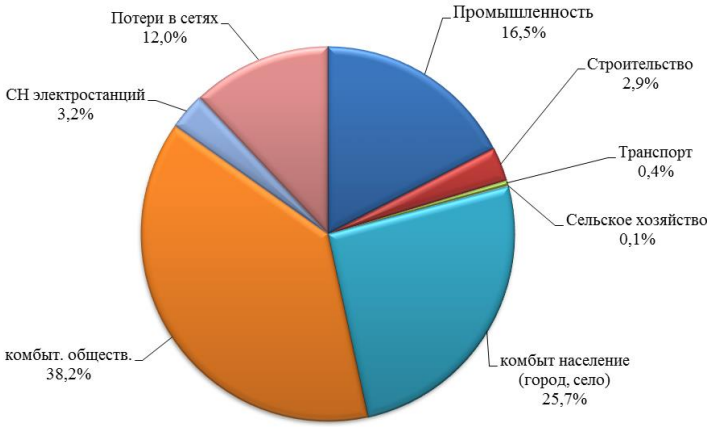


Рисунок 1.1 - Анализ изменения структуры электропотребления по группам потребителей в г. Алматы в 2014

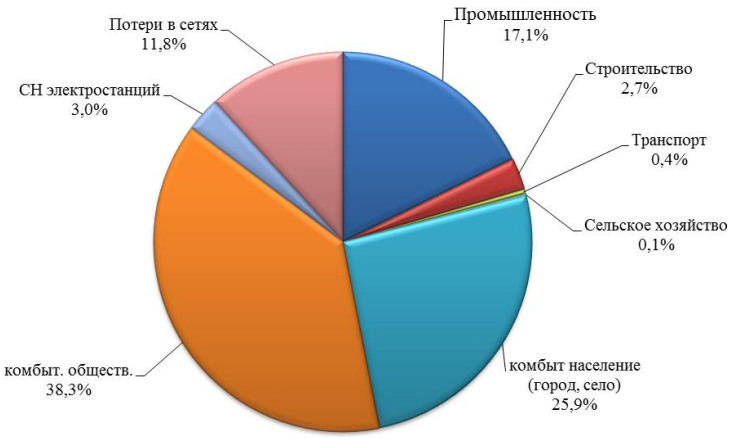


Рисунок 1.2 - Анализ изменения структуры электропотребления по группам потребителей в г. Алматы в 2015

Анализ структуры электропотребления в рассматриваемом регионе показывает, что по всем городам и районам в зоне Алматинской агломерации основная доля приходится на коммунально-бытовое потребление.

Динамика сложившихся годовых удельных показателей коммунально-бытового потребления населения и в общественном секторе на 1 человека за 2014-2015 гг. приведена в таблице 1.3.

Таблица 1.3 - Динамика годовых удельных показателей коммунально-бытового потребления населения и в общественном секторе на 1 человека за 2014-2015 гг. (кВт.ч/чел)

Наименование областей	2014 г.		2015 г.	
	население	обществ	население	обществ
Всего в зоне Алматинской агломерации	561,3	755,0	552,9	720,8
в том числе г. Алматы	779,4	1161,6	742,2	1100,0
г. Капшагай	1085,7	2292,7	983,2	1631,4
Енбекшиказахский	361,1	165,8	356,5	155,6
Жамбылский	378,1	184,6	368,2	158,8
Илийский	526,8	1882,3	558,6	1990,7
Карасайский	582,0	582,4	565,8	545,9
Талгарский	842,1	685,1	830,7	663,3

Анализ удельных показателей коммунально-бытового потребления показывает, что величина данного показателя крайне неоднородна в разрезе районов и колеблется в достаточно широком диапазоне:

Население:

- 2014 г. - 361,1 – 1085,7 кВт.ч/чел.
- 2015 г. – 356,5 – 983,2 кВт.ч/чел.

общественный комбыт:

- 2014 г. – 165,8 – 2292,7 кВт.ч/чел.
- 2015 г. – 155,6 – 1990,7 кВт.ч/чел.

Данная ситуация вызвана такими объективными причинами, как коэффициент семейности, величина доходов, уровень обеспеченности современной электробытовой техникой и др.

1.2 Характеристика существующих электрических станций

В настоящее время электроснабжение потребителей в зоне Алматинской агломерации осуществляется от собственных источников ТЭЦ-1, 2, 3, каскада Алматинских ГЭС, Капшагайской ГЭС АО «АлЭС» и Иссыкских ГЭС-2, 3 ТОО «ЭнергоАлем».

В июне 2013 г. завершено строительство первой фотоэлектрической солнечной электростанции (ФЭСЭС) мощностью 2 МВт в г. Капшагай. 3 де-

кабря 2013 года получен Акт Государственной приемочной комиссии по приемке объекта в эксплуатацию.

Показатели установленной и располагаемой мощности электростанций по состоянию на 01.01.2014 г. показаны в таблице 1.4.

Таблица 1.4 - Показатели установленной и располагаемой мощности электростанций

Наименование	$P_{уст.}$	$P_{расп.}$	Разрывы мощности	Причины разрывов
Алматинская ТЭЦ-1 АО «АлЭС» (АТЭЦ-1)	145	102	43	Недостаточное потребление тепла от турбин, работающих в режиме ухудшенного вакуума. Дефицит котельной мощности.
Алматинская ТЭЦ-2 АО «АлЭС» (АТЭЦ-2)	510	409,3	100,7	Недостаточное потребление тепла от турбоагрегатов. Сжигание непроектного топлива ухудшенного качества (Экибастузский уголь).
Алматинская ТЭЦ-3 АО «АлЭС» (АТЭЦ-3)	173	173	-	
Капшагайская ГЭС	364	300	64	По режиму сработки водохранилища.
Каскад АГЭС	46,9	42,0	4,9	По водотоку.
Иссыкская ГЭС-2 ТОО «ЭнергоАлем»	5,1	1,4	3,7	По водотоку.
Иссыкская ГЭС-3 ТОО «ЭнергоАлем»	1	0,8	0,2	По водотоку.
ВСЕГО по электростанциям в зоне Алматинской агломерации	1245,0	1028,5	216,5	

Ниже приводится краткая характеристика текущего состояния генерирующих мощностей.

Тепловые электрические станции.

Алматинская ТЭЦ-1.

По состоянию на 01.01.14 г. установленная электрическая мощность станции составила 145 МВт, располагаемая – 102 МВт.

АТЭЦ-1 является основным источником теплоснабжения центральной части города, ее установленная тепловая мощность составляет 1203 Гкал/час, располагаемая – 957 Гкал/час.

Основной вид топлива – уголь, газ (сезонные избытки), мазут.

Алматинская ТЭЦ-2.

По состоянию на 01.01.14 г. установленная электрическая мощность станции составила 510 МВт, располагаемая – 409,3 МВт.

Установленная тепловая мощность – 1176 Гкал/час, располагаемая – 586 Гкал/час.

Имевшие место ограничения электрической мощности в связи с неудовлетворительным состоянием градирен устранены.

Алматинская ТЭЦ-3.

По состоянию на 01.01.14 г. установленная и располагаемая электрическая мощность станции составила 173 МВт. На станции завершена реконструкция градирен, ограничения электрической мощности отсутствуют.

Установленная тепловая мощность – 335 Гкал/час, располагаемая – 240 Гкал/час.

Основной вид топлива – уголь.

Гидроэлектростанции.

Капшагайская ГЭС на реке Или.

По состоянию на 01.01.14 г. установленная электрическая мощность составила 364 МВт, располагаемая – 300 МВт.

Причиной разрывов и ограничений электрической мощности в размере 64 МВт является режим сработки водохранилища.

Малые ГЭС.

Каскад Алматинских ГЭС на р. Большая Алматинка.

По состоянию на 01.01.14 г. установленная электрическая мощность составила 46,9 МВт, располагаемая – 42 МВт.

Причиной разрывов и ограничений электрической мощности является работа каскада по водотоку.

Срок эксплуатации электростанций каскада составляет от 51 до 71 года.

Оборудование всех ГЭС каскада выработало парковый ресурс и необходима его замена.

Иссыкские ГЭС – 2, 3 на реке Иссык.

Иссыкские ГЭС – 2, 3 ТОО «ЭнергоАлем» введены в эксплуатацию в 2008 и 2013 гг., соответственно, с целью дальнейшего освоения потенциала малой гидроэнергетики с выдачей в электрические сети АО «АЖК».

СЭС мощностью 2 МВт в г. Капшагай.

В январе 2012 года Акиматом г. Капшагай выделен земельный участок площадью 6 га, получен Акт на право временного возмездного землепользования (аренда) на 49 лет с правом выкупа.

Компанией «Dar Muhendislik Musaverlik A.S.» (Турция-Англия) разработано ТЭО проекта, получено положительное заключение Госэкспертизы.

В августе 2012 года был объявлен открытый международный тендер по закупке комплексных работ по проектированию, поставке и строительству «под ключ» Солнечной Электростанции (СЭС) в г. Капшагай – 2 МВт, методом EPC Контракта;

1 октября 2012 года заключен договор по закупке комплексных работ по проектированию, поставке и строительству «под ключ» Проекта между АО «Самрук-Энерго» и компанией «BISOL Central Asia Ltd»;

Срок строительство СЭС составил 1 год;

3 декабря 2013 года получен Акт Государственной приемочной комиссии по приемке объекта в эксплуатацию;

20 декабря 2013 года при участии Главы государства произведен официальный запуск станции;

19 Июня 2014 года между АО «Самрук-Энерго» и ТОО «Samruk-Green Energy» подписан Акт приема передачи СЭС.

Производительность СЭС – 3 608 000 кВт.ч в год.

Выработка электроэнергии в разрезе электростанций показана в таблице ниже в таблице 1.5 (млн. кВт.ч).

Таблица 1.5 - Выработка электроэнергии в разрезе электростанций

Наименование	2014	2015 г.	Отклонение	Отклонение, %
АТЭЦ-1	433,4	386,6	-46,9	-10,8
АТЭЦ-2	2549,1	2555,7	6,5	0,3
АТЭЦ-3	1028,9	1087,9	59,0	5,7
Капшагайская ГЭС	1090,2	1008,6	-81,6	-7,5
Каскад АГЭС	209,6	190,3	-19,3	-9,2
Иссыкская ГЭС-2	21,4	23,5	2,1	9,7
Иссыкские ГЭС-3	-	0,2	0,2	
Всего по электростанциям	5332,7	5252,7	-80,0	-1,5

Из общего количества произведенной в 2015 г. электроэнергии около 77% выработано тепловыми электростанциями, 23% - гидроэлектростанциями.

АО «АЖК» принадлежат электрические сети напряжением 35, 110 кВ Алматинского энергоузла, а также часть сетей 220 кВ, в том числе:

- ПС 220 кВ: №7 АХБК, № 62 Капшагайская, №68 Шелек, №131 Горный Гигант, №140 Западная, №143 Робот, № 147 Таугуль, №154 Коян Коз, №160 Ерменсай и №166 Бесагаш (Кенсай);

- двухцепные ЛЭП 220 кВ: Алматы – Таугуль, Таугуль – Ерменсай, Ерменсай – Г. Гигант, Ерменсай – Бесагаш в г. Алматы;

- ВЛ 220 кВ АТЭЦ-3 – Алма, Алма – Шелек в области.

Распределение электроэнергии по питающим центрам 110 кВ рассматриваемого района осуществляется через опорные ПС 220 кВ и от АТЭЦ-3.

Опорные ПС связаны с источниками кольцевыми ВЛ 110 кВ в двухцепном и одноцепном исполнении, к которым присоединены ПС 110 кВ. К развитым ОРУ 110 кВ электростанций (АТЭЦ-1, 2) и опорных ПС также присоединены ПС 110 кВ по радиальным ЛЭП 110 кВ.

Большая часть ПС 110 кВ и выше двухтрансформаторные.

Ниже в таблице приведены данные по количеству ПС 35 кВ и выше, размещаемых в г. Алматы.

Таблица 1.6 - данные по количеству ПС 35 кВ и выше, размещаемых в г. Алматы

Наименование	Кол-во ПС,шт	Кол-во тр-ров, шт	Суммарная мощность, МВА
г. Алматы (в существующих границах на 2014 г.)			
ПС 220 кВ	5	10	1500
ПС 110 кВ	44	88	2653,3
ПС 35 кВ	16	31	338,25

Таким образом, в настоящее время в границах рассматриваемой зоны в существующих границах г. Алматы 5 ПС 220 кВ, 44 ПС 110 кВ и 16 ПС 35 кВ.

«Узким местом» в электроснабжении г. Алматы является питание потребителей на напряжении 35 кВ, а также наличие распределительного напряжения 6 кВ, что приводит к необходимости двойной трансформации электроэнергии и повышенным потерям в сетях (ПС 110/35/6 кВ: № 6 Геологострой, № 137 Центральная, № 55 КазГУ, № 118 Арман, № 132 Саябак, № 151 Райымбек), поэтому необходима ликвидация сетей 35 кВ с переводом нагрузки на ПС 110 кВ и перевод электроснабжения потребителей на напряжение 10 кВ.

Перевод нагрузок с ПС 35 кВ №4, 5, 17, 58 и других, построенных в 50-60-е годы, на ПС 110 кВ не осуществляется в течение нескольких десятилетий. Через городские ПС осуществляется транзит мощности в прилегающие районы Алматинской области.

Таким образом, требуется значительная реконструкция существующих и строительство новых электрических сетей г. Алматы и пригородной зоны.

Источниками обеспечения сложившихся дефицитов электроэнергии аналогично балансу мощности также являлись электростанции ЕЭС Казахстана.

Анализ показывает, что в 2015 г. в связи со снижением электрической нагрузки, отмечается также снижение дефицита мощности по г. Алматы с 824 МВт в 2012 г. до 697 МВт в 2013 г. с обеспечением от АТЭЦ-2, 3 и др. Баланс электроэнергии по г. Алматы представлен в таблице 1.6.

Из приведенных данных следует, что дефицит электроэнергии в 2014 г. составил 3749,5 млн. кВт. ч и снизился по сравнению с 2012 г. на 90,3 млн.

кВт. ч, что обусловлено снижением уровня электропотребления. Источники покрытия аналогичны балансу мощности.

Таблица 1.6 - Баланс электроэнергии (млн. кВт. ч)

Наименование	2014 г.	2015 г.
Потребность		
Электропотребление	4482,8	4326,4
Покрытие		
Выработка электроэнергии на электростанция	643,0	576,8
АТЭЦ-1	433,4	386,6
Каскад АГЭС	209,6	190,3
Дефицит мощности (-), покрываемый от электростанций ЕЭС Казахстана	-3839,8	-3749,5

1.3 Оценка прогнозных уровней электрических нагрузок и электропотребление

Прогноз уровней электропотребления и электрических нагрузок по зоне Алматинской агломерации выполнен в соответствии с общими тенденциями развития отраслей экономики на перспективу, с учетом внедрения энергосберегающих технологий, на основании предоставленных данных по численности населения, объемам жилищного строительства, развитию промышленных предприятий, технических условий (ТУ), выданных АО «АЖК» на подключение потребителей, а также имеющихся проработок по рассматриваемому району.

Численность населения и объемы ввода жилых площадей по данным заказчика приведены в следующей таблице 1.7.

Таблица 1.7 - Численность населения и объемы ввода жилых площадей

Наименование административных единиц	Население, тыс. чел			Жилищный фонд, тыс. м2				
				2020 г.			2030 г.	
	2013 г. отчет	2020 г.	2030 г.	Ввод	Снос	на конец 2020 г.	Ввод	на конец 2030 г.
Енбекшиказахский район	321,8	354,2	392,6	3088	0,6	6243,7	2060	8304,2
Жамбылский район	143,5	158,0	172,1	1719	1,2	3160,1	1043	4202,9
Илийский район	197,0	216,8	240,3	1863	2,8	4336,8	1431	5768
Карасайский район	354,2	389,9	432,2	3004	3,3	6380,8	2106	8486,4
Талгарский район	237,4	261,4	289,7	1466	0,9	4169,4	1376	5545,3
г.а. Капчагай	57,5	63,3	70,2	243	0	1266,4	418	1684,4
г. Алматы*	1507,5	1580,1	1586,0	20424	689,3	43 148	17212	60360
Всего в зоне Алматинской агломерации	2818,8	3023,7	3183,1	31807,0	698,1	68705,2	25646,0	94351,2

Перспективные показатели электропотребления и электрических нагрузок определены для минимального и максимального уровней прогноза с учетом возможных колебаний в развитии экономики в рассматриваемой долгосрочной перспективе.

По максимальному сценарию – электропотребление и электрические нагрузки по коммунально-бытовому потреблению определены с учетом намечаемых объемов ввода жилых и общественных застроек.

По минимальному сценарию – электропотребление и электрические нагрузки по коммунально-бытовому потреблению определены, исходя из условия возможных сниженных объемов ввода жилой и общественной застройки и темпов развития других отраслей экономики по сравнению с запланированными по максимальному прогнозу.

При прогнозировании учтены целевые показатели по снижению энергоемкости валового внутреннего продукта не менее чем на 10% к 2015 году и не менее чем на 25% к 2020 г. в соответствии со Стратегическим планом развития Республики Казахстан до 2020 г.

Среднегодовые темпы роста электропотребления за период 2013-2030 гг. по минимальному уровню с учетом принятого развития Алматинской агломерации определились в размере 4,8%, по максимальному – 6,0%.

В качестве расчетного варианта для моделирования режимов работы электрической сети принят максимальный прогноз электрических нагрузок.

Динамика электропотребления и электрических нагрузок по г. Алматы, по вариантам прогноза на 2020, 2030 г. приведена ниже в таблице 1.8 и на рисунке 1.3.

Таблица 1.8 - Динамика электропотребления и электрических нагрузок по г. Алматы, по вариантам прогноза на 2020, 2030 г

Наименование	2015 г.	2020 г.		2030 г.	
	отчет	прогноз			
		мин	макс	мин	макс
г. Алматы					
1. Электропотребление, млн. кВт.ч.	4326,4	6 298,0	7557,6	8 015,8	9618,9
2. Максимум электрической нагрузки, МВт	813	1 200	1 440	1 520	1824

Рост электрических нагрузок в г. Алматы будет обусловлен следующими основными факторами:

- создание индустриальной зоны в Алатауском районе;
- развитие предприятий малого и среднего бизнеса;
- рост объемов жилищного и общественного строительства по Програме «Доступное жилье - 2020»;
- дальнейшее развитие горнолыжного курорта Медеу – Шымбулак с электроотоплением;

- строительство к 2016 г. горнолыжного курорта «Кокжайляу», строительство канатно-кресельных дорог, гостиниц, ресторанов, торгово-развлекательных центров и полей для гольфа; создание объектов инфраструктуры – автомобильной дороги, автостоянок, электро-, газо- и водоснабжения и другие сервисные объекты;

- строительство спортивных объектов для проведения 28–ой «Зимней Всемирной Универсиады – 2017»: ледовый дворец, два ледовых катка, специальные сооружения по сноуборду, олимпийская деревня, гостиница, объекты обслуживания, переоснащение объектов Азиады;

- дальнейшее строительство объектов АФД.

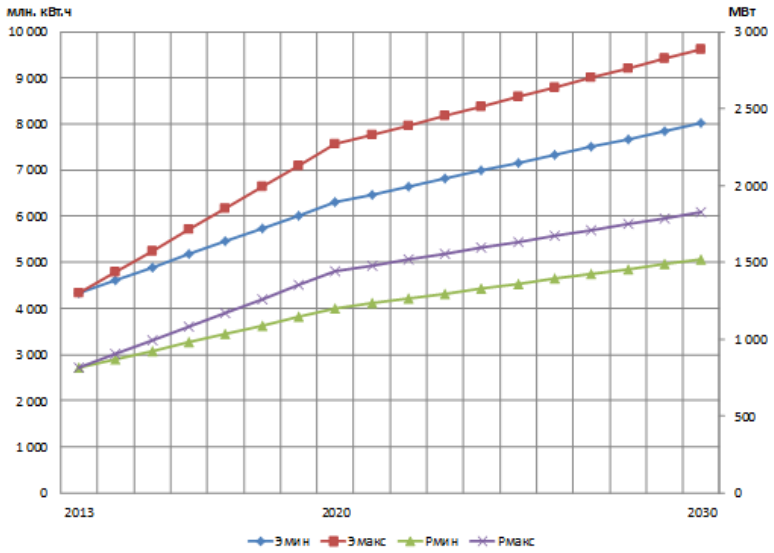


Рисунок 1.3 – Динамика электропотребления и электрических нагрузок г. Алматы до 2030 г.

Электропотребление и электрические нагрузки по отраслям экономики в городе Алматы представлены в таблице 1.9 и на рисунках 1.4, 1.5.

Таблица 1.9 - Электропотребление и электрические нагрузки по отраслям экономики в городе Алматы

Наименование отраслей	2015 г.		2020 г.		2030 г.	
	отчет		прогноз			
	Э, млн. кВт.ч	Р, МВт	Э, млн. кВт.ч	Р, МВт	Э, млн. кВт.ч	Р, МВт
Промышленность	770,3	203	1712,1	462	1919,7	521
Строительство	118,2	37	150,3	47	202,1	63
Транспорт	18,0	5	294,1	95	354,6	114
КБ потребление	2777,1	793	4149,6	1 186	5805,1	1 659
Сельское хозяйство	3,5	2	7,8	3	9,9	4
С.н. электростанций	128,1	33	589,2	96	675,6	110
Потери в эл.сетях	511,1	114	654,3	160	651, 9	164
ИТОГО	4326,4	1 187	7557,6	2 048	9618,9	2 635

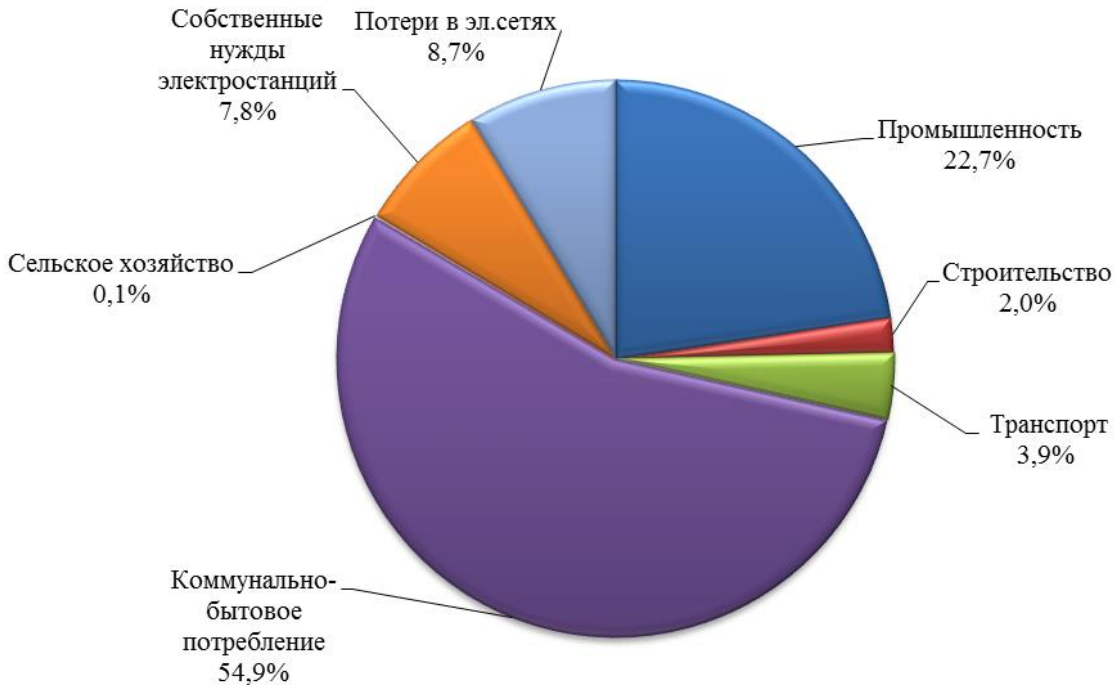


Рисунок 1.4 - Электропотребление и электрические нагрузки по отраслям экономики в городе Алматы на 2020 г.

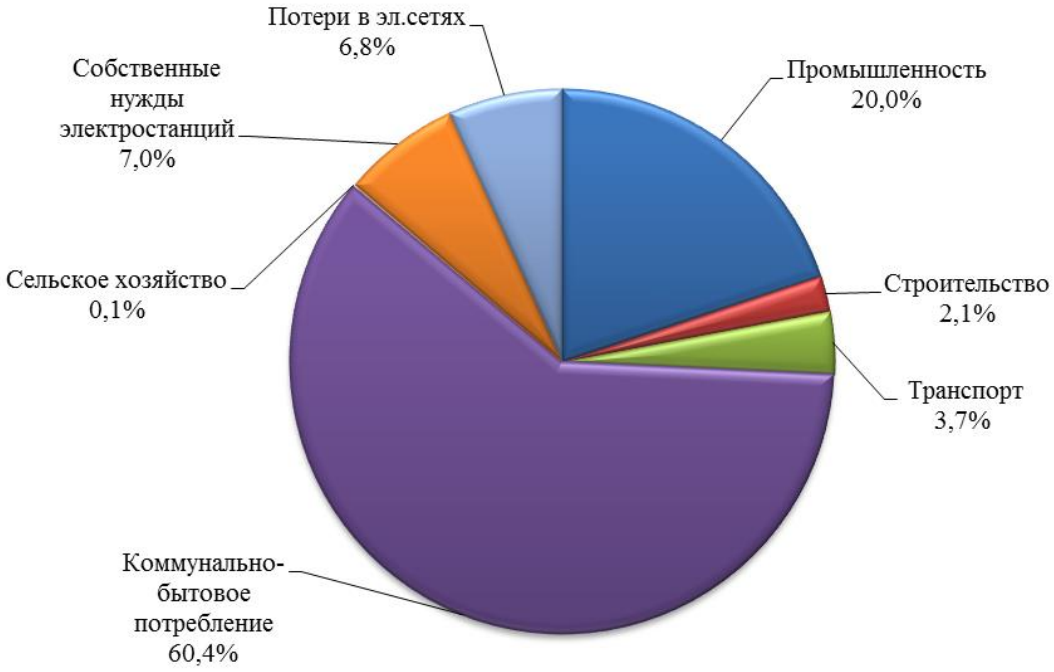


Рисунок 1.5 - Электропотребление и электрические нагрузки по отраслям экономики в городе Алматы на 2020 г.

1.4 Развитие генерирующих источников

В настоящее время электроснабжение потребителей в рассматриваемом регионе Алматинской агломерации осуществляется от электростанций АО «АлЭС» по электрическим сетям 6-10-35-110 кВ АО «АЖК».

Развитие генерирующих мощностей намечается осуществить по следующим основным направлениям:

- техперевооружение и реконструкция оборудования действующих электростанций;
- ввод новых мощностей на действующих электростанциях;
- строительство новых электростанций;
- вовлечение в баланс возобновляемых источников энергии на основе имеющегося в данном регионе значительного потенциала крупной и малой гидроэнергетики, ветровой и солнечной энергии (малые ГЭС, ВЭС, СЭС).

Развитие электростанций АО «АлЭС» принято в соответствии с Долгосрочной стратегией.

Алматинская ТЭЦ-1.

В соответствии с долгосрочной стратегией развития АО «АлЭС» предусматриваются следующие мероприятия:

- вывод из эксплуатации существующих паровых турбин ст. №9, 10 ПТ-60-90 и котлоагрегатов ст. №8, 9, 10, 11 БКЗ-160-100;
- установка 2-х блоков ГТУ-КУВ промышленного типа производства «Siemens» SGT-700 мощностью 57 МВт;
- сохранение в эксплуатации ТА ст. №8 Р-25-90.

Электрическая мощность станции составит 82 МВт. Согласно решению расширенного технического совещания АО «АлЭС» срок ввода в эксплуатацию ГТУ переносится с 2017 г. на 2020 г.

Алматинская ТЭЦ-2.

В соответствии с ТЭО «Реконструкция и расширение Алматинской ТЭЦ-2 АО «АлЭС». III очередь» (АО «Институт «КазНИПИЭнергопром», 2007 г.) предусматривается:

- ввод КА ст. №8 Е-420-13,8 - 4 квартал 2016 г. с увеличением располагаемой мощности на 50 МВт в связи с дефицитом котельной мощности;
- реконструкция существующих энергетических котлов №1-7 в период 2016-2022 гг., что позволит снять ограничения в связи с дефицитом котельной мощности в размере 7 МВт;
- установка ТА ст. №7 Т-120/130-130 мощностью 120 МВт и КА ст. №9 – 4 квартал 2021 г.;
- установка ТА ст. №8 Т-120/130-130 мощностью 120 МВт и КА ст. №10 – 4 квартал 2023 г.

Алматинская ТЭЦ-3.

Поддержание текущего уровня технического состояния основного и вспомогательного оборудования станции планируется за счет выполнения планово-предупредительных ремонтов.

В период до 2020 г. - сохранение в эксплуатации действующего оборудования и электрической мощности в размере существующей 173 МВт.

В перспективе за 2020 г. рассматривается вариант выбытия существующих ТА ст. №1-3 3х41 МВт (123 МВт) и ТА ст. №4 50 МВт с заменой на 2хТ-30/35-90, с учетом техперевооружения мощность станции может составить 60/70 МВт.

Каскад Алматинских ГЭС.

Оборудование каскада введено в эксплуатацию в 1944-1959 гг., полностью выработало парковый ресурс и для безопасной эксплуатации, надежного электроснабжения потребителей необходима его замена.

В соответствии с ТЭО реабилитации, реконструкции и модернизации основных фондов каскада АГЭС (ТОО «Казгидро», 2011 г.) предусматривается:

- вывод из эксплуатации ГЭС - 9-11 мощностью 2,4 МВт;
- строительство концевой ГЭС - 12 мощностью 5 МВт;
- замена гидроагрегатов на ГЭС - 1, 2, 8а, Талгарской ГЭС.

При этом мощность каскада увеличится с 46,9 МВт до 54 МВт.

Капшагайская ГЭС.

С целью снижения имеющихся ограничений и увеличения располагаемой мощности Капшагайской ГЭС для увеличения регулировочного диапазона и покрытия пиковых нагрузок ниже по течению реки Или предусматривается строительство Кербулакской ГЭС мощностью 40,6 МВт (2017 г.). Территориально данная станция не входит в зону Алматинской агломерации (Кербулакский район), но представляет единый гидротехнический комплекс с Капшагайской ГЭС.

Строительство новых электростанций.

Балхашская ТЭС. (БТЭС) в Жамбылском районе мощностью 1320 МВт (2 блока по 660 МВт) с перспективой увеличения до 2640 МВт. БТЭС предназначена для обеспечения роста потребности в электроэнергии Южного Казахстана в целом, повышения надежности ЕЭС Казахстана, сокращения импорта электроэнергии из сопредельных государств и обеспечения энергонезависимости страны.

В апреле 2013 г. подписан Закон Республики Казахстан «О ратификации Соглашения между Правительством Республики Казахстан и Правительством Республики Корея в области развития финансирования, проектирования, строительства, эксплуатации и технического обслуживания Балхашской ТЭС».

Разработано технико-экономическое обоснование, выполнена его корректировка, разработан проект «Строительство Балхашской ТЭС мощностью 1320 МВт», документация сдана в государственную экспертизу.

Комитетом экологического регулирования и контроля Министерства окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан выдано положительное заключение государственной экологической экспертизы №KZ17VCY00014134 от 09.07.2014 г.

Основное строительство Балхашской ТЭС планируется в период 2014 - 2019 гг. с вводом в эксплуатацию основного оборудования: энергоблок ст. №1 - в декабре 2018 г., энергоблок ст. №2 – в июне 2019 г.

На площадке Северо-Восточной котельной (СВК) ТОО «АлматыТеплокоммунэнерго» в соответствии с проработками по схеме теплоснабжения рассматривается вариант установки ГТУ или ГПУ (газопоршневая установка) с котлами – утилизаторами малой мощности для обеспечения собственных нужд. Решение по вводу данного источника также будет зависеть от условий газообеспечения и в балансах не учитывается.

Строительство парогазовой электростанции ПГУ-240 по проработкам АО «КазНИИэнергетики им. Академика Ш. Ч. Чокина» предлагается для электроснабжения намечаемых городов-спутников. Однако ввод данного источника будет зависеть от формирования баланса газа в целом по РК. В связи с этим ввод данного источника рассмотрен вариантно.

Вовлечение в баланс возобновляемых источников энергии с целью освоения имеющегося потенциала целесообразно по условиям экономии органического топлива и снижения выбросов парниковых газов будет являться одним из основных направлений в развитии энергетики.

Малые ГЭС.

Гидропотенциал на реках Есик, Шелек, Талгар, Тургень, Каскелен и др. в Алматинском энергоузле на основании имеющихся проработок ТОО «Казгидро» оценивается мощностью около 900 МВт и годовой выработкой электроэнергии около 4,5 млрд. кВт.ч.

В соответствии с «Планом мероприятий по развитию альтернативной и возобновляемой энергетики в Казахстане на 2013-2020 годы» предусматривается строительство следующих малых ГЭС:

- ГЭС-1, 2 на Большом Алматинском канале мощностью 12 МВт, 2015 г.;
- ГЭС на реке Иссык в Енбекшиказахском районе - 4,8 МВт, 2015 г.;
- ГЭС 19-22 на реке Шелек в Енбекшиказахском районе - 60,8 МВт, 2017 г.

Кроме того, перспективными проектами являются ГЭС-23-26, 27-29, Актогайские ГЭС-1, 2 на реке Шелек.

Необходимо отметить, что реальные сроки ввода данных источников будут зависеть от наличия источников инвестиций.

ВЭС. В соответствии с «Планом мероприятий по развитию альтернативной и возобновляемой энергетики в Казахстане на 2013-2020 годы» строительство следующих объектов:

- ВЭС в Шелекском коридоре мощностью 51 МВт, ТОО «Green Energy Almaty» - 2015 год;
- ВЭС в Шелекском коридоре мощностью 60 МВт, АО «Самрук Энерго» - 2017 год, в перспективе увеличение мощности до 300 МВт.

СЭС. ТОО «Samruk – Green Energy» планирует реализацию проекта «Строительство СЭС мощностью 50 МВт в районе г. Капшагай с перспекти-

вой расширения до 100 МВт» с целью увеличения доли ВИЭ в выработке электроэнергии и снижения уровня использования углеводородных энергоносителей при производстве электрической энергии. Годовая выработка электроэнергии около 140 млн. кВт.ч., КИУМ – 20%.

Сочетание в рассматриваемом регионе базовых тепловых электростанций и ВИЭ (ГЭС, ВЭС, СЭС) позволит обеспечить оптимальное регулирование суточного графика электрических нагрузок.

Показатели установленной и располагаемой мощности электростанций в зоне Алматинской агломерации в период до 2030 года приведены ниже в таблице 1.19.

Таблица 1.19 - Показатели установленной и располагаемой мощности электростанций в зоне Алматинской агломерации в период до 2030 года, МВт

Наименование	2013 г. отчет		2020 г.		2030 г.	
	уст	расп	уст	расп	уст	расп
Существующие электростанции	1247	1029	1195	1067	1332	1204
АТЭЦ-1	145	102	82	82	82	82
АТЭЦ-2	510	409	510	460	750	700
АТЭЦ-3	173	173	173	173	70	70
Каскад АГЭС	46,9	42	54	49	54	49
Капшагайская ГЭС	364	300	364	300	364	300
Иссык ГЭС-2	5,1	1,4	5,1	1,4	5,1	1,4
Иссык ГЭС-3	1	0,8	4.8	1.9	4.8	1.9
СЭС Капшагай			2	-	2	-
Ввод новых электростанций			234	74	527	164
ГЭС-1, 2 на БАКе			12	3,6	12	3,6
Каскад ГЭС на реке Шелек, в т.ч.:			60,8	14,9	213,5	59,9
ГЭС-19-22			60,8	14,9	60,8	14,9
ГЭС-23-26					87,3	29,9
ГЭС-27-28					30,6	4,7
ГЭС-29					34,8	10,4
ВЭС в Шелекском коридоре, в т. ч.:						
- ВЭС ТОО «Green Energy Almaty»			51	26	51	26
СЭС Капшагай 2-ая очередь			50	-	100	-
Всего по электростанциям	1247	1029	1429	1141	1858	1368

Перспективный баланс мощности по г. Алматы на 2020-2030 гг. приведен ниже в таблице 1.20, МВт.

Таблица 1.20 - Перспективный баланс мощности по г. Алматы на 2020-2030 гг

Наименование	2015 г.	2020 г.		2030 г.	
	отчет	мин	макс	мин	макс
Потребность					
Максимум электрической нагрузки	813,1	1200	1440	1520	1824
Покрытие					
Установленная мощность электростанций	189	640	640	880	880
Существующие	189	640	640	640	640
АТЭЦ-1	145	82	82	82	82
АТЭЦ-2		510	510	510	510
Каскад АГЭС	43,7	47,9	47,9	47,9	47,9
Вводимые					
АТЭЦ-2				240	240
Располагаемая мощность электростанций	141	586	586	826	826
Существующие	141	586	586	586	586
АТЭЦ-1	102	82	82	82	82
АТЭЦ-2		460	460	460	460
Каскад АГЭС	39,1	43,6	43,6	43,6	43,6
Вводимые					
АТЭЦ-2				240	240
Используемая в балансе мощность	115	529	529	769	769
Существующие	115	529	529	529	529
АТЭЦ-1	100	82	82	82	82
АТЭЦ-2		430	430	430	430
Каскад АГЭС	15	17	17	17	17
Вводимые					
АТЭЦ-2				240	240
Дефицит мощности (-), покрываемый от электростанций ЕЭС Казахстана (БТЭС, ЭГРЭС-1, 2, Кербулакская ГЭС, Мойнакская ГЭС и др.)	-698	-671	-911	-751	-1055

Из приведенных данных следует, что баланс мощности по г. Алматы ожидается с нарастающими дефицитами с 698 МВт в 2013 г. до 671-911 МВт в 2020 г. В 2030 г. с вводом ТА ст. №7, 8 Т-120-130 дефицит может составить 751-1055 МВт. Покрытие дефицитов планируется получением от электростанций ЕЭС Казахстана (БТЭС, МГЭС, КГЭС, ЭГРЭС-1, 2).

1.4 Постановка задачи

В наше время состояние городских сетей находится в плачевном состоянии, сейчас необходимо принимать меры по восстановлению рабочих характеристик до стандартных значений. Причиной неудовлетворительных характеристик служит резкое возрастание нагрузки потребителя, а также из-за оборудования, которое еще не прошло полного обновления, что сказывается на постоянных отключениях потребителя, недоучет энергии в связи с незаконным подключением и большие потери в распределительных сетях 10 - 6/0,4 кВ (воздушных или кабельных линиях).

Системы электроснабжения и электроприемники выполняются такими, чтобы наилучшее функционирование достигалось при питании их от однофазной или симметричной трехфазной системы напряжением заданной амплитуды и синусоидальной формы частотой 50 Гц. Однако в реальных электрических сетях возникают отклонения от идеальных параметров, что приводит к ухудшению работы установок потребителей электроэнергии, проявляющемуся в технико-экономическом ущербе.

В данной работе на тему «Расчет режимов работы участка распределительных Алмалинского района г. Алматы» предполагается выполнить расчеты режимов электрических сетей с существующими и перспективными нагрузками на 2025 г. Для этого в работе необходимо:

1. Произвести анализ состояния участка распределительных сетей Алмалинского района г. Алматы, РП-112, фидер №1;
2. Проанализировать существующие и перспективные нагрузки, схему питания данного участка;
3. Произвести расчет режимов работы участка электрической сети Алмалинского района, питающегося от фидера №1, РП-112 при нагрузках на 2015 г;
4. Произвести расчет режимов работы участка электрической сети Алмалинского района, питающегося от фидера №1 РП-112 при нагрузках на 2025 г;
5. Сделать анализ полученных результатов и при необходимости произвести выбор мероприятия для оптимизации режимов работы данного участка;
6. Проанализировать полученные результаты расчета режимов работы.

2 Анализ состояния участка распределительных сетей Алмалинского района

2.1 Общие сведения об Алмалинском районе

Алмалинский район — административно-территориальная единица в центральной части города Алма-Аты[1]. Алмалинский район расположен в самом центре города. Этот район долгие годы был административным центром и центром общественной и культурной жизни Алма-Аты.

На сегодняшний день в Алмалинском районе функционирует 449 промышленных предприятий и 624 предприятий торговли.

На территории района располагается 20 ВУЗов, 19 СУЗов, 29 школ, 21 государственных и 8 частных детских дошкольных учреждений, 29 учреждении здравоохранения, 5 музеев, 8 библиотек, 2 кинотеатра и 5 театров[6].

Основная часть Алмалинского района находится в территориальном обслуживании РЭС-2.

РЭС-2 основан в 1962 году. Район электрических сетей города № 2 является производственным структурным подразделением Управления Городских электрических сетей АО «Алатау Жарык Компаниясы» (АЖК) [2]. РЭС-2 охватывает центр города, площадь района составляет около 18 000 квадратных метров Алмалинский район и 6000 Бостандыкский район от юг ул. Гоголя до север ул.Жандосова , восточнее М.Алматинки до западнее ул.Фурманова, от ул.Розыбакиева до южнее пр.Раиымбека. Основную часть занимает Алмалинский район и часть Бостандыкского района города Алматы. Обслуживает 77 846 потребителей из них 3 212 составляют юридические лица, 74 7634 составляют физические лица.

Основное оборудование и техническое состояние действующего оборудования РЭС-2 по состоянию на 01.01. 2015г. составляет:

-трансформаторные подстанции (10-6-0,4кВ) в количестве 399шт. из них 10% или 40 ш.т соответствуют требованиям эксплуатации, а не соответствуют 159 штт.е 40%, проработавшие 25 и более лет 200 шт. или 50%.

-ВЛ-0,4 кВ протяженностью 85,86 км.из них 53,98 км. или 62,9% соответствуют требованиям эксплуатации, 31,9 км или 37,1% не соответствуют требованиям эксплуатации.

-КЛ (10-6-0,4кВ) общей протяженностью 831,691 км.из них 104,207 км. Или13% соответствуют требованиям эксплуатации, 727,484 км. или 87% не соответствуют требованиям эксплуатации.

2.2 Участок электрической сети Алмалинского района, РП-112, фидер №1

Рассматриваемый участок электрических сетей, РП-112 получает питание от подстанция 56А. ПС-56А получает питание: с одной стороны от ПС №6 Геологострой, а с другой стороны от ПС №2 АЗТМ. по линиям напряжением 35 кВ. Схема подстанцию 56А приведена на рисунке 2.1. На подстанции установлены два силовых трансформатора 35/6 кВ мощностью по 16 мВА каждый. От секций подстанции 56 А отходят фидера, которые питают распределительные пункты №-110, №-111, №-112, №-116, и трансформаторные подстанции №-662, №-2792.

Схема питания РП-112 представлена на рисунке 2.2.

Нагрузка РП-112 имеет классический характер нагрузки городских распределительных сетей.

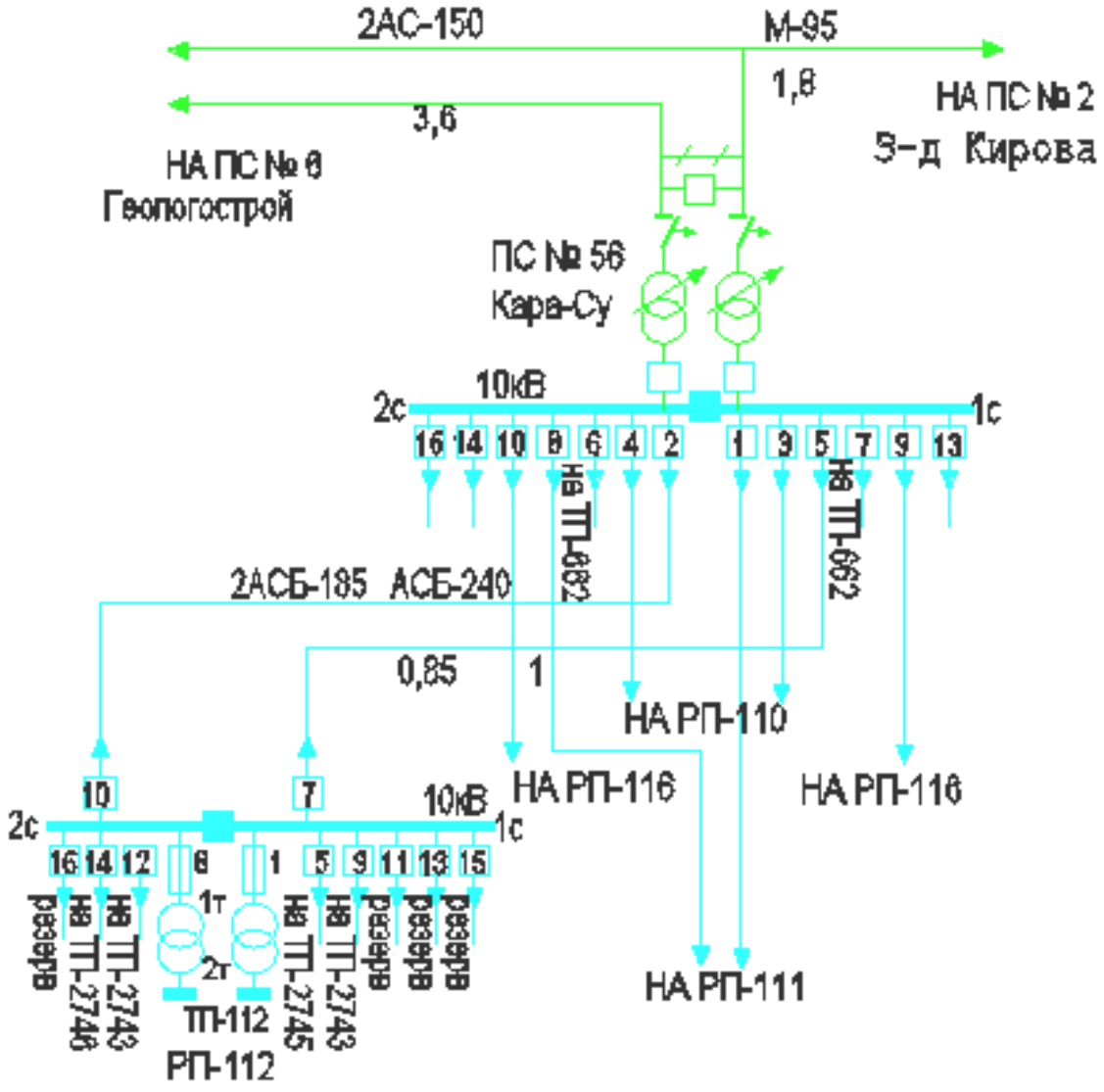


Рисунок 2.1 – Схема питания ПС 56

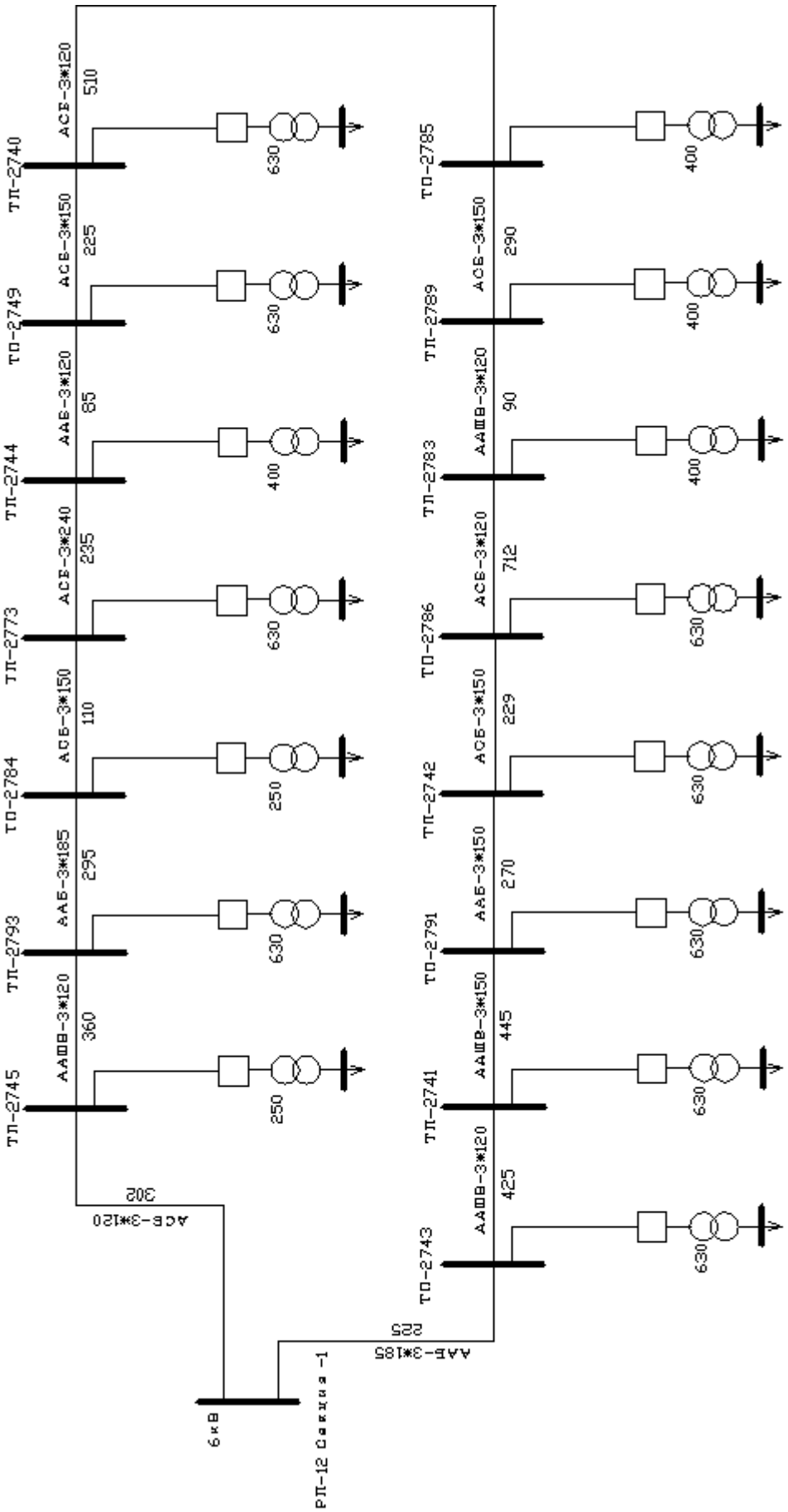


Рисунок 2.2 – Схема распределительного пункта №112, фидер №1

2.3 Структура и анализ нагрузок

На территории района располагаются школа, 21 детское дошкольное учреждение, учреждение здравоохранения, музей, кинотеатр и театр, а так же жилые дома.

С каждым годом в городе Алматы за счет местного и иностранных инвестиций строятся новые дома, парки, аттракционы, развивается малый и средний бизнес, увеличивается рост потребления электроэнергии, в таблицах 2.1 – 2.4 приведены средние нагрузки рассматриваемого участка электрических сетей Алмалинского района на 2015 год и на перспективу на 2025 год за зимний и летний периоды.

Таблица 2.1 – Данные средних нагрузок РП №112 на 2015г. «зима»

№ ТП	$S_{ном.тр}$, кВА	S, кВА	P, кВт	Q,кВАр	№ участка, узлы
2745	250	75	63,75	39	3
2793	630	252	214,2	131,04	5
2784	250	75	63,75	39	7
2773	630	252	214,2	131,04	9
2744	400	120	102	62,4	11
2749	630	252	214,2	131,04	13
2740	630	189	160,65	98,28	15
2785	400	160	136	83,2	17
2789	400	120	102	62,4	19
2783	400	160	136	83,2	21
2786	630	189	160,65	98,28	23
2742	630	252	214,2	131,04	25
2791	630	189	160,65	98,28	27
2741	630	252	214,2	131,04	29
2743	630	189	160,65	98,28	31

Таблица 2.2 – Данные средних нагрузок РП №112 на 2015г. «лето»

№ ТП	$S_{ном.тр}$, кВА	S, кВА	P, кВт	Q,кВАр	№ участка, узлы
2745	250	52,5	44,6	27,3	3
2793	630	176,4	149,8	91,7	5
2784	250	52,5	44,6	27,3	7
2773	630	176,4	149,8	91,7	9
2744	400	84	71,4	43,68	11
2749	630	176,4	149,8	91,7	13
2740	630	132,3	112,5	68,8	15
2785	400	112	95,2	58,3	17
2789	400	84	71,4	43,68	19
2783	400	112	95,2	58,3	21
2786	630	132,3	112,5	68,8	23
2742	630	176,4	149,8	91,7	25
2791	630	132,3	112,5	68,8	27
2741	630	176,4	149,8	91,7	29
2743	630	132,3	112,5	68,8	31

Таблица 2.3 –Данные средних нагрузок РП №112 на 2025г. «зима»

№ ТП	$S_{ном.тр}$, кВА	S, кВА	P, кВт	Q,кВАр	№ участка, узлы
2745	250	150	127,5	78	3
2793	630	441	374,85	229,32	5
2784	250	175	148,75	91	7
2773	630	378	321,3	196,56	9
2744	400	280	238	145,6	11
2749	630	378	321,3	196,56	13
2740	630	441	374,85	229,32	15
2785	400	240	204	124,8	17
2789	400	280	238	145,6	19
2783	400	260	221	135,2	21
2786	630	441	374,85	229,32	23
2742	630	378	321,3	196,56	25
2791	630	472,5	401,625	245,57	27
2741	630	396,9	337,36	206,38	29
2743	630	485,1	412,3	252,2	31

Таблица 2.4 –Данные средних нагрузок РП №112 на 2025г. «лето»

№ ТП	$S_{ном.тр}$, кВА	S, кВА	P, кВт	Q,кВАр	№ участка, узлы
2745	250	105	89,25	54,6	3
2793	630	308,7	262,4	160,5	5
2784	250	122,5	104	63,7	7
2773	630	264,4	224,9	137,6	9
2744	400	196	166,6	101,9	11
2749	630	264,4	224,9	137,6	13
2740	630	308,7	262,4	160,5	15
2785	400	168	142,8	87,4	17
2789	400	196	166,6	101,9	19
2783	400	182	154,7	94,64	21
2786	630	308,7	262,4	160,5	23
2742	630	264,4	224,9	137,6	25
2791	630	330,8	281	171,9	27
2741	630	277,8	236,2	144,5	29
2743	630	339,6	288,6	176,54	31

3 Расчет режимов работы участка электрической сети Алмалинского района, питающегося от фидера №1, РП-112 при нагрузках на 2015 г.

3.1 Выбор способа расчета

На данный момент существует огромное количество методов и программ для расчета режима сетей – это RastrWin3, Mustang, Matlab7.

Самым популярным считается RastrWin3, он более прост в выполнении сложных задач.

Для расчета пользуемся программным комплексом RastrWin3, он предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем.

3.2 Описание возможностей программного продукта «RastrWin3»

Особенности программного комплекса.

Расчетные модули:

1. Расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения (от 0.4 до 1150 кВ). Полный расчет всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети);
2. Расчет установившихся режимов с учетом частоты; проверка исходной информации на логическую и физическую непротиворечивость;
3. Эквивалентирование электрических сетей;
4. Оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности;
5. Расчет положений регуляторов трансформатора под нагрузкой и положений вольтодобавочных трансформаторов;
6. Учет изменения сопротивления автотрансформатора при изменении положений РПН;
7. Расчет предельных по передаваемой мощности режимов энергосистемы, определение опасных сечений;
8. Структурный анализ потерь мощности – по их характеру, типам оборудования, районам и уровням напряжения;
9. Проведение серийных (многовариантных расчетов) по списку возможных аварийных ситуаций;
10. Моделирование отключения ЛЭП, в том числе одностороннего, и определение напряжения на открытом конце;
11. Моделирование генераторов и возможность задания их PQ-диаграмм;
12. Моделирование зависимостей Qmax(V) генератора с учетом ограничений по токам ротора и статора;
13. Моделирование линейных и шинных реакторов, в том числе с возможностью их отключения.

3.3 Подготовка данных для расчета

Перед проведением расчетов в программе RastrWin3 подготовим данные для ввода в программный комплекс.

Расчет параметров линий и трансформаторов.

Для трансформаторов и кабельных линий определяем сопротивление $R + jX$, в моем случае провели расчет, коэффициент трансформации, равный

отношению низшего номинального напряжения к высшему (таким образом, коэффициент трансформации будет меньше единицы);

Активное сопротивление трансформатора

$$R_m = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U^2_{ном}}{S^2}, \quad (3.1)$$

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

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

$$R_m = \frac{3,7 \cdot 6000^2}{250^2} = 6,5\ Ом.$$

Реактивное сопротивление трансформатора

$$X_m = \frac{U_{кз} \cdot U^2_{ном}}{100 \cdot S}, \quad (3.2)$$

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

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

$$X_m = \frac{6,5 \cdot 6000^2}{100 \cdot 250} = 9,36\ Ом.$$

Активное сопротивление кабельной линии определяется по формуле

$$R_л = r_0 \cdot l, \quad (3.3)$$

$$R_л = 0,152 \cdot 0,302 = 0,046\ Ом.$$

где r_0 - удельное сопротивление кабеля с медными жилами,

l длина кабеля

Реактивное сопротивление кабельной линии определяется по формуле:

$$X_л = x_0 \cdot l, \quad (3.4)$$

где x_0 - удельное реактивное сопротивление кабеля с медными жилами;

l длина кабеля.

$$X_{л} = 0{,}072 \cdot 0{,}302 = 0{,}022\,Ом.$$

Активная мощность, единица измерения кВт:

$$P = S \cdot cos\varphi, \tag{3.5}$$

где S – полная мощность.

Реактивная мощность, единица измерения кВАр:

$$Q = P \cdot sin\varphi, \tag{3.6}$$

Полная мощность единица измерения кВА;

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}, \tag{3.7}$$

где P - активная мощность;
Q - реактивная мощность.

Полученные данные сводим в таблицу 3.1

Таблица 3.1 – Расчетные данные линий и трансформаторов, РП-112

№ ТП	$S_{ном.тр}$, кВА	$R_{ТР}$, Ом	$X_{ТР}$, Ом	$R_{лин}$, Ом	$X_{лин}$, Ом	№ участка, узлы
С1-2745	250	6,5	9,36	0,046	0,022	1-2
2793	630	0,77	3,14	0,046	0,046	2-4
2784	250	6,5	9,36	0,029	0,021	4-6
2773	630	0,77	3,14	0,013	0,008	6-8
2744	400	3,44	11,2	0,018	0,005	8-10
2749	630	0,77	3,14	0,013	0,006	10-12
2740	630	0,77	3,14	0,027	0,016	12-14
2785	400	3,44	11,2	0,078	0,038	14-16
2789	400	3,44	11,2	0,035	0,021	16-18
2783	400	3,44	11,2	0,013	0,0068	18-20
2786	630	0,77	3,14	0,1	0,054	20-22
2742	630	0,77	3,14	0,027	0,016	22-24
2791	630	0,77	3,14	0,041	0,02	24-26
2741	630	0,77	3,14	0,054	0,032	26-28
2743	630	0,77	3,14	0,065	0,03	28-30
С1-2743	-	-	-	0,03	0,01	30-32

По схеме 2.2 составим схему замещения РП-112 и приведем на ней рассчитанные параметры линий и трансформаторов (рисунок 3.1).

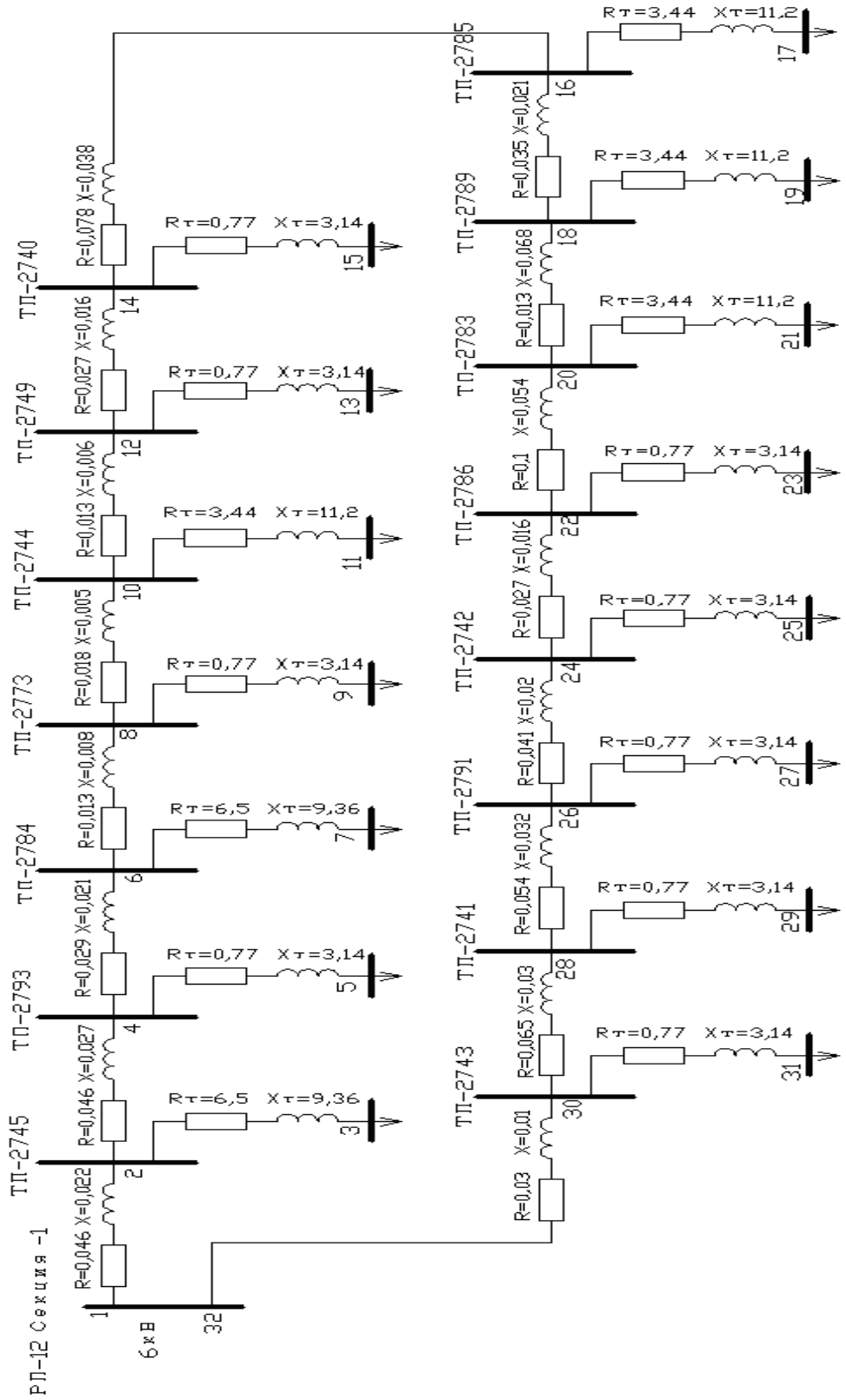


Рисунок 3.1 –Схема замещения распределительного пункта №112, фидер №1

3.4 Расчет максимального режима («зима») фидера №1 РП-112, с учетом нагрузок 2015 года

Произведем расчет установившихся режимов электрических сетей фидера №1, РП-112 6/0,4 кВ в ПК RastrWin3. Рассчитаем все электрические параметры режима (токи, напряжения, потоки и потери мощности во всех узлах и ветвях электрической сети).

По подготовленным данным, на основании составленной схемы замещения (рисунок 3.1), таблицы 2.1 введем в программный комплекс средние нагрузки за зимний период. Так же введем параметры линий и трансформаторов рассматриваемого участка электрической сети (таблица 3.1). Заполним формы программы «Узлы» и «Ветви». Произведем расчет напряжений во всех узловых точках схемы и определим потери, а так же рассчитаем перетоки мощности. Результаты расчета представлены на рисунках 3.2 – 3.5.

	D	S	Тип	оме	Название	U_ном	_сх	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	_mi	_ma	β_ш	V	Delta	айон
1			База	1	шины РП-112	6.3					2.6	2.3	6.3	-100	100				6.3		
2			Нагр	2	ТП-2745	6							6						6.27	0.07	
3			Нагр	3		0.38			0.063	0.039			0.38						0.39	-0.43	
4			Нагр	4	ТП-2793	6							6						6.24	0.11	
5			Нагр	5		0.38			0.214	0.131			0.38						0.39	-0.74	
6			Нагр	6	ТП-2784	6							6						6.23	0.13	
7			Нагр	7		0.38			0.063	0.039			0.38						0.38	-0.37	
8			Нагр	8	ТП-2773	6							6						6.22	0.15	
9			Нагр	9		0.38			0.214	0.131			0.38						0.39	-0.71	
10			Нагр	10	ТП-2744	6							6						6.21	0.18	
11			Нагр	11		0.38			0.102	0.064			0.38						0.38	-1.22	
12			Нагр	12	ТП-2749	6							6						6.2	0.2	
13			Нагр	13		0.38			0.214	0.139			0.38						0.38	-0.65	
14			Нагр	14	ТП-2740	6							6						6.19	0.23	
15			Нагр	15		0.38			0.16	0.09			0.38						0.39	-0.43	
16			Нагр	16	ТП-2785	6							6						6.16	0.33	
17			Нагр	17		0.38			0.136	0.083			0.38						0.37	-1.61	
18			Нагр	18	ТП-2789	6							6						6.13	0.42	
19			Нагр	19		0.38			0.102	0.062			0.38						0.38	0.56	
20			Нагр	20	ТП-2783	6							6						6.13	0.44	
21			Нагр	21		0.38			0.136	0.083			0.38						0.37	-1.53	
22			Нагр	22	ТП-2786	6							6						6.09	0.54	
23			Нагр	23		0.38			0.16	0.098			0.38						0.38	-0.12	
24			Нагр	24	ТП-2742	6							6						6.08	0.57	
25			Нагр	25		0.38			0.214	0.131			0.38						0.38	-0.33	
26			Нагр	26	ТП-2791	6							6						6.07	0.61	
27			Нагр	27		0.38			0.16	0.098			0.38						0.38	-0.06	
28			Нагр	28	ТП-2741	6							6						6.06	0.66	
29			Нагр	29		0.38			0.214	0.131			0.38						0.38	-0.24	
30			Нагр	30	ТП-2743	6							6						6.05	0.73	
31			Нагр	31		0.38			0.16	0.098			0.38						0.38	0.05	
32			База	32	шины РП-112	6.3					-0.4	-0.8	6.3	-100	100				6.04	0.76	

Рисунок 3.2 –Результаты расчета напряжений в узловых точках фидера №1, РП-112

	O	S	Тип	_на	_ко	_г	руг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			ЛЭП	1	2			шины РП-112 - ТП-2	0.046	0.022			-3	-2	
2			Тр-р	2	3			ТП-2745 -	6.5	9.36		0.063	-0	-0	
3			ЛЭП	2	4			ТП-2745 - ТП-2793	0.046	0.027			-3	-2	
4			Тр-р	4	5			ТП-2793 -	0.77	3.14		0.063	-0	-0	
5			ЛЭП	4	6			ТП-2793 - ТП-2784	0.029	0.021			-2	-2	
6			Тр-р	6	7			ТП-2784 -	6.5	9.36		0.063	-0	-0	
7			ЛЭП	6	8			ТП-2784 - ТП-2773	0.013	0.008			-2	-2	
8			Тр-р	8	9			ТП-2773 -	0.77	3.14		0.063	-0	-0	
9			ЛЭП	8	10			ТП-2773 - ТП-2744	0.018	0.005			-2	-2	
10			Тр-р	10	11			ТП-2744 -	3.44	11.2		0.063	-0	-0	
11			ЛЭП	10	12			ТП-2744 - ТП-2749	0.013	0.006			-2	-2	
12			Тр-р	12	13			ТП-2749 -	0.77	3.14		0.063	-0	-0	
13			ЛЭП	12	14			ТП-2749 - ТП-2740	0.027	0.016			-2	-2	
14			Тр-р	14	15			ТП-2740 -	0.77	3.14		0.063	-0	-0	
15			ЛЭП	14	16			ТП-2740 - ТП-2785	0.078	0.038			-2	-2	
16			Тр-р	16	17			ТП-2785 -	3.44	11.2		0.063	-0	-0	
17			ЛЭП	16	18			ТП-2785 - ТП-2789	0.078	0.038			-2	-2	
18			Тр-р	18	19			ТП-2789 -	3.44	1.2		0.063	-0	-0	
19			ЛЭП	18	20			ТП-2789 - ТП-2783	0.013	0.007			-1	-2	
20			Тр-р	20	21			ТП-2783 -	3.44	11.2		0.063	-0	-0	
21			ЛЭП	20	22			ТП-2783 - ТП-2786	0.1	0.054			-1	-1	
22			Тр-р	22	23			ТП-2786 -	0.77	3.14		0.063	-0	-0	
23			ЛЭП	22	24			ТП-2786 - ТП-2742	0.027	0.016			-1	-1	
24			Тр-р	24	25			ТП-2742 -	0.77	3.14		0.063	-0	-0	
25			ЛЭП	24	26			ТП-2742 - ТП-2791	0.041	0.02			-1	-1	
26			Тр-р	26	27			ТП-2791 -	0.77	3.14		0.063	-0	-0	
27			ЛЭП	26	28			ТП-2791 - ТП-2741	0.054	0.032			-1	-1	
28			Тр-р	28	29			ТП-2741 -	0.77	3.14		0.063	-0	-0	
29			ЛЭП	28	30			ТП-2741 - ТП-2743	0.065	0.03			-1	-1	
30			Тр-р	30	31			ТП-2743 -	0.77	3.14		0.063	-0	-0	
31			ЛЭП	30	32			ТП-2743 - шины РП-	0.03	0.01			-0	-1	

Рисунок 3.3 –Данные и расчет фидера 1, РП-112 - «Ветви»

	|р+	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				0.1024	0.084	0.0184				

Рисунок 3.4 – Потери на участке электрической сети, фидер №1, РП-112

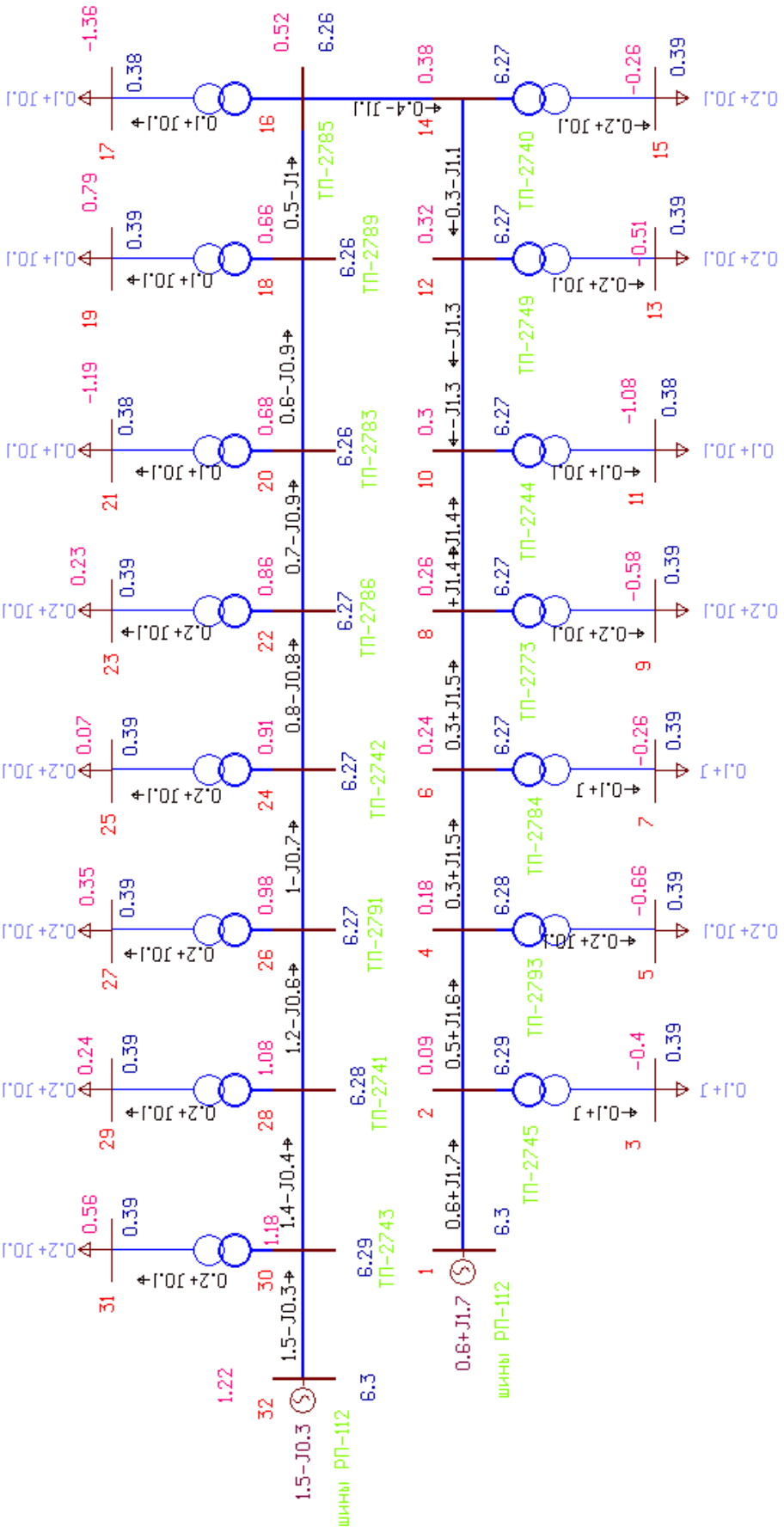


Рисунок 3.4 –Графическое представление расчета фидера №1, РП №112

Вывод: При расчете напряжений, потоков и потерь мощности во всех узлах и ветвях электрической сети фидера №1, РП-112, с учетом средних нагрузок «зима» 2015 г. были получены следующие результаты:

- уровни напряжений во всех узловых точках соответствуют регламентированным ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электрической энергии системах электроснабжения общего назначения» значениям, ±5%;

- потери активной мощности в рассматриваемой сети составили: общие нагрузочные потери – 102,4 кВт, из них потери в кабельных линиях сети – 84 кВт, потери в трансформаторах – 18,4 кВт.

3.5 Расчет минимального режима («лето») фидера №1 РП-112, с учетом нагрузок 2015 года

Аналогичным образом произведем расчет в ПК RastrWin3 минимального режима «лето» данной сети с целью определения основных параметров. Введем в ПК данные средних нагрузок за летний период, таблица 2.2, данные по параметрам кабельных линий и трансформаторов, таблица 3.1. Введем эти данные в соответствии со схемой замещения, рисунок 3.1. Произведем расчет, данные полученные в результате расчета представлены на рисунках 3.5 – 3.8.

	О	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	айон
1			База	1	шины РП-112	6.3					0.6	1.7	6.3	-100	100				6.3		
2			Нагр	2	ТП-2745	6							6						6.29	0.09	
3			Нагр	3		0.38			0.044	0.027			0.38						0.39	-0.4	
4			Нагр	4	ТП-2793	6							6						6.28	0.18	
5			Нагр	5		0.38			0.15	0.92			0.38						0.39	-0.66	
6			Нагр	6	ТП-2784	6							6						6.27	0.24	
7			Нагр	7		0.38			0.045	0.027			0.38						0.39	-0.26	
8			Нагр	8	ТП-2773	6							6						6.27	0.26	
9			Нагр	9		0.38			0.15	0.92			0.38						0.39	-0.58	
10			Нагр	10	ТП-2744	6							6						6.27	0.3	
11			Нагр	11		0.38			0.071	0.044			0.38						0.38	-1.08	
12			Нагр	12	ТП-2749	6							6						6.27	0.32	
13			Нагр	13		0.38			0.15				0.38						0.39	-0.51	
14			Нагр	14	ТП-2740	6							6						6.27	0.38	
15			Нагр	15		0.38			0.113	0.069			0.38						0.39	-0.26	
16			Нагр	16	ТП-2785	6							6						6.26	0.52	
17			Нагр	17		0.38			0.095	0.058			0.38						0.38	-1.36	
18			Нагр	18	ТП-2789	6							6						6.26	0.66	
19			Нагр	19		0.38			0.071	0.044			0.38						0.39	0.79	
20			Нагр	20	ТП-2783	6							6						6.26	0.68	
21			Нагр	21		0.38			0.095	0.058			0.38						0.38	-1.19	
22			Нагр	22	ТП-2786	6							6						6.27	0.86	
23			Нагр	23		0.38			0.113	0.069			0.38						0.39	0.23	
24			Нагр	24	ТП-2742	6							6						6.27	0.91	
25			Нагр	25		0.38			0.15	0.092			0.38						0.39	0.07	
26			Нагр	26	ТП-2791	6							6						6.27	0.98	
27			Нагр	27		0.38			0.113	0.069			0.38						0.39	0.35	
28			Нагр	28	ТП-2741	6							6						6.28	1.08	
29			Нагр	29		0.38			0.15	0.092			0.38						0.39	0.24	
30			Нагр	30	ТП-2743	6							6						6.29	1.18	
31			Нагр	31		0.38			0.113	0.069			0.38						0.39	0.56	
32			Ген	32	шины РП-112	6.3					1.5	-0.3	6.3	-100	100				6.3	1.22	

Рисунок 3.5 –Результаты расчета напряжений в узловых точках фидера №1, РП-112

	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			шины РП-112 - ТП-2	0.046	0.022			-1	-2	
2			Тр-р	2	3			ТП-2745 -	6.5	9.36		0.063	-0	-0	
3			ЛЭП	2	4			ТП-2745 - ТП-2793	0.046	0.027			-1	-2	
4			Тр-р	4	5			ТП-2793 -	0.77	3.14		0.063	-0	-0	
5			ЛЭП	4	6			ТП-2793 - ТП-2784	0.029	0.021			-0	-2	
6			Тр-р	6	7			ТП-2784 -	6.5	9.36		0.063	-0	-0	
7			ЛЭП	6	8			ТП-2784 - ТП-2773	0.013	0.008			-0	-1	
8			Тр-р	8	9			ТП-2773 -	0.77	3.14		0.063	-0	-0	
9			ЛЭП	8	10			ТП-2773 - ТП-2744	0.018	0.005			-0	-1	
10			Тр-р	10	11			ТП-2744 -	3.44	11.2		0.063	-0	-0	
11			ЛЭП	10	12			ТП-2744 - ТП-2749	0.013	0.006			0	-1	
12			Тр-р	12	13			ТП-2749 -	0.77	3.14		0.063	-0	-0	
13			ЛЭП	12	14			ТП-2749 - ТП-2740	0.027	0.016			0	-1	
14			Тр-р	14	15			ТП-2740 -	0.77	3.14		0.063	-0	-0	
15			ЛЭП	14	16			ТП-2740 - ТП-2785	0.078	0.038			0	-1	
16			Тр-р	16	17			ТП-2785 -	3.44	11.2		0.063	-0	-0	
17			ЛЭП	16	18			ТП-2785 - ТП-2789	0.078	0.038			0	-1	
18			Тр-р	18	19			ТП-2789 -	3.44	1.2		0.063	-0	-0	
19			ЛЭП	18	20			ТП-2789 - ТП-2783	0.013	0.007			1	-1	
20			Тр-р	20	21			ТП-2783 -	3.44	11.2		0.063	-0	-0	
21			ЛЭП	20	22			ТП-2783 - ТП-2786	0.1	0.054			1	-1	
22			Тр-р	22	23			ТП-2786 -	0.77	3.14		0.063	-0	-0	
23			ЛЭП	22	24			ТП-2786 - ТП-2742	0.027	0.016			1	-1	
24			Тр-р	24	25			ТП-2742 -	0.77	3.14		0.063	-0	-0	
25			ЛЭП	24	26			ТП-2742 - ТП-2791	0.041	0.02			1	-1	
26			Тр-р	26	27			ТП-2791 -	0.77	3.14		0.063	-0	-0	
27			ЛЭП	26	28			ТП-2791 - ТП-2741	0.054	0.032			1	-1	
28			Тр-р	28	29			ТП-2741 -	0.77	3.14		0.063	-0	-0	
29			ЛЭП	28	30			ТП-2741 - ТП-2743	0.065	0.03			1	-0	
30			Тр-р	30	31			ТП-2743 -	0.77	3.14		0.063	-0	-0	
31			ЛЭП	30	32			ТП-2743 - шины РП-	0.03	0.01			2	-0	

Рисунок 3.6 –Данные и расчет фидера 1, РП-112 - «Ветви»

	№+	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				0.038	0.0291	0.0089				

Рисунок 3.7 – Потери на участке электрической сети, фидер №1, РП-112

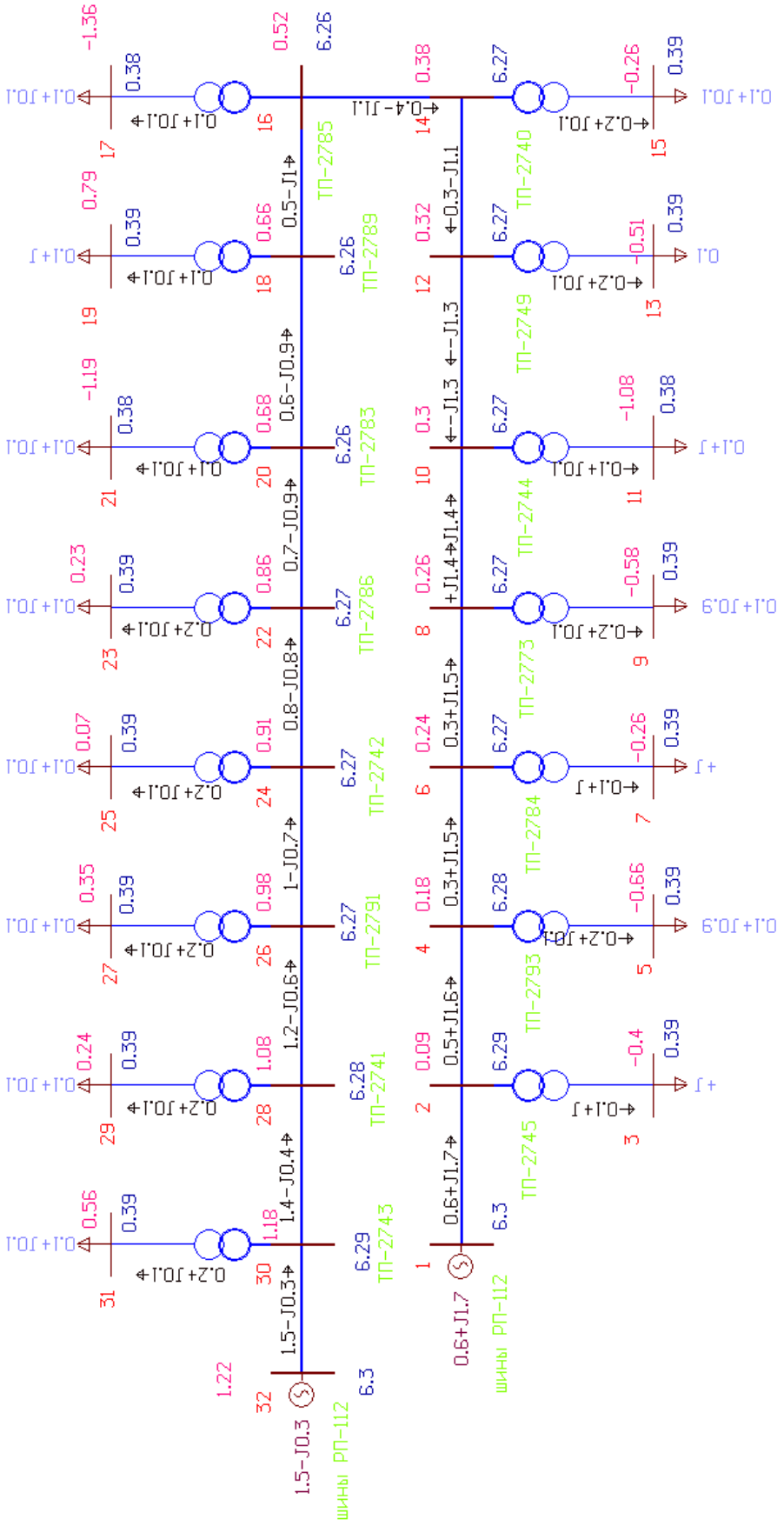


Рисунок 3.8 –Графическое представление расчета фидера №1, РП №112

Вывод: При расчете напряжений, потоков и потерь мощности во всех узлах и ветвях электрической сети фидера №1, РП-112, с учетом средних нагрузок «лето» 2015 г. были получены следующие результаты:

- уровни напряжений во всех узловых точках соответствуют регламентированным ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электрической энергии системах электроснабжения общего назначения» значениям, ±5%;

- потери активной мощности в рассматриваемой сети составили: общие нагрузочные потери – 38 кВт, из них потери в кабельных линиях сети – 29,1 кВт, потери в трансформаторах – 8,9 кВт.

Так как, в программном комплексе RASTR произвели расчет мгновенных потерь, в максимальном и минимальном режимах, для фидера №1, питающегося от РП - 1128, то далее определим годовые потери энергии на данном участке.

Определим годовые потери электроэнергии.

Суточный расход активной энергии зимнего дня:

$$\Delta W_{зим}=\Delta P_{зим}\cdot T, \qquad (3.8)$$

где $\Delta P_{зим}$ – моментальные потери в зимний период года;

T – длительность рассматриваемого периода.

$$\Delta W_{зим}=102{,}4\cdot 24=2457{,}6\ кВт\cdot ч.$$

Суточный расход активной энергии летнего дня:

$$\Delta W_{лет}=\Delta P_{лет}\cdot T, \qquad (3.9)$$

где $\Delta P_{лет}$ – моментальные потери в летний период года.

$$\Delta W_{лет}=38\cdot 24=912\ кВт\cdot ч.$$

Годовые потери электроэнергии определим по формуле:

$$\Delta W_{г}=W_{лет}\cdot n_{лет}+W_{зим}\cdot n_{зим}\ , \qquad (3.10)$$

где $n_{лет}$– количество летних дней;

$n_{зим}$– количество зимних дней.

$$\Delta W_{г}=2457{,}6\cdot 177+912\cdot 188=606{,}5\ МВт\cdot ч.$$

4 Расчет режимов работы участка электрической сети Алмалинского района, питающегося от фидера №1 РП-112 при нагрузках на 2025 г.

4.1 Расчет максимального режима («зима») фидера №1 РП-112, с учетом нагрузок 2025 года

По методике приведенной выше произведем расчет в ПК RastrWin3 максимального режима «зима» данной сети с целью определения основных параметров. Введем в ПК данные средних перспективных нагрузок на 2025 г. за зимний период, таблица 2.3, данные по параметрам кабельных линий и трансформаторов, таблица 3.1. Произведем расчет, данные полученные в результате расчета представлены на рисунках 4.1 – 4.5.

Вывод: При расчете напряжений, потоков и потерь мощности во всех узлах и ветвях электрической сети фидера №1, РП-112, с учетом средних перспективных нагрузок «зима» 2025 г. были получены следующие результаты:

- уровни напряжений в узлах: 3 - на шинах 0,4 кВ ТП-2745; 7 – на шинах 0,4 кВ ТП –2784; 11 – на шинах 0,4 кВ – ТП-2744; 17 – на шинах 0,4 кВ ТП- 2785; 21 – на шинах 0,4 кВ ТП-2783 не соответствуют регламентированным ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электрической энергии системах электроснабжения общего назначения» значениям, ±5%.

Так на шинах 0,4 кВ ТП- – ТП-2745 отклонение напряжения составляет -5,13 на ТП-2784 – 5,74%; ТП- – 2744 – 7,92%; на ТП-2785 – 6,08%; на ТП – 2783 – 6%.

- потери активной мощности в рассматриваемой сети составили: общие нагрузочные потери – 526 кВт, из них потери в кабельных линиях сети – 455,4 кВт, потери в трансформаторах – 70,6 кВт.

	S	Номер	Название	U_ном	V	dV
1		3		0.38	0.36	-5.13
2		7		0.38	0.36	-5.74
3		11		0.38	0.35	-7.92
4		17		0.38	0.36	-6.08
5		21		0.38	0.36	-6

Рисунок 4.1 – Отклонения напряжения в узловых точках

	Up+	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				0.526	0.4554	0.0706				

Рисунок 4.3 – Потери на участке электрической сети, фидер №1, РП-112

	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	айон.
1			База	1	шины РП-112	6.3					2.6	0.2	6.3	-100	100				6.3		
2			Нагр	2	ТП-2745	6							6						6.28	-0.07	
3			Нагр	3		0.38			0.128	0.078			0.38						0.38	-1.12	
4			Нагр	4	ТП-2793	6							6						6.26	-0.16	
5			Нагр	5		0.38			0.375	0.229			0.38						0.38	-1.66	
6			Нагр	6	ТП-2784	6							6						6.25	-0.23	
7			Нагр	7		0.38			0.149	0.091			0.38						0.37	-1.47	
8			Нагр	8	ТП-2773	6							6						6.25	-0.26	
9			Нагр	9		0.38			0.321	0.197			0.38						0.38	-1.54	
10			Нагр	10	ТП-2744	6							6						6.24	-0.29	
11			Нагр	11		0.38			0.238	0.146			0.38						0.37	-3.69	
12			Нагр	12	ТП-2749	6							6						6.24	-0.31	
13			Нагр	13		0.38			0.321	0.197			0.38						0.38	-1.6	
14			Нагр	14	ТП-2740	6							6						6.24	-0.37	
15			Нагр	15		0.38			0.375	0.229			0.38						0.38	-1.88	
16			Нагр	16	ТП-2785	6							6						6.23	-0.54	
17			Нагр	17		0.38			0.204	0.125			0.38						0.37	-3.44	
18			Нагр	18	ТП-2789	6							6						6.23	-0.72	
19			Нагр	19		0.38			0.238	0.146			0.38						0.38	-0.39	
20			Нагр	20	ТП-2783	6							6						6.23	-0.75	
21			Нагр	21		0.38			0.221	0.135			0.38						0.37	-3.9	
22			Нагр	22	ТП-2786	6							6						6.24	-0.98	
23			Нагр	23		0.38			0.375	0.229			0.38						0.38	-2.49	
24			Нагр	24	ТП-2742	6							6						6.24	-1.05	
25			Нагр	25		0.38			0.321	0.197			0.38						0.38	-2.33	
26			Нагр	26	ТП-2791	6							6						6.25	-1.15	
27			Нагр	27		0.38			0.402	0.245			0.38						0.38	-2.76	
28			Нагр	28	ТП-2741	6							6						6.27	-1.27	
29			Нагр	29		0.38			0.337	0.206			0.38						0.39	-2.62	
30			Нагр	30	ТП-2743	6							6						6.29	-1.43	
31			Нагр	31		0.38			0.412	0.252			0.38						0.38	-3.08	
32			Ген	32	шины РП-112	6.3					1.5	2.5	6.3	-100	100				6.3	-1.52	

Рисунок 4.2 –Результаты расчета напряжений в узловых точках фидера №1, РП-112

	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			шины РП-112 - ТП-2	0.046	0.022			-1	-2	
2			Тр-р	2	3			ТП-2745 -	6.5	9.36		0.063	-0	-0	
3			ЛЭП	2	4			ТП-2745 - ТП-2793	0.046	0.027			-1	-2	
4			Тр-р	4	5			ТП-2793 -	0.77	3.14		0.063	-0	-0	
5			ЛЭП	4	6			ТП-2793 - ТП-2784	0.029	0.021			-0	-2	
6			Тр-р	6	7			ТП-2784 -	6.5	9.36		0.063	-0	-0	
7			ЛЭП	6	8			ТП-2784 - ТП-2773	0.013	0.008			-0	-1	
8			Тр-р	8	9			ТП-2773 -	0.77	3.14		0.063	-0	-0	
9			ЛЭП	8	10			ТП-2773 - ТП-2744	0.018	0.005			-0	-1	
10			Тр-р	10	11			ТП-2744 -	3.44	11.2		0.063	-0	-0	
11			ЛЭП	10	12			ТП-2744 - ТП-2749	0.013	0.006			0	-1	
12			Тр-р	12	13			ТП-2749 -	0.77	3.14		0.063	-0	-0	
13			ЛЭП	12	14			ТП-2749 - ТП-2740	0.027	0.016			0	-1	
14			Тр-р	14	15			ТП-2740 -	0.77	3.14		0.063	-0	-0	
15			ЛЭП	14	16			ТП-2740 - ТП-2785	0.078	0.038			0	-1	
16			Тр-р	16	17			ТП-2785 -	3.44	11.2		0.063	-0	-0	
17			ЛЭП	16	18			ТП-2785 - ТП-2789	0.078	0.038			0	-1	
18			Тр-р	18	19			ТП-2789 -	3.44	1.2		0.063	-0	-0	
19			ЛЭП	18	20			ТП-2789 - ТП-2783	0.013	0.007			1	-1	
20			Тр-р	20	21			ТП-2783 -	3.44	11.2		0.063	-0	-0	
21			ЛЭП	20	22			ТП-2783 - ТП-2786	0.1	0.054			1	-1	
22			Тр-р	22	23			ТП-2786 -	0.77	3.14		0.063	-0	-0	
23			ЛЭП	22	24			ТП-2786 - ТП-2742	0.027	0.016			1	-1	
24			Тр-р	24	25			ТП-2742 -	0.77	3.14		0.063	-0	-0	
25			ЛЭП	24	26			ТП-2742 - ТП-2791	0.041	0.02			1	-1	
26			Тр-р	26	27			ТП-2791 -	0.77	3.14		0.063	-0	-0	
27			ЛЭП	26	28			ТП-2791 - ТП-2741	0.054	0.032			-1	4	
28			Тр-р	28	29			ТП-2741 -	0.77	3.14		0.063	-0	-0	
29			ЛЭП	28	30			ТП-2741 - ТП-2743	0.065	0.03			-0	4	
30			Тр-р	30	31			ТП-2743 -	0.77	3.14		0.063	-0	-0	
31			ЛЭП	30	32			ТП-2743 - шины РП-	0.03	0.01			-0	4	

Рисунок 4.4 –Данные и расчет фидера 1, РП-112 - «Ветви»

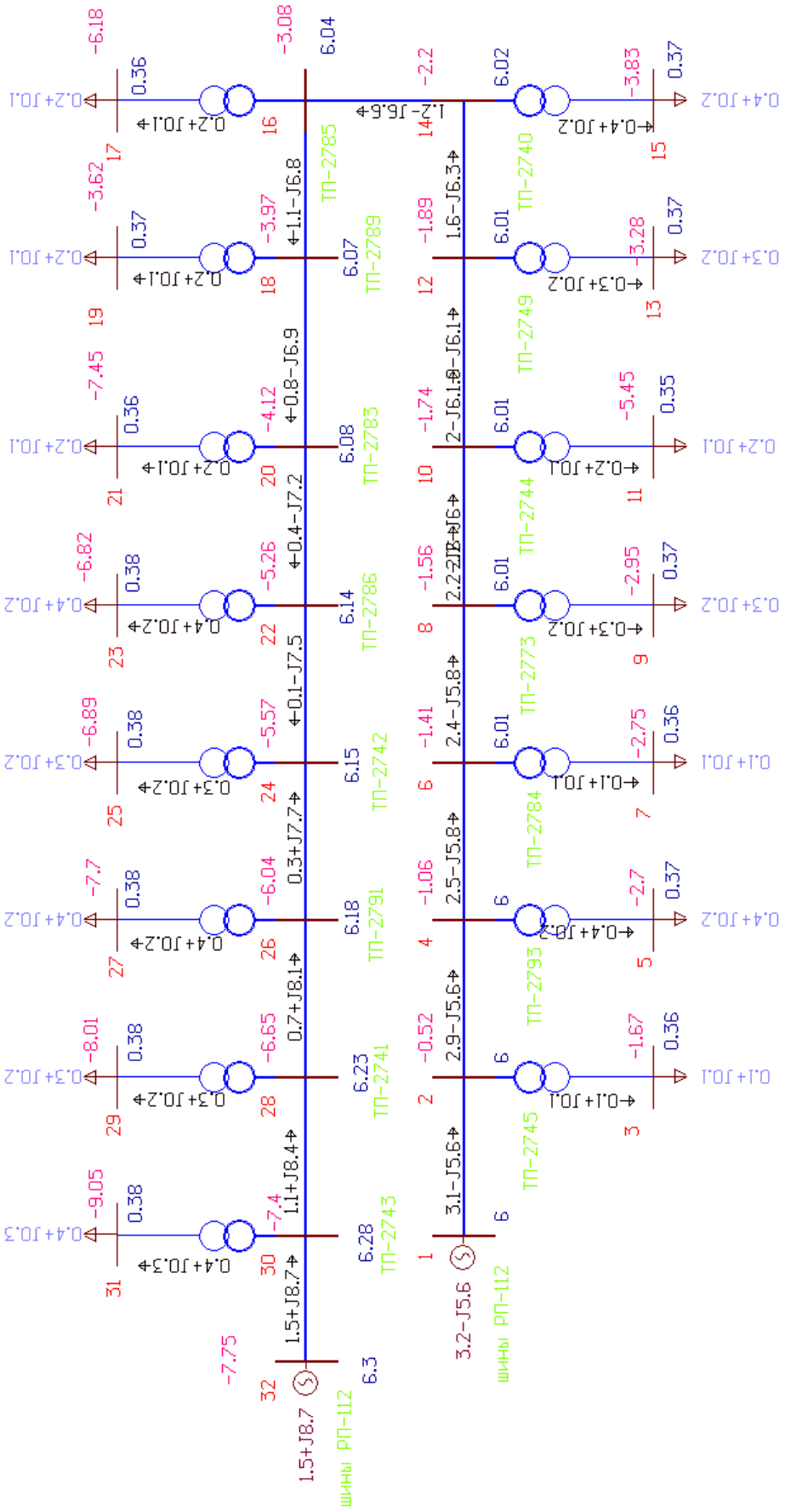


Рисунок 4.5 –Графическое представление расчета фидера №1, РП №112

4.2 Расчет минимального режима («лето») фидера №1 РП-112, с учетом нагрузок 2025 года

Произведем расчет в ПК RastrWin3 минимального режима «лето» данной сети с целью определения основных параметров. Введем в ПК данные средних перспективных нагрузок на 2025 г. за летний период, таблица 2.4, данные по параметрам кабельных линий и трансформаторов, таблица 3.1. Произведем расчет, данные полученные в результате расчета представлены на рисунках 4.6 – 4.10.

	О	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	айон.
1			База	1		6.3					2.7	-1.5	6.3	-100	100				6.3		
2			Нагр	2		6							6						6.29	-0.19	
3			Нагр	3	ТП-2745	0.38			0.089	0.055			0.38						0.38	-0.9	
4			Нагр	4		6							6						6.27	-0.4	
5			Нагр	5	ТП-2793	0.38			0.262	0.16			0.38						0.39	-1.44	
6			Нагр	6		6							6						6.27	-0.56	
7			Нагр	7	ТП-2784	0.38			0.104	0.064			0.38						0.38	-1.4	
8			Нагр	8		6							6						6.26	-0.62	
9			Нагр	9	ТП-2773	0.38			0.225	0.138			0.38						0.39	-1.51	
10			Нагр	10		6							6						6.26	-0.69	
11			Нагр	11	ТП-2744	0.38			0.167	0.102			0.38						0.38	-3.01	
12			Нагр	12		6							6						6.28	-0.91	
13			Нагр	13	ТП-2749	0.38			0.225	0.138			0.38						0.39	-1.79	
14			Нагр	14		6							6						6.27	-1.05	
15			Нагр	15	ТП-2740	0.38			0.262	0.161			38						0.39	-2.08	
16			Нагр	16		6							6						6.27	-1.42	
17			Нагр	17	ТП-2785	0.38			0.143	0.087			0.38						0.38	-3.38	
18			Нагр	18		6							6						6.26	-1.8	
19			Нагр	19	ТП-2789	0.38			0.167	0.102			0.38						0.38	-4.11	
20			Нагр	20		6							6						6.26	-1.86	
21			Нагр	21	ТП-2783	0.38			0.155	0.095			0.38						0.38	-4.02	
22			Нагр	22		6							6						6.27	-2.36	
23			Нагр	23	ТП-2786	0.38			0.262	0.161			0.38						0.39	-3.4	
24			Нагр	24		6							6						6.27	-2.5	
25			Нагр	25	ТП-2742	0.38			0.225	0.138			0.38						0.39	-3.38	
26			Нагр	26		6							6						6.27	-2.7	
27			Нагр	27	ТП-2791	0.38			0.281	0.172			0.38						0.39	-3.81	
28			Нагр	28		6							6						6.28	-2.96	
29			Нагр	29	ТП-2741	0.38			0.236	0.145			0.38						0.39	-3.88	
30			Нагр	30		6							6						6.29	-3.26	
31			Нагр	31	ТП-2743	0.38			0.289	0.177			0.38						0.39	-4.4	
32			Ген	32		6.3						3.3	6.3	-100	100				6.3	-3.4	

Рисунок 4.6 -Результаты расчета напряжений в узловых точках фидера №1, РП-112

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	руг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			ЛЭП	1	2			-	0.046	0.022			-2.729	1.532	
2			Тр-р	2	3			- ТП-2745	6.5	9.36		0.063	-0.091	-0.058	
3			ЛЭП	2	4			-	0.046	0.027			-2.68	1.64	
4			Тр-р	4	5			- ТП-2793	0.77	3.14		0.063	-0.264	-0.168	
5			ЛЭП	4	6			-	0.029	0.021			-2.458	1.816	
6			Тр-р	6	7			- ТП-2784	6.5	9.36		0.063	-0.106	-0.067	
7			ЛЭП	6	8			-	0.013	0.008			-2.453	1.887	
8			Тр-р	8	9			- ТП-2773	0.77	3.14		0.063	-0.226	-0.144	
9			ЛЭП	8	10			-	0.018	0.005			-2.278	2.083	
10			Тр-р	10	11			- ТП-2744	3.44	11.2		0.063	-0.17	-0.114	
11			ЛЭП	10	12			-	0.013	0.06			-2.074	2.049	
12			Тр-р	12	13			- ТП-2749	0.77	3.14		0.063	-0.225	-0.144	
13			ЛЭП	12	14			-	0.027	0.016			-1.929	2.281	
14			Тр-р	14	15			- ТП-2740	0.77	3.14		0.063	-0.263	-0.169	
15			ЛЭП	14	16			-	0.078	0.038			-1.669	2.462	
16			Тр-р	16	17			- ТП-2785	3.44	11.2		0.063	-0.145	-0.096	
17			ЛЭП	16	18			-	0.078	0.038			-1.531	2.566	
18			Тр-р	18	19			- ТП-2789	3.44	11.2		0.063	-0.17	-0.114	
19			ЛЭП	18	20			-	0.013	0.007			-1.369	2.668	
20			Тр-р	20	21			- ТП-2783	3.44	11.3		0.063	-0.157	-0.105	
21			ЛЭП	20	22			-	0.1	0.054			-1.289	2.742	
22			Тр-р	22	23			- ТП-2786	0.77	3.14		0.063	-0.263	-0.169	
23			ЛЭП	22	24			-	0.027	0.016			-1.122	2.797	
24			Тр-р	24	25			- ТП-2742	0.77	3.14		0.063	-0.226	-0.144	
25			ЛЭП	24	26			-	0.041	0.02			-0.894	2.857	
26			Тр-р	26	27			- ТП-2791	0.77	3.14		0.063	-0.283	-0.181	
27			ЛЭП	26	28			-	0.054	0.032			-0.59	2.979	
28			Тр-р	28	29			- ТП-2741	0.77	3.14		0.063	-0.237	-0.151	
29			ЛЭП	28	30			-	0.065	0.03			-0.313	3.085	
30			Тр-р	30	31			- ТП-2743	0.77	3.14		0.063	-0.291	-0.186	
31			ЛЭП	30	32			-	0.03	0.01			-0.002	3.267	

Рисунок 4.7 -Данные и расчет фидера 1, РП-112 - «Ветви»

	№+	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				0.2251	0.1915	0.0335				

Рисунок 4.8 - Потери на участке электрической сети, фидер №1, РП-112

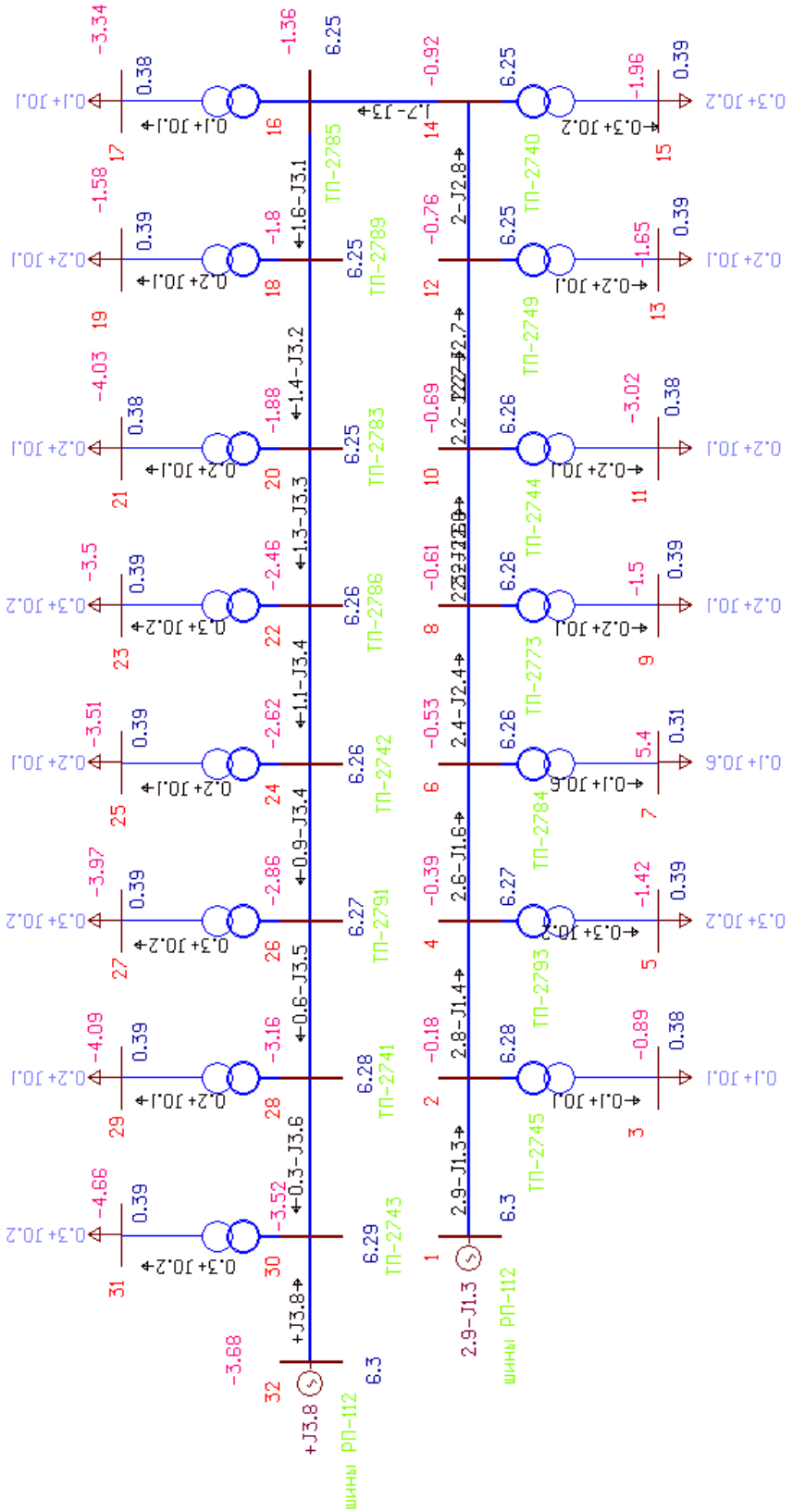


Рисунок 4.9 - Графическое представление расчета фидера №1, РП №112

Вывод: При расчете напряжений, потоков и потерь мощности во всех узлах и ветвях электрической сети фидера №1, РП-112, с учетом средних перспективных нагрузок «лето» 2025 г. были получены следующие результаты:

- уровни напряжений во всех узловых точках соответствуют регламентированным ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электрической энергии системах электроснабжения общего назначения» значениям, ±5%;

- потери активной мощности в рассматриваемой сети составили: общие нагрузочные потери – 225,1 кВт, из них потери в кабельных линиях сети – 191,5 кВт, потери в трансформаторах – 33,5 кВт.

Определим годовые потери электроэнергии.

Суточный расход активной энергии зимнего дня по формуле (3.8):

$$\Delta W_{зим} = 526 \cdot 24 = 12624 \text{ кВт·ч.}$$

Суточный расход активной энергии летнего дня по формуле (3.9):

$$\Delta W_{лет} = 225{,}1 \cdot 24 = 5402{,}4 \text{ кВт·ч.}$$

Годовые потери электроэнергии определим по формуле (3.10):

$$\Delta W_{г} = 12624 \cdot 177 + 5402{,}4 \cdot 188 = 3250 \text{ МВт·ч.}$$

5 Расчет режимов работы участка электрической сети Алмалинского района, питающегося от фидера №1 РП-112 при нагрузках на 2025 г. с ПБВ

При расчете режима с учетом перспективы роста нагрузок на 2025 год, напряжение в узлах 3, 7, 11, 17, 21 выходит за рамки технически допустимых ±5%, регламентированными ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электрической энергии системах электроснабжения общего назначения».

Для восстановления уровня напряжения в этих узлах в качестве средства регулирования напряжения используем переключение ответвлений без возбуждения (ПБВ). Произведём расчет режима работы с учетом перспективы роста нагрузок фидера 1, РП−112 на 2025 год и установкой ПБВ на основании полученных ранее данных: параметров линии (таблица 2.1, 2.2), параметров трансформаторов (таблица 3.1). Результаты расчетов максимального режима при увеличении коэффициента трансформации на 5% с применением ПБВ приведены на рисунках 5.1 – 5.4. Результаты расчета минимального режима с ПБВ приведены на рисунках 5.5 – 5.8.

	О	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	айон.
1			База	1	шины РП-112	6.3					2.2	0.5	6.3	-100	100				6.3		
2			Нагр	2	ТП-2745	6							6						6.28	-0.04	
3			Нагр	3		0.38			0.128	0.078			0.38						0.38	-1.08	
4			Нагр	4	ТП-2793	6							6						6.27	-0.08	
5			Нагр	5		0.38			0.375	0.229			0.38						0.39	-1.58	
6			Нагр	6	ТП-2784	6							6						6.26	-0.11	
7			Нагр	7		0.38			0.149	0.091			0.38						0.38	-1.34	
8			Нагр	8	ТП-2773	6							6						6.25	-0.12	
9			Нагр	9		0.38			0.321	0.197			0.38						0.39	-1.4	
10			Нагр	10	ТП-2744	6							6						6.25	-0.12	
11			Нагр	11		0.38			0.238	0.146			0.38						0.38	-3.52	
12			Нагр	12	ТП-2749	6							6						6.25	-0.13	
13			Нагр	13		0.38			0.321	0.197			0.38						0.39	-1.42	
14			Нагр	14	ТП-2740	6							6						6.24	-0.16	
15			Нагр	15		0.38			0.375	0.229			0.38						0.38	-1.66	
16			Нагр	16	ТП-2785	6							6						6.24	-0.22	
17			Нагр	17		0.38			0.204	0.125			0.38						0.38	-3.11	
18			Нагр	18	ТП-2789	6							6						6.24	-0.29	
19			Нагр	19		0.38			0.238	0.146			0.38						0.38	0.03	
20			Нагр	20	ТП-2783	6							6						6.24	-0.31	
21			Нагр	21		0.38			0.221	0.135			0.38						0.37	-3.47	
22			Нагр	22	ТП-2786	6							6						6.24	-0.42	
23			Нагр	23		0.38			0.375	0.229			0.38						0.38	-1.94	
24			Нагр	24	ТП-2742	6							6						6.25	-0.46	
25			Нагр	25		0.38			0.321	0.197			0.38						0.39	-1.75	
26			Нагр	26	ТП-2791	6							6						6.25	-0.52	
27			Нагр	27		0.38			0.402	0.245			0.38						0.38	-2.14	
28			Нагр	28	ТП-2741	6							6						6.27	-0.6	
29			Нагр	29		0.38			0.337	0.206			0.38						0.39	-1.94	
30			Нагр	30	ТП-2743	6							6						6.29	-0.72	
31			Нагр	31		0.38			0.412	0.252			0.38						0.38	-2.36	
32			Ген	32	шины РП-112	6.3					1.5	2.1	6.3	-100	100				6.3	-0.79	

Рисунок 5.1 -Результаты расчета напряжений в узловых точках фидера №1, РП-112

	№р+	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				0.5211	0.4522	0.0689				

Рисунок 5.2 - Потери на участке электрической сети, фидер №1, РП-112

	О	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	руг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			ЛЭП	1	2			шины РП-112 - ТП-2	0.046	0.022			-2	-1	
2			Тр-р	2	3			ТП-2745 -	6.5	9.36		0.0637	-0	-0	
3			ЛЭП	2	4			ТП-2745 - ТП-2793	0.046	0.027			-2	-1	
4			Тр-р	4	5			ТП-2793 -	0.77	3.14		0.0632	-0	-0	
5			ЛЭП	4	6			ТП-2793 - ТП-2784	0.029	0.021			-1	-1	
6			Тр-р	6	7			ТП-2784 -	6.5	9.36		0.0637	-0	-0	
7			ЛЭП	6	8			ТП-2784 - ТП-2773	0.013	0.008			-1	-1	
8			Тр-р	8	9			ТП-2773 -	0.77	3.14		0.0632	-0	-0	
9			ЛЭП	8	10			ТП-2773 - ТП-2744	0.018	0.005			-1	-0	
10			Тр-р	10	11			ТП-2744 -	3.44	11.2		0.065	-0	-0	
11			ЛЭП	10	12			ТП-2744 - ТП-2749	0.013	0.006			-1	-0	
12			Тр-р	12	13			ТП-2749 -	0.77	3.14		0.0631	-0	-0	
13			ЛЭП	12	14			ТП-2749 - ТП-2740	0.027	0.016			-1	-0	
14			Тр-р	14	15			ТП-2740 -	0.77	3.14		0.063	-0	-0	
15			ЛЭП	14	16			ТП-2740 - ТП-2785	0.078	0.038			-0	0	
16			Тр-р	16	17			ТП-2785 -	3.44	11.2		0.0639	-0	-0	
17			ЛЭП	16	18			ТП-2785 - ТП-2789	0.078	0.038			-0	0	
18			Тр-р	18	19			ТП-2789 -	3.44	1.2		0.0631	-0	-0	
19			ЛЭП	18	20			ТП-2789 - ТП-2783	0.013	0.007			-0	0	
20			Тр-р	20	21			ТП-2783 -	3.44	11.2		0.0637	-0	-0	
21			ЛЭП	20	22			ТП-2783 - ТП-2786	0.1	0.054			0	1	
22			Тр-р	22	23			ТП-2786 -	0.77	3.14		0.0633	-0	-0	
23			ЛЭП	22	24			ТП-2786 - ТП-2742	0.027	0.016			0	1	
24			Тр-р	24	25			ТП-2742 -	0.77	3.14		0.0631	-0	-0	
25			ЛЭП	24	26			ТП-2742 - ТП-2791	0.041	0.02			1	1	
26			Тр-р	26	27			ТП-2791 -	0.77	3.14		0.063	-0	-0	
27			ЛЭП	26	28			ТП-2791 - ТП-2741	0.054	0.032			1	1	
28			Тр-р	28	29			ТП-2741 -	0.77	3.14		0.063	-0	-0	
29			ЛЭП	28	30			ТП-2741 - ТП-2743	0.065	0.03			1	2	
30			Тр-р	30	31			ТП-2743 -	0.77	3.14		0.063	-0	-0	
31			ЛЭП	30	32			ТП-2743 - шины РП-	0.03	0.01			2	2	

Рисунок 5.3 -Данные и расчет фидера 1, РП-112 - «Ветви»

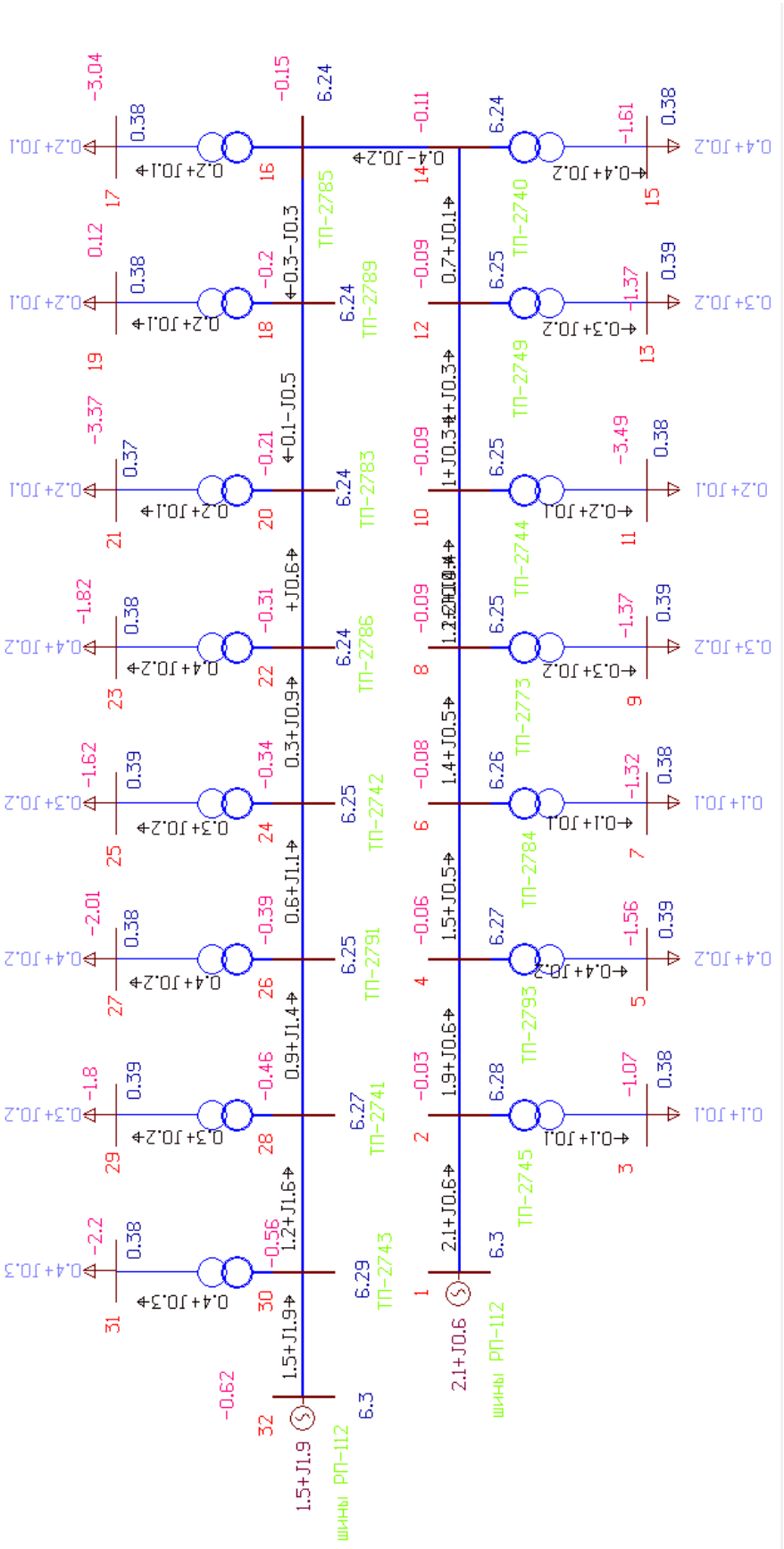


Рисунок 5.4 - Графическое представление расчета фидера №1, РП №112

	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	айон.
1			База	1		6.3					2.7	-1.5	6.3	-100	100				6.3		
2			Нагр	2		6							6						6.29	-0.19	
3			Нагр	3	ТП-2745	0.38			0.089	0.055			0.38						0.38	-0.9	
4			Нагр	4		6							6						6.27	-0.4	
5			Нагр	5	ТП-2793	0.38			0.262	0.16			0.38						0.39	-1.44	
6			Нагр	6		6							6						6.27	-0.56	
7			Нагр	7	ТП-2784	0.38			0.104	0.064			0.38						0.38	-1.4	
8			Нагр	8		6							6						6.26	-0.62	
9			Нагр	9	ТП-2773	0.38			0.225	0.138			0.38						0.39	-1.51	
10			Нагр	10		6							6						6.26	-0.69	
11			Нагр	11	ТП-2744	0.38			0.167	0.102			0.38						0.38	-3.01	
12			Нагр	12		6							6						6.28	-0.91	
13			Нагр	13	ТП-2749	0.38			0.225	0.138			0.38						0.39	-1.79	
14			Нагр	14		6							6						6.27	-1.05	
15			Нагр	15	ТП-2740	0.38			0.262	0.161			38						0.39	-2.08	
16			Нагр	16		6							6						6.27	-1.42	
17			Нагр	17	ТП-2785	0.38			0.143	0.087			0.38						0.38	-3.38	
18			Нагр	18		6							6						6.26	-1.8	
19			Нагр	19	ТП-2789	0.38			0.167	0.102			0.38						0.38	-4.11	
20			Нагр	20		6							6						6.26	-1.86	
21			Нагр	21	ТП-2783	0.38			0.155	0.095			0.38						0.38	-4.02	
22			Нагр	22		6							6						6.27	-2.36	
23			Нагр	23	ТП-2786	0.38			0.262	0.161			0.38						0.39	-3.4	
24			Нагр	24		6							6						6.27	-2.5	
25			Нагр	25	ТП-2742	0.38			0.225	0.138			0.38						0.39	-3.38	
26			Нагр	26		6							6						6.27	-2.7	
27			Нагр	27	ТП-2791	0.38			0.281	0.172			0.38						0.39	-3.81	
28			Нагр	28		6							6						6.28	-2.96	
29			Нагр	29	ТП-2741	0.38			0.236	0.145			0.38						0.39	-3.88	
30			Нагр	30		6							6						6.29	-3.26	
31			Нагр	31	ТП-2743	0.38			0.289	0.177			0.38						0.39	-4.4	
32			Ген	32		6.3						3.3	6.3	-100	100				6.3	-3.4	

Рисунок 5.5 -Результаты расчета напряжений в узловых точках фидера №1, РП-112

	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			шины РП-112 - ТП-2	0.046	0.022			-2	-1	
2			Тр-р	2	3			ТП-2745 -	6.5	9.36		0.0637	-0	-0	
3			ЛЭП	2	4			ТП-2745 - ТП-2793	0.046	0.027			-2	-1	
4			Тр-р	4	5			ТП-2793 -	0.77	3.14		0.0632	-0	-0	
5			ЛЭП	4	6			ТП-2793 - ТП-2784	0.029	0.021			-1	-1	
6			Тр-р	6	7			ТП-2784 -	6.5	9.36		0.0637	-0	-0	
7			ЛЭП	6	8			ТП-2784 - ТП-2773	0.013	0.008			-1	-1	
8			Тр-р	8	9			ТП-2773 -	0.77	3.14		0.0632	-0	-0	
9			ЛЭП	8	10			ТП-2773 - ТП-2744	0.018	0.005			-1	-0	
10			Тр-р	10	11			ТП-2744 -	3.44	11.2		0.065	-0	-0	
11			ЛЭП	10	12			ТП-2744 - ТП-2749	0.013	0.006			-1	-0	
12			Тр-р	12	13			ТП-2749 -	0.77	3.14		0.0631	-0	-0	
13			ЛЭП	12	14			ТП-2749 - ТП-2740	0.027	0.016			-1	-0	
14			Тр-р	14	15			ТП-2740 -	0.77	3.14		0.063	-0	-0	
15			ЛЭП	14	16			ТП-2740 - ТП-2785	0.078	0.038			-0	0	
16			Тр-р	16	17			ТП-2785 -	3.44	11.2		0.0639	-0	-0	
17			ЛЭП	16	18			ТП-2785 - ТП-2789	0.078	0.038			-0	0	
18			Тр-р	18	19			ТП-2789 -	3.44	1.2		0.0631	-0	-0	
19			ЛЭП	18	20			ТП-2789 - ТП-2783	0.013	0.007			-0	0	
20			Тр-р	20	21			ТП-2783 -	3.44	11.2		0.0637	-0	-0	
21			ЛЭП	20	22			ТП-2783 - ТП-2786	0.1	0.054			0	1	
22			Тр-р	22	23			ТП-2786 -	0.77	3.14		0.0633	-0	-0	
23			ЛЭП	22	24			ТП-2786 - ТП-2742	0.027	0.016			0	1	
24			Тр-р	24	25			ТП-2742 -	0.77	3.14		0.0631	-0	-0	
25			ЛЭП	24	26			ТП-2742 - ТП-2791	0.041	0.02			1	1	
26			Тр-р	26	27			ТП-2791 -	0.77	3.14		0.063	-0	-0	
27			ЛЭП	26	28			ТП-2791 - ТП-2741	0.054	0.032			1	1	
28			Тр-р	28	29			ТП-2741 -	0.77	3.14		0.063	-0	-0	
29			ЛЭП	28	30			ТП-2741 - ТП-2743	0.065	0.03			1	2	
30			Тр-р	30	31			ТП-2743 -	0.77	3.14		0.063	-0	-0	
31			ЛЭП	30	32			ТП-2743 - шины РП-	0.03	0.01			2	2	

Рисунок 5.6 -Данные и расчет фидера 1, РП-112 - «Ветви»

	№р+	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				0.2211	0.1894	0.0317				

Рисунок 5.7 - Потери на участке электрической сети, фидер №1, РП-112

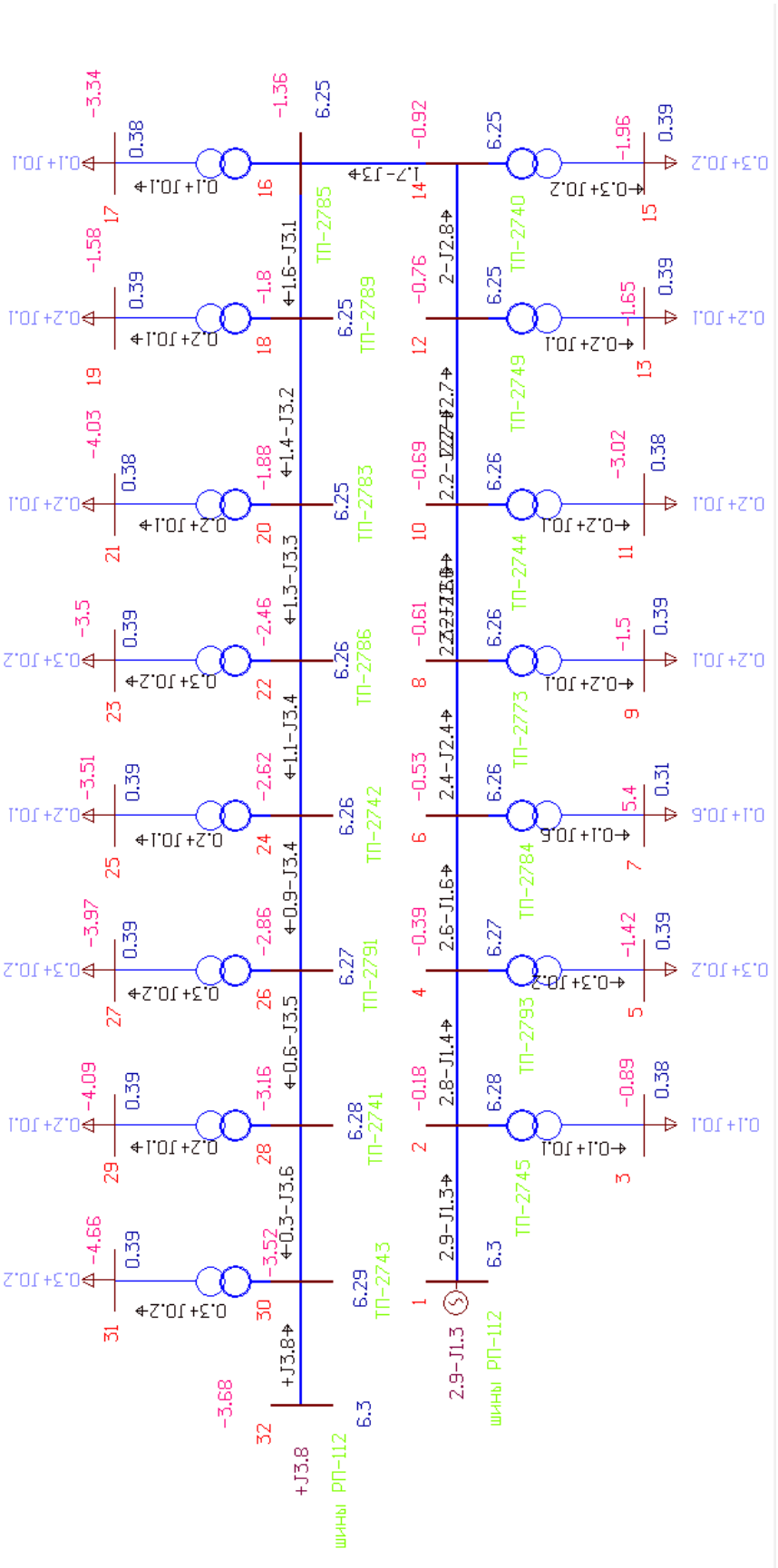


Рисунок 5.8 – Графическое представление расчета фидера №1, РП №112

Вывод: При расчете напряжений, потоков и потерь мощности во всех узлах и ветвях электрической сети фидера №1, РП-112, с учетом средних перспективных нагрузок «зима» 2025 г. были получены следующие результаты:

- уровни напряжений во всех узловых точках соответствуют регламентированным ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электрической энергии системах электроснабжения общего назначения» значениям, ±5%;

При максимальном режиме «зима»:

- потери активной мощности в рассматриваемой сети составили: общие нагрузочные потери – 521,1 кВт, из них потери в кабельных линиях сети – 452,2 кВт, потери в трансформаторах – 68,9 кВт.

При минимальном режиме «лето»:

- потери активной мощности в рассматриваемой сети составили: общие нагрузочные потери – 221,1 кВт, из них потери в кабельных линиях сети – 189,4 кВт, потери в трансформаторах – 31,7 кВт.

Определим годовые потери электроэнергии.

Суточный расход активной энергии зимнего дня по формуле (3.8):

$$\Delta W_{зим} = 521{,}1 \cdot 24 = 12506{,}4 \text{ кВт·ч}.$$

Суточный расход активной энергии летнего дня по формуле (3.9):

$$\Delta W_{лет} = 221{,}1 \cdot 24 = 5306{,}4 \text{ кВт·ч}.$$

Годовые потери электроэнергии определим по формуле (3.10):

$$\Delta W_{г} = 12506{,}4 \cdot 177 + 5306{,}4 \cdot 188 = 3211 \text{ МВт·ч}.$$

Таким образом, анализ полученных результатов расчета уровней напряжений в максимальном режиме «зима» показал: в узлах 3, 7, 11, 17, 21 находятся в пределах допустимых значений ±5% регламентированными ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электрической энергии системах электроснабжения общего назначения», следовательно, применение ПБВ является достаточно эффективной мерой по восстановлению уровня напряжения.

6 Анализ полученных результатов в работе

При расчете режимов работы с существующими нагрузками 2015 г. участка электрической сети 6/0.4 кВ Алмалинского района: фидера №1, РП-112 были сделаны следующие выводы:

- уровни напряжений во всех узловых точках при расчете максимального режима «зима и минимального режима «лето» соответствуют регламентированным ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электрической энергии системах электроснабжения общего назначения» значениям, ±5%;

- годовые потери активной мощности составили 606, 5 МВт·ч.

При расчете режимов работы с перспективным увеличением нагрузок на 2025 г. участка электрической сети 6/0.4 кВ Алмалинского района: фидера №1, РП-112 были получены следующие результаты:

- уровни напряжений при расчете максимального режима «зима» на шинах 0,4 кВ превосходили регламентирующие ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электрической энергии системах электроснабжения общего назначения» значения, ±5%, на следующих ТП и составили: ТП-2745 -5,13%; ТП-2784 – 5,74%; ТП- – 2744 – 7,92%; ТП-2785 – 6,08%; ТП – 2783 – 6%;

- годовые потери составили 3250 МВт·ч.

Для восстановления уровня напряжения в этих узлах в качестве средства регулирования напряжения применили переключение ответвлений без возбуждения (ПБВ) и произвели расчет.

В результате расчета уровней напряжений в максимальном режиме «зима» с применением ПБВ на трансформаторах ТП напряжение во всех узловых точках рассматриваемой сети стабилизировалось и соответствует допустимым значениям ±5% регламентированными ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электрической энергии системах электроснабжения общего назначения». Следовательно, можно сделать вывод, что при перспективном росте нагрузок 2025 г. применение ПБВ является достаточно эффективной мерой по восстановлению уровней напряжения на данном конкретном участке электрических сетей Алмалинского района питающегося от РП-112.

Годовые потери после применения ПБВ составили 3211 МВт·ч.

Результаты расчета потерь во всех рассчитанных режимах сведем в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 – Результаты расчета потерь мощности

Режим	ΔP, кВт	ΔW, МВт · ч
Максимальный, 2015 год	102,4	606,5
Минимальный, 2015 год	38	
Максимальный, 2025 год	526	3250
Минимальный, 2025 год	225,1	
Максимальный, 2025 год с применением ПБВ	521,1	3211
Минимальный, 2025 год	221,	

Из таблицы 6.1 можно сказать следующее: по сравнению с потерями полученными при существующих нагрузках 2015 г. с перспективным ростом нагрузок 2025 г. годовые потери увеличились на 2643,5 МВт · ч. После применения устройства ПБВ потери снизились по сравнению с режимом до применения ПБВ (нагрузки 2025 г) незначительно, на 39 МВт · ч.

7 Экономическая часть

7.1 Расчет эффективности установки компенсации реактивной мощности

Основными потребителями электроэнергии на промышленных предприятиях и в городских сетях являются такие индуктивные приемники, как современная электробытовая техника, асинхронные электродвигатели и трансформаторы, электронные приборы, лампы ДРЛ, люминесцентные лампы. Их работа связана с потреблением реактивной энергии для создания электромагнитных полей. Реактивная энергия не производит полезной работы, а циркулируя между приемником и источником тока, приводит к дополнительной загрузке линий электропередачи и генераторов и, следовательно, снижает коэффициент мощности сети. Все это увеличивает потери электроэнергии на нагревание кабелей и проводов сети, а также обмоток электрических машин, ведет к необходимости повышения кажущейся мощности генераторов и трансформаторов на станциях, увеличивает колебания напряжения сети, а также влечет за собой неполное использование мощности первичных двигателей.

Генерирование реактивной мощности у потребителя обычно называют компенсацией реактивной мощности, а наиболее удобным и экономичным источником ее являются силовые косинусные конденсаторы, выполняющие 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 на транзитных передачах, сильно осложняют задачи оптимального управления режимами и обеспечения надёжного снабжения качественной электроэнергией потребителей энергорынка Казахстана.

Таблица 7.1 –рабочее напряжение РЭС-2 Алматы

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

Таблица7.2 – Динамика роста потребления электроэнергий с 2010 – 2015 гг.

Регион (область)	Потребление электроэнергии (млн.кВт.ч)					
Годы	1910	2011	2012	2013	2014	2015
Алматинский энергоузел	4391.2	4231	4474.9	4726.6	5350.2	5529.3

Основной целью является оценка экономической целесообразности внедрения компенсирующих устройств, с помощью которых решено привести качество напряжения в городских сетях к должному уровню и сократить потери мощности.

В настоящее время состояние городских сетей находится в том положении, когда необходимо принимать меры по восстановлению рабочих характеристик до стандартных значений. Причиной этого служит резкое возрастание нагрузки потребителя, также старение оборудования, несанкционированные подключения и большие потери в распределительных сетях 6 - 10/0,4 кВ (воздушных или кабельных линиях).

Системы электроснабжения и электроприемники выполняются такими, чтобы наилучшее функционирование достигалось при питании их от однофазной или симметричной трехфазной системы напряжением заданной амплитуды и синусоидальной формы частотой 50 Гц. Однако в реальных электрических сетях возникают отклонения от идеальных параметров, что приводит к ухудшению работы установок потребителей электроэнергии, проявляющемуся в технико-экономическом ущербе.

Невнимание к качеству электроэнергии в процессе эксплуатации энергосистемы приводит к прогрессирующим нарушениям работы электроприемников а также к крупным авариям.

Отклонения от идеальных показателей должны ограничиваться. Поэтому существуют нормы на допустимые отклонения, зафиксированные в государственных стандартах на качество электроэнергии.

Эти нормы приняты во всех развитых странах, и учитывая опыт и развитие систем электроснабжения и электропотребления, постепенно изменяются применительно к реальным условиям.

Отклонения напряжения от идеальных показаний отрицательно влияет на работу электроприемников потребителя, снижает их работоспособность, сокращается срок службы. Также отклонения напряжения сказываются на работе осветительных приборов. Сравнительно небольшие изменения напряжения мало сказываются на световом потоке ламп. При больших снижениях напряжения лампы или не загораются, или мигают, что резко сокращает их срок службы.

Освещенность рабочих мест существенно влияет на производительность труда. По имеющимся данным, снижение освещенности в 1,5 - 2 раза снижает производительность труда на 1 - 2 %. Кроме того, освещенность оказывает влияние на зрение, которое при понижении освещенности резко ухудшается. Учитывая, что освещенность зависит от напряжения, к нему предъявляются достаточно жесткие требования.

Существенно влияет отклонение напряжения на электротермические установки. Снижение напряжения приводит к увеличению длительности цикла технологического процесса. Большие отклонения напряжения в бытовых сетях приводят к массовому применению стабилизаторов напряжения. На их изготовление расходуется 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.

7.2 Характеристика компенсирующих устройств

Замена устаревшего оборудования, восстановление распределительных сетей в городских электрических сетях это очень длительный процесс, который требует не только больших затрат времени, но и нецелесообразных материальных вложений. Поэтому задачей данного проекта является осуществление мероприятия по внедрению 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-0,4-100-25 У3, УКМ58М-0,4-200-33,3 У3, УКМ58М-0,4-200-50 У3. Установка конденсаторной установки дает большую экономию 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.

Выпуском конденсаторных установок занимается Усть-Каменогорский конденсаторный завод.

Усть-Каменогорский конденсаторный завод-первенец электротехнической промышленности Рудного Алтая, он первым в СНГ освоил производство комплектных конденсаторных установок и имеет производственные мощности, позволяющие занимать ведущее место по объему выпуска силовых конденсаторов.

Строительство конденсаторного завода проектной мощностью 3 млн. условных кВАр было начато в сентябре 1953 года. Первая продукция выпущена заводом в мае 1959 года. В тесном сотрудничестве с различными научно-исследовательскими институтами и предприятиями проведены крупные работы по усовершенствованию технологии, модернизации оборудования, автоматизации и механизации трудоемких производственных процессов.

Завод производит косинусные конденсаторы низкого и высокого напряжения для компенсации реактивной мощности, широкую гамму комплектных конденсаторных установок, в том числе с автоматическим регулированием. Главное преимущество этих установок:

1. Потребитель получает уже готовую для эксплуатации установку, которая освобождает его от необходимости проектирования, закупки комплектую-

щего оборудования и его монтажа. Достаточно установку поставить в нужном месте и подключить;

В электроэнергетике высоковольтные линии электропередач могут быть использованы в качестве линий связи. С этой целью заводом выпускаются специальные конденсаторы для высокочастотной связи по высоковольтным линиям электропередач, которые также могут быть снабжены дополнительным элементом отбора мощности. Автоматизация машиностроения, как известно, основана на широком использовании электрических установок сварки и нагрева металлов и металлических деталей, для их плавления, закалки и других операций при повышенных частотах. Подобные установки имеют очень низкий коэффициент мощности и без конденсаторов работать не могут.

Завод производит конденсаторы для установок повышенной частоты до 10 кГц. Использование искусственного водяного охлаждения этих конденсаторов позволяет резко сократить их габариты. Высокие технические параметры, качество и надежность Усть-Каменогорских конденсаторов гарантируются всесторонними исследованиями, испытаниями и большим опытом производства, высокий уровень которого подтвержден сертификатами качества.

Конденсаторная установка 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-0,4-100-25 У3 имеет 4 ступени регулирования, УКМ58М-0,4-200-33,3 У3 имеет 6 ступеней регулирования, УКМ58М-0,4-200-50 У3 имеет 4 ступени регулирования.

7.3 Характеристика потерь электроэнергии

Конденсаторные установки проектируется установить на трансформаторных подстанциях ТП-2745 50кВАр 6/0,4В, ТП-2784 50кВАр 6/0,4В, ТП-2744 100кВАр 6/0,4В, ТП-2785 100кВАр 6/0,4В, ТП-2789 100кВАр 6/0,4В, ТП-2783 100кВАр 6/0,4В, ТП-2740 100кВАр 6/0,4В, ТП-2793 200кВАр 6/0,4В, ТП-2786 200кВАр 6/0,4В кВ.

Расчеты по потерям вывелись в специализированной программе RastrWin3 программа для расчета параметров сетей и систем.

Реальные потери на РП-112 до установки компенсирующих устройств составили:

- суммарные потери в РП-112 активной мощности в кабельных линиях, трансформаторах и в узлах нагрузки составили: $\Delta P_{РП112} = 280\ кВт \cdot ч$;

- суммарные потери в РП-112 реактивной мощности в кабельных линиях, трансформаторах и в узлах нагрузки составили $\Delta Q_{РП112} = 600\ кВАр \cdot ч$;

Полные потери мощности составляют:

$$\Delta S = \sqrt{\Delta P^2 + \Delta Q^2}. \qquad (7.1)$$

$$\Delta S = \sqrt{280^2 + 600^2} = 662\,кВ.$$

7.4 Расчет капитальных вложений

Капитальные вложения в расчет определения отклонений напряжения в сетях включают в себя две составляющих: стоимость оборудования и прочие расходы. Места установки и стоимость конденсаторных установк приведена в таблице 7.3.

Таблица 7.3 - Места установки и стоимость конденсаторных установок

№ ТП	Типономинал	Стоимость в тенге
ТП-2783	УКМ58М-0,4-100-25 У3	150000
ТП-2789	УКМ58М-0,4-100-25 У3	150000
ТП-2785	УКМ58М-0,4-100-25 У3	150000
ТП-2744	УКМ58М-0,4-100-25 У3	150000
ТП-2740	УКМ58М-0,4-100-25 У3	150000
ТП-2784	УКМ58М-0,4-50-25 У3	80000
ТП-2745	УКМ58М-0,4-50-25 У3	80000
ТП-2793	УКМ58М-0,4-200-33,3 У3	290000
ТП-2786	УКМ58М-0,4-200-33,3 У3	290000
Итого		1490000

Общая сумма капитальных вложений (ΣК) рассчитывается по формуле; *Кпр* – капитальные вложения на прочие расходы. Они составляют 25% от стоимости приобретения оборудования:

$$Кпр = 0,25 \cdot 1490000 = 372500 \text{ тенге.} \quad (7.2)$$

Стоимость доставки составляет 20%:

$$1490000 \cdot 0,20 = 298000 \text{ тенге.} \quad (7.3)$$

Стоимость монтажа 40%:

$$1490000 \cdot 0,40 = 596000 \text{ тенге.} \quad (7.4)$$

Общие капиталовложения:

$$\sum K = 1490000 + 372500+298000+596000 = 2756500 \text{ тенге.} \quad (7.5)$$

Окончательным расчетным показателем в ТЭО является эффективность капитальных вложений (*Эк*). Она выражается отношением полученного эффекта (*Э*) к капитальным вложениям (*ΣК*), вызвавшим этот эффект. Эффективность капитальных вложений измеряется набором показателей, в который входит общий эффект капитальных вложений, норма их доходности, срок окупаемости, сравнительная эффективность. Показатели экономической эффективности капитальных вложений используются для сопоставления альтернативных инвестиционных проектов и выбора оптимального проекта.

Итак, экономическая эффективность капитальных вложений рассчитывается по формуле:

$$Эк = Э / \Sigma К. \quad (7.6)$$

Полученный от капитальных вложений эффект (*Э*), есть не что иное как экономия годовых эксплуатационных расходов энергопредприятия *(*Δ*Э*) и/или дополнительный доход (Δ*Д*) от осуществляемого проектирования, т.е. формула может иметь следующий вид:

$$Эк = \Delta Э / \Sigma К. \quad (7.7)$$

В данной выпускной работе экономия будет определена за счет сокращения потерь электроэнергии после устранения отклонений напряжения в сетях.

Рассчитаем стоимость потерь электроэнергии до установки компенсирующих устройств.

Так как полная мощность в городских сетях не учитывается а платим мы только за активную мощность регистрируемую счетчиками тогда $\Delta S = \Delta P$

Потери мощности РП№112 составляют: ΔР=662 кВт/час.

$$\Delta A_1 = 8760 \cdot \Delta P = 5799120 \text{ кВт.} \quad (7.8)$$

Тариф для конечных потребителей за 1 кВт/ч в Алматы составляет 7 тенге, тогда стоимость потерь электроэнергии будет равна:

$$Э_1 = \Delta A_1 \cdot t = 5799120 \cdot 7 = 40593840 \text{ тенге/год.} \quad (7.9)$$

Далее рассчитаем стоимость потерь электроэнергии после установки компенсирующих устройств.

Потери мощности ТП после установки компенсирующих устройств. составляют: Δ*Р=493,96 кВт/час.*

Компенсированная мощность составляет 168,04кВт/час, или 1472030 кВт/год.

Потери электроэнергии составляют:

$$\Delta A_2 = 8760 \cdot \Delta P = 4327089{,}6\ кВт. \quad (7.10)$$

Стоимость потерь электроэнергии составят:

$$Э_2 = \Delta A_2 \cdot t = 30289627{,}2\ тенге. \quad (7.11)$$

Экономия годовых эксплуатационных расходов в РЭС-2 ПС56А, РП-112 составит:

$$\Delta Э = Э_1 - Э_2 = 40593840 - 30289627{,}2 = 10304212{,}8\ тенге. \quad (7.12)$$

Срок окупаемости показывает период, за который энергопредприятие в нашем случае РЭС-2, осуществляя свою основную деятельность, освоит вложенные в проект средства. Срок окупаемости капитальных вложений будет равен:

$$T = \frac{\sum K}{\Delta Э} = \frac{2756500}{10304212{,}8} = 0{,}26 = 3\ месяца. \quad (7.13)$$

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 2756500тенге мы получаем экономию за счет снижения потерь в размере 10304212,8 тенге в год.

8 Безопасность жизнедеятельности

8.1 Анализ условий труда на подстанции

На тему дипломного проекта моя задача – установить конденсаторную установку в трансформаторную подстанцию 6/0,4кВ.

Для обслуживания КУ требуется 1 человек, он занимается переключением регулятора. Особые защитные приспособления для переключения не требуются. Постоянного нахождения обслуживающего персонала не требуется. Освещение места, где проводится переключение, освещается люминесцентной лампой мощностью 40Ватт, лампа находится на щите управления конденсаторной установки.

Конденсаторная установка рассчитана на напряжение 0,380кВ.

Назначение установки – компенсация реактивной мощности, стабилизация уровня напряжения в узлах потребителей.

Конденсаторная установка подключается к щиту распределения энергии, нулевой провод отсутствует. Заземление установки производится путем приваривания стальной ленты размерами (ширина 2см, толщина 4мм длина 1м) от корпуса конденсаторной установки к заземлению трансформаторной подстанции как это указано на рисунке 8.1.

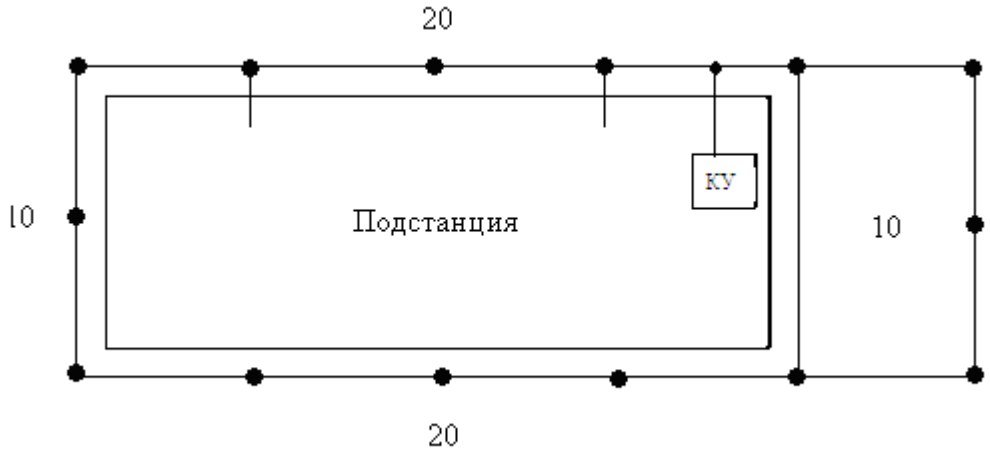


Рисунок 8.1 – Место установки КУ

8.2 Расчет заземления трансформаторной подстанции 6/0,4 кВ

Требуется рассчитать заземление подстанции, с трансформаторами 6/0,4 кВ с изолированной нейтралью на стороне 6 кВ и заземленной на стороне 0,4 кВ. Расчетный емкостной ток на стороне 6 кВ 40 А. Естественных заземлителей нет.

Сопротивление заземляющего устройства нейтрали трансформатора на стороне 400 В согласно [9]должно быть не более 4 Ом. С другой стороны, необходимое сопротивление заземляющего устройства должно удовлетворять требованию Правил для установок 6 кВ

$$R_з \le \frac{U}{I_з}, \tag{8.1}$$

$$R_з = \frac{125}{40} = 3{,}12\ Ом.$$

где U - потенциал заземлителя, В;

$I_з$ - расчетный ток замыкания на землю, А.

Таким образом, сопротивление заземляющего устройства должно быть принято меньшим из двух требуемых, т.е. не более 3,12 Ом в любое время года.

Заземлитель решено выполнить из стержней диаметром 12 мм, длиной 15 м, соединенных стальной полосой 40х4 мм. Удельное сопротивление земли по измерениям методом простого пробного электрода длиной 5 м, получилось равным 80 Ом·м, земля во время измерений средней влажности, коэффициент К2=1 согласно [9].

Расчетные значения удельного сопротивления с учетом промерзания и состояния земли во время измерения:

$$\rho_{расч} = \kappa_C \cdot \kappa_2 \cdot \rho_{изм}, Ом \cdot м, \quad (8.2)$$

где κ_C, κ_2 - коэффициенты согласно [9], учитывающие климатические признаки зон и глубину заложения электрода соответственно;

$\rho_{изм}$ - измеренное удельное сопротивление земли Ом·м.

Для горизонтальных электродов:

$$\rho_{расч} = 5 \cdot 1 \cdot 80 = 400\ Ом \cdot м,$$

для вертикальных электродов длиной 5 м:

$$\rho_{расч} = 1{,}35 \cdot 1 \cdot 80 = 180\ Ом \cdot м.$$

При известных длине и ширине защищаемого здания (площадь), можно определить общую длину горизонтальных электродов (полос). Общая длина составляет 60 м (рисунок 8.2).



Рисунок 8.2 – Контур заземления подстанции с размещением электродов

Сопротивление растекания горизонтального полосового электрода определяется по формуле:

$$r_r = \frac{0{,}366 \cdot \rho}{l} lg \frac{2l^2}{b \cdot t}, Ом, \quad (8.3)$$

где l - длина полосы, м;

b - ширина полосы, м;

t - глубина заложения, м.

$$r_r = \frac{0{,}366 \cdot 400}{60} lg \frac{2 \cdot 60^2}{40 \cdot 10^{-3} \cdot 0{,}7} = 13{,}2\ Ом\ .$$

Сопротивление вертикального электрода, нижний конец которого I находится ниже уровня земли:

$$r_B = \frac{0{,}366 \cdot \rho}{l}\left(lg \frac{2 \cdot l}{d} + \frac{1}{2} lg \frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l} \right), Ом\ , \qquad (8.4)$$

где d - внешний диаметр электрода, м

t - глубина заложения, равная расстоянию от поверхности земли до середины электрода, м.

$$r_B = \frac{0{,}366 \cdot 108}{5l}\left(lg \frac{2{,}5}{12 \cdot 10^{-3}} + \frac{1}{2} lg \frac{4 \cdot 3{,}2 + 5}{4 \cdot 3{,}2 - 5} \right) = 24{,}4\ Ом\ .$$

Здесь 3,2 - расстояние от уровня земли до середины стержня. Определим приближенно число вертикальных электродов (стержней), считая, что сопротивление заземлителя достигается только ими. Примем предварительно коэффициент использования 0,5.

Сопротивление группы вертикальных электродов:

$$r_r = \frac{r_B}{\eta_B \cdot n_B}, Ом\ , \qquad (8.5)$$

где η_B - коэффициент использования вертикальных заземлителей;

n_B - число вертикальных электродов.

Тогда число вертикальных электродов будет равно:

$$n_B = \frac{r_B}{R_з \cdot \eta_B}\ , \qquad (8.6)$$

$$n_в = \frac{24,4}{3,12 \cdot 0,5} \approx 15 .$$

Уточняем сопротивление полос с учетом их коэффициента использования и возможность за счет их сопротивления уменьшить число стержней.

Коэффициент использования полосы в контуре из 15 вертикальных электродов при а/1 = 1, согласно [9], равен 0,3. Тогда

$$r_r = \frac{13,2}{0,3} = 44,1 \, Ом .$$

Необходимое сопротивление стержней

$$R_в = \frac{r_r \cdot R_з}{r_r - R_з}, Ом , \qquad (8.7)$$

$$R_в = \frac{44,1 \cdot 3,12}{44,1 - 3,12} = 3,36 \, Ом .$$

Уточненное число стержней при $\eta_в = 0,55$ согласно [9] равно:

$$n_в = \frac{24,4}{3,36 \cdot 0,55} = 13,2 \, принимаем \;\; n_в = 14 .$$

Таким образом, к заземлителю в виде прямоугольника (рисунок 8.2) необходимо добавить два стержня и соответственно 15 м полос. Уменьшение сопротивления заземлителя с добавлением длины полос не учитываем.

8.3 Расчет искусственного освещения в щитовом помещении

В щитовом помещении подстанции расположены щиты релейной защиты и щит управления. Так как напряженная зрительная работа в данном помещении выполняется непрерывно более половины рабочего дня, то применением освещенность 200 лк.

Микроклимат помещения:

- температура 18 ^{0}С;
- влажность 40 %;
- шум 30 дБ.

Для производственных помещений при содержании в воздухе пыли дыма меньше 5 мг/м^3 значения коэффициента запаса составляет 1.5.

Систему общего освещения осуществляем люминесцентными лампами второй группы ЛД, мощностью 65 Вт световой поток $Ф_л$ =3570 лм.

При размещений осветительных приборов в производственных помещениях необходимо учитывать следующие основные условия: создания нормированной освещенности наиболее экономичным путем; соблюдения требования к качеству освещения; безопасный и удобный доступ для обслуживания; наименьшую протяженность и удобства монтажей групповой сети, надежность крепления.

Расположения светильников общего освещения в помещений определяется: H - высота помещения, h - высота подвеса под рабочей поверхностью, L - расстояние между соседними светильниками (рядами люменнисцентных светильников), I - расстояние от рядов светильников до стены.

Высота подвеса под рабочей поверхностью определяется:

$$h = H - h_C - h_P, \tag{8.8}$$

где h_C - расстояние от светильников до перекрытия, м;

h_P - высота рабочей поверхности под полом, м.

Расстояние между соседними рядами светильников определяют исходя из величины λ, равной 1.2 - 1.4

$$L = 2 \cdot h, \tag{8.9}$$

Расстояние от стен до ближайшего ряда светильников определяется

$$I = (0.25 - 0.3) \cdot L, \tag{8.10}$$

$$H = 6 \text{ м},$$

$$h = 6 - (0.8 - 2) = 3.2 \text{ м},$$

$L = 1.375 \cdot 3.2 = 4.4$ *м* - принимаем *5 м.*

$I = 0.3 \cdot 4.4 = 1.32$ *м* - принимаем *1.5 м.*

Получаем два ряда светильников.

Рассчитаем освещение щитового помещения методом коэффициента использования.

Определим индекс помещения

$$i = \frac{A \cdot B}{h \cdot (A + B)}, \tag{8.11}$$

где A - длина помещения, м;

B - ширина помещения, м;

h - расчетная высота, м.

$$i = \frac{20 \cdot 9}{3.2 \cdot (20 + 9)} = 1.93.$$

Ориентировочное значение коэффициентов отражения составляет:

- свежепобеленный потолок - 70 %;
- свежепобеленные стены с окнами без штор - 50 %;
- пол - 30 %.

Определяем коэффициент использования: η = 0.64% для помещения с индексом помещения i = 1.5.

Необходимое количество светильников:

$$N = \frac{E \cdot K_з \cdot S \cdot z}{n \cdot \Phi_Л \cdot \eta}, \qquad (8.12)$$

где E - заданная минимальная освещенность;

$K_З$ - коэффициент замены;

S - освещаемая площадь;

Z - коэффициент неравномерности освещения, равный 1.1-1.2;

n - количество моли в светильнике;

$\Phi_Л$ - световой поток выбираемой мощи;

η - коэффициент использования.

$$N = \frac{200 \cdot 1.5 \cdot (20 \cdot 9) \cdot 1.2}{1 \cdot 3570 \cdot 0.64} = 26.2\,шт.$$

Принимаем N = 26 шт.

Определим число светильников в ряду:

$$N_Р = \frac{26}{2} = 13\,шт.$$

Рассчитаем длину одного ряда светильников.

Длина одного светильника по штырькам составляет 1.51 м. Длина одного ряда $1.51 \cdot 13 = 19\,м$.Принимаем ряд с равномерно распределенными вдоль него разрывами h = 0.15 м между светильниками. Проверочный расчет проведем по методу удельной мощности. Сущность этого метода заключается в том, что в зависимости от типа светильника и места его установки, высота подвеса над рабочей поверхностью, освещенности на горизонтальной поверх-

ности и площади помещения определяется значения удельной мощности. Удельной мощностью называется отношение установленной мощности ламп к величине освещаемой площади Вт/м^2.

Затем зная число светильников, обеспечивающую равномерную освещенность, определяем мощность лампы

$$P = \frac{W \cdot S}{N}, \tag{8.13}$$

где W – удельная мощность;

S – площадь помещения;

N – число светильников.

Определяем значения удельной мощности для люминесцентных ламп второй группы ЛД мощностью 65 Вт, W = 6.4 Вт/м^2

Так как значение освещенности в щитовом помещений 200 лк, увеличим табличное значение удельной мощности, приведенное для освещенности 100 лк в два ряда. Получим W = 12.8 Вт/м^2

Нормативные значения коэффициентов отражения P_H = 50 %, P_C = 30 %, P_P = 10 %. В щитовом помещений эти значения следующие: P_H = 70 % , P_C = 50 % , P_P = 30 % , поэтому воспользуемся коэффициентами пересчета: К = 0.84.

$$W = 0.84 \cdot 12.8 = 10.152\ Вт/м^2,$$

Тогда $P = 74\ Вт$.

Заключение

В работе на тему «Расчет режимов работы участка распределительных Алмалинского района г. Алматы» был произведен анализ состояния участка распределительных сетей Алмалинского района г. Алматы, РП-112, фидер №1.

При расчете режимов работы с существующими нагрузками 2015 г. участка электрической сети 6/0.4 кВ Алмалинского района: фидера №1, РП-112 были сделаны следующие выводы:

- уровни напряжений во всех узловых точках при расчете максимального режима «зима и минимального режима «лето» соответствуют регламентированным ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электрической энергии системах электроснабжения общего назначения» значениям, ±5%;

- годовые потери активной мощности составили 606, 5 МВт·ч.

При расчете режимов работы с перспективным увеличением нагрузок на 2025 г. участка электрической сети 6/0.4 кВ Алмалинского района: фидера №1, РП-112 были получены следующие результаты:

- уровни напряжений при расчете максимального режима «зима» на шинах 0,4 кВ превосходили регламентирующие ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электрической энергии системах электроснабжения общего назначения» значения, ±5%, на следующих ТП и составили: ТП-2745 -5,13%; ТП-2784 – 5,74%; ТП- – 2744 – 7,92%; ТП-2785 – 6,08%; ТП – 2783 – 6%;

- годовые потери составили 3250 МВт·ч.

Годовые потери при расчете с перспективным ростом нагрузок 2025 г.. и с потерями при существующих нагрузках 2015 г увеличились на 2643,5 МВт · ч.

Для восстановления уровня напряжения в этих узлах в качестве средства регулирования напряжения применили переключение ответвлений без возбуждения (ПБВ) и произвели расчет.

В результате расчета уровней напряжений в максимальном режиме «зима» с применением ПБВ на трансформаторах ТП напряжение во всех узловых точках рассматриваемой сети стабилизировалось и соответствует допустимым значениям ±5% регламентированными ГОСТ 13109-97. Следовательно, можно сделать вывод, что при перспективном росте нагрузок 2025 г. применение ПБВ является достаточно эффективной мерой по восстановлению уровней напряжения на данном конкретном участке электрических сетей Алмалинского района питающегося от РП-112.

После применения устройства ПБВ потери снизились по сравнению с режимом до применения ПБВ (нагрузки 2025 г) незначительно, на 39 МВт · ч.

Список литературы

1 https://ru.wikipedia.org/wiki.

2 http://www.azhk.kz/index.php/ru.

3 Идельчик В. И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов,– М.: Энергоатомиздат, 1989. - 592 с.

4 Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. «Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования - М.: Энергоатомиздат. 1989. - 311 с.

5 Справочник по проектированию электроэнергетических систем. В.В. Ершевич, А.Н. Зейлигер, Г.А. Илларионов и др.; Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.

6 ГОСТ 13109-97. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

7 Ю.С. Железко Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии. Руководство для практических расчетов – Москва.: «ЭНАС», 2009, 456с.

8 Правила устройства электроустановок.- Астана 2003. - 592 с.

9 Самсонов В.С., Вяткин М.А. Экономика предприятий энергетического комплекса: Учебник для вузов. – 2-е изд. – М.: Высшая школа, 2003.

10 Долин П.А. Основы техники безопасности в электроустановках.

11 Дюсебаев А.К., Абдимуратов Ж.С. Учебное пособие. Безопасность жизнедеятельности, Алматы 2010.

12 «Общие требования к построению, изложению, оформлению и содержанию работ учебных», Некоммерческое акционерное общество «Алматинский институт энергетики и связи», Алматы 2014г.