

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Южно-Уральский государственный университет»  
(национальный исследовательский университет)  
Политехнический институт  
Факультет «Заочный»  
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Рецензент

\_\_\_\_\_ 2018 г.  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ И.М. Кирпичникова  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.

РАЗРАБОТКА ЭКОНОМИКО-МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ  
ОБОСНОВАНИЯ РАЦИОНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ ВНЕШНЕГО  
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В  
СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА  
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ  
ЮУрГУ – 13.04.02.2018.345.00.00 ПЗ ВКР

Руководитель проекта  
Доцент кафедры ЭССиСЭ, к.т.н.  
\_\_\_\_\_ Г.С. Валеев  
\_\_\_\_\_ 2018 г.

Автор проекта  
студент группы ПЗ-385  
\_\_\_\_\_ Р.В. Казаков  
\_\_\_\_\_ 2018 г.

Нормоконтролер  
старший преподаватель  
\_\_\_\_\_ Н.Ю. Аверина  
\_\_\_\_\_ 2018 г.

Челябинск 2018

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Южно-Уральский государственный университет»  
(Национальный исследовательский университет)  
Политехнический институт  
Факультет «Заочный»  
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»  
Направление 13.04.02 – «Электроэнергетика и электротехника»  
Магистерская программа 13.04.02  
«Оптимизация развивающихся систем электроснабжения»

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой ЭССиСЭ  
\_\_\_\_\_ И.М. Кирпичникова  
\_\_\_\_\_ 2018 г.

ЗАДАНИЕ  
на выпускную квалификационную работу студента

Казакова Руслана Викторовича

Группа ПЗ-385

1 Тема работы: Разработка экономико-математической модели обоснования рационального напряжения внешнего электроснабжения потребителей в современных условиях.

Утверждена приказом ректора ЮУрГУ от 25.12.2017 № 2438

Срок сдачи студентом законченной работы – 05.01.2018 г.

2 Исходные данные к работе:

- 1 Сборник укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанций и линий электропередачи для нужд ОАО «Холдинг МРСК».
- 2 Изменение стоимости электроэнергии за 3 года с 2015 по 2017 гг.
- 3 Суточные и годовые графики нагрузок предприятий.

3 Содержание расчетно-пояснительной записки (перечень подлежащих разработке вопросов)

- 1 Введение

- 2 Анализ состояния вопроса в России и за рубежом. Обоснование актуальности разработки новой математической модели
- 3 Разработка экономико-математической модели обоснования рационального напряжения внешнего электроснабжения потребителей в современных условиях
- 4 Описание методики определения рационального напряжения внешнего электроснабжения
- 5 Апробация разработанной модели методики определения рационального напряжения на примере внешнего электроснабжения машиностроительного предприятия
- 6 Сопоставление результатов, полученных с помощью разработанной модели, с данными, полученными с использованием известных формул
- 7 Заключение

4 Дата выдачи задания: «\_\_\_» октября 2015 г.

Научный руководитель \_\_\_\_\_ / Г.С. Валеев /

Задание принял к исполнению \_\_\_\_\_ / Р.В. Казаков /

## КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

№ п/п	Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметки руководителя о выполнении
1	Введение		
2	Анализ состояния вопроса в России и за рубежом. Обоснование актуальности разработки новой математической модели	26.01.2016	
3	Разработка экономико-математической модели обоснования рационального напряжения внешнего электроснабжения потребителей в современных условиях	31.05.2016	
4	Описание методики определения рационального напряжения внешнего электроснабжения	23.11.2016	
5	Апробация разработанной модели методики определения рационального напряжения на примере внешнего электроснабжения машиностроительного предприятия	13.10.2017	
6	Сопоставление результатов, полученных с помощью разработанной модели, с данными, полученными с использованием известных формул	30.10.2017	
7	Оформление пояснительной записки	20.11.2017	
8	Сдача готовой работы на кафедру, представление работы на рецензию	05.01.2018	

Заведующая кафедрой ЭССиСЭ \_\_\_\_\_ / И.М. Кирпичникова/  
 Научный руководитель работы \_\_\_\_\_ / Г.С. Валеев/  
 Магистрант \_\_\_\_\_ / Р.В. Казаков

## АННОТАЦИЯ

Казаков Р.В. Разработка экономико-математической модели обоснования рационального напряжения внешнего электроснабжения потребителей электроэнергии в современных условиях – Челябинск: ЮУрГУ, факультет ПЗ, 2018, 43 с., 12 ил., библиогр. список 7 – наименований.

Ключевые слова: рациональное напряжение, экономическая плотность тока, эквивалентный график нагрузки, число часов максимума нагрузки, дисконтированные затраты.

Объект исследования – система внешнего электроснабжения предприятия

Цель работы – разработка экономико-математической модели для обоснования рационального напряжения внешнего электроснабжения в современных экономических условиях.

Особенность выпускной квалификационной работы состоит в разработке новой экономико-математической модели обоснования рационального напряжения внешнего электроснабжения, учитывающей изменения стоимости электроэнергии, рост нагрузки с течением времени, необходимости обслуживания заемных кредитных средств. Результаты исследования – работа направлена на решение актуальной проблемы оптимизации затрат на строительство и эксплуатацию линий электропередач, и главной понизительной подстанции.

Работа может представлять интерес для проектных организаций, электросетевых компаний, предприятий, планирующих проектирование и реконструкцию сетей электроснабжения.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....	5
ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ВОПРОСА В РОССИИ И ЗА РУБЕЖОМ.....	7
Задачи исследования.....	8
2 РАЗРАБОТКА ЭКОНОМИКО-МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ОБОСНОВАНИЯ РАЦИОНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ ..	11
2.1 Общие положения и допущения, принимаемые при составлении модели.....	11
2.2 Разработка математической модели для определения экономической плотности тока.....	31
2.3 Составление целевой функции затрат за расчетный период на сооружение и эксплуатацию системы внешнего электроснабжения предприятий, учитывающей изменения происходящие в экономике и рост нагрузки во времени.....	33
Вывод по разделу два.....	33
3 ОПИСАНИЕ МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ РАЦИОНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	34
Вывод по разделу три.....	35
4 АПРОБАЦИЯ РАЗРАБОТАННОЙ МОДЕЛИ МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ РАЦИОНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ НА ПРИМЕРЕ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ.....	35
Вывод по разделу четыре.....	39
5 СОПОСТАВЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ, ПОЛУЧЕННЫХ С ПОМОЩЬЮ РАЗРАБОТАННОЙ МОДЕЛИ, С ДАННЫМИ, ПОЛУЧЕННЫМИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИЗВЕСТНЫХ ФОРМУЛ.....	40
Вывод по разделу пять.....	41
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	42
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	43

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ВКР	Выпускная квалификационная работа
СЭС	Система электроснабжения
ЛЭП	Линия электропередачи
ВЛ	Воздушная линия
ГПП	Главная понизительная подстанция
ТСН	Трансформатор собственных нужд
ОРУ	Открытое распределительно устройство
ЗРУ	Закрытое распределительное устройство

## ВВЕДЕНИЕ

**Актуальность темы** в настоящий момент при проектировании СЭС промышленных предприятий важным вопросом является выбор рациональных напряжений внешнего электроснабжения, так как их значения определяют параметры ЛЭП и выбираемого электрооборудования подстанций и сетей, и значит, размеры капиталовложений, потери электроэнергии и эксплуатационные расходы.

Так как тарифы на электроэнергию при присоединение предприятия к сетям различного номинального напряжения различаются заметно, то при решении поставленной задачи необходимо в затратах за расчетный период учитывать стоимость потребленной электроэнергии.

**Объектом исследования** является система внешнего электроснабжения предприятия.

**Цель работы** заключается в разработке новой экономико-математической модели обоснования рационального напряжения внешнего электроснабжения промышленных предприятий в современных экономических условиях.

**Результаты исследования** – разработана экономико-математическая модель обоснования рационального напряжения, которая учитывает такие факторы, как изменение тарифа на электроэнергию, рост потребляемой мощности в период эксплуатации, стоимость обслуживания банковского кредита, форма графика нагрузок и т.д.



## 1 АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ВОПРОСА В РОССИИ И ЗА РУБЕЖОМ

С целью снижения объема вычислений работы связанной с выбором напряжения питания потребителей при нахождении рационального напряжения используют приближенные формулы. При проектировании СЭС принято определять рациональное напряжение по различным расчетным выражениям[1].

Так в Германии инженер Вейкерт предложил определять рациональное напряжение по формуле:

$$U_{\text{рац.}} = 3\sqrt{S} + 0,5L, \quad (1.1)$$

где  $S$  – передаваемая мощность, МВ·А;

$L$  – расстояние, км.

В американской практике применяют формулу Стилла:

$$U_{\text{рац.}} = 4,34\sqrt{L + 16P}, \quad (1.2)$$

где  $P$  – передаваемая мощность, МВт;

$L$  – расстояние, км.

В России применяют формулу Залесского:

$$U_{\text{рац.}} = \sqrt{P(100 + 15\sqrt{L})}, \quad (1.3)$$

где  $P$  – передаваемая мощность, МВт;

$L$  – расстояние, км.

Также в России применяют формулу Илларионова:

$$U_{\text{рац.}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{300}{L} + \frac{2500}{P}}}, \quad (1.4)$$

где  $P$  – передаваемая мощность, МВт;

$L$  – расстояние, км.

В Швеции для отыскания рационального напряжения используют следующую формулу:

$$U_{\text{рац.}} = 17\sqrt{\frac{L}{16} + P}, \quad (1.5)$$

где  $P$  – передаваемая мощность, МВт;

$L$  – расстояние, км.

Для оценки значений рациональных напряжений вычисляемых по формулам (1.1), (1.2), (1.3), (1.4), (1.5) произведем расчет напряжений по данным формулам, при фиксированном значении  $P$  и  $L$ .

В формуле (1.1) используется полная мощность, которая находится по следующему выражению:

$$S = \sqrt{P^2 + Q_{\text{эс}}^2} = \sqrt{P^2 + (P \cdot \text{tg}\varphi_{\text{норм.}})^2},$$

где  $Q_{\text{эс}}$  – экономически эффективная реактивная мощность, потребляемая со стороны высшего напряжения, МВАр;

$\text{tg}\varphi_{\text{норм.}}$  – нормируемый коэффициент реактивной мощности, примем 0,5.

Примем  $P = 30$  МВт,  $L = 25$  км. Полученные значения напряжений сведем в таблицу 1.1.

Таблица 1.1 – Значения рациональных напряжений

$U_{\text{рац.}} = 3\sqrt{S} + 0,5L$	$U_{\text{рац.}} = 4,34\sqrt{L+16P}$	$U_{\text{рац.}} = \sqrt{P(100+15\sqrt{L})}$	$U_{\text{рац.}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{300}{L} + \frac{2500}{P}}}$	$U_{\text{рац.}} = 17\sqrt{\frac{L}{16} + P}$
27,1 кВ	97,1 кВ	70,8 кВ	100,8 кВ	95,0 кВ

Как видно из таблицы 1.1, полученные значения рациональных напряжений при помощи вышеприведенных выражений сильно разнятся. Это связано с тем, что на величину рационального напряжения, соответствующего минимуму затрат, оказывает влияние множество факторов, таких как например, изменение тарифа, рост нагрузки, длина ЛЭП, что невозможно учесть двумя коэффициентами. Кроме того, часть этих факторов являются функцией времени. Поэтому разработка новой экономико-математической модели для определения рационального напряжения в современных условиях является актуальной задачей.

#### Задачи исследования

1. Разработка новой экономико-математической модели по определению рационального напряжения внешнего электроснабжения промышленных предприятий в современных экономических условиях, которая бы учитывала такие факторы, как стоимость потребленной электроэнергии, конструктивное исполнение ВЛ, подстанций, нормируемый коэффициент мощности и т.д.

2. Апробация разработанной модели определения рационального напряжения на примере внешнего электроснабжения машиностроительного предприятия.

3. Сопоставление результатов, полученных с помощью разработанной модели, с данными, полученными с использованием известных формул.

## 2 РАЗРАБОТКА ЭКОНОМИКО-МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ОБОСНОВАНИЯ РАЦИОНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ

### 2.1 Общие положения и допущения, принимаемы при составлении модели

Электроснабжение потребителей может осуществляться от различных источников расположенных вблизи объекта электроснабжения на разных напряжениях и с использованием различных конструктивных решений (типовых схем подстанций, токопроводов, воздушных линий, кабельных линий и т.д.). Поэтому при проектировании СЭС всегда стоит задача рационального напряжения внешнего электроснабжения, соответствующего минимальным затратам за расчётный период. Оценка затрат даже на один вариант требует большой вычислительной работы. Использование же существующих расчетных формул для определения приближенного значения рационального напряжения вызывает сомнения в их адекватности по крайней мере современным экономическим условиям существующих на данном этапе развития экономики России. Кроме того, в указанных формулах использованы постоянные коэффициенты, которые никак не могут отразить изменение во времени отдельных параметров, влияющих на решение вопроса, поэтому имеется необходимость создания новой экономико-математической модели, позволяющей учесть изменения в экономике и развитие предприятия, что несомненно вызывает увеличение нагрузки.

Допущения:

- 1) Не учитывается ущерб, обусловленный плановыми и аварийными отключениями
- 2) Принимается число часов использования максимума активной и реактивной нагрузки приблизительно одинаковыми
- 3) Дискретно изменение тарифа на электроэнергию заменяется на непрерывное
- 4) Не учитываются расходы электроэнергии на собственные нужды ГПП и стоимость ТСН
- 5) Принимается линейный закон изменения стоимости электроэнергии.

### 2.2 Разработка математической модели для определения экономической плотности тока

#### 2.2.1 Описание существующих моделей определения экономической плотности тока

В данной работе при составлении модели для определения рационального напряжения будут использоваться двучепные воздушные линии электропередачи. Чтобы определить экономически выгодное сечение, необходимо воспользоваться экономической плотностью тока. Впервые она была введена в 50-е годы прошлого столетия. Затем её величина корректировалась и в действующем ПУЭ [2] её численные значения приведены в зависимости от конструктивного исполнения

линий электропередач (кабельных и воздушных) и числа часов использования максимума. Несмотря на то, что продолжительность переходного периода насчитывает уже почти 25 лет, до сих пор при проектировании СЭС, используют экономические плотности тока, величины которых установлены несколько десятилетий назад. За это время произошли существенные изменения в экономике, вследствие чего можно утверждать о том, что приведенные в ПУЭ численные значения экономической плотности тока могут приводить к ошибочным решениям.

В настоящее время в научно-технических журналах публикуются работы, посвященные решению по выбору экономической плотности тока в современных экономических условиях. В этих публикациях рассматриваются различные экономико-математические модели, в которых отмечается недостаточная обоснованность ранее существующих нормативов экономической плотности тока в современных условиях. Это объясняется неопределенностью экономических характеристик и малой достоверностью прогнозов их изменения. Рассмотрим некоторые из них.

В работе [3] приводится математическая модель для определения экономической плотности тока в самонесущих изолированных проводах. В ней ежегодное изменение стоимости 1 кВт·ч электрической энергии учитывается с помощью дисконтного коэффициента, который в течении всего расчетного периода принят постоянным и равным 0,1. Реально же ежегодное изменение удельной стоимости электроэнергии не остается стабильной.

В работе [4] была получена расчетная формула для определения  $J_{\text{эк}}$  на базе критерия минимума дисконтированных затрат на сооружение и эксплуатацию 1 км кабельной линии (КЛ) за некоторый расчетный период ( $T_p$ ). Формула имеет следующий вид:

$$J_{\text{эк}} = I_{\text{расч}} / F_{\text{эк}} = \sqrt{k_2 k_{\text{деф}} B_p / C_p},$$

где  $I_{\text{расч}}$  – расчетный ток;

$F_{\text{эк}}$  – экономическое сечение;

$k_2$  – коэффициент, определяющий наклон кривой зависимости стоимости сооружения 1 км линии К0баз от сечения  $F$  ( $K_{0\text{баз}} = k_1 + k_2 F$ ) по отношению к горизонтальной оси;

$K_{0\text{баз}}$  – базовый укрупненный показатель стоимости сооружения 1 км КЛ в ценах 1991 г [4];

$k_{\text{деф}}$  – коэффициент дефляции на тот момент, для которого оценивается величина дисконтированных затрат;

$B_p$  – коэффициент, учитывающий отчисления на реновацию и обслуживание;

$C_p$  – коэффициент, учитывающий изменение стоимости электроэнергии.

$$B_p = (1 + E)^{-1} - (1 - a_{\text{рен}} T_p)(1 + E)^{-T_p} + a_{\text{обсл}} D_{\text{р.э.}},$$

где  $E$  – норматив дисконтирования;

$a_{\text{рен.}}$ ,  $a_{\text{обсл.}}$  – коэффициенты отчислений на обслуживание и ремонт и на реновацию соответственно;

$T_э = T_p - T_{с\text{оор}}$  – фактическое время эксплуатации линии до окончания расчетного периода;

$D_{\text{р.э.}} = \sum_{t=2}^{T_p} (1+E)^{-t}$  – расчетный дисконтирующий множитель.

$$C_p = c_э 3\rho\tau 10^{-3} D_{\text{р.э.}},$$

где  $c_э$  – цена электроэнергии;

$\rho$  – удельное электрическое сопротивление материала жилы кабеля;

$\tau = (0,124 + T_{\text{им}}/10^{-4})^2 8760$  – время максимальных потерь мощности.

В данной модели, также, как и изложенной в предыдущей работе [3], не учтена возможность роста нагрузок с течением времени, что будет влиять на величину экономической плотности тока. Кроме того, в целевой функции затрат не учитывается обслуживание процентов по кредитам. В модели, описанной в кандидатской диссертации [5] один из вышеуказанных недостатков исключен. Однако и в ней не учитывается обслуживание процентной ставки по кредитам. Расчетная формула для определения ЖЭК, приведенная в [5], имеет вид:

$$j_{\text{ЭК}} = \frac{I_0}{F_{\text{экон}}} = I_0 \cdot \frac{\sqrt{\gamma \left( 1 + \sum_{t=t_0}^{T_p} \alpha_{\text{обсл}} (1+E)^{-t} \right)}}{\sqrt{3 \cdot \rho \sum_{t=t_0}^{T_p} \tau (I_0 \cdot (1+qt))^2 \cdot (C_0 \cdot (1+zt))(1+E)^{-t}}} =$$

$$= \frac{\sqrt{\gamma \left( 1 + \sum_{t=t_0}^{T_p} \alpha_{\text{обсл}} (1+E)^{-t} \right)}}{\sqrt{3 \cdot \rho \sum_{t=t_0}^{T_p} \tau (I_0 \cdot (1+qt))^2 \cdot (C_0 \cdot (1+zt))(1+E)^{-t}}},$$

где  $I_0$  – начальный расчетный ток;

$\rho$  – удельное сопротивление проводника Ом\* мм<sup>2</sup>/м;

$\gamma$  – процентная ставка кредита, %;

$q$  – коэффициент, учитывающий динамику роста нагрузки;

$t$  – расчётный период, год;

$z$  – коэффициент, учитывающий динамику роста стоимости электроэнергии;

$C_0$  – стоимость электроэнергии, соответствующая начальному расчётному периоду, руб/кВт·ч;

$E$  – норма дисконта;

$\alpha_{\text{обсл}}$  – коэффициент отчислений от капитальных вложений на обслуживание и ремонт линии.

Отметим, что данные расчётные формулы могут быть использованы и для определения экономической плотности тока в ВЛ.

Проанализировав вышеприведенные выражения, можно сделать вывод, что необходимо получить новую модель по определению экономической плотности

тока, которая бы учитывала рост нагрузки с течением времени, увеличение тарифа на электроэнергию в течение года и обслуживание процентной ставки банковского кредита.

### 2.2.2 Составление новой модели по определению экономической плотности тока

Дисконтированные затраты за период эксплуатации, приведенные к началу эксплуатации:

$$Z_{\Sigma} = K_0 + \sum_{t=1}^{T_p} \frac{I_{\text{эТ}}}{(1 + E_{\text{н.диск}})^T}, \quad (2.1)$$

где  $K_0$  – капитальные затраты на начало инвестирования;

$I_{\text{эТ}}$  – эксплуатационные расходы в Т-ом году;

$E_{\text{н.диск}}$  – норма дисконта.

Эксплуатационные расходы в Т-м году:

$$I_{\text{эТ}} = I_{\text{рем.Т}} + I_{\text{обсл.Т}} + I_{\text{б.Т}} + I_{\text{п.ээ.Т}},$$

где  $I_{\text{рем.Т}}$  – затраты на ремонт ЛЭП;

$I_{\text{обсл.Т}}$  – затраты на обслуживание ЛЭП;

$I_{\text{б.Т}}$  – затраты на обслуживание кредита;

$I_{\text{п.ээ.Т}}$  – плата за потребленную электроэнергию.

При условии взятия кредита в банке, в эксплуатационных издержках следует учесть обслуживание процентов по кредиту в течении периода на который взят кредит. Примем это время равным  $T_{\text{кр}}$ . По мере выплаты средств, выплаты по процентам за кредитование должны уменьшаться. С целью учета этого фактора получим расчетную формулу.

При ежемесячном обслуживании кредита и фиксированной годовой процентной ставке кредита  $\gamma_{\text{г.кр}}$ , % оплата за первый месяц составит:

$$Иб_1 = \frac{\gamma_{\text{г.кр}} \%}{12 \cdot 100\%} \cdot K_0 = \gamma_{\text{мес}^*} \cdot K_0,$$

где  $\gamma_{\text{мес}^*}$  – месячная процентная ставка по кредиту.

Остаток кредита к концу первого месяца:

$$K_1 = K_0 - \frac{K_0}{12 \cdot T_{\text{кр}}} = K_0 \cdot \left( 1 - \frac{1}{12 \cdot T_{\text{кр}}} \right),$$

где  $T_{\text{кр}}$  – срок кредита в годах.

Обслуживание процентов по кредиту на втором месяце:

$$\text{Иб}_2 = \gamma_{\text{мес}^*} \cdot K_1 = \gamma_{\text{мес}^*} \cdot K_0 \cdot \left( 1 - \frac{1}{12 \cdot T_{\text{кр}}} \right).$$

Остаток кредита к концу второго месяца (после обслуживания в течении двух месяцев) при равномерном гашении кредита:

$$K_2 = K_0 - 2 \frac{K_0}{12 \cdot T_{\text{кр}}} = K_0 \cdot \left( 1 - \frac{2}{12 \cdot T_{\text{кр}}} \right).$$

Обслуживание кредита на третьем месяце:

$$\text{Иб}_3 = \gamma_{\text{мес}^*} \cdot K_2 = \gamma_{\text{мес}^*} \cdot K_0 \cdot \left( 1 - \frac{2}{12 \cdot T_{\text{кр}}} \right).$$

Остаток кредита к концу третьего месяца:

$$K_3 = K_0 - 3 \frac{K_0}{12 \cdot T_{\text{кр}}} = K_0 \cdot \left( 1 - \frac{3}{12 \cdot T_{\text{кр}}} \right).$$

Обслуживание кредита на четвертом месяце:

$$\text{Иб}_4 = \gamma_{\text{мес}^*} \cdot K_3 = \gamma_{\text{мес}^*} \cdot K_0 \cdot \left( 1 - \frac{3}{12 \cdot T_{\text{кр}}} \right).$$

Анализируя структуру вышеописанных выражений для определения остатков кредита к концу  $i$ -го месяца и обслуживания кредита в  $i+1$  месяце получаем расчётные выражения в общем виде:

$$K_i = K_0 \cdot \left( 1 - \frac{i}{12 \cdot T_{\text{кр}}} \right);$$

$$\text{Иб}_{i+1} = \gamma_{\text{мес}^*} \cdot K_i = \gamma_{\text{мес}^*} \cdot K_0 \cdot \left( 1 - \frac{i}{12 \cdot T_{\text{кр}}} \right).$$

Или в  $i$ -м месяце:

$$Иб_i = \gamma_{мес*} \cdot K_0 \cdot \left( 1 - \frac{i-1}{12 \cdot T_{кр}} \right).$$

Затраты на ремонт и обслуживание ЛЭП принимаются в процентах от приведенных к текущему году капитальных вложений, так как все материалы, необходимые для проведения ремонтов будут покупаться по ценам текущего года. Аналогична и заработная плата работников. Однако, учитывая то, что затраты приводятся к началу строительства - годовые затраты на ежегодный ремонт и обслуживание можно будет принимать в долях от первоначальных капитальных вложений то есть:

$$И_{рем} = E_{рем} \cdot K_0;$$

$$И_{от} = \gamma_{мес*} \cdot K_0 \sum_{i=1}^{12T_{кр}} \left( 1 - \frac{i-1}{12 \cdot T_{кр}} \right),$$

где  $E_{рем}$  и  $E_{обсл}$  – нормы ежегодных отчислений от капитальных вложений на ремонт и обслуживание ЛЭП.

С учётом принятых условий и полученного выше расчётного выражения для определения затрат на обслуживание процентной ставки банковского кредита формулу (2.1) можно записать в следующем виде:

$$Z_{\Sigma} = K_0 + K_0 (E_{обсл.лэп} + E_{рем.лэп}) \sum_{T=1}^{T_p} \frac{И_{ц.Т/T_0}}{(1 + E_{н.диск})^T} + K_0 \sum_{i=1}^{12T_{кр}} \gamma_{мес*} \left( 1 - \frac{i-1}{12 \cdot T_{кр}} \right) + \sum_{T=1}^{T_p} \frac{И_{п.ээ.Т}}{(1 + E_{н.диск})^T}.$$

Рассмотрим изменение тарифа на электроэнергию в период с декабря 2014 года по декабрь 2017.

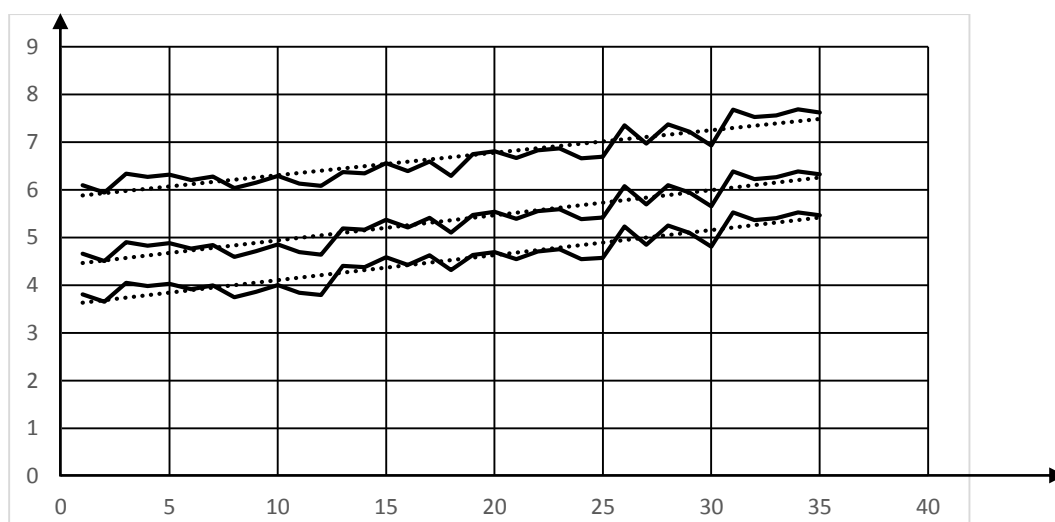


Рисунок 1 – Рост тарифа на электроэнергию



Верхний график отражает изменение тарифа для напряжения 35 кВ, соответственно нижний – 110 кВ. Рост тарифа имеет нелинейный характер. Как видно из рисунка 1, рост тарифа в течение рассматриваемого периода времени происходит практически по линейному закону.

Так как тариф на электроэнергию имеет тенденцию возрастания во времени, а также, в общем случае, возможно возрастание нагрузки предприятия, то стоимость потерь электроэнергии в году  $T$  следует определять по формуле (2.2):

$$I_{п.э.Т} = \int_0^{T_{год}} \Delta P_T(t) \cdot C_{0T}(t) dt. \quad (2.2)$$

При линейных законах изменения нагрузки (рисунок 2) и тарифа на электроэнергию (рисунок 3) в течение расчетного периода  $T_p$ , подынтегральная функция  $C_{0T}(t)$ , входящая в (2.4) и  $P_{наг.Т}(t)$  в году  $T$  могут быть представлены в виде:

$$C_{0T}(t) = C_{0,нач.Т} + \frac{C_{0,кон.Т} - C_{0,нач.Т}}{T_{год}} = C_{0,нач.Т} + \frac{\Delta C_{0,год}}{T_{год}} \cdot t. \quad (2.3)$$

Закон изменения нагрузки в году  $T$ :

$$P_{наг.Т}(t) = P_{нач.Т} + \frac{P_{кон.Т} - P_{нач.Т}}{T_{год}} = P_{нач.Т} + \frac{\Delta P_{год}}{T_{год}} \cdot t. \quad (2.4)$$

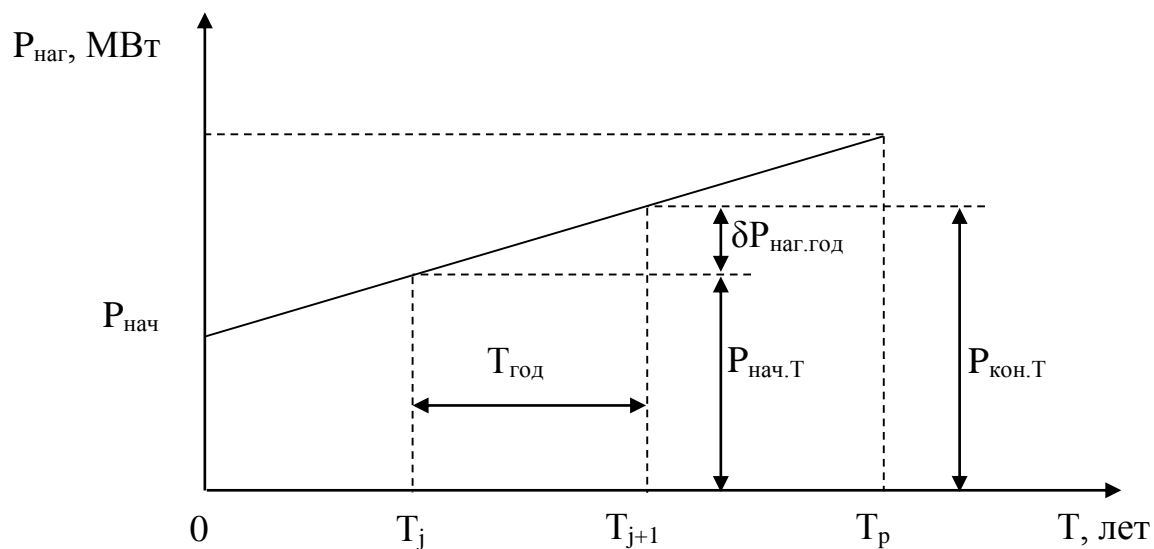


Рисунок 2 – Закон изменения нагрузки в году  $T$

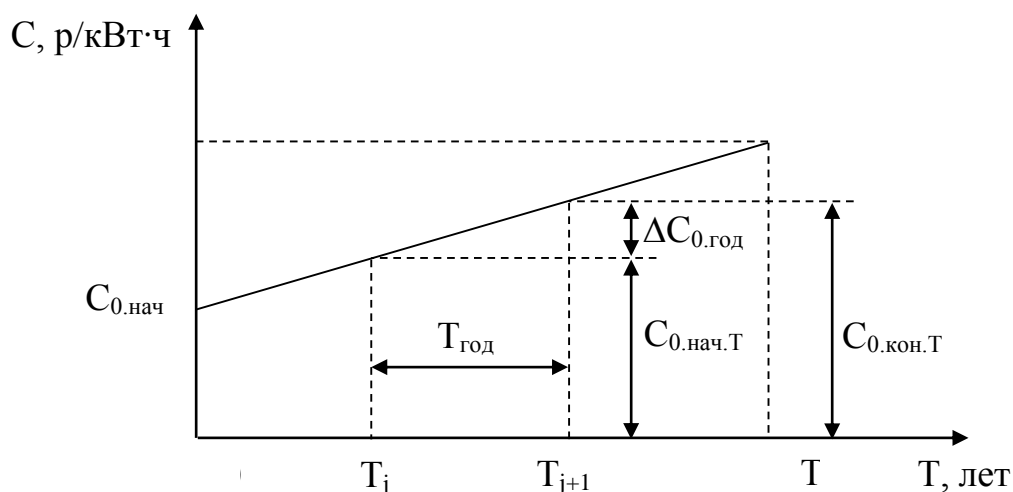


Рисунок 3 – Закон изменения тарифа на электроэнергию в году  $T$

Если рост нагрузки в течении года происходит без изменения формы суточных графиков нагрузок в характерные сутки (зимние, летние, рабочего и выходного дней), то  $T_{им.год}$  остается неизменным. В этом случае изменяющуюся с течением времени среднегодовую мощность, обусловленную изменением (в нашем случае возрастанием нагрузки в течение года) можно выразить через расчетную мощность, которая (очевидно также) является функцией времени.

Учитывая то, что:

$$P_{ср.год} \cdot T_{год} = P_p \cdot T_{им.а} \text{ при } P_p = const,$$

Вполне очевидно, что при  $P_p \neq const$ , т.е.  $P_p = f(t)$  и  $T_{им.а} = const$ , каждому значению  $P_p$  будет соответствовать вполне конкретное значение  $P_{ср.год}$ , т.е.

$$P_{ср.год} \cdot T_{год} = P_p \cdot T_{им.а};$$

или

$$P_{ср.год} = \frac{P_p \cdot T_{им.а}}{T_{год}},$$

где  $T_{год} = 8760$  часов.

Так нагрузка в начале второго года, т.е.  $T = 2$ :

$$P_{нач.2} = P_{нач} + \delta P_{год*} \cdot P_{нач} = P_{нач} \cdot (1 + \delta P_{год*});$$

В начале третьего года  $T = 3$ :

$$P_{нач.3} = P_{нач.2} + \delta P_{год*} \cdot P_{нач} = P_{нач} \cdot (1 + \delta P_{год*}) + \delta P_{год*} \cdot P_{нач} = P_{нач} \cdot (1 + 2\delta P_{год*}).$$

В начале четвертого года  $T = 4$ :

$$P_{\text{нач.4}} = P_{\text{нач.3}} + \delta P_{\text{год}*} \cdot P_{\text{нач}} = P_{\text{нач}} \cdot (1 + 2\delta P_{\text{год}*}) + \delta P_{\text{год}*} \cdot P_{\text{нач}} = P_{\text{нач}} \cdot (1 + 3\delta P_{\text{год}*}).$$

В общем виде:

$$P_{\text{нач.T}} = P_{\text{нач}} \cdot [1 + (T-1)\delta P_{\text{год}*}]; \quad (2.5)$$

Аналогично будет найдено и общее выражение для определения величины тарифа на электроэнергию в начале года  $T$  при принятом линейном законе его возрастания.

$$C_{0.\text{нач.T}} = C_{0.\text{нач}} \cdot [1 + (T-1)\Delta C_{0.\text{год}*}]. \quad (2.6)$$

В этих выражениях  $\delta P_{\text{год}*}$  и  $\Delta C_{0.\text{год}*}$  – годовые приращения нагрузки и тарифа на электроэнергию выраженные в долях от их значений в начале эксплуатации, т.е.

$$\delta P_{\text{год}*} = \frac{\delta P_{\text{год}}}{P_{\text{нач}}}; \quad \Delta C_{0.\text{год}*} = \frac{\Delta C_{0.\text{год}}}{C_{0.\text{нач}}}. \quad (2.7)$$

Подставив (2.5) в (2.4) и (2.6) в (2.3) с учетом (2.7), и что,  $T_{\text{год}} = 8760$  часов, получим:

$$\begin{aligned} P_{\text{наг.T}} &= P_{\text{нач}} \cdot [1 + (T-1)\delta P_{\text{год}*}] + \frac{\delta P_{\text{год}*} \cdot P_{\text{нач}}}{8760} \cdot t = \\ &= P_{\text{нач}} \cdot \left[ 1 + (T-1)\delta P_{\text{год}*} + \frac{\delta P_{\text{год}*}}{8760} \cdot t \right]. \end{aligned} \quad (2.8)$$

$$\begin{aligned} C_{0.T}(t) &= C_{0.\text{нач}} \cdot [1 + (T-1)\Delta C_{0.\text{год}*}] + \frac{\Delta C_{0.\text{год}*} \cdot C_{0.\text{нач}}}{8760} \cdot t = \\ &= C_{0.\text{нач}} \cdot \left[ 1 + (T-1)\Delta C_{0.\text{год}*} + \frac{\Delta C_{0.\text{год}*}}{8760} \cdot t \right]. \end{aligned} \quad (2.9)$$

Найдем закон изменения потерь активной мощности в элементах схемы в году  $T$ . При этом учтем ограничение в потреблении реактивной мощности из сети величиной  $\text{tg}(\varphi_{\text{норм.}})$ , определяемой значением номинального напряжения передачи.

Закон изменения нагрузочных потерь активной мощности в году  $T$  в ЛЭП при условии, что они являются двучепными, можно найти по величине среднеквадратичного за расчетный год тока пропущенного по элементу СЭС, т.е.

$$\begin{aligned}
\Delta P_{\text{наг.Г}}(t) &= 2 \cdot 3 \cdot I_{\text{ср.кв.год.ц}}^2(t) \cdot R_{\text{лэп}} = 2 \cdot 3 \left[ K_{\text{ф.Г.год}} \cdot I_{\text{ср.кв.год.ц}}(t) \right]^2 \cdot R_{\text{лэп}} = \\
&= 2 \cdot 3 \left[ K_{\text{ф.Г.год}}^2 \cdot \frac{S_{\text{ср.кв.год.ц}}^2(t)}{(\sqrt{3} \cdot U_c)^2} \right] \cdot R_{\text{лэп}} = \frac{2 \cdot 3 \cdot K_{\text{ф.Г.год}}^2}{3 \cdot U_c^2} \cdot \left[ \frac{S_{\text{ср.кв.год.ц}}(t)}{2} \right]^2 \cdot R_{\text{уд.лэп}} \cdot L_{\text{лэп}} = \\
&= \frac{K_{\text{ф.Г.год}}^2}{U_c^2} \cdot \frac{P_{\text{ср.кв.год.ц}}^2(t) + [Q_{\text{ср.кв.год.ц}}(t)]^2}{2} \cdot R_{\text{уд.лэп}} \cdot L_{\text{лэп}},
\end{aligned} \tag{2.10}$$

где  $K_{\text{ф.Г.год}}$  – коэффициент формы годового графика изменения действующего значения тока во времени, который в общем случае может быть заменен коэффициентом формы годового графика полной мощности  $S_{\text{наг}} = f(t)$ , т.е.  $K_{\text{ф.Г.год}} = K_{\text{ф.С.год}}$ ;

$Q_{\text{ср.год}}$  – среднегодовая реактивная мощность, потребляемая из сети с учетом ограничений;

$I_{\text{ср.кв.год.ц}}$  – среднеквадратичное за год значение тока в одной цепи ЛЭП;

$R_{\text{уд.лэп}}$  – удельное сопротивление проводов ЛЭП, Ом/км, которое в общем случае зависит от таких параметров, как величина нагрузки  $P_{\text{наг}}$ , номинальное напряжение сети  $U_{\text{с.ном}}$ , экономическая плотность тока  $j_{\text{э}}$ , которые в конечном итоге определяют значение стандартного сечения проводов  $F_{\text{сг}}$ . При этом в качестве стандартного сечения выбирается ближайшее к экономически целесообразному  $F_{\text{э}} = I_{\text{наг}} / j_{\text{э}}$ , но не менее допустимого по условиям короны, причем выбранное сечение должно быть проверено по условиям допустимого нагрева в послеаварийном режиме.

Среднегодовые активную и реактивную с учетом ограничений, входящие в выражение (2.10), можно представить в виде:

$$P_{\text{ср.год}}(t) = \frac{P_p(t) \cdot T_{\text{им.а}}}{T_{\text{год}}}, \tag{2.11}$$

При  $Q_{\text{м1}} = Q_{\text{пр.с}}$ :

$$Q_{\text{ср.год}}(t) = \frac{P_{\text{м1}}(t) \cdot T_{\text{им.р}}}{T_{\text{год}}},$$

где  $Q_{\text{м1}}$  – максимальное годовое значение реактивной мощности усеченного графика реактивной нагрузки.

$T_{\text{им.р}}$  – число часов использования максимума реактивной мощности в сети внешнего электроснабжения с учетом ограничения потребителя в потреблении реактивной мощности в период прохождения максимума активной нагрузки энергосистемы. Согласно данным энергосбытовых компаний такой период находится в пределах от 7 до 24 часов суток.

Энергоснабжающая организация к точке раздела балансовой принадлежности сетей предприятия и энергосистемы в часы максимума своей активной нагрузки.

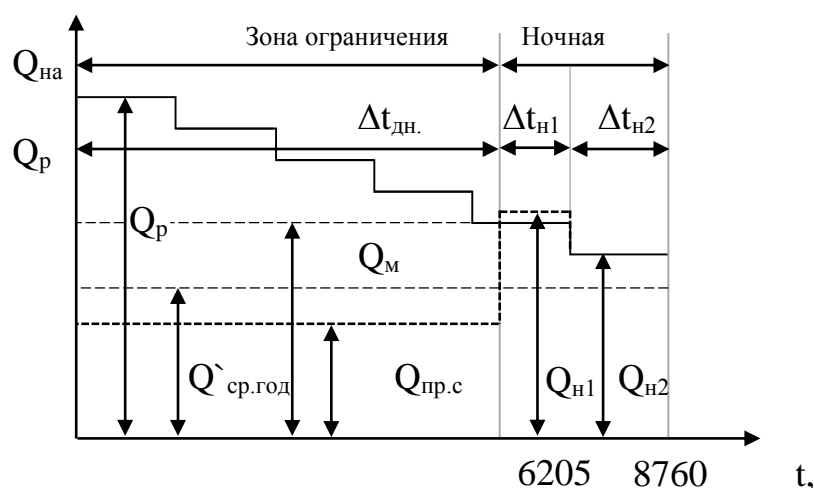


Рисунок 4 – Годовой упорядоченный график реактивной нагрузки

В общем случае при наличии годовых упорядоченных графиков реактивной нагрузки предприятия (реальных или типовых), подобных изображенной на рисунке 4, среднегодовую реактивную мощность, потребляемую предприятием с учетом ограничений со стороны энергосистемы в период от 7 часов утра до 24 часов вечера суток, а также годовое число часов использования максимума реактивной нагрузки  $Q_{м1}$  в сети внешнего электроснабжения  $T_{им.р}$ , при условии  $Q_{м1} > Q_{пр.с}$  можно рассчитать по формулам, в которых использованы обозначения, приведенные на рисунке 4

$$\left. \begin{aligned} Q_{\text{сп.год}}(t) &= \frac{1}{T_{\text{год}}} \left[ Q_{\text{пр.с}} \cdot \Delta t_{\text{дн}} + \sum_{i=1}^{n_{\text{ноч}}} Q_{\text{ни}} \cdot \Delta t_{\text{ни}} \right] \\ T_{\text{им.р}}(t) &= \frac{1}{Q_{\text{м1}}} \left[ Q_{\text{пр.с}} \cdot \Delta t_{\text{дн}} + \sum_{i=1}^{n_{\text{ноч}}} Q_{\text{ни}} \cdot \Delta t_{\text{ни}} \right] \end{aligned} \right\}, \quad (2.12)$$

где  $\Delta t_{\text{дн}} = (24 \div 7) n_{\text{сут.год}} = (24 \div 7) 365 = 6205$  час/год;

$T_{\text{год}}$  – число часов в одном году, равное 8760 час/год.

При условии  $Q_{\text{м1}} \leq Q_{\text{пред.с}}$  (Рис.4) выражения (2.12) трансформируются к виду:

$$\left. \begin{aligned} Q_{\text{сп.год}}(t) &= \frac{1}{T_{\text{год}}} \left[ Q_{\text{пр.с}} \cdot \Delta t_{\text{дн.1}} + Q_{\text{дн.2}} \cdot \Delta t_{\text{дн.2}} + \sum_{i=1}^{n_{\text{ноч}}} Q_{\text{ни}} \cdot \Delta t_{\text{ни}} \right]; \\ T_{\text{им.р}}(t) &= \frac{1}{Q_{\text{пр.с}}} \left[ Q_{\text{пр.с}} \cdot \Delta t_{\text{дн.1}} + Q_{\text{дн.2}} \cdot \Delta t_{\text{дн.2}} + \sum_{i=1}^{n_{\text{ноч}}} Q_{\text{ни}} \cdot \Delta t_{\text{ни}} \right]. \end{aligned} \right\} \quad (2.13)$$

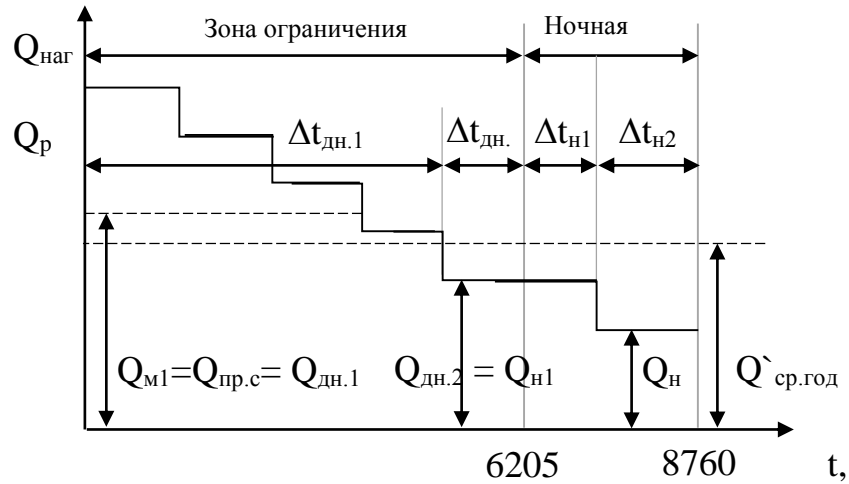


Рисунок 5 – Годовой упорядоченный график реактивной нагрузки

В выше приведенных формулах (2.12)-(2.13) численные значения реактивных мощностей можно определить с использованием типовых упорядоченных годовых графиков активной и реактивной нагрузок. По ним также находятся и среднегодовые их продолжительности потребления, т.е. интервалы времени  $\Delta t_i$ . Так, при конкретном значении активной расчетной мощности  $P_p$ , предельное значение реактивной мощности в зоне ограничения  $Q_{пр.с}$ , в (22)-(24), рассчитаем по выражению:

$$Q_{пр.с} = (P_p + \Delta P_{тр.гпп}) \cdot \operatorname{tg} \varphi_{норм} \approx P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi_{норм}. \quad (2.14)$$

Величиной потерь активной мощности в трансформаторах пренебрегаем, так как  $\Delta P_{тр.гпп} \ll P_p$ .

Численные значения реактивной мощности других ступеней усеченного ограничением со стороны энергоснабжающей организацией (энергосистемой) графика округляем по выражению:

$$Q_i = Q_p \cdot Q_{тип.*i} + \Delta Q_{тр.гпп.i} = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi_{норм} \cdot Q_{тип.*i} + \Delta Q_{тр.гпп.i}, \quad (2.15)$$

где  $Q_{тип.*i}$  – численное значение реактивной мощности  $i$ -й ступени типового упорядоченного годового графика, в относительных единицах.

При росте активной нагрузки с течением времени в году  $T$  и сохранением, как было отмечено ранее, формы суточных графиков в характерные сутки с сохранением достаточно жесткой связи между ними на соответствующих интервалах времени суток, выражения (2.14) и (2.15) можно записать в виде:

$$Q_{пр.с}(t) = P_{p,T}(t) \cdot \operatorname{tg} \varphi_{норм};$$

$$Q_{T,i}(t) = P_{p,T}(t) \cdot Q_{тип.*i} \cdot \operatorname{tg} \varphi_p + \Delta Q_{тр.гпп.i}(t), \quad (2.16)$$

подставив которые в (2.12) - (2.16), получим:

$$Q_{\text{ср.год}}^{\cdot}(t) = \left\{ \begin{array}{l} \frac{1}{T_{\text{год}}} \left[ P_{\text{р.Т}}(t) \cdot \text{tg}\varphi_{\text{норм}} \cdot \Delta t_{\text{дн}} + \sum_{i=1}^{n_{\text{ноч}}} \{ P_{\text{р.Т}}(t) \cdot Q_{\text{тип.*i}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{р}} + \Delta Q_{\text{тр.гпп.i}}(t) \} \cdot \Delta t_{\text{ни}} \right], \text{при } Q_{\text{м1}} > Q_{\text{пр.с}} \\ \frac{1}{T_{\text{год}}} \left[ P_{\text{р.Т}}(t) \cdot \text{tg}\varphi_{\text{норм}} \cdot \Delta t_{\text{дн}} + \sum_{i=1}^{m_{\text{дн}}} \{ P_{\text{р.Т}}(t) \cdot Q_{\text{тип.*i}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{р}} + \Delta Q_{\text{тр.гпп.i}}(t) \} \cdot \Delta t_{\text{ни}} + \sum_{i=1}^{n_{\text{ноч}}} \{ P_{\text{р.Т}}(t) \cdot Q_{\text{тип.*i}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{р}} + \Delta Q_{\text{тр.гпп.i}}(t) \} \cdot \Delta t_{\text{ни}} \right], \text{при } Q_{\text{м1}} < Q_{\text{пр.с}} \end{array} \right\}. \quad (2.17)$$

Зависимость значения потерь реактивной мощности в двух трансформаторах ГПП на второй ступени упорядоченного годового графика нагрузки предприятия  $\Delta Q_{\text{тр.гпп.i}}(t)$  в году  $T$ , учитываемых в расчетных выражениях (2.16) и (2.17), находятся по формуле:

$$\Delta Q_{\text{тр.гпп.i}}(t) = 2 \cdot \frac{S_{\text{тр.ном}}}{100\%} \cdot [I_{\text{xx}} \% + K_{\text{з.тр.Т.i}}^2(t) \cdot U_{\text{k}} \%], \quad (2.18)$$

где  $K_{\text{з.тр.Т.i}}$  – коэффициент загрузки трансформатора ГПП на второй ступени упорядоченного годового графика нагрузки предприятия в текущий момент времени года  $T$ .

Значение этого коэффициента можно определить по выражению:

$$\begin{aligned} K_{\text{з.тр.Т.i}}(t) &= \frac{S_{\text{наг.Т.i}}(t)}{2 \cdot S_{\text{тр.ном}}} = \frac{1}{2 \cdot S_{\text{тр.ном}}} \cdot \sqrt{P_{\text{наг.Т.i}}^2(t) + Q_{\text{наг.Т.i}}^2(t)} = \\ &= \frac{1}{2 \cdot S_{\text{тр.ном}}} \cdot \sqrt{[P_{\text{р.Т}}(t) \cdot P_{\text{тип.*ноч.i}}]^2 + [P_{\text{р.Т}}(t) \cdot \text{tg}\varphi_{\text{р}} \cdot Q_{\text{тип.*i}}]^2} = \\ &= \frac{P_{\text{р.Т}}(t)}{2 \cdot S_{\text{тр.ном}}} \sqrt{P_{\text{тип.*ноч.i}}^2 + (Q_{\text{тип.*i}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{р}})^2}. \end{aligned} \quad (2.19)$$

Подставив (2.19) в (2.18) получаем:

$$\Delta Q_{\text{тр.гпп.i}}(t) = 2 \cdot \frac{S_{\text{тр.ном}}}{100\%} \cdot \left[ I_{\text{xx}} \% + \frac{P_{\text{р.Т}}^2(t)}{4S_{\text{тр.ном}}^2} \left[ P_{\text{тип.*ноч.i}}^2 + (Q_{\text{тип.*i}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{р}})^2 \right]^2 \right]. \quad (2.20)$$

Заменив в (2.17)  $\Delta Q_{\text{тр.гпп.i}}(t)$  на (2.20) получаем окончательное расчетное выражение для определения  $Q_{\text{ср.год}}^{\cdot}(t)$ . Затем подставив это выражение и (2.11) в

(2.10) получаем результирующее расчетное выражение для определения нагрузочных потерь активной мощности в ЛЭП в заданный момент времени  $t$ .

Отметим, что расчетные выражения (2.12)÷(2.13), а также (2.16)÷(2.20) записаны для условий участия предприятия в регулировании потребления реактивной мощности из сети не только в дневное, но и в ночное время суток, когда предприятие отключает часть источников реактивной мощности, установленных в сетях предприятия. Если предприятие не принимает участия в этом процессе в ночное время суток, то оно вправе снизить потребление реактивной мощности в эти периоды до экономически выгодных значений и допустимых по техническим условиям.

Коэффициент формы годового графика тока, протекаемого по ЛЭП,  $K_{\phi.I.год}$ , входящего в выражение (2.10), который, как было сказано выше, равняется коэффициенту формы годового графика полной мощности  $K_{\phi.S.год}$  может быть найден с использованием типовых упорядоченных годовых графиков активной и реактивной нагрузок следующих расчетных формул:

$$K_{\phi.I.год} = K_{\phi.S.год} = \frac{S_{\text{ср.кв.год}}}{S_{\text{ср.год}}} \approx \frac{S_{\text{ср.кв.год.(\text{тип})}}}{S_{\text{ср.год.(\text{тип})}},$$

$$\left. \begin{aligned} S_{\text{ср.кв.год.(\text{тип})}} &= \sqrt{P_{\text{ср.кв.год.(\text{тип})}}^2 + Q_{\text{ср.кв.год.(\text{тип})}}^2}; \\ S_{\text{ср.год.(\text{тип})}} &= \sqrt{P_{\text{ср.год.(\text{тип})}}^2 + Q_{\text{ср.год.(\text{тип})}}^2}. \end{aligned} \right\} \quad (2.21)$$

Слагаемые под корнем в выражениях (2.21) находятся по формулам:

$$\left. \begin{aligned} P_{\text{ср.кв.год.(\text{тип})}} &= \sqrt{\frac{1}{T_{\text{год}}} \sum_{i=1}^n P_{\text{тип.}i}^2 \cdot \Delta t_{\text{тип.}i}}; \\ Q_{\text{ср.кв.год.(\text{тип})}} &= \sqrt{\frac{1}{T_{\text{год}}} \sum_{i=1}^n Q_{\text{тип.}i}^2 \cdot \Delta t_{\text{тип.}i}}; \\ P_{\text{ср.год.(\text{тип})}} &= \frac{1}{T_{\text{год}}} \sum_{i=1}^n P_{\text{тип.}i}^2 \cdot \Delta t_{\text{тип.}i}; \\ Q_{\text{ср.год.(\text{тип})}} &= \frac{1}{T_{\text{год}}} \sum_{i=1}^n Q_{\text{тип.}i}^2 \cdot \Delta t_{\text{тип.}i}. \end{aligned} \right\}$$

Как видно из изложенного выше, попытка дифференцированного учета потребления реактивной мощности с учетом участия предприятия в регулировании потребления в ночное время приводит к чрезмерному усложнению расчетного выражения (2.10) определения нагрузочных потерь активной мощности и энергии в элементах передачи.



В ниже приведенных рисунках представлена геометрическая интерпретация определения числа часов использования максимума реактивной нагрузки предприятия  $T_{им.р}$  и  $T^*_{им.р}$  на примере суточных графиков  $Q_{наг} = f(t)$ .

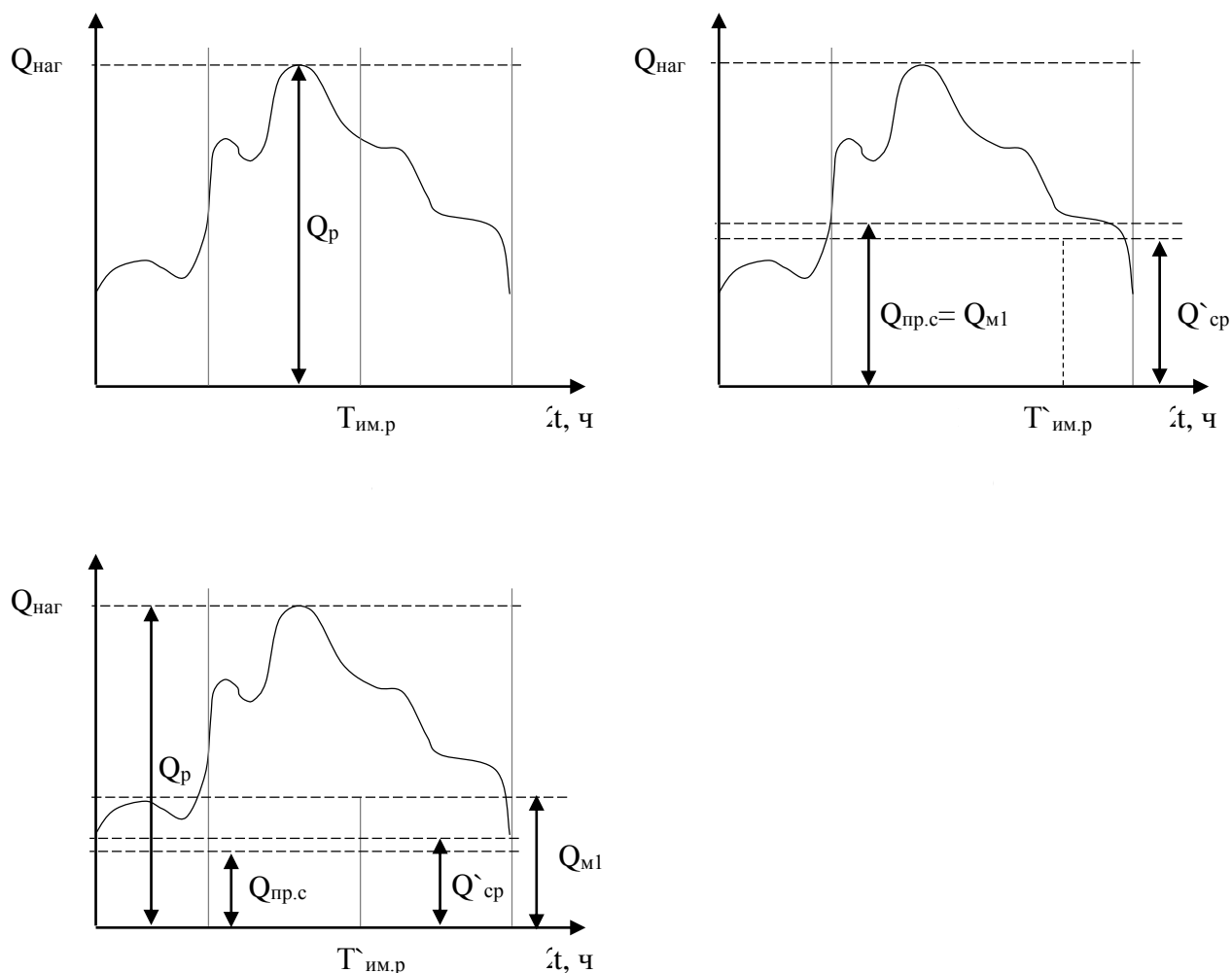


Рисунок 6 – Геометрическая интерпретация определения  $T^*_{им.р}$  и  $T_{им.р}$  на примере суточных графиков

Как видно из представленных на рисунке 6 графиков, реальное число часов использования максимума реактивной мощности  $T^*_{им.р}$  может заметно отличаться от числа часов использования максимума реактивной мощности  $T_{им.р}$ , найденной по графику реактивной нагрузки предприятия. Однако, принимая во внимание то, что  $Q_{пр.с}$  и, тем более, экономически обоснованная её величина  $Q_{эс.1}$  значительно меньше активной мощности ( $Q_{пр.с} \leq 0,5 \cdot P_p$ , а  $Q^2_{пр.с} \leq 0,25 \cdot P^2_p$ ), а также то, что стоимость нагрузочных потерь в суммарных затратах не являются определяющей величиной, на первой стадии исследований можно приближенно принять:

$$T^*_{им.р} \approx T_{им.р} \approx T_{им.а};$$

$$Q_{\text{наг.Г}}(t) \approx P_p(t) \cdot \text{tg} \varphi_{\text{норм}}.$$

С учетом выражения (2.4) запишем потери в ЛЭП в году Т:

$$\Delta P_{\text{лэп.наг.Г}}(t) \approx \frac{K_{\text{ф.С.год}}^2}{2U_c^2} R_{\text{уд.лэп}} L_{\text{лэп}} \frac{T_{\text{им.а}}^2}{T_{\text{год}}^2} (1 + \text{tg}^2 \varphi_{\text{норм}}) P_{\text{р.Г}}^2(t). \quad (2.22)$$

С целью упрощения и записи расчетного выражения (2.22) введем замены:

$$\frac{K_{\text{ф.С.год}}^2}{2U_c^2} R_{\text{уд.лэп}} L_{\text{лэп}} = a;$$

$$(1 + \text{tg}^2 \varphi_{\text{норм}}) = b.$$

С учетом принятых замен выражение (2.22) примет вид:

$$\Delta P_{\text{лэп.наг.Г}}(t) = ab \frac{T_{\text{им.а}}^2}{T_{\text{год}}^2} P_{\text{нач.Г}}^2 \left[ 1 + (T-1) \cdot \delta P_{\text{год}^*} + \frac{\delta P_{\text{год}^*}}{T_{\text{год}}} t \right]^2. \quad (2.23)$$

Обозначим в выражении (2.8) и (2.9):

$$f_T = 1 + (T-1) \cdot \delta P_{\text{год}^*};$$

$$q_T = 1 + (T-1) \cdot \Delta C_{\text{год}^*}.$$

Подставим выражение (2.9) и (2.11) в (2.4):

$$I_{\text{п.ээ.лэп.Г}} = ab P_{\text{нач}}^2 \frac{T_{\text{им.а}}^2}{T_{\text{год}}^2} \int_0^{T_{\text{год}}} \left[ f_T^2 + 2f_T \frac{\delta P_{\text{год}^*}}{T_{\text{год}}} t + \left( \frac{\delta P_{\text{год}^*}}{T_{\text{год}}} \right)^2 t^2 \right] \cdot C_{0\text{нач}} \left[ q_T + \frac{\Delta C_{\text{год}^*}}{T_{\text{год}}} t \right] dt. \quad (2.24)$$

Взяв интеграл (2.24) получим:

$$\begin{aligned} \text{И}_{\text{п.ээ.лэп.т}} = abP_{\text{нач}}^2 C_{0\text{нач}} \frac{T_{\text{им.а}}^2}{T_{\text{год}}^2} \left[ f_{\text{т}}^2 q_{\text{т}} + 2f_{\text{т}} q_{\text{т}} \delta P_{\text{год}^*} + \right. \\ \left. + \frac{T_{\text{год}}^3}{3} q_{\text{т}} + \frac{1}{2} f_{\text{т}}^2 \Delta C_{\text{год}^*} + \frac{2}{3} f_{\text{т}} \delta P_{\text{год}^*} \Delta C_{\text{год}^*} + \frac{T_{\text{год}}^3}{4} \Delta C_{\text{год}^*} \right]. \end{aligned} \quad (2.25)$$

Примем в выражении (2.25), что

$$\begin{aligned} G_{\text{т}} = \left[ T_{\text{год}} f_{\text{т}}^2 q_{\text{т}} + 2T_{\text{год}} f_{\text{т}} q_{\text{т}} \delta P_{\text{год}^*} + \frac{T_{\text{год}}^3}{3} q_{\text{т}} + \right. \\ \left. + \frac{T_{\text{год}}}{2} f_{\text{т}}^2 \Delta C_{\text{год}^*} + \frac{2}{3} f_{\text{т}} \delta P_{\text{год}^*} \Delta C_{\text{год}^*} T_{\text{год}} + \frac{T_{\text{год}}^3}{4} \Delta C_{\text{год}^*} \right] \end{aligned}$$

С учетом подстановки и математических преобразований выражение (2.25) примет вид:

$$\text{И}_{\text{п.ээ.лэп.т}} = \rho \frac{3I_{\text{нач}}^2}{2F} K_{\text{ф.с.год}}^2 L_{\text{лэп}} C_{0\text{нач}} \frac{T_{\text{им.а}}^2}{T_{\text{год}}^2} G_{\text{т}}$$

Запишем формулу полностью учитывающую затраты на строительство, обслуживание лэп, а также стоимость потерь электроэнергии в лэп:

$$\begin{aligned} Z_{\Sigma} = K_0 + \left[ 1 + (E_{\text{обсл}} + E_{\text{рем}}) \cdot T_{\text{р}} + \gamma_{\text{мес}^*} \sum_{i=1}^{12T_{\text{кр}}} \left( 1 - \frac{i-1}{12 \cdot T_{\text{кр}}} \right) + \right. \\ \left. + \sum_{t=1}^{T_{\text{р}}} \frac{I_{\text{ц.т/т}_0}}{(1 + E_{\text{ндиск}})^t} \right] + \rho \frac{3I_{\text{нач}}^2}{2F} K_{\text{ф.с.год}}^2 L_{\text{лэп}} C_{0\text{нач}} \frac{T_{\text{им.а}}^2}{T_{\text{год}}^2} \sum_{t=1}^{T_{\text{р}}} \frac{G_{\text{т}}}{(1 + E_{\text{ндиск}})^t} \end{aligned} \quad (2.26)$$

Далее будем отыскивать коэффициенты для определения  $j_{\text{эк}}$ . Примем, что:

$$A = \left\{ 1 + (E_{\text{обсл}} + E_{\text{рем}}) T_{\text{р}} + \gamma_{\text{мес}^*} \sum_{i=1}^{12T_{\text{кр}}} \left( 1 - \frac{i-1}{12 \cdot T_{\text{кр}}} \right) + \sum_{t=1}^{T_{\text{р}}} \frac{I_{\text{ц.т/т}_0}}{(1 + E_{\text{ндиск}})^t} \right\}. \quad (2.27)$$

$$B = \rho \frac{3I_{\text{нач}}^2}{2F} K_{\text{ф.С.год}}^2 L_{\text{лэп}} C_{0\text{нач}} \frac{T_{\text{им.а}}^2}{T_{\text{год}}^2} \sum_{T=1}^{T_p} \frac{G_T}{(1 + E_{\text{н.диск}})^T}. \quad (2.28)$$

Сделаем замену в выражении (2.26) и получим:

$$Z_{\Sigma} = A + L_{\text{лэп}} \frac{I_{\text{нач}}^2}{F} B.$$

Запишем удельные затраты

$$Z_{\text{уд.}} = \frac{Z_{\Sigma}}{I_{\text{нач}} L_{\text{лэп}}} = \frac{A}{I_{\text{нач}} L_{\text{лэп}}} + \frac{L_{\text{лэп}}}{I_{\text{нач}} L_{\text{лэп}}} \frac{I_{\text{нач}}^2}{F} B = \frac{A}{I_{\text{нач}} L_{\text{лэп}}} + jB.$$

Зависимость  $K_{\text{уд.вл}} = f(F)$  представлена на рисунке 7. Как видно она подчиняется линейному закону:

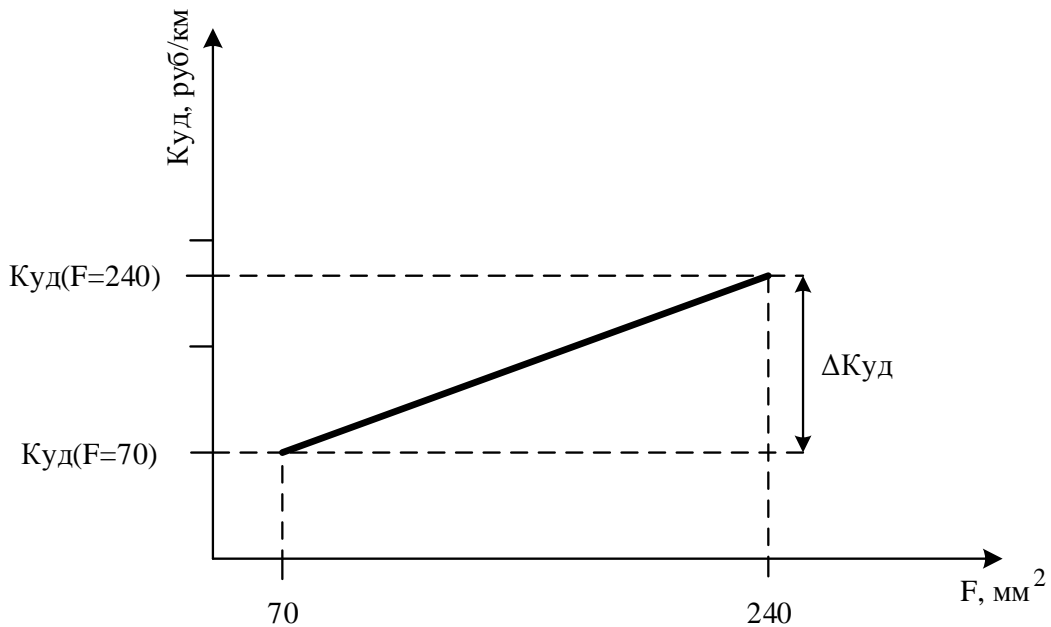


Рисунок 7 – Зависимость удельной стоимости воздушных линий от сечения

Тогда будет верным следующее выражение:

$$\begin{aligned} K_{уд}(F) &= K_{уд(F=70)} + \frac{K_{уд(F=240)} - K_{уд(F=70)}}{240 - 70} \cdot (F - 70) = \\ &= K_{уд(F=70)} + \frac{\Delta K_{уд}}{\Delta F} \cdot (F - 70) = K_{уд(F=70)} - 70C + C \cdot F = D + C \cdot F. \end{aligned}$$

т.е.

$$K_{уд}(F) = D + C \cdot F. \quad (2.29)$$

Отсюда коэффициент  $C$  равен:

$$C = \frac{K_{уд}(F) - D}{F}. \quad (2.30)$$

Подставив, заменив слагаемые в формуле (2.26) на (2.27), (2.28) и (2.29) получим:

$$\begin{aligned} Z_{\Sigma} &= (DL_{лэп} + CF_{\text{э}}L_{лэп})A + L_{лэп} \frac{I_{нач}^2}{F} B = DL_{лэп} A + \\ &+ CF_{\text{э}}L_{лэп} A + L_{лэп} \frac{I_{нач}^2}{F_{\text{э}}} B. \end{aligned}$$

$$Z_{уд.} = \frac{Z_{\Sigma}}{I_{нач}L_{лэп}} = \frac{DA}{I_{нач}} + \frac{CFA}{I_{нач}} + \frac{I_{нач}^2}{I_{нач}F_{\text{э}}} B = \frac{DA}{I_{нач}} + \frac{CA}{j_{\text{э}}} + j_{\text{э}}B. \quad (2.31)$$

Взяв производную от (2.30) получим:

$$\frac{\partial Z_{уд.}}{\partial j} = 0 + CA \left(-\frac{1}{j_{\text{э}}^2}\right) + B.$$

Отсюда получим выражение для нахождения экономической плотности тока:

$$-\frac{1}{j_{\text{э}}^2} = -\frac{B}{CA} \Rightarrow j_{\text{э}} = \sqrt{\frac{CA}{B}}. \quad (2.32)$$

### 2.3 Составление целевой функции затрат за расчетный период

Целевую функцию затрат за расчетный период запишем для условий строительства и ввода в эксплуатацию рассматриваемую СЭС в течение одного года со дня взятия кредита в банке, то есть начала финансирования проекта при  $T = T_0$ .

В общем случае расчетная формула будет иметь вид:

$$Z_{\Sigma} = K_0 + \sum_{t=1}^{T_p} \frac{I_{\Sigma T}}{(1 + E_{\text{н.диск}})^T}, \quad (2.1)$$

где  $K_0$  – капитальные затраты на начало инвестирования;

$I_{\Sigma T}$  – эксплуатационные расходы в  $T$ -ом году;

$E_{\text{н.диск}}$  – норма дисконта.

На первой стадии разработки экономико-математической модели системы внешнего электроснабжения будем рассматривать типовые схемы, приведенные на рисунке 8, то есть не будем учитывать затраты, связанные с установкой и эксплуатацией оборудования, обеспечивающего требуемые показатели качества электроэнергии. Также условимся, что компенсация реактивной мощности осуществляется батареями косинусных конденсаторов. Финансовые вложения для строительства СЭС:

$$K_0 = K_{\text{лэп}} + K_{\text{ору}} + K_{\text{зру}} + K_{\text{бк}}, \quad (2.33)$$

где  $K_{\text{лэп}} = K_{\text{уд.лэп}}(U_{\text{вн}}, S_{\text{наг}}, j_{\text{эк}}) \cdot L_{\text{лэп}}$ ;

$K_{\text{ору}} = f(U_{\text{вн}}, S_{\text{т.ном}})$ ; при  $U_{\text{вн}} < 35$  кВ,  $K_{\text{ору}} = 0$ .

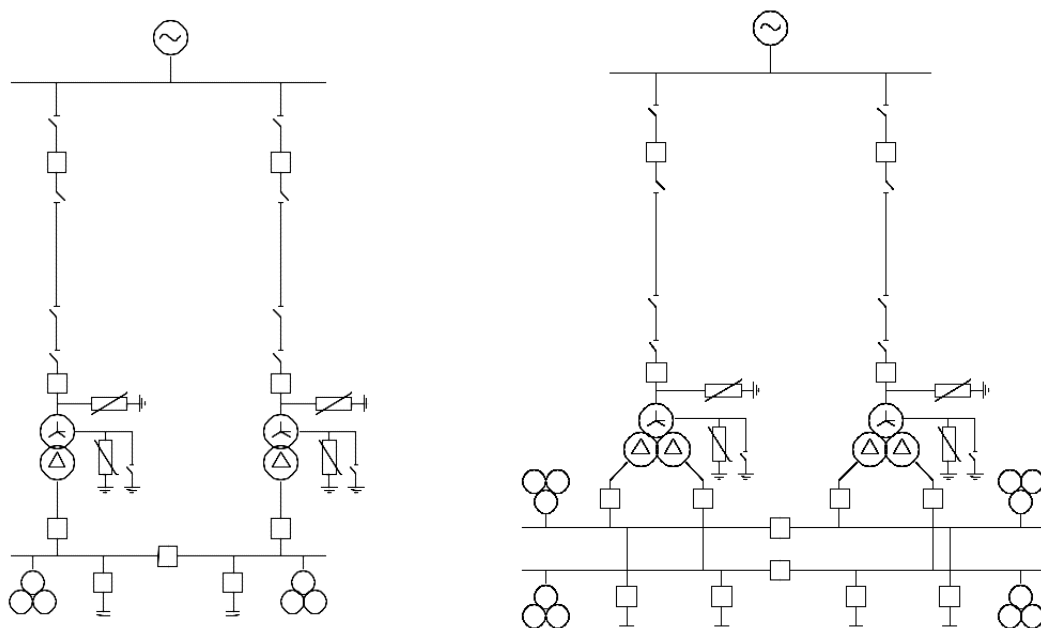


Рисунок 8 – Типовые схемы внешнего электроснабжения

Мощность номинальная трансформатора ГПП должна быть выбрана с учетом ожидаемого роста нагрузки за расчетный период,  $T_p = 25$  лет. Например, при росте нагрузки за расчетный период в 1,5 раза. Коэффициент загрузки трансформатора на начало эксплуатации  $K_{з.Т.нач.} = S_{наг.нач.} / 2S_{Т.ном} \leq 0,5$ . Тогда  $S_{Т.ном} \geq S_{наг.нач.}$ . При этом ежегодный рост нагрузки (при линейном законе)  $\Delta S_{наг.год} = 50\% / 25 = 2\%$  в год.

С целью упрощения расчетного выражения для определения затрат за расчетный период стоимостью ТСН и расходами электроэнергии на собственные нужды ГПП пренебрежем, считая их равными при всех напряжениях внешнего электроснабжения и заданной мощности трансформаторов ГПП.

В вышеприведенных выражениях стоимость устройств компенсации реактивной мощности определяется по формуле:

$$K_{бк} = K_{уд.бк} \cdot Q_{бк.ном} \quad 2.34$$

Номинальную мощность БК определяется из условия баланса реактивной мощности на шинах 10 кВ ЗРУ ГПП:

$$Q_{бк.ном} \geq Q_p - Q_{эс(10кВ)} \approx P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi_p - (P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi_p - \Delta Q_{Т.гпп}),$$

где  $\operatorname{tg} \varphi_p = Q_{тип.гр} / P_{тип.гр}$ .

$$\Delta Q_{Т.гпп} = 0,07 \sqrt{P_p^2 + Q_{эс}^2} = 0,07 P_p \sqrt{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi_{норм}},$$

С учетом чего

$$K_{бк} = K_{уд.бк} P_p \left[ \operatorname{tg} \varphi_p - (\operatorname{tg} \varphi_{норм} - 0,07 \sqrt{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi_{норм}}) \right].$$

Для реализации проекта заказчиком берется кредит в банке на сумму  $K_0$ , если объект является подразделением существующего предприятия или фирмы. При этом учтем, что кредит берется на период  $T_{кр}$  под  $\gamma_{год}\%$  и условия ежемесячного равномерного гашения кредита. Если предприятие создается вновь и не является объектом существующего предприятия или фирмы, то обслуживание процентной ставки кредита и гашения его на первом году будет возможным только за счет собственно самого кредита. Поэтому сумма кредита должна быть увеличена по сравнению с  $K_0$  на величину указанных выше расходов, т.е. на величину  $\Delta K_0$ .

$$\begin{aligned} \Delta K_0 &= \frac{K_0}{T_{кр}} + \gamma_{мес} * K_0 \left[ 1 + \frac{1}{T_{кр}} \right] \sum_{i=1}^{12 \cdot T_{кр}} \left( 1 - \frac{i-1}{12 \cdot T_{кр}} \right) = \\ &= K_0 \left[ \frac{1}{T_{кр}} + \gamma_{мес} * \left[ 1 + \frac{1}{T_{кр}} \right] \sum_{i=1}^{12 \cdot T_{кр}} \left( 1 - \frac{i-1}{12 \cdot T_{кр}} \right) \right]. \end{aligned}$$

С учетом чего кредит берется на сумму:

$$K_{0\Sigma} = K_0 + \Delta K_0 = K_0 \left[ \left[ 1 + \frac{1}{T_{\text{кр}}} \right] \left[ 1 + \gamma_{\text{мес}} * \sum_{i=1}^{12 \cdot T_{\text{кр}}} \left( 1 - \frac{i-1}{12 \cdot T_{\text{кр}}} \right) \right] \right].$$

Издержки в году  $T$ :

$$I_T = I_{\text{а.Т}} + I_{\text{обсл.Т}} + I_{\text{б.кр.Т}} + I_{\text{п.ээ.Т}} + \Pi_{\text{ээ.Т}}, \quad (2.35)$$

где  $I_{\text{а.Т}}$  – расходы на капитальный ремонт и реновацию в году  $T$ ;

$I_{\text{обсл.Т}}$  – расходы на текущий ремонт в году  $T$ ;

$I_{\text{б.кр.Т}}$  – расходы на обслуживание банковского кредита в году  $T$ ;

$I_{\text{п.ээ.Т}}$  – стоимость потерь электроэнергии в году;

$\Pi_{\text{ээ.Т}}$  – плата за потребленную в году  $T$  электроэнергию.

Первые две составляющие издержек в году  $T$  должны быть учтены дифференцировано, так как коэффициенты отчислений от капитальных вложений для отдельных элементов СЭС не одинаковы:

$$I_{\text{а.Т}} = \sum_{i=1}^n E_{\text{а.і}} K_{\text{іТ}} = \sum_{i=1}^n E_{\text{а.і}} K_{\text{іТ}} K_{\text{инТ/Т0}} = K_{\text{инТ/Т0}} \sum_{i=1}^n E_{\text{а.і}} K_{\text{і0}}; \quad (2.36)$$

$$I_{\text{обсл.Т}} = K_{\text{инТ/Т0}} \sum_{i=1}^n E_{\text{обсл.і}} K_{\text{і0}}, \quad (2.37)$$

где  $K_{0i}$  – стоимость элемента СЭС в году взятия кредита.

Расходы, связанные с обслуживанием банковского кредита в году  $T$ :

$$I_{\text{б.кр.Т}} = \gamma_{\text{мес}} * K_{0\Sigma} \sum_{i=1}^{12 \cdot T_{\text{кр}}} \left( 1 - \frac{i-1}{12 \cdot T_{\text{кр}}} \right). \quad (2.38)$$

Выше уже было принято, что нагрузка и тариф на электроэнергию изменятся по линейному закону. Запишем выражение для определения платы за потребленную в году  $T$  электроэнергию при изменении нагрузки в течение года и тарифа на электроэнергию:

$$\Pi_{\text{ээ.Т}} = \int_0^{T_{\text{год}}} P_{\text{ср.год.Т}} C_{0Т}(t) dt. \quad (2.39)$$



С учетом (2.3) выражение (2.38) запишется в виде:

$$\Pi_{\text{ээ.Т}} = \int_0^{T_{\text{год}}} \frac{T_{\text{им.а}}}{T_{\text{год}}} \cdot P_{\text{наг.Т}} \cdot C_{0Т}(t) dt = \frac{T_{\text{им.а}}}{T_{\text{год}}} \cdot \int_0^{T_{\text{год}}} P_{\text{наг.Т}} \cdot C_{0Т}(t) dt. \quad (2.40)$$

Подставив (2.8) и (2.9) в (2.39) найдем плату за потребленную в году Т электроэнергию:

$$\begin{aligned} \Pi_{\text{ээ.Т}} &= \frac{T_{\text{им.а}}}{8760} \int_0^{8760} P_{\text{нач}} \cdot \left[ 1 + (T-1) \cdot \delta P_{\text{год.*}} + \frac{\delta P_{\text{год.*}}}{8760} \cdot t \right] \cdot C_{0.\text{нач}} \cdot \left[ 1 + (T-1) \cdot \Delta C_{0.\text{год.*}} + \right. \\ &+ \left. \frac{\Delta C_{0.\text{год.*}}}{8760} \cdot t \right] \cdot dt = \frac{T_{\text{им.а}} \cdot P_{\text{нач}} \cdot C_{0.\text{нач}}}{8760} \int_0^{8760} \left\{ \left[ 1 + (T-1) \cdot \delta P_{\text{год.*}} \right] \cdot \left[ 1 + (T-1) \cdot \Delta C_{0.\text{год.*}} \right] + \right. \\ &+ \left[ 1 + (T-1) \cdot \delta P_{\text{год.*}} \right] \cdot \frac{\Delta C_{0.\text{год.*}}}{8760} \cdot t + \left[ 1 + (T-1) \cdot \Delta C_{0.\text{год.*}} \right] \cdot \frac{\delta P_{\text{год.*}}}{8760} \cdot t + \frac{\delta P_{\text{год.*}}}{8760} \cdot \\ &\cdot \left. \frac{\Delta C_{0.\text{год.*}}}{8760} \cdot t^2 \right\} dt = \frac{T_{\text{им.а}} \cdot P_{\text{нач}} \cdot C_{0.\text{нач}}}{8760} \cdot \left\{ \left[ 1 + (T-1) \cdot \delta P_{\text{год.*}} \right] \cdot \left[ 1 + (T-1) \cdot \Delta C_{0.\text{год.*}} \right] \cdot \right. \\ &\cdot \int_0^{8760} dt + \left[ 1 + (T-1) \cdot \delta P_{\text{год.*}} \right] \cdot \frac{\Delta C_{0.\text{год.*}}}{8760} \cdot \int_0^{8760} t \cdot dt + \left[ 1 + (T-1) \cdot \Delta C_{0.\text{год.*}} \right] \cdot \frac{\delta P_{\text{год.*}}}{8760} \cdot \\ &\cdot \int_0^{8760} t \cdot dt + \frac{\delta P_{\text{год.*}}}{8760} \cdot \frac{\Delta C_{0.\text{год.*}}}{8760} \cdot \int_0^{8760} t^2 dt \left. \right\} = \frac{T_{\text{им.а}} \cdot P_{\text{нач}} \cdot C_{0.\text{нач}}}{8760} \cdot \left\{ \left[ 1 + (T-1) \cdot \delta P_{\text{год.*}} \right] \cdot \left[ 1 + \right. \right. \\ &+ (T-1) \cdot \Delta C_{0.\text{год.*}} \left. \right] t \Big|_0^{8760} + \left[ 1 + (T-1) \cdot \delta P_{\text{год.*}} \right] \cdot \frac{\Delta C_{0.\text{год.*}}}{8760} \cdot \frac{t^2}{2} \Big|_0^{8760} + \\ &+ \left[ 1 + (T-1) \cdot \Delta C_{0.\text{год.*}} \right] \cdot \frac{\delta P_{\text{год.*}}}{8760} \cdot \frac{t^2}{2} \Big|_0^{8760} + \frac{\delta P_{\text{год.*}}}{8760} \cdot \frac{\Delta C_{0.\text{год.*}}}{8760} \cdot \frac{t^3}{3} \Big|_0^{8760} \left. \right\} = \\ &= T_{\text{им.а}} \cdot P_{\text{нач}} \cdot C_{0.\text{нач}} \cdot \left\{ \left[ 1 + (T-1) \cdot \delta P_{\text{год.*}} \right] \cdot \left[ 1 + (T-1) \cdot \Delta C_{0.\text{год.*}} \right] + \right. \\ &\left. \left[ 1 + (T-1) \cdot \delta P_{\text{год.*}} \right] \cdot \frac{\Delta C_{0.\text{год.*}}}{8760} + \left[ 1 + (T-1) \cdot \Delta C_{0.\text{год.*}} \right] \cdot \frac{\delta P_{\text{год.*}}}{8760} + \frac{\delta P_{\text{год.*}} \cdot \Delta C_{0.\text{год.*}}}{3} \right. \end{aligned} \quad (2.41)$$

В трансформаторах имеют место как постоянные потери мощности  $\Delta P_{\text{хх}}$ , практически не зависящие от изменения нагрузки, так и переменные потери, которые могут быть определены по выражению, аналогичному выражению (2.22)

$$\Delta P_{\text{тр.наг.Т}}(t) \approx \frac{K_{\text{ф.л.год}}^2}{2U_c^2} \cdot R_{\text{тр}} \cdot P_{\text{р.Т}}^2(t) \cdot \frac{T_{\text{им.а}}^2}{T_{\text{год}}^2} \cdot (1 + \text{tg}^2 \varphi_{\text{норм}}), \quad (2.42)$$

где  $R_{\text{тр}}$  – активное сопротивление трансформатора, приведенное к уровню напряжения  $U_c$ , т.е.

$$R_{\text{тр}} = \frac{\Delta P_{\text{кз}} \cdot U_c^2}{S_{\text{т.ном}}^2}.$$

С учетом чего формула (2.41) принимает вид:

$$\Delta P_{\text{наг.Г}}(t) \approx \frac{K_{\text{ф.С.год}}^2}{2S_{\text{Т.НОМ}}^2} \cdot \Delta P_{\text{кз}} \frac{T_{\text{им.а}}^2}{T_{\text{год}}^2} \cdot (1 + \text{tg}^2 \varphi_{\text{норм}}) \cdot P_{\text{р.Г}}^2(t). \quad (2.43)$$

Отметим, что формулам (2.42) и (2.43) находятся потери мощности в двух трансформаторах.

Суммарные активные потери мощности в двух трансформаторах в году Т:

$$\Delta P_{\text{тр.Г}}(t) \approx 2\Delta P_{\text{хх}} + \Delta P_{\text{тр.наг.Г}}(t). \quad (2.44)$$

После подстановки (2.43) в (2.44) получим полные потери мощности в двух трансформаторах:

$$\Delta P_{\text{тр.Г}}(t) \approx 2\Delta P_{\text{хх}} + \frac{K_{\text{ф.С.год}}^2}{2S_{\text{Т.НОМ}}^2} \cdot \Delta P_{\text{кз}} \frac{T_{\text{им.а}}^2}{T_{\text{год}}^2} \cdot (1 + \text{tg}^2 \varphi_{\text{норм}}) \cdot P_{\text{р.Г}}^2(t). \quad (2.45)$$

Перед определением стоимости нагрузочных потерь электроэнергии в году Т в силовых трансформаторах запишем нагрузочные потери (2.43) в виде:

$$\Delta P_{\text{тр.наг.Г}}(t) \approx \frac{K_{\text{ф.С.год}}^2}{2S_{\text{Т.НОМ}}^2} \cdot \Delta P_{\text{кз}} \frac{T_{\text{им.а}}^2}{T_{\text{год}}^2} \cdot (1 + \text{tg}^2 \varphi_{\text{норм}}) \cdot P_{\text{р.Г}}^2(t) = g \cdot \frac{T_{\text{им.а}}^2}{T_{\text{год}}^2} \cdot b \cdot P_{\text{р.Г}}^2(t), \quad (2.46)$$

где  $g = \frac{K_{\text{ф.С.год}}^2}{2S_{\text{Т.НОМ}}^2}$ ;  $b = 1 + \text{tg}^2 \varphi_{\text{норм}}$ .

Так как структуры выражений (2.23) и (2.43) отличаются лишь коэффициентами а и g, то стоимость нагрузочных потерь электроэнергии в трансформаторах определится по выражению аналогичному (2.25):

$$\begin{aligned} I_{\text{п.ээ.Г.тр.н}} = g \cdot b \cdot P_{\text{нач}}^2 \cdot \frac{T_{\text{им.а}}^2}{T_{\text{год}}^2} \cdot C_{0.\text{нач}} \cdot \left[ 8760f^2q + 2 \cdot 8760 \cdot fq \cdot \delta P_{\text{год.*}} + \frac{8760^3}{3}q + \right. \\ \left. + \frac{8760}{2}f^2\Delta C_{0.\text{год.*}} + \frac{2 \cdot 8760}{3}f \cdot \delta P_{\text{год.*}}\Delta C_{0.\text{год.*}} + \frac{8760}{4}\Delta C_{0.\text{год.*}}^2 \right]. \end{aligned} \quad (2.47)$$

Стоимость постоянных потерь электроэнергии в трансформаторах:

$$\begin{aligned}
 I_{\text{п.э.т.тр.п}} &= \int_0^{8760} 2\Delta P_{\text{xx}} C_{0.\text{нач}} \cdot \left( q + \frac{\Delta C_{0.\text{год.*}}}{8760} t \right) dt = 2\Delta P_{\text{xx}} C_{0.\text{нач}} \cdot \\
 &\cdot \left[ q \int_0^{8760} dt + \frac{\Delta C_{0.\text{год.*}}}{8760} \int_0^{8760} t dt \right] = 2\Delta P_{\text{xx}} C_{0.\text{нач}} \left( 8760q + \frac{8760}{2} \Delta C_{0.\text{год.*}} \right). \quad (2.48)
 \end{aligned}$$

Тогда полная стоимость потерь электроэнергии в трансформаторах найдется как (2.44) сложить с (2.46):

$$\begin{aligned}
 I_{\text{п.э.т.тр}} &= I_{\text{п.э.т.тр.н}} + I_{\text{п.э.т.тр.п}} = g \cdot b \cdot P_{\text{наг}}^2 \cdot \frac{T_{\text{им.а}}^2}{T_{\text{год}}^2} \cdot C_{0.\text{нач}} \cdot \left[ 8760f^2q + 2 \cdot \right. \\
 &\cdot 8760 \cdot fq \cdot \delta P_{\text{год.*}} + \frac{8760^3}{3} q + \frac{8760}{2} f^2 \Delta C_{0.\text{год.*}} + \frac{2 \cdot 8760}{3} f \cdot \delta P_{\text{год.*}} \Delta C_{0.\text{год.*}} + \\
 &\left. + \frac{8760}{4} \Delta C_{0.\text{год.*}} \right] + 2\Delta P_{\text{xx}} C_{0.\text{нач}} \left( 8760q + \frac{8760}{2} \Delta C_{0.\text{год.*}} \right). \quad (2.49)
 \end{aligned}$$

Выводы по разделу два

1 В данном разделе было найдено новое выражение для вычисления экономической плотности тока, в котором будет учтен рост тарифа на электроэнергию и нагрузки в течение расчетного периода.

2 Найдено выражение для определения платы за потребленную электроэнергию при непрерывном росте тарифов на электроэнергию и нагрузки предприятия

3 Составлена функция затрат на строительство и эксплуатацию систем внешнего электроснабжения за расчетный период.

### 3 ОПИСАНИЕ МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ РАЦИОНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

В суммарные затраты за расчетный период, как уже говорилось ранее, входят капитальные вложения на электрооборудование, издержки на текущий, капитальный ремонт, плата за потери электроэнергии в воздушных линиях, в трансформаторах ГПП, плата за потребленную электроэнергию, стоимость обслуживания банковского кредита. Так как для различного напряжения электрооборудование разное, то капиталовложения будут различными. Также будут различаться потери в элементах схемы. При увеличении мощности затраты за расчетный период будут возрастать с различной интенсивностью и значит наклоны графиков функций, как показано на рисунке 9 тоже будут отличаться.

В общем случае затраты за расчетный период при различных номинальных напряжениях представляют собой функцию многих напряжений и могут быть представлены в виде:

$$Z_{1\Sigma} = f_1 [U_1, P_p(t), L_{вл}, C_{01}(t), T_{им}, \Pi_{ээ.1}, \gamma_{год.банк}, \operatorname{tg}\varphi_{норм.1}];$$

$$Z_{2\Sigma} = f_2 [U_2, P_p(t), L_{вл}, C_{02}(t), T_{им}, \Pi_{ээ.2}, \gamma_{год.банк}, \operatorname{tg}\varphi_{норм.2}];$$

$$Z_{3\Sigma} = f_3 [U_3, P_p(t), L_{вл}, C_{03}(t), T_{им}, \Pi_{ээ.3}, \gamma_{год.банк}, \operatorname{tg}\varphi_{норм.3}].$$

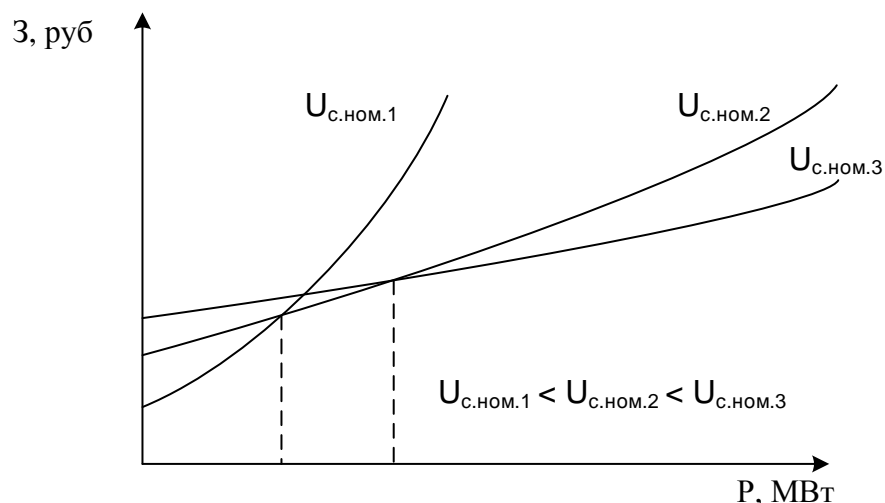


Рисунок 9 – Зависимость суммарных затрат на СЭС от передаваемой мощности при различных напряжениях

Методика определения рационального напряжения заключается в нахождении точек пересечения графиков функций  $Z_{\Sigma}(P)$  для различных напряжений. Точка пересечения является границей перехода от низкого напряжения к более высокому.

### Выводы по разделу три

1. В данном разделе была изложена суть методики определения рационального напряжения внешнего электроснабжения

#### 4 АПРОБАЦИЯ РАЗРАБОТАННОЙ МОДЕЛИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ РАЦИОНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ НА ПРИМЕРЕ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

Вычислительные действия при апробации модели по определению рационального напряжения проводились в среде программного обеспечения «Mathcad». В нем записано расчетное выражение для определения экономической плотности тока в современных условиях. Также вводились все формулы, учитывающие капиталовложения, затраты, стоимость потерь электроэнергии и т.д.

Проверка модели была проведена на примере внешнего электроснабжения машиностроительного предприятия. Типовой график нагрузок изображен на рисунке 10 [6].

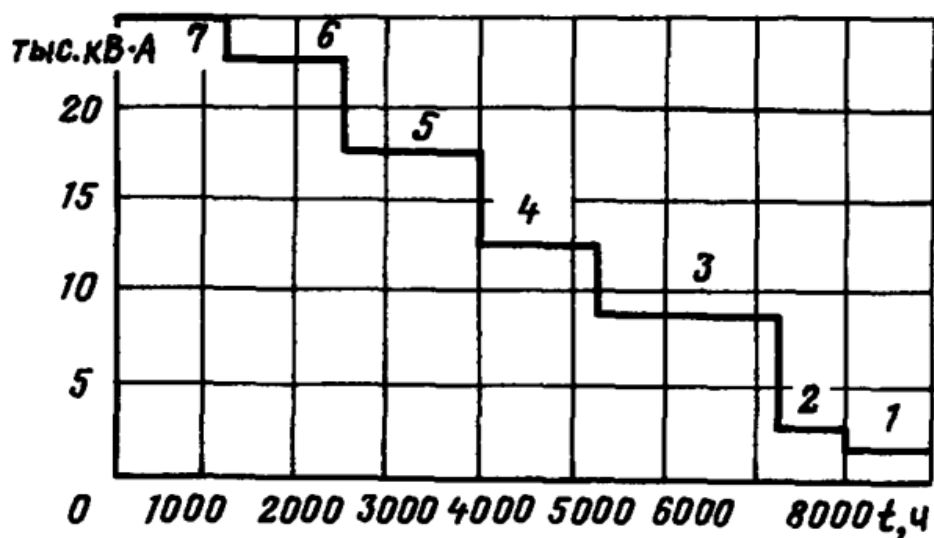


Рисунок 10 – Годовой график нагрузок машиностроительного предприятия

По графику изображенном на рисунке 10 найдем коэффициент формы годовой по формуле:

$$K_{ф..S.год} = \frac{S_{ср.кв}}{S_{ср}}, \quad (4.1)$$

где  $S_{ср.кв}$  – среднеквадратичная мощность предприятия за год;

$S_{ср.кв}$  – средняя мощность предприятия за год.

Среднеквадратичная мощность определяется по выражению (4.2):

$$S_{ср.кв} = \sqrt{\frac{1}{T_{год}} \sum_{i=1}^n S_i^2 \Delta t_i}, \quad (4.2)$$

где  $T_{год}$  – годовое число часов, принимается 8760;

$S_i$  – мощность потребляемая предприятием в  $i$ -й интервал времени;

$\Delta t_i$  –  $i$ -й интервал времени наблюдения.

Средняя мощность определяется по выражению (4.3):

$$S_{\text{cp}} = \frac{1}{T_{\text{год}}} \sum_{i=1}^n S_i \cdot \Delta t_i. \quad (4.3)$$

Значения вычисленные по выражениям (4.2)-(4.3) подставим в (4.1) и найдем коэффициент формы годового графика нагрузок. Полученное значение в (4.1) подставим в (2.28) и найдем коэффициент В для отыскания экономической плотности тока. Коэффициент А находится по выражению (2.27), в него включаются коэффициенты, учитывающие отчисления на капитальный и текущий ремонт ВЛ. Коэффициент С учитывает капитальные затраты на строительство ВЛ и рассчитывается по формуле (2.30).

Подставив (2.27), (2.28), (2.30) в (2.32) найдем экономическую плотность тока за расчетный период для напряжения, рассматриваемого при расчете затрат.

Также по графику найдется число часов использования максимума активной нагрузки по выражению (4.4):

$$T_{\text{им.а}} = \frac{1}{S_{\text{max}}} \sum_{i=1}^n S_i \Delta t_i, \quad (4.4)$$

где  $P_{\text{max}}$  – максимальное значение полной мощности, зафиксированной за период наблюдения  $\Delta t_i$ , для данного графика нагрузок он равен 3770 часов.

Следующим этапом будет вычисление суммарных затрат за расчетный период. Издержки в году Т находятся по выражению (2.34). Капитальные вложения для ВЛ находятся по формуле (4.4):

$$K_{\text{вл}} = K_{0\text{вл}} \cdot L_{\text{вл}} \cdot k_{\text{ц.1991}} \cdot k_{\text{ц.1991/2017}} \cdot k_{\text{ндс}}, \quad (4.5)$$

где  $K_{0\text{вл}}$  – стоимость 1 км воздушной линии в тыс. рублях;

$L_{\text{вл}}$  – длина воздушной линии;

$k_{\text{ц.91}}$  – коэффициент приведения уровня цен до 1991 года к 1991 году, равен 1,9;

$k_{\text{ц.1991/2017}}$  – коэффициент приведения уровня цен 1991 года к 2017 году, равен 75,97;

$k_{\text{ндс}}$  – коэффициент, учитывающий размер налога на добавленную стоимость, равен 1,18[6].

Капитальные затраты для ОРУ находятся по формуле (4.6):

$$K_{\text{ору}} = \left[ K_{\text{сх.4Н}} + 2 \cdot (K_{\text{яч.выкл}} + K_{\text{яч.тр}}) \right] \cdot k_{\text{ц.2000/2017}} \cdot k_{\text{ндс}}, \quad (4.6)$$

где  $K_{\text{сх.4Н}}$  – стоимость схемы ОРУ для номера 4Н;

$K_{\text{яч.выкл}}$  – стоимость одного комплекта ячейки выключателя;

$K_{\text{яч.тр}}$  – стоимость ячейки трансформатора;

$k_{\text{ц.2000/2017}}$  – коэффициент приведения уровня цен 2000 года к 2017 году, равен 4,28[7].

Капитальные затраты для ЗРУ находятся по формуле (4.7):

$$K_{\text{ору}} = (K_{\text{яч.выкл}} + K_{\text{раз.секц}}) \cdot k_{\text{ц.2000/2017}} \cdot k_{\text{ндс}}, \quad (4.7)$$

где  $K_{\text{яч.выкл}}$  – стоимость одного комплекта ячейки выключателя; количество выбирается в соответствии со схемой изображенной на рисунке 8; при  $S_{\text{т.ном}} < 25$  МВА необходимо 5 выключателей; при  $S_{\text{т.ном}} \geq 25$  МВА – 10 выключателей;

$K_{\text{раз.секц}}$  – стоимость секционного разъединителя[7];

Капитальные затраты на устройства компенсации реактивной мощности рассчитываются по выражению (2.34). Подставим (2.34), (4.5), (4.6), (4.7) в (2.33) и найдем полные капитальные затраты на СЭС.

Далее задаемся нагрузкой предприятия и проводим расчеты суммарных затрат за расчетный период при различных напряжениях.

Издержки в году  $T$  рассчитываются по выражению (2.35). Стоимость потерь электроэнергии в ВЛ находится по формуле (2.25). Удельное сопротивление ВЛ находится по справочным данным. Коэффициент реактивной нагрузки принимается в зависимости от используемого напряжения: для 35 кВ – 0,4, для 110 кВ – 0,5. Полная стоимость потерь электроэнергии в трансформаторе находится по выражению (2.49). Расходы на текущий и капитальные ремонты рассчитываются по выражениям (2.36) и (2.37) соответственно. Стоимость обслуживания банковского кредита находится по выражению (2.38). Подставим (2.36), (2.37), (2.46), (2.38) в (2.35) и найдем полную стоимость издержек в году  $T$ .

Далее подставим (2.33), (2.35) в (2.1) и найдем суммарные затраты за весь расчетный период.

Полученные данные расчетов отражены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты расчетов полученные при апробации модели

	$J_{\Sigma}$ , А/мм <sup>2</sup>	$P_{\Sigma}$ , Т, млн.руб.	$I_{\text{п.э.вл.т}}$ , млн.руб.	$K_{\text{вл}}$ , млн.руб.	$T_{\text{им.а}}$ , час	$P_{\text{нач}}$ , МВт	$Z_{\Sigma}$ , млн.руб.
$U_{\text{ном}}=10\text{кВ}$	0,46	61,20	2,88	74,93	3770	2,00	668,4
$U_{\text{ном}}=35\text{кВ}$	1,19	51,26	0,35	91,11	3770	2,00	649,0
$U_{\text{ном}}=110\text{кВ}$	1,27	44,36	0,03	115,00	3770	2,00	688,6

Согласно графику изображенном на рисунке 1 стоимость тарифа в течение года возрастает на 12%. Примем, что нагрузка за год увеличится на 1%, значит за весь расчетный период нагрузка увеличится на 25%.

Весь процесс сводится к тому, что при определенном напряжении в модель вводится передаваемая мощность в МВт, а на выходе рассчитываются суммарные затраты за расчетный период. В качестве исследуемых напряжений были приняты 10 кВ, 35 кВ и 110 кВ, как показано на рисунке 11 при длине воздушной линии 25 км. Нагрузка увеличивалась с 1 МВт до 32 МВт. При нагрузках превышающих пропускную способность трансформаторов, их номинальная мощность увеличивается на ступень. При определении номинальной мощности трансформаторов учитывается и рост нагрузки в течении расчетного периода.



Кроме того, при определенных уровнях нагрузки производилось и изменение сечений ВЛ, определенные по экономической плотности тока.

На рисунке 11 видно, что затраты при номинальном напряжении 10 кВ в начале эксплуатации меньше, чем при 35 кВ, но после пересечения графиков при 1,63 МВт суммарные затраты на 35 кВ меньше, чем для 10 кВ. Это связано с тем, что тариф на электроэнергию для 10 кВ выше, значит и плата за потребленную электроэнергию больше, а она является преобладающей долей издержек в процессе эксплуатации. Следовательно, до точки пересечения экономически целесообразно использовать 10 кВ, после – 35 кВ. На данном рисунке график изменения суммарных затрат представлен в увеличенном масштабе в окрестности точек пересечения. По аналогичной методике осуществляется выбор напряжения при больших мощностях.

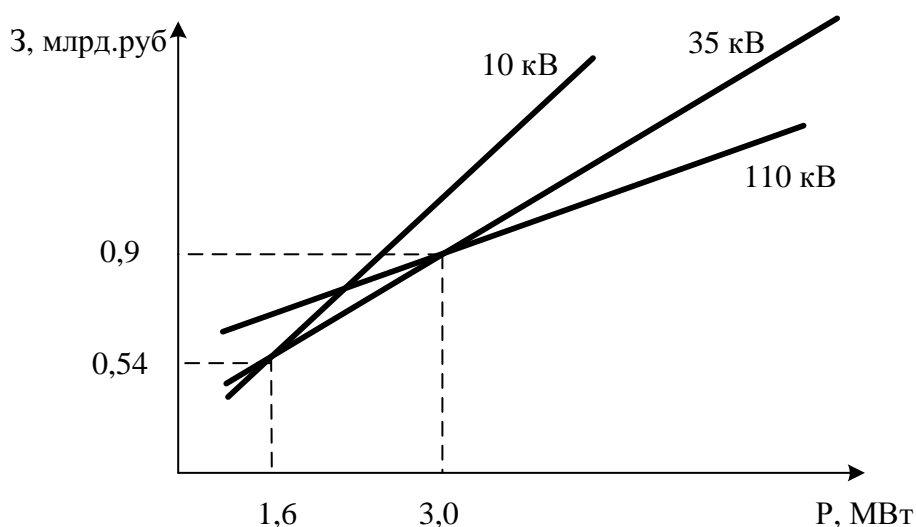


Рисунок 11 – Зависимость суммарных затрат на СЭС от передаваемой мощности при различных напряжениях

#### Выводы по разделу четыре

1. В данном разделе была опробована модель по определению рационального напряжения внешнего электроснабжения.
2. Построены графики функций затрат, зависящие от передаваемой мощности.
3. По графикам найдены расчетные мощности, которые определяют зоны экономической целесообразности применения напряжений 10, 35 и 110 кВ.

## 5 СОПОСТАВЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ, ПОЛУЧЕННЫХ С ПОМОЩЬЮ РАЗРАБОТАННОЙ МОДЕЛИ, С ДАННЫМИ, ПОЛУЧЕННЫМИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИЗВЕСТНЫХ ФОРМУЛ

Для сопоставления результатов, полученных с помощью разработанной модели, с результатами, полученными с использованием эмпирических формул, примем в полученной модели плату за потребленную электроэнергию равной нулю. В итоге получится модель, в которой не учитывается плата за потребленную электроэнергию.

Далее расчет ведется также, как и в предыдущем разделе. Построенные зависимости представлены на рисунке 11:

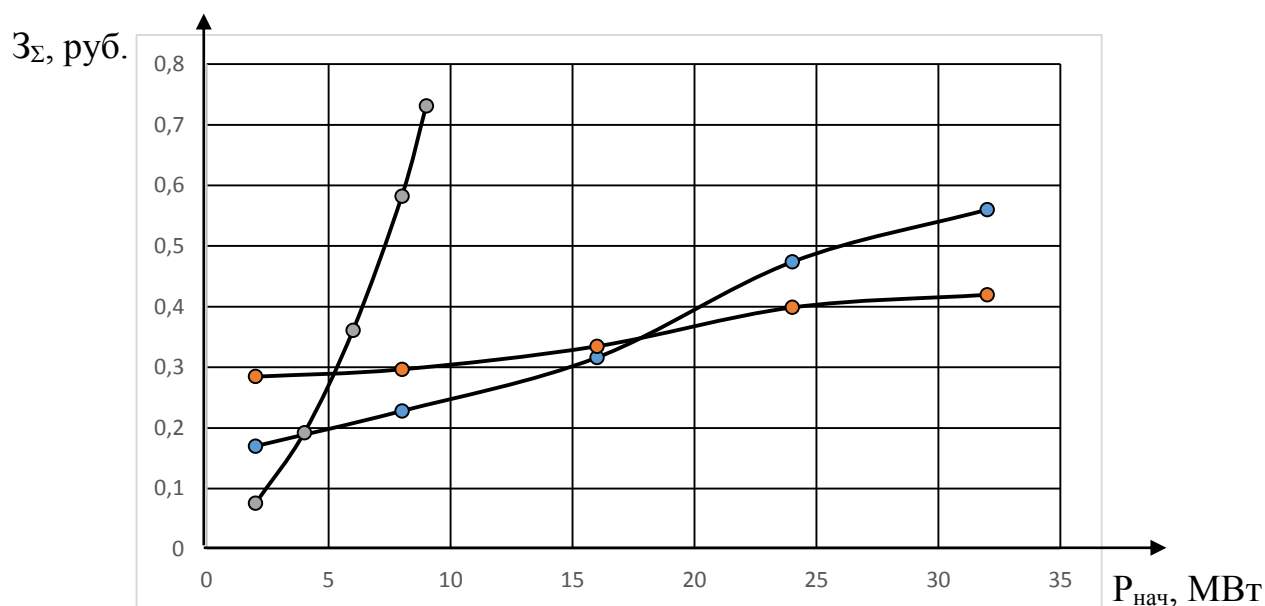


Рисунок 12 – Зависимость суммарных затрат на СЭС от передаваемой мощности при различных напряжениях

На рисунке 11 видно, что переход от напряжения 10 кВ к 35 кВ осуществляется при нагрузке в 4 МВт, а от напряжения 35 кВ к 110 кВ при 17 МВт. Теперь найдем с использованием формул (1.1) – (1.5) рациональные напряжения в точках 1 и 2 (при нагрузке 4 МВт и 17 МВт) и длине воздушной линии 25 км. Полученные результаты расчетов приведены соответственно в строках 1 и 2 таблицы 3.

Таблица 3 – Значения рациональных напряжений

	$U_{\text{рац.}} = 3\sqrt{S} + 0,5L$	$U_{\text{рац.}} = 4,34\sqrt{L+16P}$	$U_{\text{рац.}} = \sqrt{P(100+15\sqrt{L})}$	$U_{\text{рац.}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{300}{L} + \frac{2500}{P}}}$	$U_{\text{рац.}} = 17\sqrt{\frac{L}{16} + P}$
1	25,42 кВ	40,94 кВ	27,64 кВ	39,62 кВ	40,09 кВ
2	69,53 кВ	74,79 кВ	56,98 кВ	79,29 кВ	73,24 кВ

## Выводы по разделу пять

1. Расчеты затрат с использованием разработанной модели без учета платы за потребленную электроэнергию кардинально не отличаются от тех, которые вычисляются по формулам (1.1)-(1.5). Это подтверждает то, что разработанная модель работоспособна, но в то же время позволяет получить решения, соответствующие минимуму затрат на систему внешнего электроснабжения, поскольку учитывает ряд параметров, существенно влияющих на решение поставленной задачи, то есть выбор рационального напряжения.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Трудность определения многих технических и экономических показателей, влияющих на экономически обоснованное значение сечения проводников, постоянное изменение потребляемой мощности и строительства линий электропередачи, цены на электроэнергию не позволяют установить фиксированные расчетные выражения для определения рационального напряжения так, чтобы они были актуальными в течение длительного периода. В связи с этим выполненные расчеты периодически должны обновляться в соответствии с изменением исходных данных.

Разработанная модель позволяет получать рациональные решения при проектировании систем электроснабжения с учетом изменения во времени вышеперечисленных факторов.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: Т.2. Электрооборудование / Под общ. ред. А.А. Федорова. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 592 с.
2. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. – М.: ЗАО «Энергосервис», 2007. -696 с.
3. Суворова, И.А. Определение экономической плотности тока в современных условиях для линий 6-35 кв / И.А. Суворова, Черепанов В.В. // Международный научно-исследовательский журнал. – <http://research-journal.org/technical/opredelenie-ekonomicheskoy-plotnosti-toka-v-sovremennykh-usloviyax-dlya-linij-6-35-kv/>. – С. 95-96.
4. Зуев Э.Н. Экономическая плотность тока в кабельных линиях 6 – 10 кВ в современных условиях// ЭЛЕКТРО. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. – 2004. – №5. – С. 43 – 46.
5. Суворова, И.А. Выбор сечений проводников и рациональных напряжений распределительных электрических сетей в современных условиях.:дис....канд. тех. наук. / И.А. Суворова. – М., 2015. – 168 с.
6. Справочник по электро снабжению и электрооборудованию: в 2 т./ Под общ. ред А.А. Федорова. Т.2. Элетрооборудование. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 592 с.; ил.
7. Сборник укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанций и линий электропередачи для нужд ОАО «ХОЛДИНГ МРСК» – 2012. -71 с.