

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВО  
«Сибирский федеральный университет»

институт  
«Электроэнергетика»  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
Г.Н. Чистяков  
подпись      инициалы, фамилия  
« \_\_\_ »      \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_ г.

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»  
код – наименование направления

Выбор оптимального тарифа для ГУП РХ «Хакресводоканал»  
тема

Руководитель	_____	<u>доцент каф. ЭЭ, к.т.н.</u>	<u>Е.В. Платонова</u>
	подпись, дата	должность, ученая степень	инициалы, фамилия
Выпускник	_____		<u>Н.А. Федосеева</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия
Нормоконтролер	_____		<u>И.А.Кычакова</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Выбор оптимального тарифа для ГУП РХ «Хакресводоканал» содержит 65 страниц текстового документа, 27 использованных источников, 3 листа графического материала.

**ЦЕНОВАЯ КАТЕГОРИЯ, ТАРИФ, СТАВКА, СУТОЧНАЯ НАГРУЗКА, СМЕТА, ПОТРЕБИТЕЛЬ.**

Объект работы – потребитель «2-й водоподъём» ГУП РХ «Хакресводоканал».

Цель работы – Разработка мероприятий по переводу потребителя «2-й водоподъём» ГУП РХ «Хакресводоканал» на другой класс напряжения в рамках одной ценовой категории (ЗЦК).

Предмет работы – «2-й водоподъём».

Задачи работы:

1. Анализ тарифов, утвержденных на розничном рынке;
2. Анализ действующего тарифа потребителя «2-й водоподъём» ГУП РХ «Хакресводоканал»;
3. Выбор оптимального тарифа для потребителя «2-й водоподъём» ГУП РХ «Хакресводоканал»;
4. Разработка вариантов реконструкции схемы сети, для перехода на другой тариф;
5. Технико-экономический анализ вариантов реконструкции схемы;
6. Составление сметы по строительству ЛЭП;
7. Разработка рекомендаций по процедуре корректировки условий договора энергоснабжения.

В результате выпускной квалификационной работы были проанализированы тарифы, утвержденные на розничном рынке; проанализирован действующий тариф для исследуемого объекта; по средствам анализа был выбран более рациональный тариф. Все расчеты проводились как вручную, так и посредством программы EXCEL.

В результате выполненной работы была рассчитана новая линия, её укрупненная сметная стоимость, рассчитана примерная стоимость при покупке линии и даны рекомендации по процедуре корректировки условий договора энергоснабжения.

## ABSTRACT

Graduation qualification work on the topic "Choice of the optimal tariff for SUE RH" Hakresvodokanal "contains 65 pages of a text document, 27 used sources, 3 sheets of graphic material.

PRICE CATEGORY, TARIFF, RATE, DAILY LOAD, ESTIMATE, CONSUMER.

The object of work is the consumer "2nd water lift" of SUE RH "Hakresvodokanal".

The purpose of the work is the development of measures for the transfer of the consumer "the 2nd water lift" of SUE RH "Hakresvodokanal" to a different voltage class within the same price category (3PK).

The subject of the work is "2nd water lift".

Objectives of work:

1. Analysis of tariffs approved in the retail market;
2. Analysis of the current consumer tariff "2nd water lift" of SUE RH "Hakresvodokanal";
3. Choice of the optimal tariff for the consumer "2nd water lift" of SUE RH "Hakresvodokanal";
4. Development of options for reconstruction of the network scheme, for switching to another tariff;
5. Technical and economic analysis of options for the reconstruction of the scheme;
6. Drawing up estimates for the construction of power lines;
7. Development of recommendations on the procedure for adjusting the terms of the energy supply contract.

As a result of the final qualifying work, the tariffs approved on the retail market were analyzed; The current tariff for the investigated object is analyzed; By means of analysis a more rational tariff was chosen. All calculations were carried out either manually or through the EXCEL program.

As a result of the work done, a new line was calculated, its aggregate estimated cost, estimated cost for the purchase of the line, and recommendations for the procedure for adjusting the terms of the energy supply contract.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	5
1. Характеристика ГУП РХ «Хакресводоканал» и его действующая схема электроснабжения ..	6
1.1. Характеристика предприятия и историческая справка .....	6
1.2. Действующая схема электроснабжения объекта «2-й водоподъём» ГУП РХ «Хакресводоканал».....	7
1.3. Цели и задачи ВКР.....	10
2. Разработка предложений по оптимизации тарифа для ГУП РХ «Хакресводоканал» .....	11
2.1. Анализ тарифов на розничном рынке.....	11
2.2. Действующий тариф на объекте «2-й водоподъём» ГУП РХ «Хакресводоканал» и его недостатки .....	15
2.3. Предложения по применению других тарифов и анализ разницы в оплатах .....	25
2.4. Предложения по изменению конфигурации схемы сети для перехода в другой класс напряжения.....	34
2.4.1. Изменение конфигурации схемы .....	34
2.4.2. Предложение по выкупу линии у ПАО «МРСК Сибири» - «Хакасэнерго» .....	58
3. Процедура перехода на ЗЦК в класс напряжения СН-1 .....	59
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	63

## ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергия и мощность – это единицы товара на энергетическом рынке. И как за любой товар у нее имеется своя стоимость. Стоимость электроэнергии и мощности включает в себя ставки как оптового, так и розничного рынков. На ставки оптового рынка потребитель повлиять не может, а вот на ставки розничного рынка – вполне.

Для того, чтобы потребитель мог регулировать затраты на электроэнергию и мощность, опираясь на известные ему показатели потребления, были разработаны шесть ценовых категорий в разных классах напряжения. Правильный выбор тарифа – это один из инструментов энергосбережения.

В ВКР проведен анализ действующего тарифа для ГУП РХ «Хакресводоканал», условия его формирования и возможность перехода предприятия в другую ценовую категорию, с целью снижения оплаты за электропотребления.

## **1. Характеристика ГУП РХ «Хакресводоканал» и его действующая схема электроснабжения**

### **1.1. Характеристика предприятия и историческая справка**

ГУП РХ «Хакресводоканал» был создан на базе Абаканского Водоканала в мае 1985 года и имел название «Хакоблводоканал» (ПУ «Хакоблводоканал») в состав которого входили:

- Абаканский цех водопроводно-канализационного хозяйства;
- Черногорский водоканал;
- очистные сооружения п. Шира;
- очистные сооружения Абакано-Черногорского промузла, в состав которых входили очистные сооружения, принятые от Абаканвагонмаша и ПКССО.

В 1990 г. Черногорский водоканал был выделен в отдельное предприятие.

01.04.1992 года производственное управление «Хакоблводоканал» было реорганизовано, из него выделились следующие предприятия:

- МУП «Водоканал» г.Абакана;
- Хакасское республиканское предприятие «Водоканал»

С 26.05.2000 г. Хакасское республиканское предприятие «Водоканал» переименовано в Республиканское государственное унитарное предприятие «Хакресводоканал» (сокращенное наименование РГУП «Хакресводоканал»).

С 26.08.2003 года переименовано в Государственное унитарное предприятие Республики Хакасия «Хакресводоканал» (сокращенное наименование ГУП РХ «Хакресводоканал»).[1]

На сегодняшний день ГУП РХ «Хакресводоканал» оказывает услуги в населенных пунктах Республики Хакасия: г. Абакан, с. Подсинее (водоотведение). п. Усть-Абакан, п. Тепличный, с. Зеленое (водоотведение). г. Черногорск (холодное водоснабжение, водоотведение). г. Абаза (холодное, горячее водоснабжение, теплоснабжение). Одной из важнейших инфраструктур являются Канализационные Очистные Сооружения (далее КОС). КОС обслуживают Абакан, Черногорск, Усть-Абакан, Зелёное и Расцвет. КОС проектировались и строились по традиционной схеме: механическая очистка, полная биологическая очистка (в аэротенках), обеззараживание и сброс очищенных сточных вод в бассейн р. Енисей, (пр. Аскыровская) с насосной станции «Дамба». Биологической очисткой, обеззараживанием и контролем сброса очищенных вод занимается производственная лаборатория, которая в октябре 2004 года прошла аккредитацию ФГУП «Уральский научно-исследовательский институт метрологии» г. Екатеринбурга. По результатам аккредитации получено заключение о соответствии лаборатории требованиям, предъявленным к лабораториям, аккредитуемым в системе аккредитации аналитических лабораторий, а так же требованиям ГОСТ Р ИСО/МЭК 17025-2000 «Общие требования к компетентности испытательных и калибровочных лабораторий».[1]

ГУП РХ «Хакресводоканал» осуществляет три регулируемых вида деятельности:

- Водоснабжение (водоподъём №1, водоподъём №2, водоподъём №3, водоподъём №6, повысительная насосная, водозабор «Красный Абакан»; водозабор Абазинский (подъём воды));
- Водоотведение (прием (перекачка) и транспортирование стоков-КНС, КНС-1, КНС-2, КНС-3, КНС 2, КНС 4, Главная КНС, КНС Мира 010; перекачка чистых стоков и утилизация осадков- Дамба, Иловые №1, №2, Технология очистки, Очистные сооружения);
- Теплоснабжение (Котельная №2, передача тепловой энергии, производство тепловой энергии, Котельная №2 (Химводоподготовка)).

## **1.2 Действующая схема электроснабжения объекта «2-й водоподъём» ГУП РХ «Хакресводоканал»**

Схема электроснабжения – это конструкция отдельных элементов: фидеров, магистралей и ответвлений.

Фидер - линия, предназначенная для передачи электроэнергии от распределительного устройства к распределительному пункту, магистрали или отдельному электроприемнику.

Магистраль – линия, предназначенная для передачи электроэнергии нескольким распределительным пунктам или электроприемникам, присоединенным к ней в разных точках.

Ответвление – линия, отходящая от магистрали и предназначенная для передачи электроэнергии к одному распределительному пункту или электроприемнику.

Рассмотрим схему электроснабжения потребителя электрической энергии (мощности) «2-й водоподъём» (пгт.Расцвет) Черногорского филиала ГУП РХ «Хакресводоканал».

Источником питания этой схемы является ПС 110/35/10кВ №26 «КСК». Нижняя сторона представлена ОРУ-35кВ двумя секциями шин, которые между собой соединены секционным выключателем нормально разомкнутым СВ 1-2сек. От ОРУ отходят шины разъединительные нормально замкнутые ШР Т-3 и ШР Т-4, за ними идет выключатели нормально замкнутые В Т-3 и Т-4, затем линейные разъединители нормально замкнутые ЛР Т-3 и ЛР Т-4. Все эти объекты принадлежат филиалу ПАО «МРСК Сибири»-«Хакасэнерго» и, исходя из акта разграничения границ балансовой принадлежности, в данном месте идет граница раздела.

Далее идут опоры №1 и №13, между ними пролегают две линии ВЛ-35кВ, выполненные проводом АС-120 с допустимым током  $I_{доп} = 390\text{А}$  и длиной  $L = 2,6\text{км}$  каждая. После линий идут линейные разъединители нормально замкнутые ЛР Т-3 и ЛР Т-4. Затем идут шины разъединительные нормально замкнутые ШР Т1 и ШР Т2, а между разъединителями и шинами идут секционные разъединители нормально разомкнутые СР Т-3 и СР Т-4, для аварийного питания. За шинами следуют выключатели на 35кВ нормально

замкнутые В35 1Т и В35 2Т. Далее идут понижающие трансформаторы 35/6кВ номинальной мощностью 6300кВА. После стоят выкатные выключатели нормально замкнутые и ЗРУ-6кВ на две секции шин, между собой секции соединены выкатным секционным выключателем нормально замкнутым СВ – присоединение в яч. №15 и №17. От яч. №12 и №24 отходят выкатные выключатели нормально замкнутые, которые присоединены к приборам учета, а в частности к счетчикам Меркурий № 06271520 т.т200/5 по первой секции шин и Меркурий № 06271597 т.т200/5 по второй секции шин. После приборов учета стоят линейные разъединители нормально замкнутые ЛР. Всё это является составляющими ПС 35/6кВ №17 «Очистные сооружения» 2х6300кВА и принадлежит ГУП РХ «Хакресводоканал». Далее идет новая граница раздела.

После границы раздела идут фидера 12 и 24 КЛ-6кВ выполненные кабелем ААШв 3х120 длиной  $L = 0,15$ км. Далее идут опоры №1 и №24, между ними проложены воздушные линии ВЛ-6кВ проводом АС-120 длиной  $L = 1,255$ км, далее опоры №26 и до них идет ВЛ-6кВ проводом АС-95 длиной  $L = 0,133$ км, затем опоры №42 до них идет ВЛ-6кВ проводом АС-120 длиной  $L = 1,01$ км, далее до секций шин проложены кабельные линии КЛ-6кВ выполненные кабелем ААШв 3х120 длиной  $L = 0,15$ км. Вся линия принадлежит филиалу ПАО «МРСК Сибири»-«Хакасэнерго». Еще одна граница раздела.

От кабельной линии запитана ЗРУ-6кВ «2-й водоподъём» на 2 секции. Перед ней прибор учета- счетчик Меркурий-230 № 07903451 г.п. 4 кв. 2012 т.т.200/5А г.п. 2014. Далее идут две секции шин ЗРУ-6кВ, присоединение осуществлено через яч.№7 и №10. Между секциями установлен нормально разомкнутый секционный разъединитель СР. От первой секции питаются: от яч.№1 и №5- резерв, от яч.№2 и №3- насосные агрегаты №7 и №8 мощностью 500кВт, от яч.№4 – насосный агрегат №4, мощностью 400кВт. От второй секции питаются: от яч.№15 - резерв, от яч.№12 и №13- насосные агрегаты №6 мощностью 800кВт и №5 мощностью 400кВт. От яч.№6 (1 секция) и яч.№11 (2 секция) осуществляется питание ТП 6/0,4кВ «2-й водоподъём» мощностью 560кВА. От ТП 6/0,4кВ питается РУ-0,4 кВ на две секции шин, соединенные между собой секционным выключателем. РУ-0,4 кВ питает следующие электроприемники: наружное освещение (1,5кВт), дренажный насосный агрегат (11кВт), подкачка насосный агрегат (125кВт), задвижка №1 (3кВт), электроотопление (12кВт), рабочее освещение (9кВт), аварийное освещение (5кВт), подкачка насосный агрегат (125кВт), аварийная сигнализация (1,1кВт), задвижка №2 (3кВт), станция обеззараживания ХВ (20кВт). На рисунке 1.1 представлена исходная схема электроснабжения рассматриваемого потребителя.

В данный момент питание этого потребителя идет прерывисто, а точнее частично через собственные объекты, а другая часть через арендованную линию, принадлежащую филиалу ПАО «МРСК Сибири» - «Хакасэнерго». Источником питания является ПС 110/35/10кВ №26 «КСК», находящаяся так же в собственности филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Хакасэнерго».



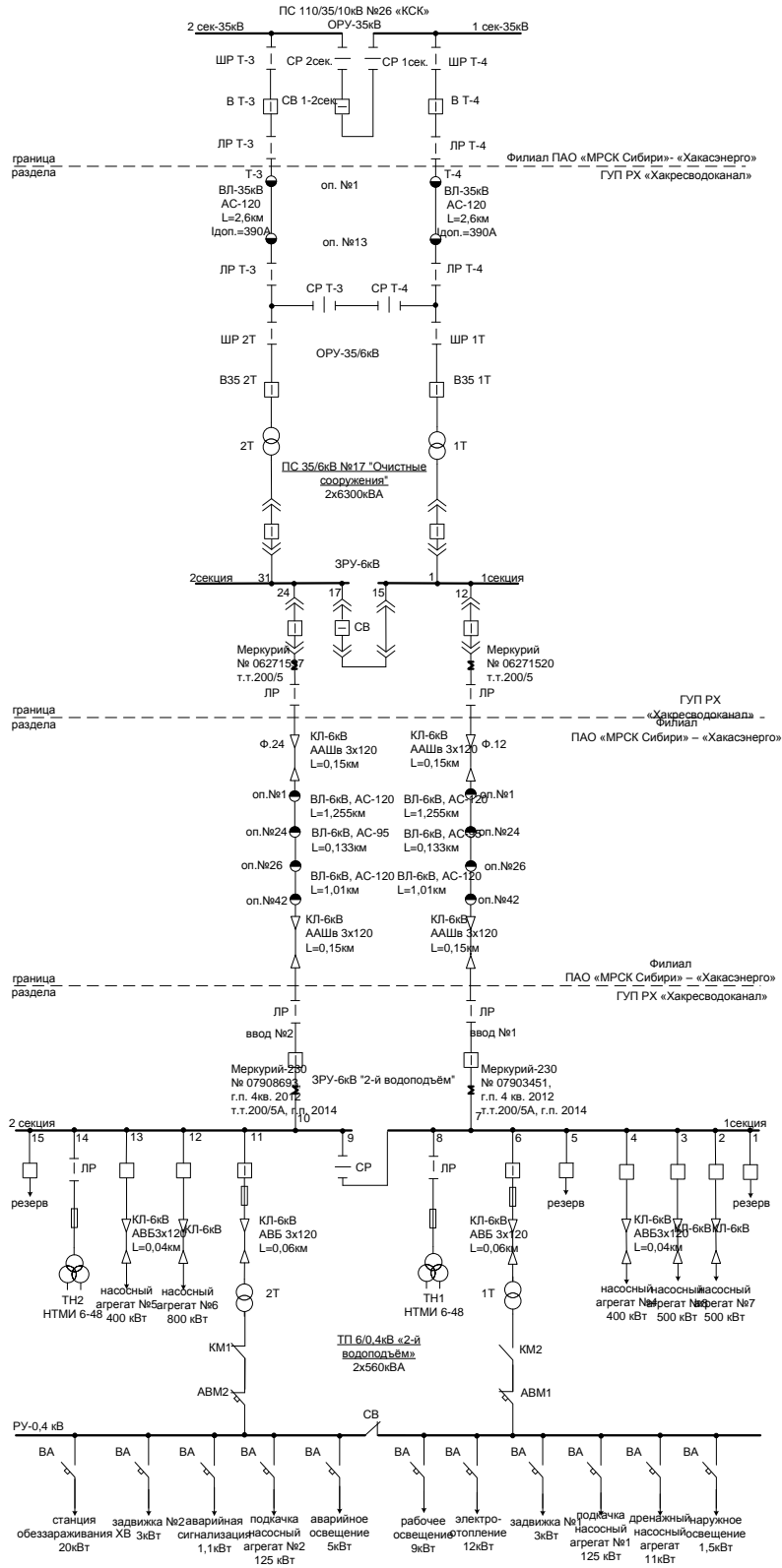


Рисунок 1.1 – Исходная схема электроснабжения потребителя электрической энергии (мощности) «2-й водоподъём» (пгт.Расцвет) Черногорского филиала ГУП РХ «Хакресводоканал»

Линия расположена от снт Энергетик (яч.№12 и яч.№24) до кольцевой развязки (Черногорск-трасса М-54), общая протяженность примерно 2,6 км. Расположение линии на местности представлено на рисунке 1.2.

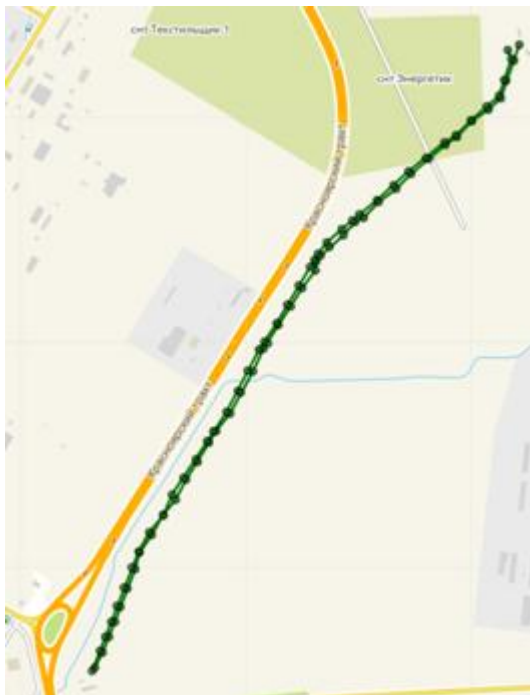


Рисунок 1.2 – Расположение линии на местности

### 1.3 Цели и задачи ВКР

На основании договора 18.1900.1361.16 от 18.02.2016 года оплата электроэнергии производится по третьей ценовой категории (ЗЦК), по классу СН-2. Максимальная мощность энергопринимающих устройств 3140 кВт. Исходя из однолинейной схемы можно увидеть, что счетчики на ПС 35/6кВ №17 «Очистные сооружения» можно подключить на стороне 35кВ и оплату производить по СН-1. Фактически оплата производится по классу напряжения 6кВ, т.е. по СН-2, что значительно увеличивает суммы оплат.

Целью ВКР является разработка мероприятий по переводу потребителя «2-й водоподъём» ГУП РХ «Хакресводоканал» на другой класс напряжения в рамках этой ценовой категории (ЗЦК).

Задачи:

- Анализ тарифов, утвержденных на розничном рынке;
- Анализ действующего тарифа потребителя «2-й водоподъём» ГУП РХ «Хакресводоканал»;
- Выбор оптимального тарифа для потребителя «2-й водоподъём» ГУП РХ «Хакресводоканал»;
- Разработка вариантов реконструкции схемы сети, для перехода на другой тариф;
- Технико-экономический анализ вариантов реконструкции схемы;
- Составление сметы по строительству ЛЭП;

- Разработка рекомендаций по процедуре корректировки условий договора энергоснабжения.

## **2 Разработка предложений по оптимизации тарифа для ГУП РХ «Хакресводоканал»**

### **2.1 Анализ тарифов на розничном рынке**

Электроэнергетика России последние годы находятся в постоянном изменении - происходит изменения всех ее сфер. Поэтому от регулируемой модели энергетика движется к рыночной модели. В связи с этим вместо устанавливаемых ранее тарифов на электроэнергию для юридических лиц, возникли так называемые "рыночные" цены на электроэнергию, которые формируются на основании спроса и предложения на электроэнергию на оптовом рынке электроэнергии. Поэтому цены на электроэнергию на оптовом рынке изменяются ежемесячно под влиянием указанных факторов, поэтому и для конечных потребителей на розничном рынке они также постоянно меняются. Однако порядок трансляции цен оптового рынка на розничный обязательно подчиняется установленным правилам.[2]

С 1 января 2012г. введены понятия: ценовые категории электроэнергии. Ценовые категории электроэнергии это своеобразные тарифы на электроэнергию для предприятий. Всего существует 6 ценовых категорий электроэнергии. Потребитель при выборе какой-то категории рассчитывается с поставщиком электроэнергии по ценам, которые складываются по различным принципам, присущим для выбранного тарифа. [2]

Рассмотрим каждую категорию отдельно.

- Первая ценовая категория (1ЦК)

Первая ценовая категория подразумевает под собой, что расчет осуществляется для объемов потребления, определенных в целом за месяц.

Потребители, которые не уведомили гарантирующего поставщика о выборе категории рассчитываются по первой ценовой категории (в случае, если расчеты в предыдущем году производил по другой ценовой категории, то автоматически эта ценовая категория переходит для него и на следующий год. Исключение здесь составляет только период 2011/2012г., если в 2011г. когда у потребителя не было соответствующих приборов учета, но он рассчитывался по двухставочному тарифу, то в 1 квартале 2012г. он мог рассчитываться по 4 ценовой категории). В том случае, когда потребитель не отправляет уведомление об изменениях, первая ценовая категория продолжает действовать при расчетах стоимости электроэнергии на каждый последующий календарный год. Поэтому, если необходимо сменить ценовую категорию, то следует своевременно сообщать об этом в компанию, обеспечивающую вас электроэнергией. [2]

- Вторая ценовая категория (2ЦК)

Вторая ценовая категория включает в себя расчеты, которые осуществляются для каждой зоны суток, затем все полученные стоимости

суммируются. Выделяют три зоны суток: пик, полупик и ночь. Соответственно ночью электроэнергия дешевле, однако в пиковые часы значительно дороже. Вторую ценовую категорию выбирают те потребители, которые имеют преимущественно ночной характер работы (пекарни, ночные клубы и т.д.).

Стоит отметить, что для того, чтобы потребитель смог выбрать вторую ценовую категорию, счетчики электроэнергии, которые у него установлены должны обеспечивать возможность учета электроэнергии по зонам суток (многотарифный прибор учета). Такой прибор учета стоит от 1500 рублей за шт. Интервалы тарифных зон суток (час, с которого начинается тот или иной диапазон и час в который заканчивается) устанавливается Системный Оператор Единой Энергетической Службы (СО ЕЭС) соответствующим приказом на каждый год для каждого субъекта РФ. [2]

Если в первой и второй ценовых категориях расчеты производились только за электрическую энергию (которая включала в себя автоматически и стоимость потребляемой мощности), то расчеты 3,4,5,6 ценовой категории осуществляются как за электрическую энергию, так и за мощность. Однако цена на электроэнергию может быть значительно ниже чем в первой или второй ценовой категории.

Для того, чтобы понять отличие 3,5 от 4 и 6 ценовых категорий необходимо пояснить, что тариф на услугу по передаче электроэнергии по электрическим сетям это около 50% всей конечной цены на электроэнергию для любой ценовой категории. Он утверждается местным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов и может разделяться на следующие виды:

1. Одноставочный;
2. Двухставочный.

Как понятно из названия вида тарифа, одноставочный тариф устанавливается за для каждого кВт.ч. передаваемой энергии и включает в себя все затраты на транспорт электроэнергии. Двухставочный тариф разделяется на ставку за электроэнергию и ставку за мощность и суммарно также включает в себя все затраты на транспорт электроэнергии.

Выбирая тот или иной тариф на оказание услуг по передаче электроэнергии, потребитель выбирает возможные применяемые в отношении него ценовые категории. Если он выбрал одноставочный тариф на оказание услуг по передаче электроэнергии, то может затем выбрать 1,2,3 или 5 ценовую категорию. Если двухставочный – то только 4 или 6 ценовую категорию. [2]

Расчеты за электроэнергию в 3-6 ценовых категориях производятся для каждого часа отдельно, а расчеты за мощность – для значения в целом за месяц. По электроэнергии все очень просто – существуют многотарифные счетчики, которые хранят в своей памяти почасовое потребление электроэнергии за несколько месяцев. Необходимо только по ИК-порту или при помощи флешки сбросить его показания на компьютер и все данные будут на руках. Стоит отметить, что в соответствии с внесенными изменениями Постановлением Правительства РФ от 04.05.2012 №442, порядок расчета мощности и ее

стоимости для 3 и 5 ценовой категории отличается от порядка для четвертой и шестой ценовой категории. [2]

Для третьей и пятой ценовой категории мощность считается очень просто: в рабочие дни месяца берется потребление электроэнергии в отчётный час (эти часы публикуются на сайте ОАО «АТС» - часы пиковой нагрузки), далее это потребление суммируется и полученная сумма делится на количество рабочих дней в месяце (среднее арифметическое). Эта мощность предъявляется по цене покупки с оптового рынка электроэнергии увеличенную на процент сбытовой надбавки. Для удобства будем называть ее мощность, оплачиваемая на оптовый рынок. [2]

А для четвертой и шестой ценовой категории рассчитывается две мощности: мощность, оплачиваемая на оптовый рынок и передаваемая мощность. При этом мощность, оплачиваемая на оптовый рынок считается по вышеуказанному принципу, а передаваемая мощность считается следующим образом: в рабочие дни месяца в определенный диапазон часов (например, с 9 до 11 и с 15 до 20), установленный приказом Системного Оператора выбирается максимальное потребление электроэнергии - плановые часы пиковой нагрузки за определенный период года, далее это потребление суммируется и полученная сумма делится на количество рабочих дней в месяце (среднее арифметическое). Таким образом, передаваемая мощность будет всегда не ниже мощности, оплачиваемой на оптовый рынок. [2]

- Третья ценовая категория (3ЦК)

Существуют цены для каждого часа электроэнергии и цена для мощности в целом. Причем цены на электроэнергию для третьей ценовой категории включают в себя составляющую транспортировки электроэнергии до потребителя (так сказать цену доставки электроэнергии) а цена на мощность - не включает. Стоит отметить, что цены на электроэнергию по 1 и 2 ц.к. по умолчанию включают в себя составляющую транспортировки электроэнергии до потребителя. [2]

Расчет мощности, который предполагает 3 ценовая категория, очень прост: в рабочие дни месяца берется потребление электроэнергии в отчётный час (эти часы публикуются на сайте ОАО «АТС» и сайте ГП), далее это потребление суммируется и полученная сумма делится на количество рабочих дней в месяце (среднее арифметическое). [2]

Третья ценовая категория, как и четвертая, пятая и шестая, вправе использоваться потребителем в расчетном периоде при условии уведомления поставщика электроэнергии за 10 рабочих дней до начала расчетного периода. При этом поставщик обязан производить все расчеты по указанной в уведомлении ценовой категории. [2]

- Пятая ценовая категория (5ЦК)

Принцип расчетов в пятой ценовой категории очень схож с третьей, однако есть одно существенное отличие: потребитель должен планировать свое потребления на месяц по каждому часу и направлять эти данные поставщику заранее. Таким образом, если в третьей ценовой категории расчеты ведутся за

фактические объемы потребления электроэнергии, то в пятой также сначала рассчитываются фактические объемы потребления, а потом рассчитывается стоимость отклонений факта от плана. [2]

Стоит отметить, что цена для расчетов по факту в пятой ценовой категории примерно на 5-7% ниже, чем для третьей ценовой категории. Следовательно, если планировать потребление грамотно, то можно даже снизить конечную стоимость электроэнергии. Стоимость мощности для пятой ценовой категории рассчитывается также, как и для третьей ценовой категории. [2]

- Четвертая ценовая категория (4ЦК)

Отличие четвертой ценовой категории от третьей всего лишь в том, что, как уже упоминалось выше, в третьей ценовой категории цена на электроэнергию включает в себя составляющую транспортировки электроэнергии до потребителя (так сказать цену доставки электроэнергии), а цену на мощность - не включает. В четвертой же ценовой категории все немного иначе. [2]

Потребителю, выбравшему 4 ценовую категорию, предъявляются к оплате следующие составляющие:

- Электроэнергия по каждому часу, при этом ее цена включает оплату транспорта только частично (составляющую на оплату электроэнергии двухставочного тарифа, на оказание услуг по передаче электроэнергии по электрическим сетям);

- Мощность, оплачиваемая на оптовый рынок. Ее цена не включает оплату транспорта электроэнергии;

- Передаваемая мощность. Ее цена это и есть ставка за мощность двухставочного тарифа на оказание услуг по передаче электроэнергии по электрическим сетям. [2]

Мощность оплачиваемая на оптовый рынок считается очень просто: в рабочие дни месяца берется потребление электроэнергии в отчетный час (эти часы публикуются на сайте ОАО «АТС» и сайте ГП), далее это потребление суммируется и полученная сумма делится на количество рабочих дней в месяце (среднее арифметическое). [2]

Сетевая мощность при четвертой ценовой категории считается немного иначе: в те же самые рабочие дни месяца, но в определенном диапазоне часов, который утвержден системным оператором (эти часы называются "плановые часы пиковой нагрузки" и утверждаются на весь год) выбирается максимальное часовое потребление электроэнергии, далее это максимальное потребление суммируется и полученная сумма делится на количество рабочих дней в месяце (среднее арифметическое). [2]

Итак, основное отличие четвертой ценовой категории от третьей, это то, что для третьей ценовой категории стоимость транспорта электроэнергии включается полностью в стоимость электроэнергии (цена на мощность не содержит эту транспортную составляющую), а для четвертой ценовой категории стоимость транспорта электроэнергии включается как в стоимость электроэнергии, так и в стоимость мощности, путем добавления в расчеты

передаваемой мощности. Другими словами цена на электроэнергию для четвертой ценовой категории значительно ниже, чем для третьей ценовой категории, но цена на мощность для четвертой ценовой категории будет выше, чем для третьей. [2]

- Шестая ценовая категория (6ЦК)

Расчеты по шестой ценовой категории похожи на расчеты по четвертой ценовой категории. Единственное отличие (как и пятой от третьей ценовой категории) – это необходимость планировать почасовое потребление и предоставлять эти данные поставщику. Расчеты в шестой ценовой категории производятся как за фактические объемы потребления, так и за отклонение факта от плана. [2]

## **2.2 Действующий тариф на объекте «2-й водоподъем» ГУП РХ «Хакресводоканал» и его недостатки**

При оплате счетов за электрическую энергию и мощность на объекте «2-й водоподъем» ГУП РХ «Хакресводоканал» используется 3ЦК класс напряжения СН-2. Эта ценовая категория была выбрана потребителем (ГУП РХ «Хакресводоканал») самостоятельно. Рассмотрим для анализа январь 2016 года- потребление электроэнергии, мощности и затраты.

Для анализа необходимы данные потребляемой мощности. Эти данные представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Фактическое почасовое потребление за период с 1 января до 31 января 2016 года

Дата	Фактический объем, кВтч																							
	00:00-01:00	01:00-02:00	02:00-03:00	03:00-04:00	04:00-05:00	05:00-06:00	06:00-07:00	07:00-08:00	08:00-09:00	09:00-10:00	10:00-11:00	11:00-12:00	12:00-13:00	13:00-14:00	14:00-15:00	15:00-16:00	16:00-17:00	17:00-18:00	18:00-19:00	19:00-20:00	20:00-21:00	21:00-22:00	22:00-23:00	23:00-24:00
01.01.2016	828,75	817,5	799,5	767,25	756,75	780,75	780	780	804	805,5	797,25	783,75	774	777,75	819	819,75	819	822,75	799,5	740,25	741,75	743,25	738	723,75
02.01.2016	753	795	798	798,75	796,5	794,25	813,75	826,5	824,25	825,75	821,25	819,75	817,5	822	753	724,5	758,25	752,25	750,75	741,75	741	735	734,25	731,25
03.01.2016	726,75	731,25	798,75	831	831	832,5	840,75	849,75	849	848,25	786	774	774,75	779,25	777,75	744	732	732	729,75	729	726	723,75	718,5	735,75
04.01.2016	814,5	814,5	839,25	849,75	848,25	849	852,75	852	852	849,75	849	847,5	852	847,5	785,25	773,25	771,75	772,5	793,5	791,25	788,25	799,5	798	798
05.01.2016	800,25	803,25	804	808,5	802,5	747	749,25	744,75	735	732,75	750,75	780,75	782,25	786,75	807	819,75	834	835,5	834,75	834	833,25	831,75	831	831,75
06.01.2016	750,75	739,5	734,25	710,25	704,25	710,25	806,25	808,5	806,25	801,75	798,75	798,75	799,5	807	810,75	832,5	836,25	836,25	836,25	795	723,75	711,75	777,75	778,5
07.01.2016	776,25	774,75	774,75	816	834,75	834,75	837	848,25	821,25	771,75	760,5	793,5	793,5	799,5	801	801,75	799,5	798	797,25	795	792,75	792	789,75	806,25
08.01.2016	812,25	814,5	761,25	735,75	720	777,75	843	847,5	840,75	841,5	843	843	798,75	781,5	833,25	821,25	801	797,25	798	795,75	786,75	783,75	778,5	777
09.01.2016	777	778,5	790,5	796,5	796,5	800,25	804	801	802,5	802,5	800,25	798,75	792,75	797,25	798	795	796,5	795	792	789,75	792	784,5	700,5	703,5
10.01.2016	759	807,75	809,25	808,5	809,25	807	813,75	826,5	825,75	825	823,5	807,75	744	747,75	753	813,75	813,75	813	807,75	800,25	796,5	792,75	790,5	795
11.01.2016	803,25	806,25	815,25	819,75	825	821,25	825,75	826,5	825	825,75	824,25	825	803,25	759	768,75	760,5	754,5	754,5	749,25	741,75	738,75	735	734,25	754,5
12.01.2016	777	777,75	803,25	816,75	841,5	855	855,75	858	858,75	855	855,75	856,5	853,5	852,75	865,5	866,25	828,75	833,25	834,75	831	829,5	828,75	837,75	830,25
13.01.2016	790,5	803,25	837,75	847,5	821,25	723,75	749,25	735	726,75	718,5	715,5	802,5	831,75	832,5	857,25	857,25	855,75	858	854,25	847,5	844,5	843,75	844,5	843,75
14.01.2016	849,75	849,75	777	792	794,25	789	792	789	776,25	778,5	831,75	842,25	841,5	840,75	843,75	841,5	845,25	846	844,5	842,25	838,5	837	745,5	742,5
15.01.2016	740,25	741	802,5	834	846,75	848,25	859,5	850,5	801	794,25	795,75	796,5	799,5	801,75	801,75	803,25	803,25	804	803,25	800,25	799,5	800,25	795,75	792,75
16.01.2016	794,25	799,5	792,75	793,5	789,75	796,5	837	833,25	829,5	827,25	836,25	840	840,75	845,25	849	850,5	855,75	856,5	853,5	849	843	846	845,25	845,25



Окончание таблицы 2.1

Дата	Фактический объем, кВтч																							
	00:00-01:00	01:00-02:00	02:00-03:00	03:00-04:00	04:00-05:00	05:00-06:00	06:00-07:00	07:00-08:00	08:00-09:00	09:00-10:00	10:00-11:00	11:00-12:00	12:00-13:00	13:00-14:00	14:00-15:00	15:00-16:00	16:00-17:00	17:00-18:00	18:00-19:00	19:00-20:00	20:00-21:00	21:00-22:00	22:00-23:00	23:00-24:00
17.01.2016	849,75	810,75	767,25	763,5	758,25	753	754,5	753	746,25	759,75	843	841,5	843,75	864,75	877,5	899,25	899,25	879,75	832,5	826,5	796,5	795,75	837	837
18.01.2016	837	837,75	846	848,25	850,5	853,5	850,5	852,75	852	856,5	860,25	861	859,5	861	780,75	809,25	804	799,5	797,25	793,5	787,5	783	780	783,75
19.01.2016	828,75	830,25	838,5	842,25	851,25	851,25	855	855	851,25	849,75	852	847,5	846,75	845,25	852	854,25	855,75	856,5	852	848,25	842,25	839,25	840	838,5
20.01.2016	837,75	842,25	849,75	855	878,25	881,25	839,25	762	822	839,25	840	837	836,25	834,75	840,75	838,5	842,25	842,25	840,75	837	833,25	831,75	831	831
21.01.2016	829,5	831,75	834,75	841,5	839,25	834,75	831,75	834	828	843	773,25	741,75	784,5	783	804,75	840,75	841,5	843	838,5	837	827,25	794,25	794,25	795
22.01.2016	795,75	795,75	858,75	869,25	873	866,25	866,25	872,25	849	851,25	829,5	768	783,75	799,5	800,25	804,75	799,5	802,5	798,75	836,25	834	828	844,5	846,75
23.01.2016	848,25	840,75	831,75	816	821,25	823,5	838,5	836,25	834,75	831	833,25	852,75	852,75	854,25	858	857,25	858,75	856,5	855	849,75	844,5	843	841,5	840
24.01.2016	840,75	834	765	747	777,75	883,5	884,25	872,25	865,5	808,5	805,5	801,75	807	873,75	885	891,75	850,5	849,75	843,75	838,5	837	832,5	831	831
25.01.2016	831,75	837	870,75	877,5	866,25	782,25	795,75	798	789	781,5	781,5	808,5	833,25	831,75	842,25	840,75	868,5	878,25	876,75	873,75	870,75	870,75	869,25	871,5
26.01.2016	871,5	874,5	825,75	819	819	813,75	810,75	810,75	818,25	838,5	832,5	837,75	840,75	873,75	894	898,5	911,25	910,5	906	900,75	858,75	857,25	795	766,5
27.01.2016	770,25	777,75	817,5	849,75	858	859,5	859,5	859,5	837	832,5	837,75	840,75	836,25	850,5	848,25	814,5	810,75	804,75	841,5	827,25	819	815,25	814,5	814,5
28.01.2016	816,75	822,75	855,75	849	851,25	848,25	870,75	873	868,5	865,5	864	877,5	886,5	879	820,5	827,25	821,25	822,75	819	809,25	805,5	801,75	801	798,75
29.01.2016	797,25	831,75	868,5	883,5	887,25	885	883,5	885,75	885	882	867,75	867,75	845,25	792,75	799,5	819	815,25	811,5	809,25	807,75	803,25	801	798,75	797,25
30.01.2016	797,25	798,75	858	870,75	871,5	873,75	879	877,5	875,25	872,25	871,5	870,75	870	872,25	882,75	866,25	864	864,75	885	883,5	882	878,25	857,25	856,5
31.01.2016	757,5	780	888	883,5	821,25	814,5	816	813,75	810,75	815,25	852,75	852,75	859,5	859,5	866,25	822,75	802,5	797,25	811,5	840	835,5	831,75	828,75	827,25

Исходя из почасовых данных потребления электроэнергии по третьей ценовой категории рассчитываем почасовую оплату. Для этого необходимо знать тарифные ставки по часам для ЗЦК класса напряжения СН-2. Данные представлены в таблице 2.2 [3]

Так же, для расчета стоимости по третьей ценовой категории, необходимо знать мощность, оплачиваемую на оптовый рынок. Расчет мощности, который предполагает 3 ценовая категория, очень прост: в рабочие дни месяца берется потребление электроэнергии в отчётный час (эти часы публикуются на сайте ОАО «АТС» и сайте ГП), далее это потребление суммируется и полученная сумма делится на количество рабочих дней в месяце (среднее арифметическое). Потребление в эти часы складывается и полученная сумма делится на количество рабочих дней в месяце. В итоге получается величина мощности, оплачиваемая на оптовый рынок электроэнергии. [2] Данные с сайта ОАО «АТС» представлены в таблице 2.3 [4]

Таблица 2.2 - Ставка за электрическую энергию предельного уровня нерегулируемых цен, для подгруппы СН-2 группы "прочие потребители" в зависимости от величины максимальной мощности энергопринимающих устройств - от 670 кВт до 10 МВт (рублей/МВт.ч без НДС)

Дата	Ставка СН-2, руб./МВт.ч																							
	00:00-01:00	01:00-02:00	02:00-03:00	03:00-04:00	04:00-05:00	05:00-06:00	06:00-07:00	07:00-08:00	08:00-09:00	09:00-10:00	10:00-11:00	11:00-12:00	12:00-13:00	13:00-14:00	14:00-15:00	15:00-16:00	16:00-17:00	17:00-18:00	18:00-19:00	19:00-20:00	20:00-21:00	21:00-22:00	22:00-23:00	23:00-24:00
01.01.2016	2 349	2 341	2 413	2 362	2 402	2 434	2 478	2 487	2 492	2 478	2 491	2 489	2 448	2 421	2 415	2 424	2 489	2 444	2 511	2 483	2 421	2 440	2 428	2 454
02.01.2016	2 369	2 348	2 327	2 339	2 345	2 423	2 458	2 458	2 466	2 470	2 471	2 471	2 457	2 427	2 448	2 474	2 479	2 446	2 480	2 443	2 427	2 441	2 420	2 373
03.01.2016	2 304	2 276	2 305	2 300	2 299	2 322	2 358	2 373	2 382	2 367	2 369	2 382	2 349	2 357	2 358	2 383	2 417	2 417	2 430	2 370	2 360	2 336	2 329	2 322
04.01.2016	2 367	2 344	2 332	2 380	2 373	2 384	2 424	2 445	2 469	2 503	2 514	2 514	2 475	2 482	2 518	2 537	2 518	2 531	2 568	2 530	2 485	2 455	2 443	2 421
05.01.2016	2 379	2 358	2 348	2 348	2 339	2 385	2 386	2 435	2 451	2 468	2 470	2 471	2 450	2 469	2 490	2 461	2 460	2 461	2 508	2 465	2 442	2 437	2 395	2 381
06.01.2016	2 391	2 411	2 403	2 401	2 390	2 476	2 516	2 525	2 538	2 587	2 593	2 595	2 530	2 576	2 595	2 583	2 580	2 583	2 602	2 596	2 564	2 565	2 521	2 464
07.01.2016	2 354	2 371	2 358	2 353	2 334	2 373	2 387	2 386	2 387	2 393	2 401	2 397	2 376	2 376	2 441	2 444	2 453	2 452	2 470	2 443	2 382	2 392	2 393	2 355
08.01.2016	2 372	2 278	2 342	2 341	2 332	2 380	2 386	2 384	2 444	2 459	2 463	2 464	2 436	2 455	2 453	2 481	2 468	2 460	2 492	2 470	2 428	2 433	2 406	2 379
09.01.2016	2 387	2 381	2 390	2 383	2 395	2 410	2 431	2 499	2 543	2 572	2 575	2 575	2 546	2 563	2 587	2 588	2 589	2 590	2 603	2 568	2 520	2 536	2 472	2 421
10.01.2016	2 381	2 347	2 318	2 337	2 325	2 386	2 387	2 444	2 452	2 458	2 458	2 491	2 444	2 450	2 493	2 487	2 505	2 503	2 513	2 487	2 459	2 445	2 393	2 388
11.01.2016	2 389	2 383	2 392	2 404	2 410	2 427	2 436	2 605	2 607	2 606	2 605	2 607	2 563	2 591	2 598	2 599	2 594	2 594	2 616	2 586	2 527	2 544	2 441	2 397
12.01.2016	2 388	2 390	2 411	2 414	2 422	2 534	2 556	2 608	2 653	2 646	2 646	2 615	2 603	2 603	2 633	2 636	2 601	2 604	2 617	2 603	2 553	2 573	2 521	2 428
13.01.2016	2 430	2 450	2 521	2 524	2 576	2 612	2 623	2 697	2 712	2 700	2 694	2 691	2 646	2 670	2 682	2 680	2 676	2 666	2 685	2 657	2 611	2 621	2 526	2 473
14.01.2016	2 425	2 463	2 476	2 532	2 539	2 575	2 601	2 673	2 683	2 680	2 678	2 678	2 641	2 655	2 663	2 658	2 649	2 646	2 789	2 617	2 583	2 596	2 520	2 463
15.01.2016	2 428	2 430	2 480	2 524	2 526	2 571	2 589	2 655	2 661	2 656	2 656	2 654	2 616	2 630	2 638	2 635	2 628	2 625	2 647	2 613	2 578	2 585	2 546	2 465
16.01.2016	2 469	2 467	2 471	2 471	2 464	2 507	2 532	2 588	2 611	2 637	2 637	2 638	2 594	2 597	2 632	2 625	2 609	2 613	2 635	2 612	2 569	2 576	2 544	2 413

Окончание таблицы 2.2

Дата	Ставка СН-2, руб./МВт.ч																							
	00:00-01:00	01:00-02:00	02:00-03:00	03:00-04:00	04:00-05:00	05:00-06:00	06:00-07:00	07:00-08:00	08:00-09:00	09:00-10:00	10:00-11:00	11:00-12:00	12:00-13:00	13:00-14:00	14:00-15:00	15:00-16:00	16:00-17:00	17:00-18:00	18:00-19:00	19:00-20:00	20:00-21:00	21:00-22:00	22:00-23:00	23:00-24:00
17.01.2016	2 410	2 412	2 403	2 408	2 407	2 439	2 463	2 481	2 487	2 513	2 512	2 516	2 489	2 496	2 525	2 541	2 529	2 531	2 553	2 543	2 512	2 502	2 457	2 427
18.01.2016	2 352	2 361	2 402	2 476	2 468	2 525	2 546	2 636	2 641	2 643	2 644	2 643	2 610	2 620	2 630	2 621	2 612	2 599	2 625	2 569	2 514	2 547	2 507	2 402
19.01.2016	2 395	2 388	2 298	2 479	2 500	2 553	2 575	2 648	2 653	2 657	2 658	2 649	2 602	2 618	2 631	2 627	2 617	2 606	2 615	2 591	2 552	2 562	2 504	2 394
20.01.2016	2 292	2 294	2 295	2 473	2 467	2 552	2 577	2 648	2 647	2 645	2 644	2 641	2 599	2 610	2 626	2 626	2 603	2 599	2 645	2 568	2 527	2 548	2 475	2 398
21.01.2016	2 273	2 275	2 277	2 276	2 260	2 497	2 526	2 606	2 609	2 608	2 605	2 602	2 562	2 575	2 586	2 586	2 580	2 573	2 595	2 501	2 499	2 511	2 460	2 274
22.01.2016	2 388	2 412	2 468	2 488	2 503	2 572	2 601	2 666	2 669	2 667	2 667	2 658	2 616	2 629	2 643	2 643	2 638	2 632	2 653	2 570	2 554	2 570	2 472	2 387
23.01.2016	2 344	2 337	2 331	2 378	2 378	2 398	2 446	2 456	2 495	2 499	2 496	2 493	2 451	2 446	2 483	2 478	2 474	2 476	2 499	2 472	2 449	2 457	2 385	2 351
24.01.2016	2 313	2 302	2 308	2 299	2 306	2 333	2 351	2 368	2 381	2 350	2 384	2 382	2 352	2 365	2 377	2 390	2 398	2 430	2 448	2 413	2 358	2 326	2 314	2 315
25.01.2016	2 268	2 298	2 319	2 375	2 385	2 415	2 452	2 491	2 500	2 502	2 503	2 499	2 462	2 461	2 461	2 456	2 457	2 443	2 478	2 447	2 403	2 427	2 330	2 246
26.01.2016	2 320	2 361	2 374	2 406	2 463	2 447	2 460	2 506	2 478	2 504	2 502	2 502	2 454	2 464	2 473	2 466	2 464	2 470	2 509	2 480	2 466	2 459	2 383	2 329
27.01.2016	2 414	2 387	2 400	2 473	2 513	2 506	2 540	2 584	2 580	2 584	2 581	2 566	2 523	2 540	2 558	2 555	2 501	2 553	2 571	2 555	2 559	2 515	2 426	2 384
28.01.2016	2 394	2 399	2 399	2 478	2 522	2 511	2 525	2 571	2 595	2 600	2 593	2 576	2 502	2 544	2 567	2 563	2 551	2 555	2 601	2 599	2 594	2 576	2 480	2 419
29.01.2016	2 472	2 476	2 505	2 518	2 583	2 581	2 595	2 655	2 658	2 660	2 656	2 648	2 597	2 605	2 635	2 635	2 628	2 620	2 661	2 623	2 642	2 598	2 549	2 467
30.01.2016	2 473	2 474	2 483	2 485	2 523	2 513	2 555	2 565	2 574	2 607	2 587	2 572	2 526	2 557	2 589	2 589	2 587	2 591	2 616	2 592	2 589	2 568	2 528	2 447
31.01.2016	2 513	2 475	2 479	2 478	2 514	2 471	2 539	2 548	2 569	2 571	2 589	2 588	2 543	2 558	2 585	2 590	2 590	2 593	2 614	2 610	2 589	2 570	2 533	2 513

Таблица 2.3 – Ежемесячный отчет по часам пиковой нагрузки с 01.01.2016 по 31.01.2016гг.

Дата	Час максимального совокупного потребления электроэнергии в субъекте Российской Федерации	Фактический объем электроэнергии, кВтч
11.01.2016	15	825,0
12.01.2016	15	856,5
13.01.2016	15	802,5
14.01.2016	15	842,3
15.01.2016	15	796,5
18.01.2016	15	861,0
19.01.2016	15	847,5
20.01.2016	15	837,0
21.01.2016	15	741,8
22.01.2016	15	768,0
25.01.2016	9	781,5
26.01.2016	15	837,8
27.01.2016	15	840,8
28.01.2016	15	877,5
29.01.2016	15	867,8
<b>ИТОГО</b>		<b>12383,5</b>

Мощность, оплачиваемую на оптовый рынок определим по формуле (2.1):

$$P = \frac{\Phi O}{t_{\text{ср}}}, (\text{кВт}) \quad (2.1)$$

где  $\Phi O$  – фактический объем потребляемой энергии (МВтч);  
 $t_{\text{ср}}$  – среднее арифметическое количество рабочих дней в месяце (ч).

$$P = \frac{12383,5}{25,4} = 487,54 \text{ кВт}$$

Для того, чтобы определить стоимость предельной мощности, отпускаемой с рынка необходимо знать ставку. Эту таблицу (таблица 2.4) так же берем из данных, предоставленных «Хакасэнергосбыт». [3]

Таблица 2.4 - Ставка за мощность, приобретаемую потребителем (покупателем), предельного уровня нерегулируемых цен, рублей/МВт в месяц без НДС

Подгруппа группы "прочие потребители" (по максимальной мощности энергопринимающих устройств)	Средневзвешенная нерегулируемая цена на мощность на оптовом рынке за январь 2016 г.	Сбытовая надбавка гарантирующего поставщика, учитываемая в стоимости мощности			Ставка за мощность, приобретаемую потребителем (покупателем), предельного уровня нерегулируемых цен, рублей/МВт в месяц без НДС
		Доходность продаж (ДП), %	Коэффициент параметров деятельности (К рег.)	Руб./МВт	
менее 150 кВт	490 609,55	22,19%	1,15	125 196,20	615 805,75
от 150 кВт до 670 кВт	490 609,55	20,90%	1,15	117 918,01	608 527,56
<i>от 670 кВт до 10 МВт</i>	<i>490 609,55</i>	<i>13,26%</i>	<i>1,15</i>	<i>74 813,05</i>	<i>565 422,60</i>
не менее 10 МВт	490 609,55	7,15%	1,15	40 340,37	530 949,92

Курсивом выделены значения для нашей категории.

Имея отпускаемую предельную мощность и ставку за нее, определим ее стоимость по формуле (2.2):

$$T_p = P \cdot C \quad (2.2)$$

где  $P$  – отпускаемая предельная мощность (МВт);

$C$  – ставка на отпускаемую предельную мощность (руб/МВт в месяц).

$$T_p = 487,54 \cdot 565422,60 \cdot 10^{-3} = 275666,13 \text{ руб.}$$

Теперь, зная ставки за час и энергию в час рассчитаем общую стоимость электроэнергии в месяц по формуле (2.3):

$$T_{ij} = P \cdot C \quad (2.3)$$

где  $T_{ij}$  - стоимость электроэнергии в час (тыс.руб);

$C$  - ставка на электроэнергию в этот час (руб/МВт)

Для примера рассчитаем стоимость за время 00:00-01:00 1 января 2016 года:

$$T_{11} = 828,75 \cdot 2348,99 \cdot 10^{-3} = 1946,73 \text{ руб.} = 1,95 \text{ тыс. руб}$$

Результаты дальнейшего расчета представлены в таблице 2.5

Таблица 2.5 – Стоимость электроэнергии по ЗЦК, класс напряжения СН-2

Дата	Стоимость электроэнергии СН-2, тыс.руб.																								Итого в сут.
	00:00-01:00	01:00-02:00	02:00-03:00	03:00-04:00	04:00-05:00	05:00-06:00	06:00-07:00	07:00-08:00	08:00-09:00	09:00-10:00	10:00-11:00	11:00-12:00	12:00-13:00	13:00-14:00	14:00-15:00	15:00-16:00	16:00-17:00	17:00-18:00	18:00-19:00	19:00-20:00	20:00-21:00	21:00-22:00	22:00-23:00	23:00-24:00	
01.01.2016	1,95	1,91	1,93	1,81	1,82	1,90	1,93	1,94	2,00	2,00	1,99	1,95	1,89	1,88	1,98	1,99	2,04	2,01	2,01	1,84	1,80	1,81	1,79	1,78	45,94
02.01.2016	1,78	1,87	1,86	1,87	1,87	1,92	2,00	2,03	2,03	2,04	2,03	2,03	2,01	2,00	1,84	1,79	1,88	1,84	1,86	1,81	1,80	1,79	1,78	1,73	45,46
03.01.2016	1,67	1,66	1,84	1,91	1,91	1,93	1,98	2,02	2,02	2,01	1,86	1,84	1,82	1,84	1,83	1,77	1,77	1,77	1,77	1,73	1,71	1,69	1,67	1,71	43,76
04.01.2016	1,93	1,91	1,96	2,02	2,01	2,02	2,07	2,08	2,10	2,13	2,13	2,13	2,11	2,10	1,98	1,96	1,94	1,96	2,04	2,00	1,96	1,96	1,95	1,93	48,39
05.01.2016	1,90	1,89	1,89	1,90	1,88	1,78	1,79	1,81	1,80	1,81	1,85	1,93	1,92	1,94	2,01	2,02	2,05	2,06	2,09	2,06	2,03	2,03	1,99	1,98	46,41
06.01.2016	1,79	1,78	1,76	1,71	1,68	1,76	2,03	2,04	2,05	2,07	2,07	2,07	2,02	2,08	2,10	2,15	2,16	2,16	2,18	2,06	1,86	1,83	1,96	1,92	47,30
07.01.2016	1,83	1,84	1,83	1,92	1,95	1,98	2,00	2,02	1,96	1,85	1,83	1,90	1,89	1,90	1,96	1,96	1,96	1,96	1,97	1,94	1,89	1,89	1,89	1,90	46,00
08.01.2016	1,93	1,86	1,78	1,72	1,68	1,85	2,01	2,02	2,05	2,07	2,08	2,08	1,95	1,92	2,04	2,04	1,98	1,96	1,99	1,97	1,91	1,91	1,87	1,85	46,50
09.01.2016	1,85	1,85	1,89	1,90	1,91	1,93	1,95	2,00	2,04	2,06	2,06	2,06	2,02	2,04	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,03	2,00	1,99	1,73	1,70	47,32
10.01.2016	1,81	1,90	1,88	1,89	1,88	1,93	1,94	2,02	2,02	2,03	2,02	2,01	1,82	1,83	1,88	2,02	2,04	2,03	2,03	1,99	1,96	1,94	1,89	1,90	46,66
11.01.2016	1,92	1,92	1,95	1,97	1,99	1,99	2,01	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,06	1,97	2,00	1,98	1,96	1,96	1,96	1,92	1,87	1,87	1,79	1,81	47,63
12.01.2016	1,86	1,86	1,94	1,97	2,04	2,17	2,19	2,24	2,28	2,26	2,26	2,24	2,22	2,22	2,28	2,28	2,16	2,17	2,18	2,16	2,12	2,13	2,11	2,02	51,35
13.01.2016	1,92	1,97	2,11	2,14	2,12	1,89	1,97	1,98	1,97	1,94	1,93	2,16	2,20	2,22	2,30	2,30	2,29	2,29	2,29	2,25	2,21	2,21	2,13	2,09	50,87
14.01.2016	2,06	2,09	1,92	2,01	2,02	2,03	2,06	2,11	2,08	2,09	2,23	2,26	2,22	2,23	2,25	2,24	2,24	2,24	2,36	2,20	2,17	2,17	1,88	1,83	50,97
15.01.2016	1,80	1,80	1,99	2,11	2,14	2,18	2,23	2,26	2,13	2,11	2,11	2,11	2,09	2,11	2,12	2,12	2,11	2,11	2,13	2,09	2,06	2,07	2,03	1,95	49,95
16.01.2016	1,96	1,97	1,96	1,96	1,95	2,00	2,12	2,16	2,17	2,18	2,21	2,22	2,18	2,20	2,23	2,23	2,23	2,24	2,25	2,22	2,17	2,18	2,15	2,04	51,16
17.01.2016	2,05	1,96	1,84	1,84	1,82	1,84	1,86	1,87	1,86	1,91	2,12	2,12	2,10	2,16	2,22	2,29	2,27	2,23	2,13	2,10	2,00	1,99	2,06	2,03	48,64

Окончание таблицы 2.5

Дата	Стоимость электроэнергии СН-2, тыс.руб.																								Итого в сут.
	00:00-01:00	01:00-02:00	02:00-03:00	03:00-04:00	04:00-05:00	05:00-06:00	06:00-07:00	07:00-08:00	08:00-09:00	09:00-10:00	10:00-11:00	11:00-12:00	12:00-13:00	13:00-14:00	14:00-15:00	15:00-16:00	16:00-17:00	17:00-18:00	18:00-19:00	19:00-20:00	20:00-21:00	21:00-22:00	22:00-23:00	23:00-24:00	
18.01.2016	1,97	1,98	2,03	2,10	2,10	2,16	2,17	2,25	2,25	2,26	2,27	2,28	2,24	2,26	2,05	2,12	2,10	2,08	2,09	2,04	1,98	1,99	1,96	1,88	<b>50,60</b>
19.01.2016	1,98	1,98	1,93	2,09	2,13	2,17	2,20	2,26	2,26	2,26	2,26	2,25	2,20	2,21	2,24	2,24	2,24	2,23	2,23	2,20	2,15	2,15	2,10	2,01	<b>51,98</b>
20.01.2016	1,92	1,93	1,95	2,11	2,17	2,25	2,16	2,02	2,18	2,22	2,22	2,21	2,17	2,18	2,21	2,20	2,19	2,19	2,22	2,15	2,11	2,12	2,06	1,99	<b>51,13</b>
21.01.2016	1,89	1,89	1,90	1,92	1,90	2,08	2,10	2,17	2,16	2,20	2,01	1,93	2,01	2,02	2,08	2,17	2,17	2,17	2,18	2,09	2,07	1,99	1,95	1,81	<b>48,87</b>
22.01.2016	1,90	1,92	2,12	2,16	2,19	2,23	2,25	2,33	2,27	2,27	2,21	2,04	2,05	2,10	2,12	2,13	2,11	2,11	2,12	2,15	2,13	2,13	2,09	2,02	<b>51,13</b>
23.01.2016	1,99	1,96	1,94	1,94	1,95	1,97	2,05	2,05	2,08	2,08	2,08	2,13	2,09	2,09	2,13	2,12	2,12	2,12	2,14	2,10	2,07	2,07	2,01	1,97	<b>49,27</b>
24.01.2016	1,94	1,92	1,77	1,72	1,79	2,06	2,08	2,07	2,06	1,90	1,92	1,91	1,90	2,07	2,10	2,13	2,04	2,06	2,07	2,02	1,97	1,94	1,92	1,92	<b>47,29</b>
25.01.2016	1,89	1,92	2,02	2,08	2,07	1,89	1,95	1,99	1,97	1,95	1,96	2,02	2,05	2,05	2,07	2,07	2,13	2,15	2,17	2,14	2,09	2,11	2,03	1,96	<b>48,73</b>
26.01.2016	2,02	2,06	1,96	1,97	2,02	1,99	1,99	2,03	2,03	2,10	2,08	2,10	2,06	2,15	2,21	2,22	2,24	2,25	2,27	2,23	2,12	2,11	1,89	1,79	<b>49,91</b>
27.01.2016	1,86	1,86	1,96	2,10	2,16	2,15	2,18	2,22	2,16	2,15	2,16	2,16	2,11	2,16	2,17	2,08	2,03	2,05	2,16	2,11	2,10	2,05	1,98	1,94	<b>50,07</b>
28.01.2016	1,96	1,97	2,05	2,10	2,15	2,13	2,20	2,24	2,25	2,25	2,24	2,26	2,22	2,24	2,11	2,12	2,09	2,10	2,13	2,10	2,09	2,07	1,99	1,93	<b>50,99</b>
29.01.2016	1,97	2,06	2,18	2,22	2,29	2,28	2,29	2,35	2,35	2,35	2,30	2,30	2,20	2,07	2,11	2,16	2,14	2,13	2,15	2,12	2,12	2,08	2,04	1,97	<b>52,23</b>
30.01.2016	1,97	1,98	2,13	2,16	2,20	2,20	2,25	2,25	2,25	2,27	2,25	2,24	2,20	2,23	2,29	2,24	2,24	2,24	2,31	2,29	2,28	2,26	2,17	2,10	<b>52,99</b>
31.01.2016	1,90	1,93	2,20	2,19	2,06	2,01	2,07	2,07	2,08	2,10	2,21	2,21	2,19	2,20	2,24	2,13	2,08	2,07	2,12	2,19	2,16	2,14	2,10	2,08	<b>50,73</b>
<b>ИТОГО ЗА МЕСЯЦ</b>																							<b>1520,24</b>		



Общая стоимость потребления по 3ЦК определяется по формуле (2.4):

$$T_{\Sigma} = T_{\Sigma\text{мес}} + T_P \quad (2.4)$$

$$T_{\Sigma} = 1\,520\,239,57 + 275\,666,13 = 1\,795\,905,7 \text{ руб.}$$

Данная сумма учитывалась без НДС. С учетом НДС (18%) посчитаем по формуле (2.5):

$$T_{\Sigma\text{НДС}} = T_{\Sigma} \cdot 1,18 \quad (2.5)$$

$$T_{\Sigma\text{НДС}} = 1\,795\,905,7 \cdot 1,18 = 2\,119\,168,73 \text{ руб.}$$

Расчеты были проведены для третьей ценовой категории (3ЦК) по классу напряжения СН-2. Схема объекта и условия договора 18.1900.1361.16 от 18.09.2016 года «Договор оказания услуг по передаче электрической энергии» позволяют рассмотреть вариант перехода объекта в категорию СН-1 при условии подключения приборов учета на стороне высокого напряжения ПС 35/6кВ №17 «Очистные сооружения». Такое изменение схемы учета позволит снизить общую стоимость потребляемой электроэнергии и мощности.

### **2.3 Предложения по применению других тарифов и анализ разницы в оплатах**

Исходя из вышесказанного произведем расчет затрат при переходе в другой класс напряжения внутри 3ЦК. Для этого нам необходимы ставки на почасовой тариф за электроэнергию. [3] Эти данные представлены в таблице 2.6

Таблица 2.6 - Ставка за электрическую энергию предельного уровня нерегулируемых цен, для подгруппы группы "прочие потребители" в зависимости от величины максимальной мощности энергопринимающих устройств - от 670 кВт до 10 МВт (рублей/МВт.ч без НДС)

Дата	Ставка СН1, руб./МВт																							
	00:00-01:00	01:00-02:00	02:00-03:00	03:00-04:00	04:00-05:00	05:00-06:00	06:00-07:00	07:00-08:00	08:00-09:00	09:00-10:00	10:00-11:00	11:00-12:00	12:00-13:00	13:00-14:00	14:00-15:00	15:00-16:00	16:00-17:00	17:00-18:00	18:00-19:00	19:00-20:00	20:00-21:00	21:00-22:00	22:00-23:00	23:00-24:00
01.01.2016	2 044	2 036	2 108	2 057	2 097	2 129	2 173	2 182	2 186	2 172	2 186	2 184	2 143	2 116	2 110	2 119	2 183	2 139	2 205	2 178	2 115	2 135	2 122	2 149
02.01.2016	2 064	2 043	2 022	2 034	2 039	2 118	2 152	2 153	2 160	2 165	2 166	2 165	2 151	2 122	2 143	2 168	2 174	2 141	2 175	2 138	2 122	2 136	2 114	2 067
03.01.2016	1 999	1 971	2 000	1 994	1 994	2 017	2 053	2 068	2 077	2 061	2 064	2 077	2 043	2 052	2 053	2 078	2 112	2 111	2 125	2 065	2 055	2 031	2 024	2 017
04.01.2016	2 061	2 038	2 026	2 075	2 067	2 079	2 118	2 140	2 163	2 198	2 208	2 209	2 169	2 177	2 213	2 232	2 213	2 226	2 262	2 224	2 179	2 150	2 138	2 115
05.01.2016	2 073	2 052	2 043	2 043	2 033	2 080	2 081	2 130	2 145	2 162	2 164	2 166	2 144	2 164	2 184	2 156	2 155	2 156	2 203	2 159	2 137	2 132	2 090	2 076
06.01.2016	2 086	2 105	2 098	2 096	2 085	2 171	2 211	2 219	2 233	2 282	2 287	2 289	2 225	2 271	2 289	2 278	2 275	2 278	2 296	2 290	2 259	2 259	2 216	2 158
07.01.2016	2 049	2 065	2 053	2 048	2 029	2 068	2 081	2 080	2 082	2 088	2 096	2 092	2 070	2 070	2 136	2 139	2 148	2 147	2 165	2 138	2 076	2 086	2 087	2 050
08.01.2016	2 066	1 973	2 036	2 036	2 027	2 075	2 080	2 079	2 139	2 154	2 158	2 159	2 131	2 149	2 147	2 176	2 163	2 155	2 187	2 165	2 123	2 128	2 100	2 074
09.01.2016	2 081	2 075	2 084	2 078	2 090	2 105	2 125	2 194	2 237	2 266	2 269	2 270	2 241	2 258	2 281	2 283	2 284	2 284	2 298	2 262	2 215	2 231	2 166	2 115
10.01.2016	2 076	2 042	2 012	2 032	2 020	2 080	2 082	2 138	2 147	2 153	2 152	2 185	2 139	2 145	2 188	2 182	2 199	2 198	2 207	2 182	2 153	2 140	2 088	2 082
11.01.2016	2 083	2 078	2 086	2 099	2 105	2 122	2 131	2 299	2 302	2 300	2 299	2 301	2 258	2 286	2 292	2 294	2 288	2 289	2 311	2 281	2 221	2 239	2 136	2 091
12.01.2016	2 083	2 085	2 105	2 108	2 117	2 229	2 251	2 302	2 348	2 341	2 341	2 310	2 297	2 298	2 327	2 331	2 295	2 299	2 312	2 297	2 248	2 268	2 215	2 123
13.01.2016	2 125	2 145	2 216	2 218	2 271	2 307	2 317	2 392	2 407	2 395	2 388	2 386	2 340	2 365	2 377	2 375	2 371	2 360	2 380	2 351	2 306	2 316	2 221	2 167
14.01.2016	2 120	2 157	2 171	2 227	2 234	2 270	2 295	2 368	2 377	2 374	2 373	2 372	2 336	2 350	2 358	2 353	2 344	2 340	2 484	2 312	2 277	2 291	2 215	2 158
15.01.2016	2 123	2 124	2 174	2 219	2 221	2 265	2 284	2 350	2 356	2 351	2 351	2 349	2 311	2 325	2 333	2 329	2 322	2 319	2 342	2 308	2 273	2 280	2 240	2 160
16.01.2016	2 164	2 161	2 166	2 166	2 159	2 202	2 226	2 282	2 306	2 332	2 332	2 333	2 289	2 292	2 327	2 319	2 304	2 307	2 330	2 307	2 264	2 271	2 239	2 108

Окончание таблицы 2.6

Дата	Ставка СН1, руб./МВт																							
	00:00-01:00	01:00-02:00	02:00-03:00	03:00-04:00	04:00-05:00	05:00-06:00	06:00-07:00	07:00-08:00	08:00-09:00	09:00-10:00	10:00-11:00	11:00-12:00	12:00-13:00	13:00-14:00	14:00-15:00	15:00-16:00	16:00-17:00	17:00-18:00	18:00-19:00	19:00-20:00	20:00-21:00	21:00-22:00	22:00-23:00	23:00-24:00
17.01.2016	2 104	2 107	2 098	2 103	2 101	2 133	2 158	2 176	2 181	2 208	2 207	2 211	2 183	2 190	2 220	2 236	2 224	2 225	2 247	2 238	2 207	2 197	2 151	2 121
18.01.2016	2 047	2 055	2 097	2 170	2 163	2 220	2 241	2 331	2 336	2 338	2 339	2 338	2 305	2 315	2 325	2 316	2 306	2 294	2 319	2 264	2 209	2 242	2 202	2 096
19.01.2016	2 090	2 082	1 992	2 174	2 194	2 247	2 270	2 343	2 348	2 352	2 352	2 344	2 297	2 313	2 326	2 321	2 312	2 301	2 310	2 285	2 246	2 257	2 199	2 088
20.01.2016	1 987	1 988	1 990	2 167	2 161	2 246	2 272	2 343	2 342	2 340	2 339	2 336	2 293	2 305	2 320	2 321	2 298	2 293	2 340	2 263	2 222	2 243	2 170	2 093
21.01.2016	1 967	1 970	1 972	1 971	1 954	2 192	2 221	2 301	2 304	2 302	2 300	2 297	2 257	2 270	2 281	2 280	2 275	2 268	2 290	2 196	2 193	2 205	2 154	1 968
22.01.2016	2 083	2 106	2 163	2 183	2 198	2 266	2 296	2 360	2 364	2 362	2 361	2 353	2 310	2 323	2 338	2 338	2 333	2 327	2 348	2 265	2 249	2 264	2 167	2 082
23.01.2016	2 038	2 032	2 026	2 072	2 073	2 092	2 140	2 150	2 190	2 194	2 191	2 188	2 146	2 141	2 178	2 173	2 168	2 171	2 194	2 167	2 144	2 152	2 079	2 046
24.01.2016	2 008	1 997	2 003	1 993	2 001	2 027	2 046	2 063	2 076	2 045	2 078	2 077	2 047	2 060	2 071	2 084	2 093	2 124	2 142	2 107	2 052	2 020	2 009	2 010
25.01.2016	1 963	1 993	2 013	2 070	2 080	2 109	2 147	2 186	2 194	2 196	2 197	2 193	2 156	2 156	2 156	2 151	2 152	2 137	2 172	2 142	2 097	2 122	2 025	1 941
26.01.2016	2 015	2 055	2 069	2 101	2 157	2 142	2 154	2 201	2 173	2 198	2 197	2 197	2 148	2 159	2 168	2 161	2 158	2 165	2 204	2 175	2 161	2 154	2 078	2 024
27.01.2016	2 108	2 082	2 095	2 168	2 207	2 200	2 235	2 279	2 275	2 279	2 275	2 260	2 218	2 235	2 253	2 250	2 196	2 248	2 265	2 250	2 254	2 210	2 120	2 079
28.01.2016	2 089	2 094	2 094	2 172	2 216	2 206	2 220	2 266	2 290	2 294	2 288	2 271	2 196	2 238	2 262	2 258	2 246	2 249	2 296	2 294	2 289	2 270	2 174	2 113
29.01.2016	2 166	2 171	2 200	2 213	2 278	2 275	2 290	2 350	2 353	2 354	2 351	2 343	2 292	2 300	2 330	2 330	2 322	2 315	2 355	2 318	2 337	2 293	2 244	2 162
30.01.2016	2 167	2 168	2 177	2 180	2 218	2 208	2 250	2 260	2 269	2 301	2 281	2 267	2 221	2 251	2 284	2 284	2 282	2 285	2 310	2 287	2 283	2 263	2 222	2 142
31.01.2016	2 208	2 170	2 174	2 173	2 209	2 165	2 234	2 242	2 264	2 266	2 284	2 283	2 238	2 253	2 279	2 285	2 285	2 288	2 308	2 304	2 284	2 265	2 228	2 208

Зная часовые ставки за электроэнергию и часовое электропотребление, рассчитаем стоимость электроэнергии в час по формуле (2.3). Часовое потребление электроэнергии и мощности возьмем из таблицы 2.1. Часовые ставки возьмем из таблицы 2.6. После определения этих величин необходимо просуммировать каждый час в сутках. Для определения стоимости электроэнергии и мощности в месяц необходимо суммировать стоимость каждого дня. Для примера рассчитаем стоимость за время 00ч.00мин.-01ч.00мин. 1 января 2016 года:

$$T_{11} = 828,75 \cdot 2043,66 \cdot 10^{-3} = 1693,68 \text{ руб.}$$

Результаты дальнейшего расчета представлены в таблице 2.7

Таблица 2.8 – Стоимость электроэнергии по ЗЦК, класс напряжения СН-1

Дата	Стоимость электроэнергии, тыс.руб.																							ИТОГО В СУТ.		
	00:00-01:00	01:00-02:00	02:00-03:00	03:00-04:00	04:00-05:00	05:00-06:00	06:00-07:00	07:00-08:00	08:00-09:00	09:00-10:00	10:00-11:00	11:00-12:00	12:00-13:00	13:00-14:00	14:00-15:00	15:00-16:00	16:00-17:00	17:00-18:00	18:00-19:00	19:00-20:00	20:00-21:00	21:00-22:00	22:00-23:00		23:00-24:00	
01.01.2016	1,69	1,66	1,69	1,58	1,59	1,66	1,69	1,70	1,76	1,75	1,74	1,71	1,66	1,65	1,73	1,74	1,79	1,76	1,76	1,61	1,57	1,59	1,57	1,56	<b>40,20</b>	
02.01.2016	1,55	1,62	1,61	1,62	1,62	1,68	1,75	1,78	1,78	1,79	1,78	1,77	1,76	1,74	1,61	1,57	1,65	1,61	1,63	1,59	1,57	1,57	1,55	1,51	<b>39,75</b>	
03.01.2016	1,45	1,44	1,60	1,66	1,66	1,68	1,73	1,76	1,76	1,75	1,62	1,61	1,58	1,60	1,60	1,55	1,55	1,55	1,55	1,51	1,49	1,47	1,45	1,48	<b>38,08</b>	
04.01.2016	1,68	1,66	1,70	1,76	1,75	1,76	1,81	1,82	1,84	1,87	1,87	1,87	1,85	1,84	1,74	1,73	1,71	1,72	1,80	1,76	1,72	1,72	1,71	1,69	<b>42,38</b>	
05.01.2016	1,66	1,65	1,64	1,65	1,63	1,55	1,56	1,59	1,58	1,58	1,62	1,69	1,68	1,70	1,76	1,77	1,80	1,80	1,84	1,80	1,78	1,77	1,74	1,73	<b>40,57</b>	
06.01.2016	1,57	1,56	1,54	1,49	1,47	1,54	1,78	1,79	1,80	1,83	1,83	1,83	1,78	1,83	1,86	1,90	1,90	1,90	1,92	1,82	1,63	1,61	1,72	1,68	<b>41,58</b>	
07.01.2016	1,59	1,60	1,59	1,67	1,69	1,73	1,74	1,76	1,71	1,61	1,59	1,66	1,64	1,66	1,71	1,72	1,72	1,71	1,73	1,70	1,65	1,65	1,65	1,65	<b>40,13</b>	
08.01.2016	1,68	1,61	1,55	1,50	1,46	1,61	1,75	1,76	1,80	1,81	1,82	1,82	1,70	1,68	1,79	1,79	1,73	1,72	1,75	1,72	1,67	1,67	1,64	1,61	<b>40,63</b>	
09.01.2016	1,62	1,62	1,65	1,65	1,66	1,68	1,71	1,76	1,80	1,82	1,82	1,81	1,78	1,80	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,79	1,75	1,75	1,52	1,49	<b>41,56</b>
10.01.2016	1,58	1,65	1,63	1,64	1,63	1,68	1,69	1,77	1,77	1,78	1,77	1,77	1,59	1,60	1,65	1,78	1,79	1,79	1,78	1,75	1,72	1,70	1,65	1,66	<b>40,80</b>	
11.01.2016	1,67	1,68	1,70	1,72	1,74	1,74	1,76	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90	1,81	1,73	1,76	1,74	1,73	1,73	1,73	1,69	1,64	1,65	1,57	1,58	<b>41,87</b>	
12.01.2016	1,62	1,62	1,69	1,72	1,78	1,91	1,93	1,98	2,02	2,00	2,00	1,98	1,96	1,96	2,01	2,02	1,90	1,92	1,93	1,91	1,86	1,88	1,86	1,76	<b>45,21</b>	
13.01.2016	1,68	1,72	1,86	1,88	1,86	1,67	1,74	1,76	1,75	1,72	1,71	1,91	1,95	1,97	2,04	2,04	2,03	2,03	2,03	1,99	1,95	1,95	1,88	1,83	<b>44,93</b>	
14.01.2016	1,80	1,83	1,69	1,76	1,77	1,79	1,82	1,87	1,85	1,85	1,97	2,00	1,97	1,98	1,99	1,98	1,98	1,98	2,10	1,95	1,91	1,92	1,65	1,60	<b>45,00</b>	
15.01.2016	1,57	1,57	1,74	1,85	1,88	1,92	1,96	2,00	1,89	1,87	1,87	1,87	1,85	1,86	1,87	1,87	1,87	1,86	1,88	1,85	1,82	1,82	1,78	1,71	<b>44,05</b>	
16.01.2016	1,72	1,73	1,72	1,72	1,70	1,75	1,86	1,90	1,91	1,93	1,95	1,96	1,92	1,94	1,98	1,97	1,97	1,98	1,99	1,96	1,91	1,92	1,89	1,78	<b>45,07</b>	

Окончание таблицы 2.8

Дата	Стоимость электроэнергии, тыс.руб.																							ИТОГО В СУТ.	
	00:00-01:00	01:00-02:00	02:00-03:00	03:00-04:00	04:00-05:00	05:00-06:00	06:00-07:00	07:00-08:00	08:00-09:00	09:00-10:00	10:00-11:00	11:00-12:00	12:00-13:00	13:00-14:00	14:00-15:00	15:00-16:00	16:00-17:00	17:00-18:00	18:00-19:00	19:00-20:00	20:00-21:00	21:00-22:00	22:00-23:00		23:00-24:00
17.01.2016	1,79	1,71	1,61	1,61	1,59	1,61	1,63	1,64	1,63	1,68	1,86	1,86	1,84	1,89	1,95	2,01	2,00	1,96	1,87	1,85	1,76	1,75	1,80	1,78	<b>42,66</b>
18.01.2016	1,71	1,72	1,77	1,84	1,84	1,89	1,91	1,99	1,99	2,00	2,01	2,01	1,98	1,99	1,81	1,87	1,85	1,83	1,85	1,80	1,74	1,76	1,72	1,64	<b>44,55</b>
19.01.2016	1,73	1,73	1,67	1,83	1,87	1,91	1,94	2,00	2,00	2,00	2,00	1,99	1,94	1,95	1,98	1,98	1,98	1,97	1,97	1,94	1,89	1,89	1,85	1,75	<b>45,78</b>
20.01.2016	1,66	1,67	1,69	1,85	1,90	1,98	1,91	1,79	1,93	1,96	1,96	1,95	1,92	1,92	1,95	1,95	1,94	1,93	1,97	1,89	1,85	1,87	1,80	1,74	<b>44,99</b>
21.01.2016	1,63	1,64	1,65	1,66	1,64	1,83	1,85	1,92	1,91	1,94	1,78	1,70	1,77	1,78	1,84	1,92	1,91	1,91	1,92	1,84	1,81	1,75	1,71	1,56	<b>42,87</b>
22.01.2016	1,66	1,68	1,86	1,90	1,92	1,96	1,99	2,06	2,01	2,01	1,96	1,81	1,81	1,86	1,87	1,88	1,87	1,87	1,88	1,89	1,88	1,87	1,83	1,76	<b>45,07</b>
23.01.2016	1,73	1,71	1,68	1,69	1,70	1,72	1,79	1,80	1,83	1,82	1,83	1,87	1,83	1,83	1,87	1,86	1,86	1,86	1,88	1,84	1,81	1,81	1,75	1,72	<b>43,09</b>
24.01.2016	1,69	1,67	1,53	1,49	1,56	1,79	1,81	1,80	1,80	1,65	1,67	1,67	1,65	1,80	1,83	1,86	1,78	1,81	1,81	1,77	1,72	1,68	1,67	1,67	<b>41,16</b>
25.01.2016	1,63	1,67	1,75	1,82	1,80	1,65	1,71	1,74	1,73	1,72	1,72	1,77	1,80	1,79	1,82	1,81	1,87	1,88	1,90	1,87	1,83	1,85	1,76	1,69	<b>42,57</b>
26.01.2016	1,76	1,80	1,71	1,72	1,77	1,74	1,75	1,78	1,78	1,84	1,83	1,84	1,81	1,89	1,94	1,94	1,97	1,97	2,00	1,96	1,86	1,85	1,65	1,55	<b>43,68</b>
27.01.2016	1,62	1,62	1,71	1,84	1,89	1,89	1,92	1,96	1,90	1,90	1,91	1,90	1,85	1,90	1,91	1,83	1,78	1,81	1,91	1,86	1,85	1,80	1,73	1,69	<b>43,99</b>
28.01.2016	1,71	1,72	1,79	1,84	1,89	1,87	1,93	1,98	1,99	1,99	1,98	1,99	1,95	1,97	1,86	1,87	1,84	1,85	1,88	1,86	1,84	1,82	1,74	1,69	<b>44,84</b>
29.01.2016	1,73	1,81	1,91	1,96	2,02	2,01	2,02	2,08	2,08	2,08	2,04	2,03	1,94	1,82	1,86	1,91	1,89	1,88	1,91	1,87	1,88	1,84	1,79	1,72	<b>46,08</b>
30.01.2016	1,73	1,73	1,87	1,90	1,93	1,93	1,98	1,98	1,99	2,01	1,99	1,97	1,93	1,96	2,02	1,98	1,97	1,98	2,04	2,02	2,01	1,99	1,91	1,83	<b>46,65</b>
31.01.2016	1,67	1,69	1,93	1,92	1,81	1,76	1,82	1,82	1,84	1,85	1,95	1,95	1,92	1,94	1,97	1,88	1,83	1,82	1,87	1,94	1,91	1,88	1,85	1,83	<b>44,66</b>
<b>ИТОГО В МЕСЯЦ</b>																							<b>1334,44</b>		

Общая стоимость потребления по 3ЦК определяется по формуле (2.4):

$$T_{\Sigma} = 1334438,33 + 275666,13 = 1\,610\,104,46 \text{ руб.}$$

Данная сумма учитывалась без НДС. С учетом НДС (18%) посчитаем по формуле (2.5):

$$T_{\Sigma \text{НДС}} = 1\,610\,104,46 \cdot 1,18 = 1\,899\,923,26 \text{ руб.}$$

Сравним общие стоимости электроэнергии и мощности с учетом НДС в одной ценовой категории, но в разных классах напряжения.

$$T_{\Sigma \text{НДС СН-2}} = 2\,119\,168,73 \text{ руб.}$$

$$T_{\Sigma \text{НДС СН-1}} = 1\,899\,923,26 \text{ руб.}$$

Расчеты показывают, что суммарная стоимость в классе напряжения СН-1 значительно ниже.

Анализируя данные почасовой потребляемой электроэнергии и мощности, можем построить суточные графики нагрузки. Возьмем для рассмотрения период с 18.01.2016 года до 24.01.2016 года. Суточные графики за выбранный период представлены на рисунках 2.1, 2.2 и 2.3. На рисунке 2.1 представлены графики нагрузки за три дня- понедельник (18.01.2016г.), вторник(19.01.2016г.), и среда (20.01.2016г.). На рисунке 2.2 представлены следующие два дня. На рисунке 2.3 представлены выходные дни – суббота и воскресенье.

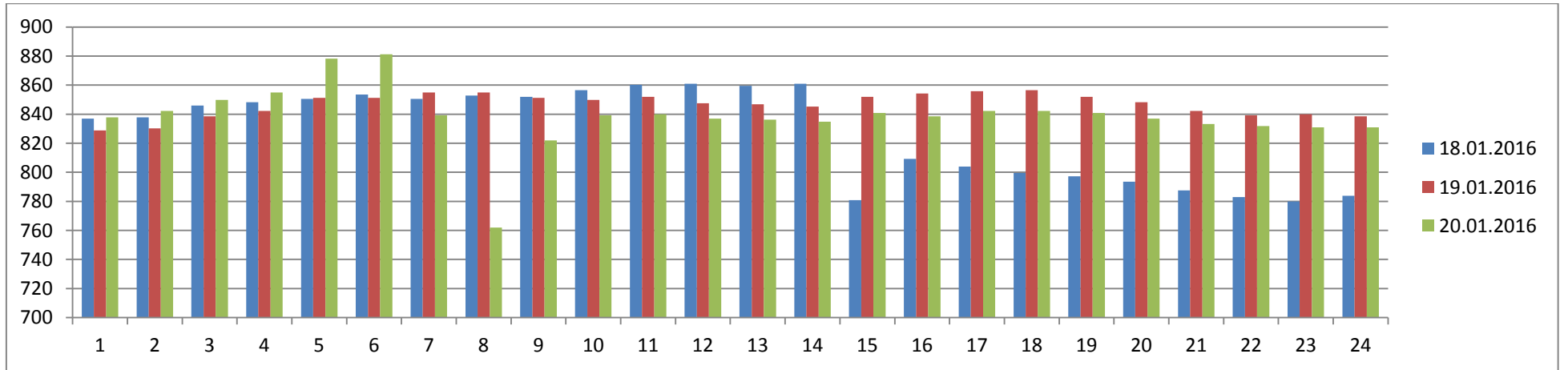


Рисунок 2.1 – Суточные графики нагрузки за 18.01, 19.01, 20.01 2016 года (понедельник, вторник, среда)

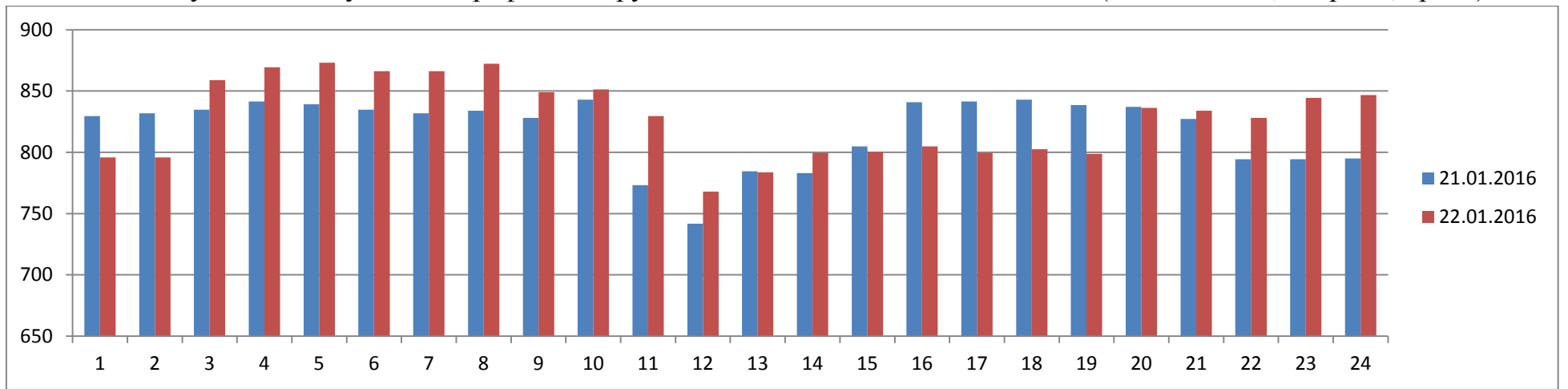


Рисунок 2.2 – Суточные графики нагрузки за 21.01, 22.01 2016 года (четверг, пятница)



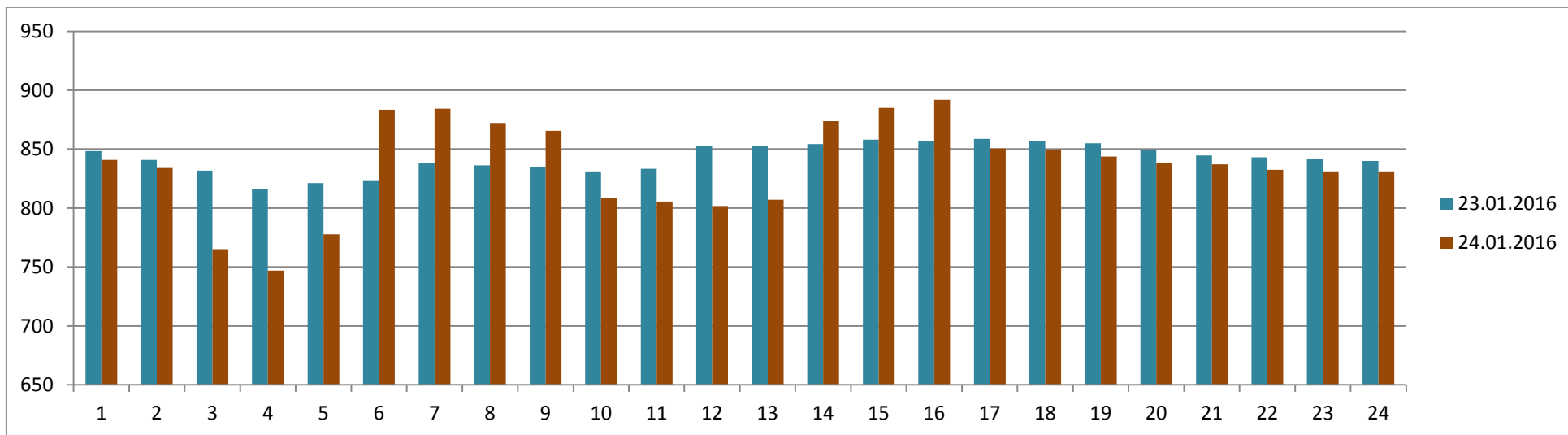


Рисунок 2.3 – Суточные графики нагрузки за 23.01, 24.01 2016 года (суббота, воскресенье)

Из суточных графиков нагрузки видно, что графики практически равномерны. Если рассмотреть возможность изменения технологического процесса и перемещения активности работы в ночное время, то тогда можно рассмотреть двухставочный тариф. Но в силу особенностей работы водоподъёмов, изменение технологического процесса невозможно, т.к. имеются такие потребители, подключенные к водоподъёму, которые делают забор воды только ночью (например, котельные), что приводит к тому, что суточные графики равномерны.

## **2.4 Предложения по изменению конфигурации схемы сети для перехода в другой класс напряжения**

При описании объекта «2-й водоподъём» уже говорилось, что питание происходит прерывисто, т.е. частично через собственные объекты ГУП РХ «Хакресводоканал», а частично через объекты ПАО «МРСК Сибири» - «Хакасэнерго». Рассмотрим вариант, что линия принадлежит ГУП РХ «Хакресводоканал». Тогда можно будет перенести счетчики на ПС 35/6кВ №17 «Очистные сооружения» со стороны низкого напряжения, на сторону высокого и тогда оплата за электроэнергию и мощность будет проводиться по ЗЦК, но в классе напряжения СН-1.

### **2.4.1 Изменение конфигурации схемы**

Для того, чтобы перейти на другую ценовую категорию или в другой класс напряжения, необходимо поменять конфигурацию схемы. В этом разделе рассмотрим построение собственной линии с целью уменьшения затрат на оплату транспортировки электрической энергии и мощности. Собственная линия позволит поставить приборы учета на стороне 35 кВ, что позволит перейти в класс напряжения СН-1.

Произведем выбор проводов линии. Для определения параметров необходима полная заявленная мощность потребителя. Для её расчета нам необходим коэффициент мощности -  $\cos \varphi$ . Его возьмем по мощности самого мощного электроприёмника на объекте «2-й водоподъём» - им является подкачка насосный агрегат (125кВт). Для подобного насосного агрегата коэффициент мощности равен  $\cos \varphi = 0,85$  [6, таблица 1.6]

Активную мощность возьмем в приложении №1 договора №15035 от 24 декабря 2015 года и это значение необходимо принять с учетом коэффициента одновременности работы механизмов, равным 0,5 [7]. Максимальная мощность энергопринимающих устройств, принята по договору, равна  $P = 3140$  (кВт), учтем коэффициент одновременности и получим  $P = 1570$  (кВт).

Найдем передаваемую реактивную мощность по формуле (2.7).

$$Q = P \cdot tg\varphi, (\text{МВар}) \quad (2.7)$$

где  $Q$  – реактивная мощность энергопринимающих устройств (МВар);  
 $P$  – активная мощность энергопринимающих устройств (МВт).

Из формулы (2.7) видно, что для расчета необходимо определить значение угла  $\varphi$ , согласно формуле (2.8).

$$\varphi_i = \arccos(\cos \varphi_{maxi}), (^\circ) \quad (2.8)$$

$$\varphi_i = \arccos(0,85) = 31,79$$

Согласно формуле (2.7) найдем реактивную мощность нагрузок в узлах схемы:

$$Q = 1570 \cdot tg31,79 = 973,06(\text{кВАр})$$

Найдем полную мощность энергопринимающих устройств, согласно формуле (2.9).

$$S = P + jQ, (\text{МВА}) \quad (2.9)$$

$$S = 1570 + j973,06 = 1847,09e^{j31,79} (\text{кВА})$$

где  $Q_i$  – реактивная мощность  $i$ -ой линии (МВар);  
 $P_i$  – активная мощность  $i$ -ой линии (МВт);  
 $S_i$  – полная мощность  $i$ -ой линии (МВА).

В высоковольтных воздушных линиях (ВЛ), как правило, используется провод марки АС. Выбор сечения проводов будем вести по экономической плотности тока  $F_{\text{э}}$  согласно формуле (2.10) [8]:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_p}{j_{\text{э}}}, (\text{мм}^2) \quad (2.10)$$

где  $F_{\text{э}}$ —сечение проводника ( $\text{мм}^2$ );  
 $I_p$ — расчетный ток линии (А);  
 $j_{\text{э}}$ —экономическая плотность тока ( $\text{А}/\text{мм}^2$ ).  
 Расчетный ток линии определяется по выражению (2.11)[7]:

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{\text{ном}}}, (\text{А}) \quad (2.11)$$

где  $I_p$ — ток линии за 5 год ее эксплуатации в нормальном режиме (А);  
 $S$  — полная мощность питающей ВЛ (МВ·А);

$U_{\text{ном}}$  — номинальное напряжение ВЛ (кВ);  
 $n$  — количество цепей в линии  
 Определим расчетный ток по формуле (2.11).

$$I_p = \frac{1847,09}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 6} = 88,97 \text{ А}$$

Чтобы определить экономическую плотность тока  $j_{\text{э}}$  по таблице 2.17 [9] определим число часов использования максимальной нагрузки линии  $T_{\text{max}}$ .

Таблица 2.17 — Экономическая плотность тока  $j_{\text{э}}$

Наименования проводников	Продолжительность использования максимума нагрузки, ч		
	1000-3000	3000-5000	более 5000
Голые провода и шины: медные	2,5	2,1	1,8
	1,3	1,1	1,0
Кабели с бумажной и провода с резиновой изоляция с жилами; медными	3,0	2,5	2,0
	1,6	1,4	1,2
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с жилами: медными	3,5	3,1	2,7
	1,9	1,7	1,6
алюминиевыми			

Определим число часов использования максимума в год по формуле (2.12) [8]:

$$T_{\text{max год}} = T_{\text{max сут.}} \cdot 365, (\text{ч}) \quad (2.12)$$

где  $T_{\text{max год}}$  — количество часов использования максимума в год (ч);  
 $T_{\text{max сут.}}$  — количество часов использования суточного максимума (ч);  
 365 — количество дней в году.

Найдем использование суточного максимума по формуле (2.13) [8]:

$$T_{\text{max сут.}} = \frac{\sum P_i \cdot T_i}{P_{\text{max сут.}}}, (\text{ч}) \quad (2.13)$$

где  $T_{\text{max сут.}}$  — количество часов использования суточного максимума (ч);  
 $\sum P_i \cdot T_i$  — количество полученной электроэнергии в сутки (кВтч);  
 $P_{\text{max сут.}}$  — значение максимальной суточной мощности (кВт).

Значение суточного максимума считаем по самым загруженным суткам в месяце.

$$T_{\max \text{сут.}} = \frac{20385,0}{911,25} = 22,37$$

Теперь рассчитаем число часов использования максимума в год по формуле (2.12):

$$T_{\max \text{год}} = 22,37 \cdot 365 = 8165,05 \text{ ч}$$

Исходя из полученного значения числа часов использования максимума в год экономическая плотность тока равна  $j_{\text{э}} = 1,0$ .

Найдем сечение провода по экономической плотности тока (2.10)

$$F_{\text{э}} = \frac{88,97}{1,0} = 88,97 \text{ мм}^2$$

Определим сечения провода АС по [9, таблица 7.12], выбрали АС-95/16, вне помещений.

$$I_{\text{доп.}} = 330 \text{ А}$$

$$F = 95 \text{ мм}^2$$

Для соединения линии с ПС в начале и в конце необходима кабельная линия (КЛ). Выбираем сечение кабеля по расчетной токовой нагрузке линии  $I_p$ . [10, таблица 1], выбрали кабель марки АПвП 3х70

$$I_{\text{доп.}} = 240 \text{ А}$$

$$F = 70 \text{ мм}^2$$

Для проведения дальнейших расчетов следует определить активные и реактивные сопротивления, поперечные емкостные проводимости и зарядные мощности всех участков линий, входящих в проектируемую сеть.

Активное сопротивление линии находится по формуле (2.14).

$$R = \frac{r_0 l}{n}, (\text{Ом}) \tag{2.14}$$

где  $R$ — активное сопротивление линии (Ом);

$r_0$  — погонное активное сопротивление линии [9,таблица 7.5] [10, таблица 13](Ом/км);

$l$  — длина линии (км);

$n$ — количество цепей в линии (2)

Реактивное сопротивление линии находится по формуле (2.15).

$$X = \frac{x_0 l}{n}, (\text{Ом}) \quad (2.15)$$

где  $X$ — реактивное сопротивление линии (Ом);

$x_0$  — погонное реактивное сопротивление линии [9,таблица 7.5] [10, таблица 17] (Ом/км);

$l$  — длина линии (км);

$n$ — количество цепей в линии (2).

Исходя из того, что проектируемая линия имеет напряжение 6 кВ емкостная проводимость линии и значения зарядных мощностей не учитываются, т.к. напряжение мало и емкость не оказывает на передачу энергии особого влияния.

Найдем фактические значения сопротивлений, емкостей и проводимостей для провода АС-95 и кабеля АПвП 3х70.

Активные сопротивления рассчитаем по формуле (2.14).

Для провода АС-95:

$$R = \frac{0,306 \cdot 2,6}{2} = 0,3978 \text{ Ом}$$

Для кабеля АПвП 3х70:

$$R = \frac{0,443 \cdot 0,6}{2} = 0,1329 \text{ Ом}$$

Реактивные сопротивления рассчитаем по формуле (2.15)

Для провода АС-95:

$$X = \frac{0,421 \cdot 2,6}{2} = 0,5473 \text{ Ом}$$

Для кабеля АПвП 3х70:

$$X = \frac{0,093 \cdot 0,6}{2} = 0,0279 \text{ Ом}$$

В процессе эксплуатации провода воздушных линий подвергаются различным воздействиям: нагрев проводов протекающими токами, атмосферные воздействия (гололед, ветер) и некоторые др. Выбранное сечение должно быть таким, чтобы эти воздействия не препятствовали нормальной эксплуатации линий электропередачи и не приводили к преждевременному выходу проводов из строя.

Кроме того, высоковольтные воздушные линии, если сечение проводов выбрано неверно, оказывают нежелательное воздействие на окружающую среду вследствие коронного разряда. С одной стороны – это значительные

электромагнитные помехи и акустический шум, с другой – дополнительные потери энергии.

Поэтому выбранные сечения проводов и кабельных линий необходимо проверить на нагрев и корону.

В ПУЭ [13] сказано, что все проводники должны удовлетворять требованиям в отношении предельно допустимого нагрева с учетом не только нормальных, но и послеаварийных режимов. Так как в послеаварийных режимах часть элементов электрической сети выводится из работы, то оставшиеся работают с перегрузкой. Поэтому и проверку на допустимый нагрев нужно производить именно для послеаварийных режимов. Вся проверка должна удовлетворять условию (2.16).

$$I_{\text{доп}} \geq I^{\text{AB}} \quad (2.16)$$

где  $I_{\text{доп}}$  — длительно допустимый ток провода (А);

$I^{\text{AB}}$  — максимальный ток послеаварийного или ремонтного режима, соответствующий отключению параллельной цепи или отключению наиболее протяженного и загруженного участка кольцевой линии.

Ток послеаварийного или ремонтного режима рассчитывается по формуле (2.17)

$$I^{\text{AB}} = 2I_p, (\text{А}) \quad (2.17)$$

$$I^{\text{AB}} = 2 \cdot 88,97 = 177,94 \text{ А}$$

$$330 \text{ А} \geq 177,94 \text{ А}$$

$$240 \text{ А} \geq 177,94 \text{ А}$$

Условие по нагреву выполняется для обоих проводников, как для провода, так и для кабеля.

Интенсивность коронного разряда зависит от состояния атмосферы и напряженности электрического поля вблизи поверхности провода. Полностью исключить коронный разряд нельзя, но его можно ограничить до величины, когда потери энергии не превышают экономически приемлемый уровень. Такое ограничение возможно при условии (2.18).

$$D_{\text{кр}} > 0,11U_{\text{ном}} \quad (2.18)$$

где  $D_{\text{кр}}$  — диаметр провода (мм).

Диаметр провода АС-95 равен 13,5 мм [12]

13,5 мм > 0,66 мм

Провод АС-95 проверку на корону прошел.

Грозозащитного троса нет, т.к. напряжение низкое, а ПУЭ [13] на данный класс напряжения грозозащитный трос не предусмотрен.

Проведем расчет опор для линии 6 кВ, выполненной проводом АС-95.

Исходные данные.

Тип ЛЭП : двухцепная воздушная линия напряжением 6 кВ, проходящая в ненаселенной местности.

Климатические условия:

Район по ветру – IV;

Район по гололеду – III;

Температура:

Высшая  $t_{\max}=40^{\circ}\text{C}$ ;

Низшая  $t_{\min}= -40^{\circ}\text{C}$ ;

Среднегодовая  $t_{\text{ср}}=0^{\circ}\text{C}$ .

Тип опор: унифицированные железобетонные.

Марки провода: АС-95.

Материал изоляторов: стекло

Степень загрязненности атмосферы I.

Физико-механические характеристики провода

Число и диаметр проволок, мм: алюминиевых 6 x 4,5; стальных 1 x 4,5

Расчетное сечение  $\text{мм}^2$ : алюминия 95,4; стали 15,9; всего провода 111,3

Расчетный диаметр провода, мм: 13,5

Модуль упругости,  $10^3 \text{ Н/мм}^2$ : 8,25

Температурный коэффициент линейного удлинения,  $10^{-5} \text{ град}^{-1}$ : 1,92

Предел прочности при растяжении,  $\text{Н/мм}^2$ : 290

Нагрузка провода от собственного веса,  $10^{-3} \text{ Н/(м}\cdot\text{мм}^2)$ : 5,85

Допустимое механическое напряжение:

при среднегодовой температуре  $\sigma_{t,\text{ср}} 10^{-5} \text{ Н/мм}^2$ : 87

при низшей температуре  $\sigma_{t_{\min}} 10^{-5} \text{ Н/мм}^2$ : 101,5

при наибольшей нагрузке  $\sigma_{t_{\max}} 10^{-5} \text{ Н/мм}^2$ : 116

Произведем выбор опоры. По исходным данным выбираются унифицированные опоры: анкерная 2А10-1, промежуточная 2П10-1. Основные размеры опор показаны на рисунках 2.1 и 2.2 технические характеристики опор приведены в таблице 2.18.



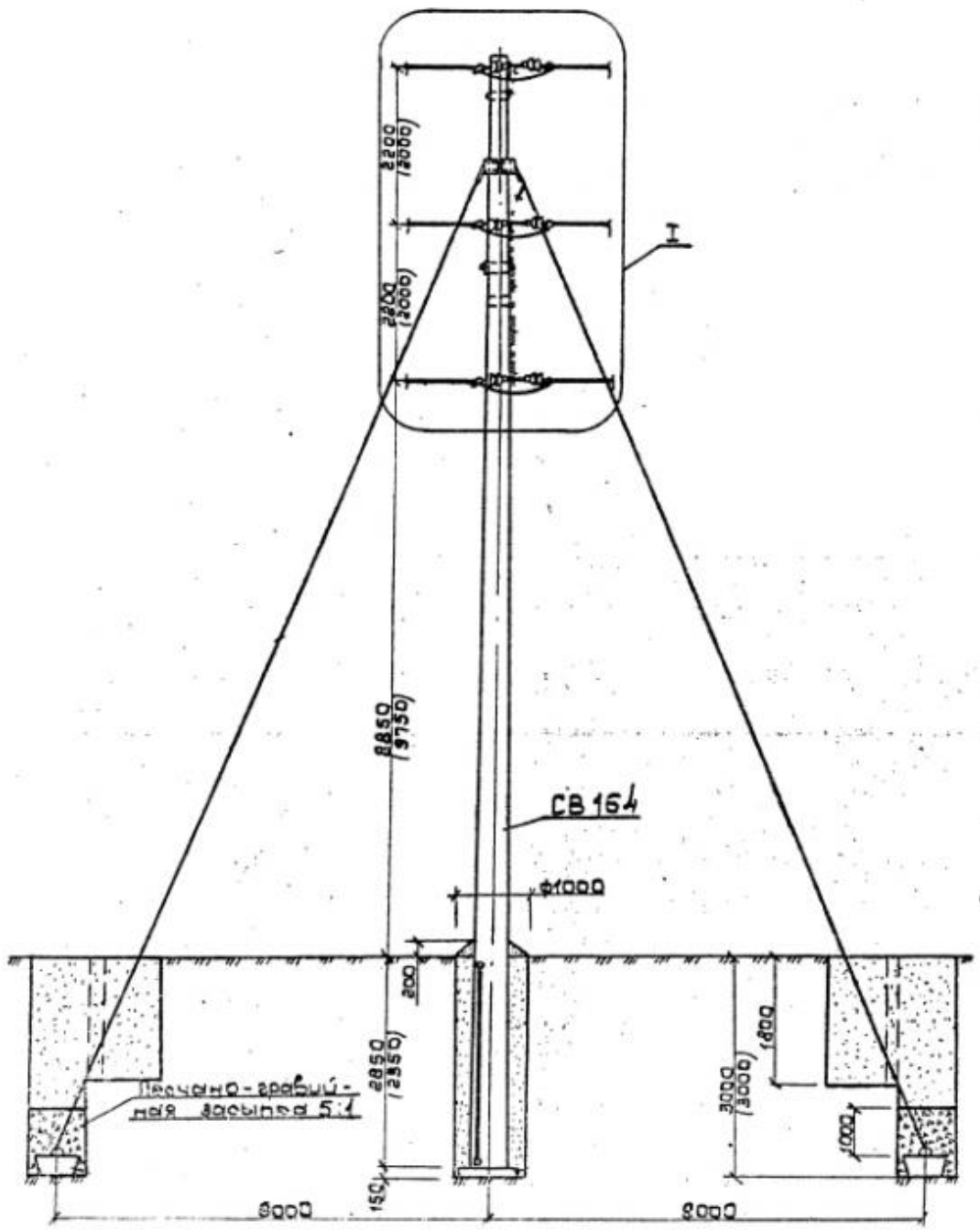


Рисунок 2.1 – Анкерная опора 2A10-1

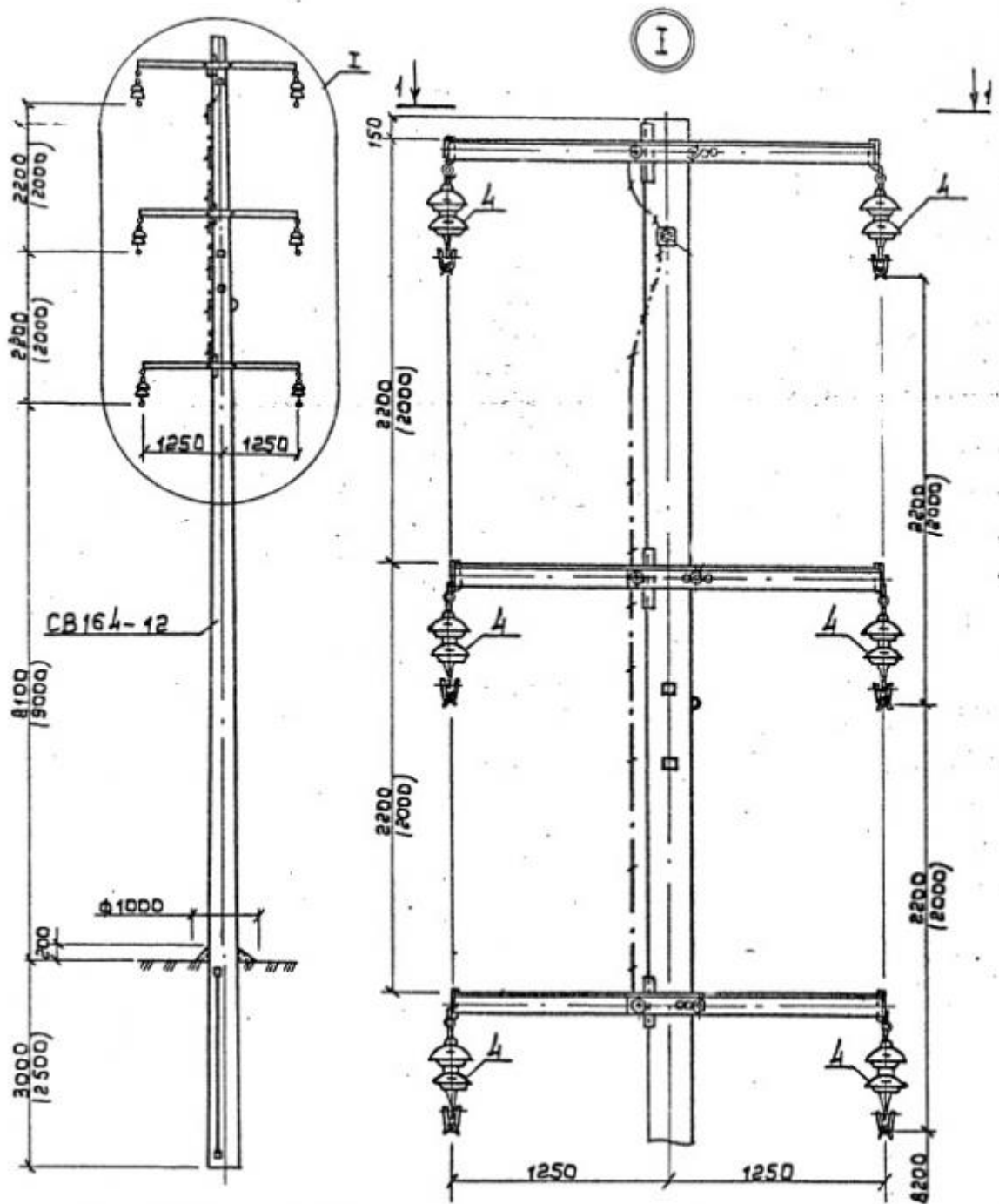


Рисунок 2.2 – Промежуточная опора 2П10-1

Таблица 2.18 – Технические характеристики опоры 2П10-1

Марка опоры	Марка провода	Район по гололеду	Пролет, м			Масса, т
			габаритный	ветровой	весовой	
2А10-1	АС-95	I – IV	62,5	75	127	4,3
2П10-1	АС-95	III, IV	55	60	110	3,55

Между анкерными опорами примем расстояние 650 м, при длине линии 2600 м выйдет 4 анкерных опоры.

Расчетный пролет для опоры рассчитаем по формуле (2.19)

$$l_p = \alpha \cdot l_{габ}, (м) \quad (2.19)$$

где  $\alpha$ —коэффициент, значение которого рекомендуется определять в соответствии с местностью, для которой проектируется участок ВЛ:  $\alpha = 0,8$  для населенной местности,  $\alpha = 0,9$  - для ненаселенной.

$$l_{p2A10-1} = 0,8 \cdot 62,5 = 50 \text{ м}$$

$$l_{p2П10-1} = 0,8 \cdot 55 = 44 \text{ м}$$

Проведем расчет проводов и троса на механическую прочность. В первую очередь определим толщину стенки гололеда и величину скоростного напора ветра.

Определим среднюю высоту подвеса проводов на опоре по формуле (2.20) [14]

$$h_{cp} = \frac{\sum_{i=1}^n h_{тp i}}{m} - \lambda, (м) \quad (2.20)$$

где  $h_{cp}$ — средняя высота подвеса проводов на опоре (м);

$h_{тp i}$  —расстояние от земли до траверсы опоры (м) (рисунок 2.1,2.2);

$\lambda$  — длина гирлянды изоляторов (м);

$m$ — количество проводов на опоре (2).

Изоляторы выберем подходящие для ВЛ-6 кВ и соответствующие данным опорам: НЗ-2-7 (рисунок 2.2). Параметры представим в таблице 2.19

Таблица 2.19 - Натяжная изолирующая подвеска 6, 10 кВ 3.407.1-143.1.30  
стеклянный изолятор

Наименование	Типоразмер натяжного зажима	Марка и сечение провода	Длина натяжной изолирующей подвески, мм	
			h	H
Изолятор ПС70Д (стеклянный)	НЗ-2-7	АС-70/11; АС-95/16	127	664

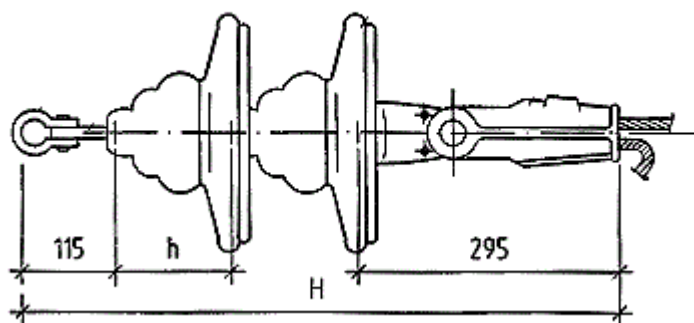


Рисунок 2.2 – Натяжная изолирующая подвеска 6, 10 кВ 3.407.1-143.1.30

$$h_{\text{ср}2\text{A}10-1} = \frac{8,85 + 19,47 + 21,67 + 8,85 + 19,47 + 21,67}{6} - 0,664 = 16 \text{ м}$$

$$h_{\text{ср}2\text{П}10-1} = \frac{8,1 + 10,3 + 12,5 + 8,1 + 10,3 + 12,5}{6} - 0,664 = 9,64 \text{ м}$$

Определим допустимую стрелу провеса провода по формуле (2.18) [14]

$$[f] = h_2 - \lambda - \Gamma, (\text{м}) \quad (2.18)$$

где  $h_2$  – расстояние от земли до нижней траверсы (м) (рисунок 2.1,2.2);

$\lambda$  - длина гирлянды изоляторов (м);

$\Gamma$  – габаритный размер (м) значения габаритного размера приведены в таблице 2.20.

Таблица 2.20 – Расстояние от провода до земли (габарит)

Характер местности	Расстояние от провода до земли (габарит), м, при номинальном напряжении ВЛ				
	до 35 кВ	110 кВ	220 кВ	330 кВ	500 кВ
Ненаселенная	6,0	6,0	7,0	7,5	8,0
Населенная	7,0	7,0	8,0	8,0	8,0
Труднодоступная	5,0	5,0	6,0	6,5	7,0

Допустимая стрела провеса провода:

$$[f]_{2\text{П}10-1} = 8,85 - 0,664 - 6 = 2,19 \text{ м}$$

$$[f]_{2\text{П}10-1} = 8,1 - 0,664 - 6 = 1,4 \text{ м}$$

Расстояние от проводов до земли меняется по длине пролета. Поэтому в расчетах используется понятие высоты приведенного центра тяжести проводов -  $h_{\text{пр}}$ . Величина  $h_{\text{пр}}$  определяется по формуле (2.19) [14]:

$$h_{пр} = h_{ср} - \frac{2}{3}[f], (\text{м}) \quad (2.19)$$

где  $h_{ср}$  – средняя высота подвеса проводов на опоре (м);

$[f]$  - допустимая стрела провеса провода (м).

Рассчитаем высоту приведенного центра тяжести проводов по формуле (2.19).

$$h_{пр2A10-1} = 16 - \frac{2}{3}2,19 = 14,54\text{м}$$

$$h_{пр2П10-1} = 9,64 - \frac{2}{3}1,4 = 8,71\text{м}$$

Далее определяем толщину стенки гололеда для провода по формуле (2.20).

$$C_{max} = k_{Г1} \cdot k_{Г2} \cdot C, (\text{мм}) \quad (2.20)$$

$$C_{max} = 1,0 \cdot 1,0 \cdot 20 = 20 \text{ мм}$$

где  $C_{max}$  – толщина стенки гололеда (мм);

$k_{Г1}$  - поправочный коэффициент на высоту [13];

$k_{Г2}$  - поправочный коэффициент на диаметр провода [13].

Скоростной напор ветра представляет собой давление воздуха, движущегося со скоростью  $V$ , на один квадратный метр. В ПУЭ [13] указаны нормативные значения скоростного напора на высоте 15 м от поверхности земли, они представлены в таблице 2.20. Поскольку скорость ветра увеличивается с увеличением высоты, то для  $h_{пр} \leq 15\text{м}$  значения  $q$  берутся непосредственно из таблицы 2.21

Таблица 2.21 – Нормативные значения скоростного напора на высоте 15 м от поверхности земли.

Район по ветру	Нормативное значение $q$ , $10 \text{ Н/м}^2$ , при повторяемости	
	1 раз в 5 лет	1 раз в 10 лет
1	27	40
2	35	40
3	45	50
4	55	65
5	70	80
6	85	100
7	100	125

Максимальное значение скоростного напора ветра, исходя из вышеперечисленных условий, равно  $q_{max} = 65$  Н/м.

Далее определим удельные нагрузки на провод. Удельную нагрузку от собственного веса возьмем из исходных данных и она равна  $\gamma_1 = 5,85 \cdot 10^{-3}$  Н/(м·мм<sup>2</sup>).

Удельная нагрузка от веса гололеда  $\gamma_2$  определяется по формуле (2.21) исходя из условия, что гололедные отложения имеют цилиндрическую форму плотностью:  $g_0 = 0,9 \cdot 10^{-3}$  Н/м · мм<sup>2</sup> [14]:

$$\gamma_2 = \frac{g_0 \cdot \pi \cdot C_{max} \cdot (d + C_{max})}{F}, \text{ (Н/м} \cdot \text{мм}^2\text{)} \quad (2.21)$$

$$\gamma_2 = \frac{0,9 \cdot 10^{-3} \cdot \pi \cdot 20 \cdot (13,5 + 20)}{111,3} = 17,01 \cdot 10^{-3} \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2$$

где  $C_{max}$  – толщина стенки гололеда, мм;

$d$  – диаметр провода, мм;

$F$  – фактическое сечение провода, мм<sup>2</sup>.

Удельная нагрузка от собственного веса провода и веса гололеда  $\gamma_3$  (формула (2.22)) [14]:

$$\gamma_3 = \gamma_1 + \gamma_2, \text{ (Н/м} \cdot \text{мм}^2\text{)} \quad (2.22)$$

$$\gamma_3 = (5,85 + 17,01) \cdot 10^{-3} = 22,86 \cdot 10^{-3} \text{ (Н/м} \cdot \text{мм}^2\text{)}$$

Удельная нагрузка от давления ветра, действующего перпендикулярно проводу, при отсутствии гололеда  $\gamma_4$  находится по формуле (2.23) [14]:

$$\gamma_4 = \frac{q_{max} \cdot k_l \cdot k_H \cdot C_X \cdot d}{F} \cdot 10^{-3}, \text{ (Н/м} \cdot \text{мм}^2\text{)} \quad (2.23)$$

$$\gamma_4 = \frac{65 \cdot 1,2 \cdot 0,75 \cdot 1,2 \cdot 13,5}{111,3} \cdot 10^{-3} = 8,5 \cdot 10^{-3} \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2$$

где  $q_{max}$  – скоростной напор ветра,  $\frac{\text{даН}}{\text{м}^2}$ ;

$k_l$  – коэффициент, учитывающий влияние длины пролета на ветровую нагрузку (таблица 2.22);

$k_H$  – коэффициент, учитывающий неравномерность скоростного напора ветра по пролету (таблица 2.23);

$C_X$  – коэффициент лобового сопротивления, равный 1,1 – для проводов диаметром 20 мм и более, свободных от гололеда; 1,2 – для всех проводов, покрытых гололедом, и для проводов диаметром меньше 20 мм, свободных от гололеда.

Таблица 2.22 – Коэффициент, учитывающий влияние длины пролета на ветровую нагрузку

Длина пролета, м	до 50	100	150	250 и более
Коэффициент $k_l$	1,2	1,1	1,05	1,0

Таблица 2.23 – Коэффициент, учитывающий неравномерность скоростного напора ветра по пролету

Скоростной напор ветра, даН/м <sup>2</sup>	до 27	40	55	76 и выше
Коэффициент $k_H$	1,0	0,85	0,75	0,7

Удельную нагрузку от давления ветра, действующего перпендикулярно проводу, при наличии гололеда  $\gamma_5$  определим по формуле (2.24) [14]:

$$\gamma_5 = \frac{q' \cdot k_l \cdot k_H \cdot C_X \cdot (d + 2C_{max})}{F} \cdot 10^{-3}, (\text{Н/м} \cdot \text{мм}^2) \quad (2.24)$$

$$\gamma_5 = \frac{16,25 \cdot 1,2 \cdot 1,0 \cdot 1,2 \cdot (13,5 + 2 \cdot 20)}{111,3} \cdot 10^{-3} = 11,25 \cdot 10^{-3} \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2$$

где  $q' = 0,25 \cdot q_{max}$  - для районов с толщиной стенки гололеда до 15 мм;

При определении  $\gamma_5$  значение коэффициента  $k_H$  берется из таблицы 2.22 для скоростного напора  $q'$

Удельная нагрузка от давления ветра и веса провода без гололеда  $\gamma_6$  находится по формуле (2.25) [14]:

$$\gamma_6 = \sqrt{\gamma_1^2 + \gamma_4^2} \cdot 10^{-3}, (\text{Н/м} \cdot \text{мм}^2) \quad (2.25)$$

$$\gamma_6 = \sqrt{5,85^2 + 8,5^2} \cdot 10^{-3} = 10,32 \cdot 10^{-3} \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2$$

Удельную нагрузку от давления ветра и веса провода, покрытого гололедом  $\gamma_7$  определим по формуле (2.26) [14]:

$$\gamma_7 = \sqrt{\gamma_3^2 + \gamma_5^2} \cdot 10^{-3}, (\text{Н/м} \cdot \text{мм}^2) \quad (2.26)$$

$$\gamma_7 = \sqrt{22,86^2 + 11,25^2} \cdot 10^{-3} = 25,48 \cdot 10^{-3} \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2$$

Для определения исходного режима используются так называемые критические пролеты. Суть понятия “критический пролет” заключается в следующем. На напряжение в проводе или тросе оказывают влияние нагрузка и температура окружающей среды. Их влияние проявляется в большей или меньшей степени в зависимости от длины пролета. При малых пролетах на напряжение в проводе значительное влияние оказывает температура, при больших пролетах – нагрузка. Граничный пролет, при котором влияние температуры и нагрузки на напряжения в проводе оказывается равноопасным, называется критическим [15].

Условия ограничения напряжения в проводе в трех указанных выше режимах определяют три критических пролета [15].

*Первый критический пролет* ( $l_{к1}$ ) – это такой пролет, при котором напряжение в проводе в режиме среднегодовой температуры равно допустимому при среднегодовой температуре, а в режиме низшей температуры – допустимому напряжению при низшей температуре [15].

*Второй критический пролет* ( $l_{к2}$ ) – это такой пролет, при котором напряжение в проводе при наибольшей нагрузке равно допустимому напряжению при наибольшей нагрузке, а в режиме низшей температуры – допустимому напряжению при низшей температуре [15].

*Третий критический пролет* ( $l_{к3}$ ) – это такой пролет, при котором напряжение в проводе в режиме среднегодовой температуры равно допустимому при среднегодовой температуре, а в режиме наибольшей нагрузки равно допустимому напряжению при наибольшей нагрузке [15].

Рассчитаем первый критический пролет по формуле (2.27)

$$l_{к1} = \frac{2 \cdot [\sigma_{t.ср}]}{\gamma_1} \cdot \sqrt{\frac{6 \cdot \left[ \frac{1}{E} ([\sigma_{t.ср}] - [\sigma_{t.min}]) + \alpha(t_{ср} - t_{min}) \right]}{1 - \left( \frac{[\sigma_{t.ср}]}{[\sigma_{t.min}]} \right)^2}}, \text{ (м)} \quad (2.27)$$

где  $E$  – модуль упругости ( $10^4$  Н/мм<sup>2</sup>);

$\alpha$  – температурный коэффициент линейного удлинения материала провода ( $10^{-6}$  град<sup>-1</sup>);

$[\sigma_{t.ср}]$  - допустимое механическое напряжение при среднегодовой температуре ( $10^{-5}$  Н/мм<sup>2</sup>);

$[\sigma_{t.min}]$  - допустимое механическое напряжение при низшей температуре ( $10^{-5}$  Н/мм<sup>2</sup>);

$t_{ср}$  - среднегодовая температура (град);

$t_{min}$  – низшая температура (град).



$$l_{k1} = \frac{2 \cdot 87}{5,85} \cdot \sqrt{\frac{6 \cdot \left[ \frac{1}{8,25} (87 - 116) + 1,92 \cdot (0 - (-40)) \right]}{1 - \left( \frac{87}{101,5} \right)^2}}$$

Выражение под корнем меньше нуля. Первый критический пролет – мнимый.

Найдем второй критический пролет по формуле (2.28)

$$l_{k2} = \frac{2 \cdot [\sigma_{t.cp}]}{\gamma_1} \cdot \sqrt{\frac{6 \cdot (t_{гол} - t_{min})}{\left( \frac{[\gamma_{max}]}{[\gamma_1]} \right)^2 - 1}}, \text{ (м)} \quad (2.28)$$

где  $t_{гол}$  – температура гололеда, равная  $-5^\circ\text{C}$ ;

$\gamma_{max}$  – удельная нагрузка от давления ветра и веса провода, покрытого гололедом  $\gamma_7$ .

$$l_{k2} = \frac{2 \cdot 87}{5,85} \cdot \sqrt{\frac{6 \cdot (-5 - (-40))}{\left( \frac{25,48}{5,85} \right)^2 - 1}} = 101,7 \text{ м}$$

Третий критический пролет рассчитаем по формуле (2.29)

$$l_{k3} = \frac{2 \cdot [\sigma_{t.max}]}{\gamma_1} \cdot \sqrt{\frac{6 \cdot \left[ \frac{1}{E} ([\sigma_{t.max}] - [\sigma_{t.cp}]) + \alpha (t_{гол} - t_{cp}) \right]}{\left( \frac{\gamma_{max}}{\gamma_1} \right)^2 - \left( \frac{[\sigma_{t.max}]}{[\sigma_{t.cp}]} \right)^2}}, \text{ (м)} \quad (2.29)$$

$$l_{k3} = \frac{2 \cdot 116}{5,85} \cdot \sqrt{\frac{6 \cdot \left[ \frac{1}{8,25} (116 - 87) + 1,92 (-5 - 0) \right]}{\left( \frac{25,48}{5,85} \right)^2 - \left( \frac{116}{87} \right)^2}}$$

Выражение под корнем меньше нуля. Первый критический пролет – мнимый.

Для определения исходного режима по соотношению критических и расчетного пролетов можно воспользоваться таблицей 2.24.

Таблица 2.24 – Условия выбора исходного режима

Соотношение $l_{к1}, l_{к2}, l_{к3}$	Соотношение $l$ и $l_{к}$	Параметры исходного режима
$l_{к1} < l_{к2} < l_{к3}$	$l < l_{к1}$	$[\sigma_{t\ min}], \gamma_1, t_{\min}$
	$l_{к1} < l < l_{к3}$	$[\sigma_{t\ cp}], \gamma_1, t_{cp}$
	$l > l_{к3}$	$[\sigma_{\gamma\ max}], \gamma_{\max}, t_{\text{гол}}$
$l_{к1} > l_{к2} > l_{к3}$	$l < l_{к2}$	$[\sigma_{t\ min}], \gamma_1, t_{\min}$
	$l > l_{к2}$	$[\sigma_{\gamma\ max}], \gamma_{\max}, t_{\text{гол}}$
$l_{к1}$ - мнимый	$l < l_{к3}$	$[\sigma_{t\ cp}], \gamma_1, t_{cp}$
	$l > l_{к3}$	$[\sigma_{\gamma\ max}], \gamma_{\max}, t_{\text{гол}}$
$l_{к3}$ - мнимый	$l < l_{к1}$	$[\sigma_{t\ min}], \gamma_1, t_{\min}$
	$l > l_{к1}$	$[\sigma_{t\ cp}], \gamma_1, t_{cp}$
$l_{к1}$ и $l_{к3}$ - мнимые	-	$[\sigma_{t\ cp}], \gamma_1, t_{cp}$

На основании полученных соотношений определяется исходный режим. Это режим максимальной нагрузки с параметрами:  $\sigma = [\sigma_{t.\text{cp}}] = 87 \cdot 10^{-5}$  Н/мм<sup>2</sup>,  $\gamma = \gamma_1 = 5,85 \cdot 10^{-3}$  Н/(м·мм<sup>2</sup>),  $t = t_{cp} = 0^\circ\text{C}$ .

Смета затрат по системе «ГРАНД-Смета».

Программный комплекс «ГРАНД-Смета», предназначен для автоматизации всего спектра сметных расчетов. В состав программного комплекса включена информационно-справочная система «ГРАНД-СтройИнфо», представляющая собой электронную библиотеку сметчика с большим объемом полезной методической и нормативно-справочной, федеральной и региональной информацией [16].

«ГРАНД-Смета», как программа, позволяет проводить следующие манипуляции:

- Создание всех видов сметной документации. Локальные сметные расчеты (сметы) - Создание смет базисным, базисно-индексным, ресурсным, ресурсноиндексным, базисно-компенсационным методом. Возможность сочетания методов расчета в одном документе и сравнение итогов;
- Сметы на проектно-изыскательские работы. Специальный инструмент для создания и проверки смет на проектно-изыскательские работы. Внешний вид документа максимально соответствует его печатному варианту;
- Формирование актов о приемке выполненных работ по форме КС-2 как в процентном соотношении от общей суммы сметы (возможно от остатка сметы), так и по фактически выполненным работам с контролем выполнения в виде гистограммы;
- Формирование справки о стоимости выполненных работ и затрат КС-3 в автоматическом режиме по актам выполненных работ КС-2;

- Автоматическое создание сводной ресурсной ведомости по выбранным актам выполненных работ. Формирование ведомости ресурсов на остаток выполненных работ;
- Объектные сметные расчеты (сметы), с возможностью автоматического создания на основе локальных расчетов, составленных в программе. С автоматическим распределением затрат по главам и синхронизацией данных при их изменении. Расчет показателя единичной стоимости;
- Создание дефектной ведомости;
- Составление графика календарного планирования на основе локальных сметных расчетов. Составление графика финансирования и графика поставки ресурсов на основе календарного плана;
- Автоматическое подведение итогов суммарной стоимости неучтенных ресурсов, оборудования и возврата материалов;
- Редактирование состава работ, ресурсов редактирование состава работ расценки, и т.д. и сохранение этих данных в отдельный пользовательский сборник для дальнейшего использования при составлении смет;
- Автоматическое формирование смет на основе выполненных по актам работ;
- Возможность автоматической экспертизы сметной документации на правильность применения сметных норм и расценок, выявление несоответствия позиций сметы с расценками нормативной базы; экспертиза текущих цен, нормативов накладных расходов и сметной прибыли, применённых индексов перевода в текущие цены. С выводом результатов в формат MS Excel и многое другое [16].

Для расчета сметы необходимы: ширина охранной зоны линии 6(10) кВ, которая равна 10 м [17], расстояние между двумя линиями одного напряжения (6/10кВ), равное 2,5 м [18, таблица 2].

Составлять смету будем так же по стандарту ОАО «ФСК ЕЭС» Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанций 35-750кВ и линий электропередачи напряжением 6,10-750кВ [19]

Стандарт предназначен для генерирующих компаний, сетевых организаций, субъектов оперативно-диспетчерского управления, а также для иных юридических и физических лиц, осуществляющих (имеющих намерения осуществить) инвестиции в строительство (реконструкцию) электростанций. Стандарт устанавливает единые требования к укрупненным показателям стоимости нового строительства (реконструкции) подстанций напряжением 35-750кВ и воздушных линий электропередачи напряжением 6-750кВ при осуществлении технологического присоединения электростанций к объектам электросетевого хозяйства [19].

Стандарт применяется для определения предварительной стоимости нового строительства (реконструкции) подстанций напряжением 35-750кВ и

воздушных линий электропередачи напряжением 6-750кВ вне зависимости от формы собственности и типа электростанции [19].

Укрупнённые стоимостные показатели приведены в базисном уровне цен 2000 г. и не включают НДС. В соответствии с постановлением Госстроя России от 08.04.2002 № 16 «О мерах по завершению перехода на новую сметно-нормативную базу ценообразования в строительстве» за новый базисный уровень принят уровень цен, сложившихся на 01.01.2000 [19].

Определение стоимости строительства в текущем (прогнозном) уровне цен осуществляется с применением индексов пересчета стоимости в текущий (прогнозный) уровень цен. Индексы представляют собой отношение стоимости продукции, работ или ресурсов в текущем уровне цен к стоимости в базисном уровне цен. Для определения текущего (прогнозного) уровня цен (цены текущего года) применяются коэффициенты, представленные в межрегиональном информационно-аналитическом бюллетене «Индексы цен в строительстве», издаваемом КО-ИНВЕСТ, раздел 1-капитальные вложения, а также прогноз уровня инфляции на период строительства [19].

Представим базисные показатели стоимости ВЛ и КЛ в таблицах 2.25 [19, таблица 9] и 2.26 [19, таблица 10]

Таблица 2.25 – Базисные показатели стоимости ВЛ.

Напряжение ВЛ, кВ	Базисные показатели стоимости двухцепной ВЛ переменного тока, тыс.руб./км	Базисные показатели стоимости КЛ 2 цепи в траншее (в ценах 2000 г.), тыс.руб./км
6-10	950	2100

Для получения полной стоимости ВЛ и КЛ к показателям из таблиц добавляются следующие затраты:

- 2% - временные здания и сооружения;
- 11% - проектно-изыскательные работы и авторский надзор;
- 2% - содержание Дирекции строительства;
- 5% - прочие работы и затраты [19].

Затраты на отвод земельного участка определяются отдельно и зависят от площади, занимаемой линией. Примерная площадь, занимаемая линией, составляет 104000 м<sup>2</sup> или 10,4 Га. По табличным данным [20] затраты на отвод земельного участка для такой площади составляют 21 311руб (в базе цен 2000 года).

Рассчитаем базисную стоимость в ценах 2000 года.

Определим стоимость прокладки 2,6 километров ВЛ в базисных ценах и стоимость прокладки 0,6 километров КЛ в базисных ценах (формула (2.30)).

$$C_{6n} = C_n \cdot l_n, \text{ (тыс. руб. )} \quad (2.30)$$

$$C_{6ВЛ} = 950 \cdot 2,6 = 2470 \text{ тыс. руб.}$$

$$C_{6КЛ} = 2100 \cdot 0,6 = 1260 \text{ тыс. руб.}$$

где  $C_{6n}$  – базисные стоимости за всю длину КЛ и ВЛ;  
 $C_n$  – базисные показатели стоимости ВЛ и КЛ;  
 $l_n$  – длины ВЛ и КЛ.

Определяем общую базисную стоимость прокладки ВЛ и КЛ по формуле (2.31)

$$C_6 = C_{6ВЛ} + C_{6КЛ}, \text{ (тыс. руб.)} \quad (2.31)$$

$$C_6 = 2470 + 1260 = 3730 \text{ тыс. руб.}$$

Полученную сумму увеличиваем на величину дополнительных затрат, чтобы получить стоимость прочих затрат (формула (2.32)):

$$З_6 = (З_{здания} + З_{проектные\ раб.} + З_{дирекция} + З_{прочие}) \cdot C_6, \text{ (тыс. руб./км)} \quad (2.32)$$

$$З_6 = (0,02 + 0,11 + 0,02 + 0,05) \cdot 3730 = 746 \text{ тыс. руб./км}$$

Определим общую базисную стоимость, с учетом затрат на отвод земельного участка (формула (2.32)):

$$C_{6\Sigma} = C_6 + З_6 + З_{земли}, \text{ (тыс. руб./км)} \quad (2.32)$$

$$C_{6\Sigma} = 3730 + 746 + 21,311 = 4497,311 \text{ тыс. руб.}$$

Проведем пересчет цен для 2017 года по индексным показателям [21, приложение 1, СФО].

Для пересчета на 2017 год необходимо базисные стоимости ВЛ и КЛ умножить на соответствующие коэффициенты. Для воздушной алюминиевого прокладки провода индекс ТЕР равен 4,68, а для подземной прокладки кабеля с алюминиевыми жилами ТЕР равен 5,39. Индекс для прочих затрат составляет 8,42. Отсюда следует, что

$$C_{ВЛ} = 2470 \cdot 4,68 = 11559,6 \text{ тыс. руб.}$$

$$C_{КЛ} = 1260 \cdot 5,39 = 6791,4 \text{ тыс. руб.}$$

$$З = 746 \cdot 8,42 = 6281,32 \text{ тыс. руб.}$$

$$З_{земли} = 21,311 \cdot 8,42 = 179,439 \text{ тыс. руб.}$$

$$C_{\Sigma} = 11559,6 + 6791,4 + 6281,32 + 179,439 = 24811,759 \text{ тыс. руб.}$$

По итогу получили общую сумму затрат на прокладку линии без учета НДС. С учетом НДС получим сумму 29277,876 тыс.руб.

Так же в системе ГРАНД – Смета проведем объектный сметный расчет на строительство ВЛ 6 кВ. проводится он непосредственно в самой программе «ГРАНД-Смета» и получаем результат в формат MS Excel. Расчет проводится на основании нормативной документации, включенной в состав самой программы и нормативных документов Земельного и Трудового законодательства, постановлений, писем Минстроя России и т.д. В таблице 2.26 представлен примерный объектный сметный расчет на строительство ВЛ 6 кВ

Таблица 2.26 – Объектный сметный расчет на строительство ВЛ 6 кВ

Сметная стоимость 8812,641 тыс. руб.									
Средства на оплату труда 1434,616 тыс. руб.									
Расчетный измеритель единичной стоимости									
Составлена в ценах по состоянию на 1 кв. 2017г									
пп	Номера сметных расчетов (смет)	Наименование работ и затрат	Сметная стоимость					Средства на оплату труда	Показатели единичной стоимости
			строительных работ	монтажных работ	оборудования, мебели, инвентаря	прочих	всего		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>Локальные сметные расчеты</b>									
	75200140275Д-33-ПД-835000-СМ-04-01-01 (С01)	ВЛ 6кВ. Опоры	6456,141				6456,141	1248,116	
	7520014-0275Д-33-ПД-835000-СМ-04-01-02 (С01)	ВЛ 6кВ. Подвеска проводов	959,697	75,788			1035,485	172,154	
		Итого "Локальные сметные расчеты"	7415,838	75,788			7491,626	1420,27	
<b>Временные здания и сооружения</b>									
	ГСН-81-05-01-2001 п.1,3	Временные здания и сооружения - 3,5%	261,735	2,644			28059,15		
		Итого "Временные здания и сооружения"	261,735	2,644			28059,15		

Окончание таблицы 2.26

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
		Итого с учетом "Временные здания и сооружения"	7677,573	78,432			7756,005	1420,27	
<b>Прочие работы и затраты</b>									
	ГСН-81-05-02-2001 п.1.1, ОП п.9	Производство работ в зимнее время 9,3%*1*1,08	785,206	7,931			793,137		
	ГСН-81-05-02-2007 табл.2	Снегоборьба - 0,6%	52,347	0,529			52,876		
		Итого "Прочие работы и затраты"	837,553	8,46			846,013		
		Итого с учетом "Прочие работы и затраты"	8515,126	86,892			8602,018	1420,27	
<b>Проектные и изыскательские работы</b>									
		Итого с учетом "Проектные и изыскательские работы"	78,521				78,521	14,346	
<b>Непредвиденные затраты</b>									
	МДС 81-35.2004 п.4.96	Непредвиденные затраты - 1,5%	130,868	1,322			13771,01		
		Итого "Непредвиденные затраты"	130,868	1,322			13771,01		
<b>Налоги и обязательные платежи</b>									
		Всего по объектной смете	8724,515	88,214			8812,641	1434,616	



Исходя из полученных данных рассчитаем срок окупаемости линии, в случае ее строительства. Для этого определим среднюю разницу в тарифах за год в разных классах напряжения по формуле (2.33).

$$T_{\Delta} = (T_{\Sigma\text{НДС СН-2}} - T_{\Sigma\text{НДС СН-1}}) \cdot 12, \text{ (тыс. руб./год)} \quad (2.33)$$

$$T_{\Delta} = (2119,169 - 1899,923) \cdot 12 = 2\,639,268 \text{ тыс. руб./год}$$

где  $T_{\Sigma\text{НДС СН-2}}$  – общая стоимость электроэнергии и мощности с учетом НДС за январь в классе напряжения СН-2;

$T_{\Sigma\text{НДС СН-1}}$  – общая стоимость электроэнергии и мощности с учетом НДС за январь в классе напряжения СН-1;

12 – количество месяцев в году.

Срок окупаемости рассчитаем по формуле (2.34)

$$\text{Окуп} = \frac{C_{\Sigma\text{НДС}}}{T_{\Delta}}, \text{ (лет)} \quad (2.34)$$

$$\text{Окуп} = \frac{29277,876}{2639,268} = 11 \text{ лет}$$

Также на основании ставки рефинансирования можно спрогнозировать уменьшение срока окупаемости вследствие инфляции. Ключевая ставка с 19.06 2017 года составляет 9% [22]. Определим срок окупаемости с учетом инфляции по формуле (2.35).

$$\text{Окуп} = \frac{C_{\Sigma\text{НДС}}}{T_{\Delta} \cdot \text{Инф}}, \text{ (лет)} \quad (2.35)$$

$$\text{Окуп} = \frac{29277,876}{2639,268 \cdot 1,09} = 10 \text{ лет}$$

В результате, по укрупненным показателям, получили срок окупаемости 10 лет. Если учесть ежегодный рост тарифов на электроэнергию и мощность, можно уменьшить эту цифру примерно до 8-9 лет.

## 2.4.2 Предложение по выкупу линии у ПАО «МРСК Сибири» - «Хакасэнерго»

Строительство линии для предприятия такого масштаба как ГУП РХ «Хакресводоканал» весьма затратное, поэтому есть смысл рассмотреть выкуп линии у нынешнего владельца, а именно у ПАО «МРСК Сибири» - «Хакасэнерго». Для того чтобы определить примерную стоимость линии в случае покупки необходимо учесть тот факт, что линия во время эксплуатации изнашивается, что приводит к снижению ее стоимости.

Коэффициент износа линии определить напрямую невозможно, поэтому примем табличное значение, зная минимальную информацию о линии. Линия введена в эксплуатацию довольно давно, но при этом проводился ремонт и замена ее проводов линии. При эксплуатации линии всегда есть такие внешние факторы как климатические условия, человеческий фактор, сейсмическая активность и т.д. Поэтому из таблицы [23, таблица 3.2.1] значение коэффициента физического износа примем как для “оборудования с небольшими дефектами эксплуатации, которые не ограничивают его работоспособность, оборудования после капитального ремонта, в хорошем состоянии” [23, таблица 3.2.1] и равен он будет  $k_{и,физ} = 0,20 - 0,35$ . Примем среднее значение коэффициента 0,275.

Отсюда можем рассчитать примерную стоимость линии с условием снижения ее стоимости по формуле (2.36)[24]

$$C_{\text{продажи}} = C_{\text{СНДС}} \cdot (1 - 0,275), \text{ (тыс. руб.)} \quad (2.36)$$

$$C_{\text{продажи}} = 29277,876 \cdot (1 - 0,275) = 21\,226,46 \text{ тыс. руб.}$$

где  $C_{\text{продажи}}$  – стоимость продажи линии с учетом коэффициента износа физического.

Если учесть еще, что есть так же моральный износ, который отражает потерю конкурентоспособности на рынке в сравнении с другими аналогичными объектами и так же устаревшее оборудование, то стоимость линии может снизиться еще на 15-20 %. Таким образом получим следующую сумму: 16981,168 тыс.руб. При выкупе линии срок окупаемости сократится до 6 лет.

### 3. Процедура перехода на ЗЦК в класс напряжения СН-1

Для перехода на другой тариф по оплате электроэнергии и мощности необходимо выполнить некоторые манипуляции, связанные с анализом и корректировкой договора энергоснабжения. Для этого анализа разработана специальная методика [25].

Порядок действий по этой методике состоит из двух основных этапов:

- проверка правильности применения тарифа;
- проверка начислений за «нормативные потери» [25].

Первый этап включает в себя следующие действия.

1. Определение границы балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности сторон. Границы балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности сторон определяются по акту разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности сторон и прилагаемой к нему однолинейной схеме электроснабжения [25].

Возможны следующие варианты:

- Границы балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности сторон совпадают и находятся в трансформаторной подстанции (далее – ТП) и питающая линия от ТП принадлежит Потребителю, в этом случае за уровень напряжения принимается значение питающего напряжения подстанции;

- Границы балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности сторон не совпадают, причем граница балансовой принадлежности находится у Потребителя и питающий кабель от ТП не принадлежит Потребителю, но находится в обслуживании (в аренде) у Потребителя;

- Границы балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности сторон совпадают, причем граница балансовой принадлежности находится у Потребителя, такой границей обычно являются кабельные наконечники питающего кабеля в электрощитовой Потребителя (вводное распределительное устройство 0,4 кВ или питание осуществляется не от ТП, а от устройств 0,4 кВ (воздушная линия 0,4кВ, шкаф силовой 0,4кВ)) [25] [26].

2. Определение уровня напряжения, обозначенного в приложении к договору энергоснабжения. В приложении к договору энергоснабжения (приложение «Точки поставки электрической энергии Потребителя с указанием места установки расчетных (контрольных) электросчетчиков, максимальной мощности, категоричности объектов) указывается уровень напряжения, в соответствии с которым в дальнейшем определяется тариф и ведется расчет с энергоснабжающей организацией [25].

3. Определение уровня напряжения, обозначенного в ведомости приема-передачи электрической энергии (мощности). В ведомости приема-

передачи указывается уровень напряжения, в соответствии с которым применен тариф и произведены начисления за электрическую энергию[25].

4. Определение соответствия уровней напряжения по пунктам 1-3. Уровень напряжения, указанный в приложении к договору энергоснабжения должен соответствовать уровню напряжения, определенному по акту разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности сторон и однолинейной схеме электроснабжения. Также аналогичный уровень напряжения должен быть указан в ведомости приема-передачи электрической энергии (мощности) [25].

Результаты этого этапа могут быть следующие:

1. Если уровень напряжения, определенный по акту разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности сторон и однолинейной схеме электроснабжения соответствует уровням напряжения, указанным в приложении к договору энергоснабжения и ведомости приема-передачи электрической энергии, то документы заполнены верно и тариф за электрическую энергию будет правильно применен[25].

2. Если уровень напряжения, определенный по акту разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности сторон и однолинейной схеме электроснабжения – один, а в приложении к договору энергоснабжения и/или в ведомости приема-передачи электрической энергии (мощности) указан уровень напряжения другой, то необходимо обратиться в энергоснабжающую организацию для изменения уровня напряжения в договоре энергоснабжения и запросить перерасчет оплаты и возврат денежных средств, определенных по результатам перерасчета за электрическую энергию за последние три года [25] [27].

Второй этап представлен в виде следующих действий.

1. Определение места установки прибора учета. Определяем место установки прибора учета по акту разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности сторон и однолинейной схеме электроснабжения. Прибор учета должен быть с непросроченным сроком поверки (срок поверки указан в акте ввода в эксплуатацию приборов учета электроэнергии), иначе плата за электроэнергию взимается по установленной мощности, а не по результатам показаний прибора учета [25].

При определении возможны 2 варианта

- Прибор учета установлен на границе балансовой принадлежности. В таком случае величину потерь электрической энергии принимают «нулевой», а в приложении к договору электроснабжения величина потерь не указывается[25].

- Прибор учета установлен не на границе балансовой принадлежности, а на участке электрической сети со стороны Потребителя. В таком случае объем потребления электрической энергии, определенный на основании показаний такого прибора учета, в целях осуществления расчетов по договору энергоснабжения подлежит корректировке на величину потерь электрической энергии, возникающих на участке сети от границы балансовой принадлежности до места установки прибора учета. Величина потерь

электрической энергии указывается в приложении к договору энергоснабжения [25].

2. Определение величины потерь электрической энергии. Если величина потерь электрической энергии, отраженная в приложении к договору энергоснабжения более 1%, то ее необходимо проверить, пример расчета приводится методике [25].

Результаты этого этапа могут быть следующие:

1. Если определено, что прибор учета установлен на границе балансовой принадлежности и по приложению к договору энергоснабжения потери электрической энергии равны нулю, значит, документы заполнены верно и начислений за потери электрической энергии не будет [25].

2. Если определено, что прибор учета установлен на границе балансовой принадлежности, но в приложении к договору энергоснабжения указана величина потерь, то необходимо обратиться в энергоснабжающую организацию для изменения величины потерь на «нулевые» в приложении к договору энергоснабжения [25].

3. Если определено, что прибор учета установлен не на границе балансовой принадлежности, а на участке сети со стороны Потребителя и указанная величина потерь в приложении к договору энергоснабжения менее 1%, то документы заполнены верно и начисления за потери электрической энергии начисляются правильно [25].

4. Если определено, что прибор учета установлен не на границе балансовой принадлежности, а на участке электрической сети со стороны Потребителя и расчетная величина нормативных потерь меньше чем потери, указанные в приложении к договору энергоснабжения, то необходимо обратиться в энергоснабжающую организацию для изменения величины потерь в приложении к договору энергоснабжения на меньшее значение, определенное в результате расчета [25].

По выполнению всех этих этапов и пунктов проводится корректировка договора энергоснабжения, его приложений. Затем обе стороны должны проверить его, внести поправки, подписать два экземпляра, один оставить себе, второй отправить в организацию указанную в договоре. Данные действия приведут к снижению затрат на оплату услуг по передаче электрической энергии.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В данной работе был произведен анализ тарифов на розничном рынке, анализ действующего и выбор оптимального тарифа для потребителя «2-й водоподъём» ГУП РХ «Хакресводоканал». Также в связи с этим были предложены следующие варианты действий: реконструкция схемы, путем прокладки новой линии, или выкуп у ПАО «МРСК Сибири» - «Хакасэнерго» имеющейся линии для питания именно этого потребителя.

Был произведен сметный расчет по укрупненным показателям для строительства линии и рассчитан примерный срок окупаемости, который составил 8-9 лет. Так же был произведен расчет стоимости линии, в случае её продажи, с учетом физического и морального износа и срок окупаемости данного мероприятия составил 6 лет.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Хакресводоканал История [Электронный ресурс] : база данных содержит сведения об исторических изменениях в структуре ГУП РХ Хакресводоканал // Черногорск – Режим доступа: <http://www.hakresvod.ru/index.php/o-kompanii/istoriya>
2. Что такое ценовые категории электроэнергии [Электронный ресурс] : портал потребителей энергоресурсов и ЖКХ / Москва – Режим доступа: [https://gkh-konsultant.ru/sovets/elektrosnabgenie/yuridicheskim/licam/vibor\\_varianta\\_tarifa\\_na\\_elektroenergiyu\\_cenovoi\\_k/Chto\\_takoe\\_cenovaya\\_kategoriya\\_elektroenergii/](https://gkh-konsultant.ru/sovets/elektrosnabgenie/yuridicheskim/licam/vibor_varianta_tarifa_na_elektroenergiyu_cenovoi_k/Chto_takoe_cenovaya_kategoriya_elektroenergii/)
3. ХакасЭнергоСбыт [Электронный ресурс] : Составляющие расчета средневзвешенных нерегулируемых цен электрической энергии (мощности) / Абакан 2012 – Режим доступа : <http://www.khakensb.ru/corporate/the-maximum-levels-of-unregulated-prices-and-their-components/electric-ener.php>
4. АТС Администратор Торговой Системы [Электронный ресурс] : база данных содержит сведения о часах пиковой нагрузки / Москва 2016 – Режим доступа: <http://www.atsenergo.ru/results/market/calcfacthour>
5. Плановые часы пиковой нагрузки [Электронный ресурс] : Системный оператор / АО «СО ЕЭС» – Режим доступа: [http://so-ops.ru/fileadmin/files/company/markets/2016/pik\\_chas2016.pdf](http://so-ops.ru/fileadmin/files/company/markets/2016/pik_chas2016.pdf)
6. Кабышев, А. В., Расчет и проектирование систем электроснабжения: Справочные материалы по электрооборудованию: Учеб. пособие / Кабышев А.В, Обухов С.Г. Том. политехн. ун-т. – Томск, 2005. – 168 с
7. Количество силовых установок Коэффициент одновременности [Электронный ресурс] Справочник химика 21 / 2015 – Режим доступа: <http://chem21.info/tabs/170229/>
8. Выбор проводов и кабелей по экономической плотности тока [Электронный ресурс] WEBSORS / 2017 – Режим доступа: [https://www.websor.ru/vjbor\\_po\\_ekonom\\_plotnosti.html](https://www.websor.ru/vjbor_po_ekonom_plotnosti.html)
9. Справочник по проектированию электроэнергетических систем/Под ред. С.С.Рокотяна и И.М.Шапиро. // М. : Электроатомиздат – 1985. – 352 с.
10. Технические характеристики кабелей на напряжение 6, 10,20,35 кВ [Электронный ресурс] : Справочная информация по кабелям // «Электрокабель» Кольчугинский завод / 2008 – Режим доступа: <http://www.elcable.ru/product/appl/prilog1.pdf>
11. Попов, Н. М., Д.М. Олин Справочник электрика по электрооборудованию сельского хозяйства для студентов 4, 5, 6 курсов специальности 311400 «Электрификация и автоматизация сельского хозяйства» очной и заочной формы обучения / Н.М. Попов, Д.М. Олин // Учебно-справочное издание / Кострома: КГСХА, 2005. — 102 с.

12. Активные и реактивные сопротивления кабелей [Электронный ресурс] : Энергетика, оборудование и документация / Москва – Режим доступа: <http://forca.ru/spravka/spravka/aktivnye-i-reaktivnye-soprotivleniya-kabeley.html>
13. Правила устройства электроустановок / Министерство топлива и энергетики РФ // 7-е изд., перераб. и доп. С изменениями / М. Главгосэнергонадзор России, 2002. – 606 с.: ил.
14. Расчет и проектирование воздушных линий электропередач [Электронный ресурс] : Рефераты по физике / Режим доступа: [http://www.bestreferat.ru/referat-246590.html#\\_Toc202715684](http://www.bestreferat.ru/referat-246590.html#_Toc202715684)
15. Проектирование механической части воздушных ЛЭП. [Электронный ресурс] : Учебное пособие по курсовому и дипломному проектированию. / Киров, 2004.-99 с.
16. Подробнее о ПК «ГРАНД-Смета» [Электронный ресурс] : Международная группа компаний «ГРАНД» // Москва – 2017 – Режим доступа: <http://www.grandsmeta.ru/images/pcgrandsmeta.pdf>
17. О порядке установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон [Электронный ресурс] : Постановление Правительства РФ от 24.02.2009 N 160 (ред. от 17.05.2016) // Режим доступа: <http://legalacts.ru/doc/postanovlenie-pravitelstva-rf-ot-24022009-n-160/>
18. Допустимые расстояния от проводов ВЛ 6-10 кВ до различных объектов [Электронный ресурс] : Статьи о ВЛ / Электроэнергетика – Режим доступа: <http://forca.ru/spravka/vl-i-provoda/dopustimye-rasstoyaniya-ot-provodov-vl-6-10-kv-do-razlichnyh-obektov.html>
19. СТО 56947007-29.240.014-2008 Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанций 35-750кВ и линий электропередачи напряжением 6,10-750кВ // Введ.18.04.2008 / ОАО «ФСК ЕЭС», 2008 – 12 с.
20. Сметное ценообразование в строительстве: учебно-методическое пособие/ СПб. гос. архит. // строит. ун-т, СПб. гос. бюдж. обр. учр. колледж туризма и гостиничного сервиса. – СПб., 2012. – 10 с.
21. Письмо Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации: офиц. текст – Москва: Минстрой России, 2017. – 25 с.
22. Банк России сегодня [Электронный ресурс] : Центральный Банк Российской Федерации // Москва / © Банк России, 2000–2017 – Режим доступа: <http://cbr.ru>
23. Ковалев, А. П. Оценка стоимости машин, оборудования и транспортных средств. [Электронный ресурс] / А. П. Ковалев // – М.: Интерреклама, 2003. – 488 с.
24. Асаул, А. Н. Оценка стоимости машин и оборудования [Электронный ресурс] / А.Н. Асаул, Старинский В.Н. / учебное пособие / Под ред. д.э.н., проф. А.Н. Асаула. // СПб.: «Гуманистика» / 2005. - 208 с.
25. Методика анализа и корректировки условий договора энергоснабжения офиц. текст. – Москва : 2011. – 16 с.



26. Об утверждении Методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке : Приказ ФСТ России от 06.08.2004 №20-э/2 // Приказ ФСТ России – 2004 – 06 августа.

27. Общий срок исковой задолженности : кодекс // Гражданский кодекс РФ – Принят Государственной Думой 21 октября 1994 года – с изменениями на 28 марта 2017г – 1551 с.

Бакалаврская работа выполнена мной самостоятельно. Использованные в работе материалы и концепции из опубликованной научной литературы и других источников имеют ссылки на них.

Отпечатано в   1   экземпляре.

Библиография   27   наименований.

«      »                      20   г.  
(дата)

\_\_\_\_\_  
(подпись)

Федосеева Н.А.  
(ФИО)