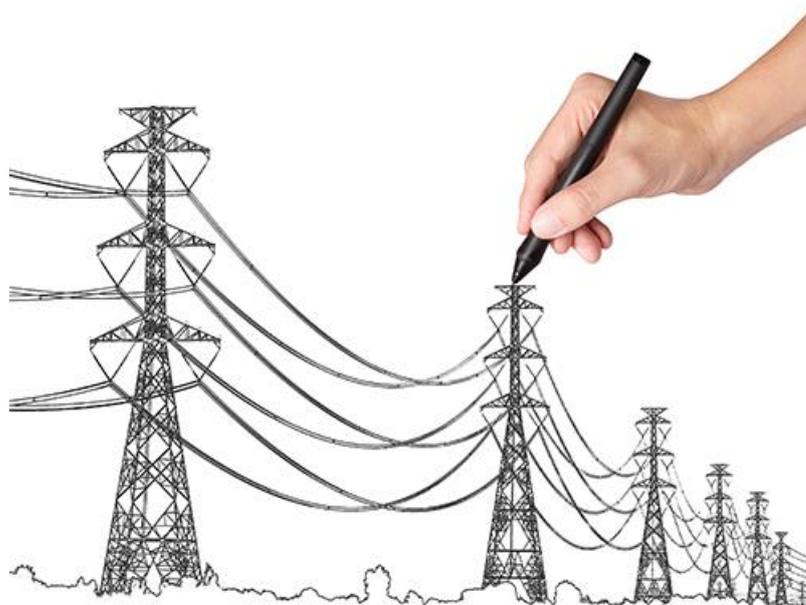


## **КУРСОВОЙ ПРОЕКТ**

### **Проектирование районной электрической сети**



## СОДЕРЖАНИЕ

Введение

1. Характеристика района проектирования электрической сети

1.1 Анализ источников питания

1.2 Характеристика потребителей

1.3 Характеристика климатических и географических условий

2. Расчёт и прогнозирование вероятностных характеристик

2.1 Порядок расчёта вероятностных характеристик

3. Разработка возможных вариантов схемы и их анализ

3.1 Разработка возможных вариантов конфигураций электрической сети и отбор конкурентно способных

3.2 Детальный анализ конкурентно способных вариантов

4. Выбор оптимального варианта схемы электрической сети

4.1 Алгоритм расчёта приведённых затрат

4.2 Сравнение конкурентно способных вариантов

5. Расчет и анализ установившихся режимов

5.1 Ручной расчёт максимального режима

5.2 Расчет максимального, минимального и после аварийного и режима на ПВК

5.3 Анализ установившихся режимов

6. Регулирование напряжения и потоков реактивной мощности в принятом варианте сети

6.1 Методы регулирования напряжения

6.2 Регулирование напряжений на понижающих ПС

7. Определение себестоимости электрической энергии

Заключение

Список использованных источников

## **ВВЕДЕНИЕ**

Электроэнергетика в стране некоторое время назад была реформирована. Это было следствием новых тенденций развития во всех отраслях.

Основными целями реформирования электроэнергетики РФ являются:

1. Ресурсное и инфраструктурное обеспечение экономического роста, с одновременным повышением эффективности электроэнергетики;
2. Обеспечение энергетической безопасности государства, предотвращение возможного энергетического кризиса;
3. Повышение конкурентоспособности российской экономики на внешнем рынке.

Основными задачами реформирования электроэнергетики являются:

1. Создание конкурентных рынков электроэнергии во всех регионах России, в которых организация таких рынков технически возможна;
2. Создание эффективного механизма снижения издержек в сфере производства (генерации), передачи и распределения электроэнергии и улучшение финансового состояния организаций отрасли;
3. Стимулирование энергосбережения во всех сферах экономики;
4. Создание благоприятных условий для строительства и эксплуатации новых мощностей по производству (генерации) и передаче электроэнергии;
5. Поэтапная ликвидация перекрестного субсидирования различных регионов страны и групп потребителей электроэнергии;
6. Создание системы поддержки малообеспеченных слоев населения;
7. Сохранение и развитие единой инфраструктуры электроэнергетики, включающей в себя магистральные сети и диспетчерское управление;
8. Демонополизация рынка топлива для тепловых электростанций;

9. Создание нормативной правовой базы реформирования отрасли, регулирующей ее функционирование в новых экономических условиях;

10. Реформирование системы государственного регулирования, управления и надзора в электроэнергетике.

На Дальнем Востоке после реформирования разделение произошло по видам бизнеса: выделились генерация, передача и сбытовая деятельность в отдельные компании. При чём передачей электрической мощности на напряжении 220 кВ и выше занимается ОАО «ФСК», а на напряжении 110 кВ и ниже ОАО «ДРСК». Таким образом при проектировании уровень напряжения (место подключения) будет определять организацию, у которой в дальнейшем нужно будет запрашивать технические условия на подключение.

Целью данного КП является проектирование районной электрической сети для надёжного электроснабжения потребителей приведённых в задании на проектирование

Выполнение цели требует выполнения следующих задач:

- Формирование вариантов сети
- Выбор оптимальной схемы сети
- Выбор распределительных устройств ВН и НН
- Расчёт экономического сравнения вариантов сети
- Расчёт электрических режимов

# 1. ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

## 1.1 Анализ источников питания

В качестве источников питания (ИП) в задании заданы: ТЭС и УРП.

В Хабаровском крае основными ИП являются тепловые электрические станции. Непосредственно в г. Хабаровске находятся Хабаровская ТЭЦ -1 и ТЭЦ -3, а на севере Хабаровского края имеется ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, Майская ГРЭС (МГРЭС), Амурская ТЭЦ. Все обозначенные ТЭЦ имеют шины 110 кВ, а ХТЭЦ-3 имеет и шины 220 кВ. МГРЭС работает только на шины 35 кВ

В г. Хабаровске ХТЭЦ-1 - более «старая» (ввод большей части турбоагрегатов – 60-е – 70-е годы прошлого столетия) расположена в южной части города, в Индустриальном районе, ХТЭЦ-3 – в Северном округе, недалеко от ХНПЗ.

Хабаровская ТЭЦ-3 – новая ТЭЦ имеет наиболее высокие технико-экономические показатели среди ТЭЦ энергосистемы и ОЭС Востока. Четвёртый агрегат ТЭЦ (Т-180) был введён в эксплуатацию в декабре 2006г., после чего установленная мощность электростанции достигла величины 720 МВт.

В качестве УРП можно принять одну из ПС 220/110 кВ или крупную ПС 110/35 кВ, в зависимости от рациональных напряжения для выбранного варианта сети. К ПС 220/110 кВ в Хабаровском крае относятся: ПС «Хехцир», ПС «РЦ», ПС «Князеволкленка», ПС «Ургал», ПС «Старт», ПС «Парус» и т.д.

Условно примем, что в качестве ТЭС будет принята Хабаровская ТЭЦ-3, а в качестве УРП – ПС «Хехцир».

ОРУ 110 кВ ХТЭЦ-3 выполнена по схеме две рабочие систем шин с обходной и секционным выключателем, а на ПС «Хехцир» - одна рабочая секционированная система шин с обходной.

## 1.2 Характеристика потребителей

В Хабаровском крае наибольшая часть потребителей сосредоточена в крупных городах. Поэтому при вычислении вероятностных характеристик с помощью программы «Расчёт сети» принято соотношение потребителей, приведённое в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Характеристика структуры потребителей на проектируемых ПС

Тип потребителя	Процент от общей нагрузки
Город	45
Лёгкая промышленность	15
Пищевая промышленность	5
Сельское хозяйство	35

## 1.3 Характеристика климатических и географических условий

Хабаровский край - один из самых крупных регионов Российской Федерации. Его площадь - 788,6 тысяч квадратных километров, что составляет 4,5 процента территории России и 12,7 процента - Дальневосточного экономического района. Территория Хабаровского края расположена в виде узкой полосы на восточной окраине Азии. На западе граница начинается от Амура и сильно извиваясь, идет в северном направлении сначала по западным отрогам Буреинского хребта, затем по западным отрогам хребта Турана, хребтов Эзоя и Ям-Алиня, по хребтам Джагды и Джуг - Дыр. Далее граница, пересекая Становой хребет, идет по верхнему бассейну рек Мая и Учур, на северо-западе – по хребтам Кет-Кап и Олега-Итабыт, на северо-востоке по хребту Сунтар-Хаят.

Преобладающая часть территории имеет горный рельеф. Равнинные пространства занимают значительно меньшую часть и простираются главным образом вдоль бассейнов рек Амура, Тугура, Уды, Амгуни.

Климат умеренно-муссонный, с холодной малоснежной зимой и жарким влажным летом. Средняя температура января: от  $-22^{\circ}\text{C}$  на юге, до  $-40$  градусов на севере, на морском побережье от  $-15$  до  $-25^{\circ}\text{C}$ ; июля: от  $+11^{\circ}\text{C}$  - в приморской части, до  $+21^{\circ}\text{C}$  во внутренних и южных районах. Осадков в год выпадает от 400 мм на севере до 800 мм на юге и 1000 мм на восточных склонах Сихотэ-Алиня. Вегетационный период на юге края 170-180 дней. На севере широко распространены многолетнемерзлые породы.

Хабаровский край относится к III району по гололёду

## **2. РАСЧЁТ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ВЕРОЯТНОСТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК**

В данном разделе производится расчёт вероятностных характеристик, необходимых для выбора основного оборудования проектируемой сети и расчёта потерь мощности и энергии.

В качестве исходных данных используется информация об установленной мощности ПС и типовые графики нагрузок характерных потребителей электрической энергии.

### **2.1 Порядок расчёта вероятностных характеристик**

Расчёт вероятностных характеристик производится с помощью программы «Расчёт сети». Этот программный комплекс упрощает задачу по нахождению необходимых для расчёта характеристик. Задавая в качестве исходных данных только максимальную активную мощность, тип потребителей и их процентное соотношение на ПС мы получаем необходимые вероятностные характеристики. Принятые типы потребителей электроэнергии приведены в таблице 1.1.

Алгоритм расчёта покажем качественно. Для примера воспользуемся данными по ПС А.

Определение средней мощности ПС на текущий период времени

Расчёт для лета аналогичен расчёту для зимы, поэтому покажем расчёт только по зиме.

$$P_{cp.z} = \frac{\sum P_{zi} \cdot t_i}{24}, (2.1)$$

где  $P_{ли}, P_{зи}$  – величина нагрузки в  $i$  час суток летом и зимой соответственно;

$t_i$  – количество часов использования данной нагрузки на ПС

Из «Расчёта сети» получаем для ПС А  $P_{cp.z} = 17,11$  МВт.  $Q_{cp.z} = 8,7$  МВАр.

Определение эффективной мощности ПС на текущий период времени

$$P_{эфз} = \sqrt{\frac{\sum P_{zi}^2 \cdot t_i}{24}} (2.2)$$

По ПС А получим

$$P_{эфз} = 17,8 \text{ МВт}, Q_{эфз} = 9,08 \text{ МВАр}$$

Определение средней прогнозируемой мощности

По формуле сложных процентов определяем среднюю прогнозируемую мощность.

$$P_{cp}^{прог} = P_{cp}^{\delta} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{прог} - t_{\delta}} = 17,8 \cdot (1 + 0,022)^5 = 19,08 \text{ МВт}, (2.3)$$

где  $P_{cp}^{\delta}$  - средняя мощность за текущий год;

$\varepsilon$  - относительный прирост электрической нагрузки (Для АО  $\varepsilon = 3,2$  %);

$t_{прог}$  - год, на который определяется электрическая нагрузка;

$t_{\delta}$  - год начала отсчёта (первый в рассматриваемом промежутке).

## Определение максимальной прогнозируемой мощности ПС

$$P_{\max}^{n\text{прог}} = P_{cp}^{n\text{прог}} \cdot \left[ 1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1} \right] = 19,08 \cdot \left[ 1 + 1,9 \cdot \sqrt{1,005^2 - 1} \right] = 29,47, (2.4)$$

где  $P_{cp}$  - средняя мощность ПС;

$t_{\beta}$  - коэффициент Стьюдента;

$k_{\phi}$  - коэффициент формы.

$$k_{\phi} = \frac{P_{\text{эфз}}}{P_{cp,3}} = \frac{17,08}{17,11} = 1,04 (2.5)$$

Коэффициент формы для текущего и прогнозируемого графика останется тем же, так как величины вероятностных характеристик изменяются пропорционально.

Таким образом, мы получили установленную прогнозируемую мощность ПС. Далее, используя «Расчёт сети» получаем все остальные вероятностные характеристики.

Необходимо обратить внимание на тот факт, что установленная максимальная мощность всей в «расчёте сети» иногда получается больше, чем мы её задали. что физически не возможно. Это объясняется тем, что при написании программы «Расчёт сети», коэффициент Стьюдента  $t_{\beta}$  был принят 1,96. Это соответствует большему количеству потребителей, чего мы не имеем.

Анализ полученных вероятностных характеристик

По данным из «Расчёта сети» получим активные мощности интересующих нас узлов. По указанным в задании на КП коэффициентам реактивной определим реактивную мощность в каждом узле

$$Q_{\max A} = P_{\max A} \cdot \text{tg}\phi_{\text{зад}} = 17,11 \cdot 0,51 = 8,73 (2.6)$$

Результатом расчётов по этому разделу является расчёт необходимых прогнозируемых вероятностных характеристик, которые сведены в Приложении А. Для сравнения все необходимые вероятностные характеристики активной мощности сведены в таблицу 2.1. Для дальнейших расчетов используются только прогнозируемые вероятностные характеристики. Реактивные мощности рассчитаны на основании формулы (2.6) и отражены в приложении А.

Таблица 2.1 – Необходимые для расчёта вероятностные характеристики

ПС	Вероятностные характеристики, МВт							
	Базисные				Прогнозируемые			
	$P_{\max}$	$P_{cp}$	$P_{эфз}$	$P_{\min.L}$	$P_{\max}$	$P_{cp}$	$P_{эфз}$	$P_{\min.L}$
А	25	17,11	17,8	5,46	29,47	19,08	20,98	6,43
Б	30	20,54	21,36	6,55	35,32	22,9	25,15	7,71
В	35	23,96	24,92	7,64	41,23	26,71	29,36	9,00
Г	58	39,7	41,29	12,66	68,38	44,26	48,69	14,92

### 3. РАЗРАБОТКА ВОЗМОЖНЫХ ВАРИАНТОВ СХЕМЫ И ИХ АНАЛИЗ

Целью раздела является сравнение и отбор наиболее экономически целесообразных вариантов электрической сети заданного района потребителей. Эти варианты необходимо обосновать, подчеркнуть их достоинства и недостатки, проверить на практическую осуществимость. Если все они могут быть реализованы, то, в конечном счёте, выбирается два варианта, один из которых имеет минимальную суммарную длину линий в одноцепном исполнении, а другой минимальным количеством выключателей.

### **3.1 Разработка возможных вариантов конфигураций электрической сети и отбор конкурентно способных**

#### Принципы построения сетей

Схемы электрических сетей должны с наименьшими затратами обеспечить необходимую надёжность электроснабжения, требуемое качество энергии у приёмников, удобство и безопасность эксплуатации сети, возможность её дальнейшего развития и подключения новых потребителей. Электрическая сеть должна обладать также необходимой экономичностью и гибкостью./3, с. 37/.

В проектной практике для построения рациональной конфигурации сети применяют повариантный метод, согласно которому для заданного расположения потребителей намечается несколько вариантов, и из них на основе технико-экономического сравнения выбирается лучший. Намечаемые варианты не должны быть случайными – каждый основывается на ведущем принципе построения сети (радиальная сеть, кольцевая и т.д.) /3, с. 37/.

При разработке конфигурации вариантов сети используют следующие принципы:

1 Нагрузки I категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых источников питания, по не менее двум независимым линиям и перерыв в их электроснабжении допускается лишь на период автоматического включения резервного питания /3, п. 1.2.18/.

2 Для потребителей II категории в большинстве случаев также предусматривают питание по двум отдельным линиям либо по двухцепной линии

3 Для электроприемника III категории достаточно питания по одной линии.

4 Исключение обратных потоков мощности в разомкнутых сетях

5 Разветвление электрической сети целесообразно осуществлять в узле нагрузки

6 В кольцевых сетях должен быть один уровень номинального напряжения.

7 Применение простых электрических схем распределительных устройств с минимальным количеством трансформации.

8 Вариант сети должен предусматривать обеспечение требуемого уровня надёжности электроснабжения

9 Магистральные сети имеют по сравнению с кольцевыми имеют большую протяжённость ВЛ в одноцепном исполнении, менее сложные схемы РУ меньшую стоимость потерь электроэнергии; кольцевые сети более надёжны и удобны при оперативном использовании

10 Необходимо предусмотреть развитие электрических нагрузок в пунктах потребления

11 Вариант электрической сети должен быть технически осуществим, т. е. должны существовать трансформаторы, выполненные на рассматриваемую нагрузку и сечения линий на рассматриваемое напряжение.

Разработка, сравнение и отбор вариантов конфигураций сети

Расчёт сравнительных показателей предложенных вариантов сети приведен в приложении Б.

Замечание: для удобства работы в расчётных программах буквенные обозначения ПС заменены соответственными цифровыми.

Учитывая расположение ПС, их мощности предложено четыре варианта подключения потребителей к ИП.

В первом варианте питание трёх ПС осуществляется от ТЭС по кольцевой схеме. Четвёртая ПС Г(4) питается от ТЭС и УРП. Достоинством варианта является надёжность всех потребителей, поскольку все ПС в данном варианте будут иметь два независимых источника питания. Кроме того схема удобна для диспетчерского управления (все ПС транзитные, что облегчает вывод в ремонт и позволяет быстро резервировать потребителей).

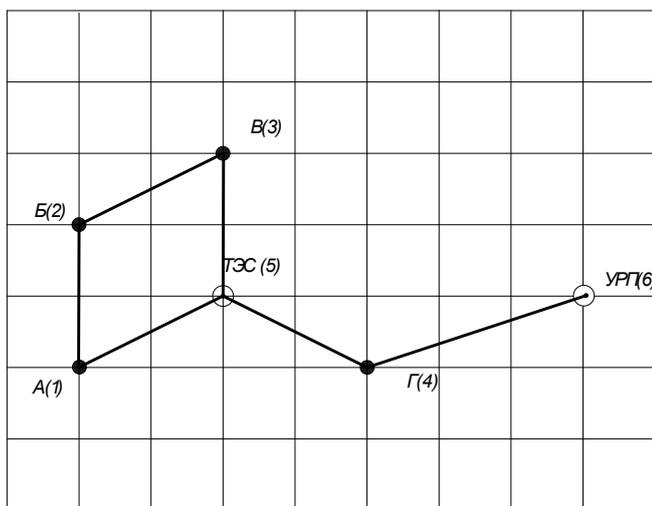


Рисунок 1 – Вариант 1

Для снижения тока в ПА режиме (при отключении одного из головных участков) в кольце ПС 1, 2, 3 предложен вариант 2, где ПС 2 и 3 работают в кольце, а ПС 1 питается по двухцепной ВЛ. Рисунок 2.

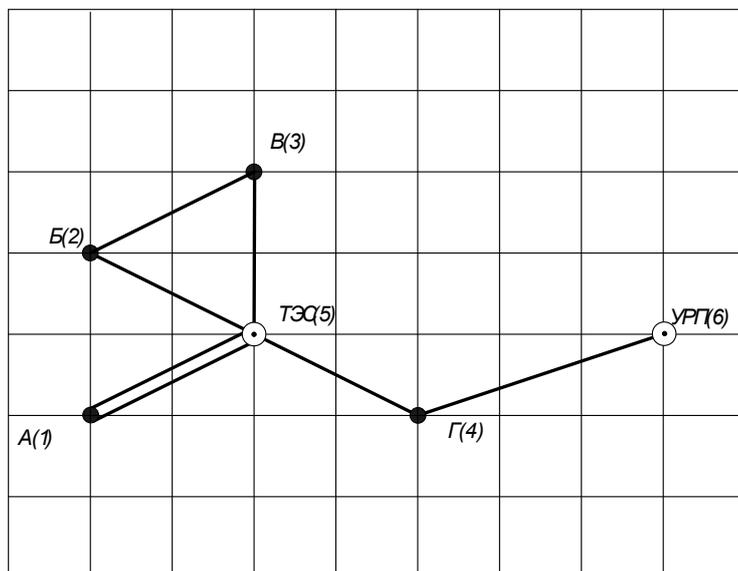


Рисунок 2– Вариант 2

Для усиления связи между рассматриваемыми центрами питания приведён вариант 3, в котором ПС 3 и 4 питаются от ТЭС и УРП. Данный вариант уступает первым двум по протяжённости ВЛ, однако имеет место

увеличение надёжности схемы электроснабжения потребителей ПС В(3).

Рисунок 3.

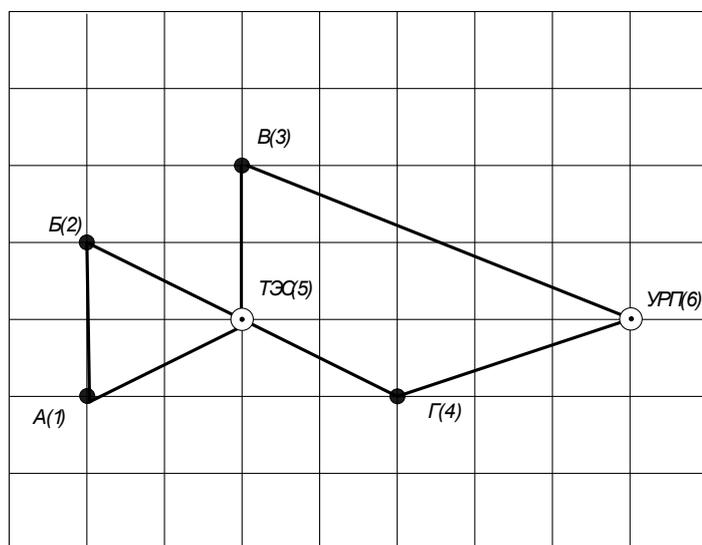


Рисунок 3– Вариант 3

В варианте № 4 самый мощный потребитель ПС 4, выделен на отдельное питание по двухцепной ВЛ от ТЭС. В данном случае связь между ТЭС и УРП менее удачна, однако ПС Г(4) работает независимо от остальных ПС. Рисунок 4.

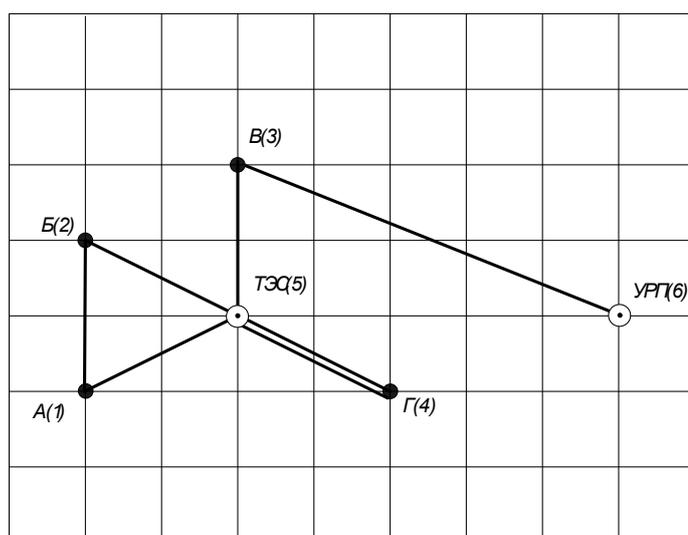


Рисунок 4– Вариант 4

Для полноценного сравнения необходимо учитывать напряжения по рекомендуемым вариантам сети.

По формуле Илларионова определим рациональные уровни напряжений для всех рассматриваемых головных участков и радиальных ВЛ:

$$U_p = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l} + \frac{2500}{P}}}, (3.1)$$

где  $l$  – длина участка, на котором определяется напряжение;

$P$  – поток мощности, передаваемый по этому участку.

Для определения напряжения в кольце необходимо определить рациональное напряжение на головных участках. Для этого определяются потоки максимальной активной мощности на головных участках, при этом используется допущение об отсутствии потерь мощности на участках. В общем виде:

$$\underline{P}_{0'1} = \frac{\sum_{i=1}^n \underline{P}_i l_{i0''}}{l_{0'-0''}}, (3.2)$$

$$\underline{P}_{0'n} = \frac{\sum_{i=1}^n \underline{P}_i l_{i0'}}$$

где  $P_i$  - максимальная прогнозируемая мощность нагрузки  $i$ -го узла;

$l_{i0'}$ ,  $l_{i0''}$  -длины линий от  $i$ -й точки сети до соответствующего конца ( $0'$  или  $0''$ ) развернутой схемы замещения кольцевой сети при ее разрезании в точке источника питания;

$l_{0'-0''}$  - суммарная длина всех участков кольцевой сети. /4, с 110/

Таким образом, получаем напряжения для интересующих нас участках схем, расчёт которых отражён в приложении Б. Для всех рассматриваемых участков расчётное рациональное напряжение равно 110 кВ.

Сравнение вариантов приводится в таблице 3.1

Таблица 3.1 – Параметры вариантов сети

№ варианта	Суммарная длина ВЛ, км	Количество выключателей ВН (110 кВ)
1	161.065	16
2	163.426	17
3	192.556	18
4	183.294	17

По итогам предварительного сравнения выбираем для дальнейшего рассмотрения варианты 1 и 2.

### **3.2 Детальный анализ конкурентно способных вариантов**

В данном подпункте необходимо оценить количество оборудования, которое необходимо для надёжного и качественного электроснабжения потребителей: трансформаторы, сечения ЛЭП, мощность компенсирующих устройств, схемы распределительных устройств. Кроме того на данном этапе оценивается техническая возможность (целесообразность) реализации предложенных вариантов.

#### **Выбор количества и мощности компенсирующих устройств**

Компенсация реактивной мощности - целенаправленное воздействие на баланс реактивной мощности в узле электроэнергетической системы с целью регулирования напряжения, а в распределительных сетях и с целью снижения потерь электроэнергии. Осуществляется с использованием компенсирующих устройств. Для поддержания требуемых уровней напряжения в узлах электрической сети потребление реактивной мощности должно обеспечиваться требуемой генерируемой мощностью с учетом необходимого резерва. Генерируемая реактивная мощность складывается из реактивной мощности, вырабатываемой генераторами электростанций и реактивной мощности компенсирующих устройств, размещенных в

электрической сети и в электроустановках потребителей электрической энергии.

Мероприятия по компенсации реактивной мощности на ПС позволяют:

- уменьшить нагрузку на трансформаторы, увеличить срок их службы;
- уменьшить нагрузку на провода, кабели, использовать их меньшего сечения;
- улучшить качество электроэнергии у электроприемников;
- уменьшить нагрузку на коммутационную аппаратуру за счет снижения токов в цепях;
- снизить расходы на электроэнергию.

Для каждой отдельно взятой ПС предварительная величина мощности КУ определяется по формуле:

$$Q_{КУ} = Q_{\max} - P_{\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{уст}}, \quad (3.4)$$

$Q_{\max}$  - максимальная реактивная мощность узла нагрузки, МВАр;

$P_{\max}$  - максимальная активная мощность узла нагрузки, МВт;

$\operatorname{tg} \varphi_{\text{уст}}$  - коэффициент реактивной мощности определяемый приказом

Минпромэнерго № 49 (для сетей 6-10 кВ  $\operatorname{tg} \varphi_{\text{уст}} = 0,4/8$ );

Далее производится подбор количества КУ по секциям шин для равномерной компенсации реактивной мощности и определение фактической величины КРМ.

$$Q_{КУф} = Q_{\text{ном}} \cdot n \quad (3.5)$$

$Q_{КУф}$  - фактическая мощность КУ, МВАр;

$Q_{\text{ном}}$  - номинальная мощность КУ из стандартного ряда предлагаемого заводами изготовителями, МВАр;

$n$  – количество устройств.

Определение величины некомпенсированной мощности, которая будет протекать через трансформаторы определяется по выражению:

$$Q_{\text{неск}} = Q_{\text{max}} - Q_{\text{KV}\phi} \quad (3.6)$$

$Q_{\text{неск}}$  - некомпенсированная зимняя (прогнозируемая) реактивная мощность ПС;

Тип и количество принятых КУ сведено в таблицу 3.2. Подробный расчёт приводится в приложении Б.

Так как это курсовой проект, то типы конденсаторных установок приняты аналогичные (с разъединителем во вводной ячейке - 56 и левым расположением вводной ячейки - УКЛ)

Таблица 3.2 – Типы применённых КУ на ПС проектируемой сети.

ПС (№ узла ВН)	Тип КУ	Количество, шт	Общая мощность, МВАр
А (1)	УКЛ56 450/10,5	8	3,6
Б (2)	УКЛ56 1350/10,5	2	2,7
В (3)	УКЛ56 900 /10,5	6	6,6
	УКЛ 56 600/10,5	2	
Г (4)	УКЛ56 450/10,5	6	2,7

Выбор проводов по экономическим токовым интервалам.

Суммарное сечение проводников ВЛ принимается по табл. 43.4, 43.5 /6, с.241-242/ в зависимости от расчетного тока  $I_p$ , номинального напряжения линии, материала и количества цепей опор, района по гололеду и региона страны.

Расчетными для выбора экономического сечения проводов являются: для линий основной сети – расчетные длительные потоки мощности; для линий распределительной сети – совмещенный максимум нагрузки подстанций, присоединенных к данной линии, при прохождении максимума энергосистемы.

При определении расчетного тока не следует учитывать увеличения тока при авариях или ремонтах в каких-либо элементах сети. Значение  $I_p$  определяется по выражению

$$I_p = I_5 \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T \quad (3.7)$$

где  $I_5$  - ток линии на пятом году ее эксплуатации;

$\alpha_i$  - коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации;

$\alpha_T$  - коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии  $T_M$  и ее значение в максимуме ЭЭС (определяется коэффициентом  $K_M$ ).

Введение коэффициента  $\alpha_i$  учитывает фактор разновременности затрат в технико-экономических расчетах. Для ВЛ 110—220 кВ принимается  $\alpha_i = 1,05$ , что соответствует математическому ожиданию указанного значения в зоне наиболее часто встречающихся темпов роста нагрузки.

Значение  $K_M$  принимается равным отношению нагрузки линии в час максимума нагрузки энергосистемы к собственному максимуму нагрузки линии. Усредненные значения коэффициента  $\alpha_T$  принимаются по данным табл. 43.6. /6, с. 243/.

Для определения тока на 5 год эксплуатации мы изначально при проектировании спрогнозировали нагрузки в разделе 3. Таким образом, мы уже оперируем прогнозируемыми нагрузками. Тогда для нахождения тока на пятом году эксплуатации нам необходимо

$$I_5 = \frac{\sqrt{(P_{\text{пих}}^3)^2 + (Q_{\text{неск}})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_c}, \quad (3.8)$$

где  $P_{\max}^3$  - максимальная зимняя(прогнозируемая) активная мощность ПС;

$Q_{\text{неск}}$  - некомпенсированная зимняя (прогнозируемая) реактивная мощность ПС;

$U_{\text{ном}}$  - номинальное напряжение линии;

$n_c$  - количество цепей в линии.

Для Хабаровского края принимается III район по гололёду.

Для двух вариантов сети расчётные сечения на всех участках приведены в таблице 3.3. По длительно допустимым токам производится проверка по условию нагрева проводов. То есть, если ток в линии в послеаварийном режиме меньше, чем длительно допустимый, то данное сечение провода можно выбрать для данной линии.

Таблица 3.3 – Сечения проводов в варианте 1

Ветви	Расчётный ток, А	Марка выбранного провода	Количество цепей	Марка опор
1	2	3	4	5
5-4	226,5	АС-240/32	1	ПБ 110-3
6-4	160,1	АС-240/32	1	ПБ 110-3
5-1	290,6	АС-300/39	1	ПБ 220-1
5-3	337	АС-300/39	2	ПБ 220-1
1-2	110,8	АС-150/24	1	ПБ 110-3
2-3	92,8	АС-120/19	1	ПБ 110-8

Таблица 3.2 – Сечения проводов в варианте 2

Ветви	Расчётный ток, А	Марка выбранного провода	Количество цепей	Марка опор
1	2	3	4	5
5-4	226,5	АС-240/32	1	ПБ 110-3
6-4	160,1	АС-240/32	1	ПБ 110-3
3-5	241,3	АС-240/32	1	ПБ 110-3
2-5	212,5	АС-240/32	1	ПБ 110-3
2-3	3,4	АС-120/19	1	ПБ 110-3
1-5	145	2хАС-240/32	2	ПБ 110-4

Проверка ку по ПА режиму все принятые провода прошли.

### **Выбор мощности и числа трансформаторов**

Выбор трансформаторов производится по расчётной мощности для каждого из узлов. Поскольку на каждой ПС мы имеем потребителей по крайней мере 2 категории, то на всех ПС необходима установка 2 трансформаторов.

Расчётная мощность для выбора трансформатора определяется по формуле

$$S_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{(P_{cp}^3)^2 + (Q_{\text{неск}})^2}}{k_{3,\text{опт}} \cdot n_{TP}}, (3.9)$$

где  $P_{cp}^3$  - средняя зимняя активная мощность;

$n_{TP}$  - число трансформаторов на ПС, в нашем случае  $n_{TP} = 2$ ;

$k_{3,\text{опт}}$  - оптимальный коэффициент загрузки трансформаторов (для двухтрансформаторной ПС  $k_{3,\text{опт}} = 0,7$ ).

Далее мы принимаем трансформаторы номинальной мощностью, наиболее близкой к расчетной.

Последним этапом проверки трансформаторов является проверка на послеаварийную загрузку.

Эта проверка модулирует ситуацию переноса нагрузки двух трансформаторов на один. При этом послеаварийный коэффициент загрузки должен отвечать следующему условию

$$k_{3,\text{ПА}} = \frac{\sqrt{(P_{\text{max}}^3)^2 + (Q_{\text{неск}})^2}}{S_{\text{TPном}} \cdot 1} \leq 1,4, (3.10)$$

где  $k_{3,\text{ПА}}$  – послеаварийный коэффициент загрузки трансформатора.

Рассмотрим для примера выбор и проверку трансформатора на ПС 2

$$S_{\text{засч}} = \frac{\sqrt{(22,9)^2 + (13,9)^2}}{0,7 \cdot 2} = 19,13 \text{ МВА}$$

Принимаем трансформаторы ТРДН 25000/110.

Далее проверяем их на коэффициент загрузки в послеаварийном режиме.

$$k_{\text{з.ПА}} = \frac{\sqrt{(22,9)^2 + (13,9)^2}}{25 \cdot 1} = 1,072 \leq 1,4$$

Аналогично выбираются трансформаторы на все ПС. Результаты выбора трансформаторов приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Силовые трансформаторы выбранные для проектируемой сети.

ПС (№ узла ВН)	Тип силового трансформатора
А (1)	ТДН-16000/110
Б (2)	ТРДН-25000/110
В (3)	ТРДН-25000/110
Г (4)	ТДН-40000/110

Выбор оптимальных схем РУ на ПС.

Схемы РУ высшего напряжения.

Через большее число ПС осуществляется транзит мощности, поэтому оптимальным вариантом для них является схема мостик с выключателями в цепях трансформаторов, с неавтоматической ремонтной перемычкой со стороны линии.

Схемы РУ ВН определяются положением ПС в сети, напряжением сети, числом присоединений. Различают следующие типы подстанций по признаку их положения в сети высшего напряжения: узловые, проходные, ответвительные и концевые. Узловые и проходные подстанции являются транзитными, поскольку мощность, передаваемая по линии, проходит через сборные шины этих подстанций.

В данном курсовом проекте на всех транзитных ПС применена схема «Мостик с выключателем в цепях линий», для обеспечения наибольшей надёжности транзитных перетоков. Для тупиковой ПС, питающейся по двухцепной ВЛ, применена схема «два блока линия-трансформатор» с обязательным применением АВР по стороне НН. Данные схемы отражены на первом листе графической части.

## **4. ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ**

Цель данного раздела уже вынесена в его заголовок. Однако следует отметить, что критерием сравнения вариантов в этом разделе будет их экономическая привлекательность. Это сравнение будет произведено по приведённым затратам для отличающихся частей схем проектов.

### **4.1 Алгоритм расчёта приведённых затрат**

Приведённые затраты определяются по формуле (4.1)

$$Z = E \cdot K + I, (4.1)$$

где  $E$  – нормативный коэффициент сравнительной эффективности капитальных вложений,  $E=0,1$ ;

$K$  – капитальные вложения, необходимые для сооружения сети;

$I$  – ежегодные эксплуатационные расходы.

Капитальные вложения на строительство сети складываются из капитальных вложений в воздушные линии и в ПС

$$K = K_{ВЛ} + K_{ПС}, (4.2)$$

где  $K_{ВЛ}$  – капитальные вложения на сооружение линий;

$K_{ПС}$  – капитальные вложения на сооружение подстанций.

Исходя из параметров сравнения, видно что для данного конкретного случая необходимо будет учитывать капиталовложения в строительство ВЛЭП.

Капитальные вложения при сооружении линий состоят из затрат на изыскательские работы и подготовку трассы, затрат на приобретение опор, проводов, изоляторов и прочего оборудования, на их транспортировку, монтажные и другие работы и определяются по формуле (4.3)

$$K_{ВЛ} = K_{ВЛО} \cdot l, \quad (4.3)$$

где  $K_{ВЛО}$  – удельная стоимость сооружения одного километра линии.

Капитальные затраты при сооружении подстанций состоят из затрат на подготовку территории, приобретение трансформаторов, выключателей и прочего оборудования, затрат на монтажные работы и т. д.

$$K_{ПС} = K_{ОРУ} + K_{ТР} + K_{пост} + K_{КУ}, \quad (4.4)$$

где  $K_{ОРУ}$  - капитальные затраты на сооружение ОРУ;

$K_{ТР}$  - капитальные затраты на покупку и монтаж трансформаторов;

$K_{пост}$  - постоянная часть затрат на ПС в зависимости от типа ОРУ и  $U_{ном}$ ;

$K_{КУ}$  - капитальные затраты на покупку и монтаж КУ.

Капитальные вложения определяются по укрупненным показателям стоимости отдельных элементов сети. Суммарные капитальные вложения приводятся к текущему году с помощью коэффициента инфляции относительно цен 1991 года. По сравнению реальной стоимости ВЛ сегодня,

коэффициент инфляции по ВЛ в данном КП  $k_{\text{инфВЛ}} = 250$ , а для элементов ПС  $k_{\text{инфВЛ}} = 200$ .

Вторым важным технико-экономическим показателем являются эксплуатационные расходы (издержки), необходимые для эксплуатации энергетического оборудования и сетей в течение одного года:

$$I_{\Sigma} = I_{\text{э.р}} + I_{\text{ам}} + I_{\Delta W}, \quad (4.5)$$

где  $I_{\text{э.р}}$  - расходы на текущий ремонт и эксплуатацию, включая профилактические осмотры и испытания, определяются по (4.6)

$I_{\text{ам}}$  - Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы ( $T_{\text{сл}}=20$  лет), формула (4.7)

$I_{\Delta W}$  - Стоимость потерь электроэнергии, определяется по формуле (4.8)

$$I_{\text{э.р}} = \alpha_{\text{э.р.ВЛ}} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \alpha_{\text{э.р.ПС}} \cdot K_{\text{ПС}}, \quad (4.6)$$

где  $\alpha_{\text{э.р.ВЛ}}, \alpha_{\text{э.р.ПС}}$  - нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ВЛ и ПС ( $\alpha_{\text{э.р.ВЛ}} = 0.008$ ;  $\alpha_{\text{э.р.ПС}} = 0.049$ ).

Издержки на амортизацию

$$I_{\text{ам}} = \frac{K}{T_{\text{сл}}}, \quad (4.7)$$

где  $T_{\text{сл}}$  - рассматриваемый срок службы оборудования (20 лет)

Стоимость потерь электроэнергии

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_0, \quad (4.8)$$

где  $\Delta W$  - потери электроэнергии, кВт•ч;

$C_0$  – стоимость потерь 1 МВт•ч электроэнергии. (В задании на КП эта величина равна  $C_0=1.25$  руб./кВт•ч.

Потери электроэнергии определяются по потокам эффективных мощностей и включают в себя потери в ВЛЭП, трансформаторах и КУ для зимнего и летнего времени года.

$$\Delta W = \Delta W_{ВЛ} + \Delta W_{ТР} + \Delta W_{КУ}, \quad (4.9)$$

где  $\Delta W_{ВЛ}$  - потери электроэнергии в ВЛЭП

$\Delta W_{ТР}$  - потери электроэнергии в трансформаторах

$\Delta W_{КУ}$  - потери электроэнергии в компенсирующих устройствах

Потери электроэнергии в ВЛЭП определяются следующим образом

$$\Delta W_{ВЛ} = \frac{(P_{эф}^з)^2 + (Q_{неск.эф}^з)^2}{U_{ном}^2} \cdot R_{ВЛ} \cdot T_{max}, \quad (4.10)$$

где  $P_{эф}^з$ ,  $P_{эф}^л$  – поток эффективной активной зимней и летней мощности по линии, МВт;

$Q_{неск.эф}^з$ ,  $Q_{неск.эф}^л$  - поток эффективной реактивной зимней и летней мощности по линии; МВАр;

$T_з$ ,  $T_л$  – соответственно количество зимних – 4800 и летних - 3960 часов;

$$\Delta W_{ТР} = \frac{(P_{эф}^з)^2 + (Q_{неск.эф}^з)^2}{U_{ном}^2} \cdot R_{ТР} \cdot T_{max} + \Delta P_{ХХ} \cdot T_з \quad (4.11)$$

Потери в КУ. Так как на всех ПС установлены батареи конденсаторов или Статические тиристорные компенсаторы (СТК) то потери во КУ будут выглядеть следующим образом

$$\Delta W_{БК} = \frac{\Delta P_{БКуд} \cdot Q_{КУфактич} \cdot T_z}{10^3}, \quad (4.12)$$

где  $\Delta P_{БКуд}$  - удельные потери активной мощности в компенсирующих устройствах, в данном случае - 0.003 кВт/кВар.

Уровни напряжения ПС не отличаются в обоих вариантах, поэтому трансформаторы, компенсирующие устройства и потери в них при сравнении можно не учитывать (они будут одинаковы).

#### 4.2 Сравнение конкурентоспособных вариантов

Так как в сравниваемых вариантах один уровень напряжения, следовательно трансформаторы и количество компенсирующих устройств в них будет неизменным. Кроме того ПС Г (4) запитывается одинаково в двух вариантах, поэтому в сравнении не участвует.

Отличаться будут только линии (протяжённость и сечение провода) и распределительные устройства питающие ПС А, Б, и В, то при сравнении целесообразно учитывать только различие в капиталовложениях на сети и распределительные устройства обозначенных объектов.

Сравнение по всем остальным параметрам в данном разделе не требуется. Данный расчет приведен в Приложении В.

По результатам расчётов построим таблицу 4.1, содержащую основные показатели сравнения экономической привлекательности каждого варианта

Таблица 4.1 – Экономические показатели сравнения вариантов.

№ варианта	К, млн.руб	И, млн.руб	З, млн.руб
1	1 187	74,55	181,7
2	1 072	80,09	198,8

Таким образом, мы получили самый оптимальный вариант схемы сети, который удовлетворяет всем предъявленным требованиям и при этом наиболее экономичен.- Вариант 1.

## 5. РАСЧЁТ И АНАЛИЗ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ

Цель этого раздела – просчитать типовые установившиеся режимы, характерные для этой сети и определить условия их допустимости. При этом необходимо оценить возможность существования «крайних» режимов и величины потерь мощности в различных элементах сети

### 5.1 Ручной расчёт максимального режима

Подготовка данных для ручного расчёта максимального режима

Для ручного расчёта режима, прежде всего, необходимо знать параметры схемы замещения. При составлении данной, мы исходили из того, что на каждой ПС установлены 2 отдельно работающих на половину нагрузки трансформатора. Зарядную мощность линий мы разнесли по её узлам; трансформаторы представляем Г образной схемой, в которой ветвь поперечных проводимостей представлена потерями холостого хода(XX).

Схема замещения представлена на рисунке 5 и на листе графической части проекта.

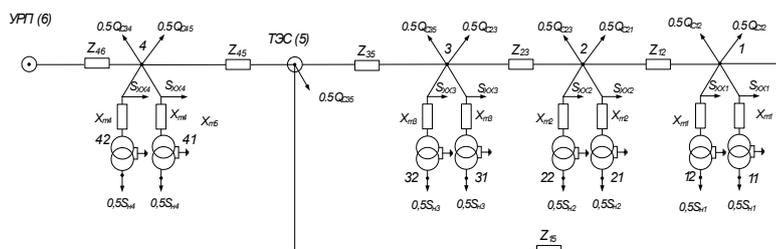


Рисунок 5 – Схема замещения для расчёта режима.

Параметры узлов схемы сведены в таблицу 5.1

Таблица 5.1 - Параметры узлов схемы замещения

№ узла	Тип узла	U <sub>ном</sub> узла, кВ	P <sub>п</sub> , МВт	Q <sub>п</sub> , МВАр
1	2	3	4	5
6	Балансирующий	110		
5	Балансирующий	110		
1	Нагрузочный	110		
11	Нагрузочный	10	14,7	5,7
12	Нагрузочный	10	14,7	5,7
2	Нагрузочный	110		
21	Нагрузочный	10	17,7	6,95
22	Нагрузочный	10	17,7	6,95
3	Нагрузочный	110		
31	Нагрузочный	10	20,6	8,2
32	Нагрузочный	10	20,6	8,2
4	Нагрузочный	110		
41	Нагрузочный	10	34,2	13,7
42	Нагрузочный	10	34,2	13,7

Параметры ветвей заданы в таблице 5.2.

Таблица 5.2 - Параметры ветвей схемы замещения

№ узла начала ветви	№ узла конца ветви	Марка провода	Активное сопротивление ветви, Ом	Реактивное сопротивление ветви, Ом	Зарядная мощность линии, МВАр
1	2	3	4	5	6
5	4	АС 240/32	2,7	9	0,76
6	4	АС 240/32	3,8	12,8	1,08
5	1	АС 300/39	2,2	9,6	0,71
5	3	АС 300/39	2	8,6	0,64
2	3	АС 120/19	1	9,5	0,72
1	2	АС 240/32	8	8,1	0,68

Для расчёта потоков мощностей по линиям необходимо рассчитать расчётные нагрузки, включающие в себя непосредственно нагрузки ПС,

потери в трансформаторах, и зарядные мощности линий Пример расчета данной величины приведен в /5, с. 49-52/.

$$S_{1p} = S_1 + \Delta S_T - j \cdot Q_{C15} - j \cdot Q_{C12} \quad (5.1)$$

где  $S_6$  - максимальная зимняя нагрузка ПС 1;

$\Delta S_T$  - полные потери в 2 трансформаторах ПС 1;

$Q_{C15}, Q_{C12}$  - половины зарядных мощностей линий 1-5 и 1-2.

Алгоритм расчёта режим

Ручной расчёт режима наиболее экономически целесообразного варианта схемы сети произведём с помощью математического пакета MathCAD 14.0. Подробный расчёт режима представлен в приложении Г. В приложении Д представлены расчеты режимов с помощью ПК: нормальных максимального и минимального и послеаварийного (ПА) .

Покажем коротко этапы ручного расчёта режима.

Имея расчётные нагрузки в четырёх основных узлах схемы приведём основные этапы расчёта.

Первоначально находим потоки мощности на головных участках 6-4 и 6-5. Для примера запишем для участка 6-4

$$S_{64} = \frac{S_{4p} \cdot \left( Z_{45}^* \right)}{Z_{45}^* + Z_{46}^*} \quad (5.2)$$

где  $S_{4p}$  - расчетная нагрузка 4-й ПС;

$Z_{46}^* + Z_{45}^*$  - сумма сопряжённых комплексов сопротивлений между источниками питания

Далее рассчитываются потоки мощности по остальным ветвям без учета потерь и определяем точки потокоразделов по активной и реактивной мощностям. В нашем случае данных участков не будет, однако будет

уравнительная мощность, которая возникает из-за разности напряжений на ИП.

$$S_{yp} = \frac{U_6^* - U_5^*}{Z_{46} + Z_{45}} \cdot U_{ном}$$

где  $U_{ип0}^*, U_{ип10}^*$  - сопряжённые комплексы напряжений источников питания.

После определения уравнительной мощности находятся фактические потоки мощности на головных участках сети.

$$S_{64\phi} = S_{64} - S_{yp}$$

$$S_{54\phi} = S_{54} + S_{yp}$$

После определения потоков мощностей на всех участках находим точки потокоразделов по активной и реактивной мощностям. Это точки определяются там, где поток мощности меняет знак на противоположный. В нашем случае узел 4 будет точкой потокораздела по активной и по реактивной мощности.

При дальнейшем расчёте мы разрезаем кольцо по точкам потокоразделов и считаем потоки мощности на этих участках с учётом потери мощности на них как для разветвлённой сети. К примеру

$$S_{6н} = S_{64\phi} + \Delta S_{64} \quad (5.5)$$

$$\Delta S_{64} = \frac{|S_{64\phi}|^2}{U_{ном}^2} \cdot Z_{46} \quad (5.6)$$

Зная потоки мощности на всех участках, определяем напряжения во всех узлах. Например, в узле 4

$$U_4 = U_5 - \frac{S_{54н}^*}{U_5^*} \cdot Z_{54} \quad (5.7)$$

## 5.2 Расчёт максимального, минимального и послеаварийного режима с помощью ПВК

Краткая характеристика выбранного ПВК

В качестве ПВК мы выбрали SDO-6. Данный ПВК предназначен для решения задач анализа и синтеза, возникающих при исследовании установившихся режимов ЭЭС и может использоваться при эксплуатации и проектировании ЭЭС в рамках АСДУ, САПР и АРМ ЭЭС.

ПВК моделирует действие и работу различных устройств, предназначенных для управления напряжением, потоками активной и реактивной мощности, генерацией и потреблением, а также работу некоторых видов противоаварийной автоматики – от наброса мощности, повышения/понижения напряжения.

ПВК содержит достаточно полное математическое описание основных элементов сети ЭЭС - нагрузки (статические характеристики по U и f), генерации (учет потерь в генераторе в режиме СК, зависимость  $Q_{расп}(P_g)$ ), коммутируемых реакторов, линий, трансформаторов линейно-дополнительных, 2-х и 3-х обмоточных с продольно-поперечным и связанным регулированием.

ПВК обеспечивает работу с расчетной схемой сети ЭЭС, имеющей в своем составе выключатели, как элементы распределительных устройств станций и подстанций.

ПВК обеспечивает эффективное и надежное решение задач за счет избыточности состава алгоритмов их решения.

ПВК является удобным и эффективным средством достижения целей, формулируемых пользователем. В его составе реализовано значительное число основных и вспомогательных функций.

К основным функциям относятся:

- 1) расчет установившегося режима ЭЭС при детерминированном характере информации с учетом и без учета изменения частоты (модификации метода Ньютона-Рафсона);
- 2) расчет предельного установившегося режима при различных способах утяжеления и критериях завершения;
- 3) расчет допустимого установившегося режима;
- 4) расчет оптимального установившегося режима (метод обобщенного приведенного градиента);
  - по потерям активной и реактивной мощности в сети ЭЭС;
  - по издержкам на выработку электроэнергии;
- 5) получение требуемых значений для отдельных параметров режима (модулей напряжения, активных и реактивных генераций и т.д.) с выбором состава компонент вектора решения;
- 6) определение "слабых мест" в сети ЭЭС и анализ на этой основе предельных режимов;
- 7) формирование эквивалента расчетной схемы ЭЭС, полученного при исключении заданного числа узлов (метод Уорда);
- 8) получение эквивалента расчетной схемы сети, адаптивного к заданным расчетным условиям и определение функциональных характеристик отбрасываемой сети, включаемых в граничные узлы;
- 9) расчет статической аperiodической устойчивости режима ЭЭС на основе анализа коэффициентов характеристического уравнения;
- 10) анализ динамической устойчивости режима ЭЭС относительно заданной совокупности расчетных возмущений при учете широкого набора средств противоаварийной автоматики как традиционных, так и перспективных с возможностью моделирования производных законов их управления. Данная функция обеспечивается возможностью совместной работы ПВК СДО-6 и ПВК ПАУ-3М (разработка СЭИ) и поставляется заказчику при установлении им договорных отношений с разработчиками ПВК ПАУ-3М.

К вспомогательным функциям относятся:

- 1) анализ и поиск ошибок в исходных данных;
- 2) корректировка состава элементов расчетной схемы сети ЭЭС, параметров режима и расчетных условий;
- 3) формирование и хранение на внешних запоминающих устройствах собственного архива данных о расчетных схемах сети ЭЭС;
- 4) работа с данными в унифицированном формате ЦДУ (экспорт/импорт);
- 5) представление и анализ выходной информации с использованием разнообразных таблиц и графиков;
- 6) отображение результатов расчета на графе расчетной схемы сети.

ПВК имеет в своем составе удобный и гибкий язык управления заданиями, содержащий до 70 управляющих директив (команд). С их помощью может задаваться произвольная последовательность выполнения его основных и вспомогательных функций при работе в пакетном режиме.

ПВК разработан и реализован на языке ФОРТРАН , TurboСI. Он может эксплуатироваться в составе математического обеспечения вычислительных центров, оснащенных СМ-1700 и ПЭВМ (MS DOS).

ПВК имеет следующие основные технические характеристики:

- предельный объем расчетных схем определяется располагаемыми ресурсами памяти ЭВМ и для текущей версии ПВК составляет не менее 600 узлов и 1000 ветвей;
- имеются программные средства для настройки и генерации ПВК на требуемый состав элементов и объем расчетных схем сети;
- возможна работа в пакетном и диалоговом режиме.

ПВК может тиражироваться и поставляться пользователю на магнитной ленте и/или дискетке в составе загрузочного модуля и документации по его сопровождению и использованию.

Разработчики: Артемьев В.Е., Войтов О.Н., Володина Э.П., Мантров В.А., Насвицевич Б.Г., Семенова Л.В.

Организация: Сибирский Энергетический институт СО АН РОССИИ

Подготовка данных для расчёта в SDO 6

Так как в SDO6 для задания узла достаточно использовать значение номинального напряжения и мощности нагрузок (генераций), то для создания массива данных в этом ПВК достаточно использовать таблицу 5.1.

Для задания параметров линии в SDO 6 дополнительно к комплексному сопротивлению добавляется емкостная проводимость, а не зарядная мощность, как в ручном расчёте. Поэтому дополнительно к таблице 5.2 зададим емкостную проводимость в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Емкостная проводимость ветвей

№ узла начала ветви	№ узла конца ветви	Емкостная проводимость ветви, мкСм
5	4	62,8
6	4	88,9
5	1	59
5	3	52,8
2	3	59,5
1	2	556,2

Первоначально при ручном расчете для задания поперечной ветви проводимостей мы использовали потери холостого хода трансформатора. Для задания трансформаторов в ПВК необходимо вместо них использовать проводимости этой ветви, которые приведены в таблице 5.4. Все остальные данные те же, что и для ручного расчета (Приложение Е).

Таблица 5.4 – Поперечные проводимости трансформаторов

ПС (№ узла ВН)	Активная проводимость ветви, мкСм	Индуктивная проводимость ветви, мкСм
А (1)	2,231	14,463
Б (2)	1,587	10,283
В (3)	0,93	4,298
Г (4)	3,512	7,438

Сравнительный анализ ручного расчёта максимального режима и расчёта с помощью ПВК

Для сравнения расчёта в ВПК и ручного необходимо определиться с параметрами сравнения. В данном случае будем сравнивать значения напряжений во всех узлах и номера отпаяк РПН в трансформаторах. Этого будет вполне достаточно для заключения о примерном расхождении ручного и машинного расчёта.

Сравним первоначально напряжения во всех узлах, результаты поместим в таблицу 5.5

Таблица 5.5 – Сравнение напряжений при ручном и машинном расчёте

№ узла	Ручной расчет $U_i$ , кВ	ПВК SDO-6. $U_i$ , кВ	Отличие, %
1	121,5	121,82	0,26
2	120,3	121,89	1,32
3	121,2	121,86	0,54
4	121,00	120,98	-0,02
11, 12	10,03	10,07	0,40
21, 22	10,41	10,47	0,58
31, 32	10,41	10,49	0,77
41, 42	10,20	10,21	0,10

Исходя из результатов сравнения можно сказать, что при точности расчёта в 5% на ПВК мы имеем достаточную точность расчёта. При том, что отпайки трансформаторов при обоих расчётах сходятся.

$$\varepsilon = \frac{U_{\text{руч.расч}} - U_{\text{СДО}}}{U_{\text{руч.расч}}} \cdot 100$$

### 5.3 Анализ установившихся режима

Структура потерь электрической энергии

Проанализируем структуры потерь для трёх режимов, рассчитанных с помощью ПВК.

Структуру потерь для 3 режимов представим в таблице 5.6

Таблица 5.6 – Структура потерь в рассматриваемых режимах

Режим	Потери в трансформаторах, МВт и МВАр		Потери в ЛЭП, МВт и МВАр		Суммарная потребляемая мощность, МВт
	Активные	Реактивные	Активные	Реактивные	
Максимальный нормальный	1,076	17,147	1,816	6,198	174,4
Минимальный	0,057	0,921	0,094	0,322	38,8
Послеаварийный	1,25	19,823	6,827	23,240	174,1

Анализ уровней напряжений в узлах

Для анализа уровней напряжения рассчитываются наиболее тяжёлые ПА режимы и режим минимальных нагрузок.

Так как нам необходимо поддерживать желаемые уровни напряжений во всех трёх режимах, то отличия будут в номерах отпаяк РПН.

Напряжения, полученные в рассматриваемых режимах приведены в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Фактические напряжения на низких сторонах ПС

Режим	Максимальный, нормальный		Максимальный, послеаварийный		Минимальный, нормальный	
	$U_i$	№ РПН	$U_i$	№ РПН	$U_i$	№ РПН
11, 12	10,03	4	10,13	7	10,15	6
21, 22	10,41	9	10,49	14	10,39	10
31, 32	10,41	9	10,56	16	10,56	11
41, 42	10,20	8	10,26	11	10,17	9

Все необходимые пределы по напряжению на стороне НН выдерживаются при всех трёх режимах.

Расчёт и анализ всех рассматриваемых режимов показывает, что спроектированная сеть позволяет поддерживать требуемые уровни напряжений как в нормальных, так и послеаварийных режимах.

Таким образом, спроектированная сеть позволяет надёжно и качественно снабжать потребителей электрической энергией.

## **6. РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЙ И ПОТОКОВ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ПРИНЯТОМ ВАРИАНТЕ СЕТИ**

Цель раздела – объяснить применение используемых средств регулирования напряжения и дать их описание.

### **6.1 Методы регулирования напряжения**

Напряжение сети постоянно меняется вместе с изменением нагрузки, режима работы источника питания, сопротивлений цепи. Отклонения напряжения не всегда находятся в интервалах допустимых значений. Причинами этого являются: а) потери напряжения, вызываемые токами нагрузки, протекающими по элементам сети; б) неправильный выбор сечений токоведущих элементов и мощности силовых трансформаторов; в) неправильно построенные схемы сетей.

Контроль за отклонениями напряжения проводится тремя способами: 1) по уровню — ведется путем сравнения реальных отклонений напряжения с допустимыми значениями; 2) по месту в электрической системе — ведется в определенных точках сети, например в начале или конце линии, на районной подстанции; 3) по длительности существования отклонения напряжения.

Регулированием напряжения называют процесс изменения уровней напряжения в характерных точках электрической системы с помощью

специальных технических средств. Используется регулирование напряжения в центрах питания распределительных сетей — на районных подстанциях, где изменением коэффициента трансформации поддерживалось напряжение у потребителей при изменении режима их работы и непосредственно у самих потребителей и на энергообъектах (электростанциях, подстанциях) /1, с. 200/.

При необходимости на шинах вторичного напряжения понижающих подстанций обеспечивается встречное регулирование напряжения в пределах 0... + 5% номинального напряжения сети. Если в соответствии с суточным графиком нагрузки суммарная мощность снижается до 30 % и более от ее наивысшего значения, напряжение на шинах должно поддерживаться на уровне номинального напряжения сети. В часы наибольшей нагрузки напряжение на шинах должно превышать номинальное напряжение сети не менее чем на 5 %; допускается повышение напряжения даже до 110 % номинального, если при этом отклонения напряжения у ближайших потребителей не превысят наибольшего значения, допускаемого Правилами устройства электроустановок. В послеаварийных режимах при встречном регулировании напряжение на шинах низшего напряжения не должно быть ниже номинального напряжения сети.

В качестве специальных средств регулирования напряжения прежде всего могут быть использованы трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН). Если с их помощью невозможно обеспечить удовлетворительные величины напряжений, следует рассмотреть целесообразность установки статических конденсаторов или синхронных компенсаторов. /3, с. 113/. Этого в нашем случае не требуется, так как вполне достаточно регулирование напряжений в узлах на низких сторонах с помощью РПН.

Существуют различные методики выбора регулировочных ответвлений трансформаторов и автотрансформаторов с РПН и определения получаемых напряжений.

Рассмотрим методику, основанную на непосредственном определении необходимого напряжения регулировочного ответвления и характеризующуюся, по мнению авторов, простотой и наглядностью.

Если известно приведенное к высокой стороне трансформатора напряжение на шинах низшего напряжения подстанции, то можно определить желаемое (расчетное) напряжение регулировочного ответвления обмотки высшего напряжения трансформатора

$$U_{в.н.ж} = \frac{U_{н} \cdot U_{н.н}}{U_{н.ж}} \quad (6.1)$$

где  $U_{н.н}$  - номинальное напряжение обмотки низшего напряжения трансформатора;

$U_{н.ж}$  - напряжение желаемое, которое необходимо поддерживать на шинах низшего напряжения в различных режимах работы сети  $U_{н}$  — в режиме наибольшей нагрузки и в послеаварийных режимах и  $U_{н}$  — в режиме наименьших нагрузок);

$U_{н}$  — номинальное напряжение сети.

Для сетей с номинальным напряжением 6 кВ необходимые напряжения в режиме наибольших нагрузок и в послеаварийных режимах равны 6,3 кВ, в режиме наименьших нагрузок они составляют 6 кВ. Для сетей с номинальным напряжением 10 кВ соответствующие значения составят 10,5 и 10 кВ. Если в послеаварийных режимах невозможно обеспечить напряжение  $U_{н}$ , допускается его снижение, но не ниже 1  $U_{н}$

Применение трансформаторов с РПН позволяет изменять регулировочное ответвление без их отключения. Поэтому следует определять напряжение регулировочного ответвления отдельно для наибольшей и наименьшей нагрузки. Так как время возникновения аварийного режима неизвестно, то будем считать, что этот режим возникает в наиболее неблагоприятном случае, т. е. в часы наибольших нагрузок. С учетом

сказанного выше расчетное напряжение регулировочного ответвления трансформатора определяется по формулам:

для режима наибольших нагрузок

$$U_{B.H.Ж_{\max}} = \frac{U_{H_{\max}} \cdot U_{H.H}}{U_{H.Ж}} \quad (6.2)$$

для режима наименьших нагрузок

$$U_{B.H.Ж_{\min}} = \frac{U_{H_{\min}} \cdot U_{H.H}}{U_{H.Ж}} \quad (6.3)$$

для послеаварийного режима

$$U_{B.H.Ж_{ПА}} = \frac{U_{H_{ПА}} \cdot U_{H.H}}{U_{H.Ж}} \quad (6.4)$$

По найденному значению расчетного напряжения регулировочного ответвления выбирают стандартное ответвление с напряжением, ближайшим к расчетному.

Определенные таким образом значения напряжений на шинах низшего напряжения тех подстанций, где применены трансформаторы с РПН, сравниваются с желаемыми значениями напряжения, указанными выше.

На трехобмоточных трансформаторах регулирование напряжения под нагрузкой выполняется в обмотке высшего напряжения, а обмотка среднего напряжения содержит ответвления, которые переключаются только после снятия нагрузки.

## **7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СЕБЕСТОИМОСТИ ПЕРЕДАЧИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ**

Целью этого раздела является определение себестоимости передачи электрической энергии в проектируемой сети. Этот показатель важен

поскольку является одним из показателей привлекательности всего проекта в целом. Полная себестоимость передачи электрической энергии определяется как отношение издержек на сооружение сети в целом к суммарному её среднегодовому потреблению, руб/МВт

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W_{\Sigma}} = \frac{1,392 \cdot 10^8}{6,976 \cdot 10^5} = 199,5 \quad (7.1)$$

где  $I_{\Sigma}$  - суммарные издержки для всего варианта с учётом потерь электрической энергии, руб;

$W_{\Sigma}$  - среднегодовое электропотребление проектируемой сети, МВт·ч.

$$W_{\Sigma} = P_{\max} \cdot T_{\max} = 174,4 \cdot 4000 = 6,976 \cdot 10^5 \quad (7.2)$$

где  $P_{\max}$  - максимальная потребляемая зимняя мощности рассматриваемой сети, МВт;

$T_{\max}$  - число часов использования максимальной нагрузки, ч.

Таким образом, себестоимость передачи электроэнергии получается равна 199,5 руб. за МВтч или 20 коп. за кВтч.

Расчет себестоимости передачи электроэнергии приведен в приложении Е.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В процессе проектирования электрической сети нами было проанализировано заданное географическое расположение потребителей электрической энергии. При данном анализе были учтены мощности нагрузок потребителей, их взаимное расположение. На основе этих данных

нами были предложены варианты схем электрической распределительной сети, наиболее полно отражающие специфику их составления.

С помощью расчета по типовым графикам электрических нагрузок нами были получены вероятностные характеристики, позволяющие с большей точностью проанализировать в дальнейшем все параметры режимов спроектированной электрической распределительной сети.

Также было произведено сравнение проектных вариантов сети по возможности технической реализации, по надежности, по экономическим вложениям.

В результате экономического просчета был выбран наиболее удачный вариант схемы ЭС из представленных нами на рассмотрение. Для этого варианта были рассчитаны 3 наиболее характерных для энергосистемы установившихся режима, в которых мы выдержали желаемое напряжение на шинах НН всех понизительных ПС.

Себестоимость передачи электроэнергии в предложенном варианте составил 20 коп. за кВтч.

## БИблиОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Идельчик В.И. Электрические системы и сети
2. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов. Под ред. Блок В.М.
3. Поспелов Г.Е. Федин В.Т. Электрические системы и сети. Проектирование
4. Правила эксплуатации электроустановок ПУЭ издание 6, 7-е дополненное
5. Савина Н.В., Мясоедов Ю.В., Дудченко Л.Н. Электрические сети в примерах и расчётах: Учебное пособие. Благовещенск, Издательство АмГУ, 1999, 238 с.
6. Электротехнический справочник: В 4 т. Т 3. Производство, передача и распределение электрической энергии. Под общ. Ред. Проф. МЭИ Герасимова В.Г. и др. – 8-е изд., испр. И доп. – М.: Издательство МЭИ, 2002 г, 964 с.
7. Основы современной энергетики: учебник для вузов : в 2 т. / под общей редакцией чл.-корр. РАН Е.В. Аметистова. - 4-е изд., перераб. и доп. - М. : Издательский дом МЭИ, 2008. Том 2. Современная электроэнергетика / под ред. профессоров А.П. Бурмана и В.А. Строева. - 632 с., ил.
8. Порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии (договоры энергоснабжения). Утвержден Приказом Минпромэнерго России от 22 февраля 2007 г. №49