

# КУРСОВОЙ ПРОЕКТ «ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЙОННОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 220/110 КВ»

## 1. Цель и задачи курсового проектирования

В курсовом проекте решается задача проектирования вновь сооружаемой электрической сети 220/110 кВ, питаемой от одного источника электрической энергии. В соответствии с заданием решается комплекс вопросов технического, технологического и экономического характера.

Помимо общепринятых задач, решаемых при проектировании электрической части электрической сети, в настоящем курсовом проекте решаются следующие задачи:

- анализ конфигурации вариантов электрической сети;
- анализ технико-экономических показателей вариантов сети;
- обоснование методов (метода) снижения потерь электрической энергии.

## 2. Задания на курсовое проектирование

Исходные данные для выполнения проекта приведены в пяти таблицах (табл. 5.1 – 5.5). Конкретный вариант выбирается по первым трём буквам фамилии и инициалам студента (если фамилия содержит менее трёх букв, то последняя буква повторяется). Так студенту Иванову Сергею Петровичу следует взять из первой таблицы вариант И, из второй – В, из третьей – А, из четвертой – С, из пятой – П.

Таблица 5.1

*Исходные данные для подстанции 1*

Варианты	АБ	ВГД	ЕЖЗ	ИКЕ	ЛМ	НОП	РСТ	УФХ	ЦЧШЩ	ЫЭЮ Я
X, см	6	6,5	7,0	7,5	8,0	7,5	6,5	7,0	6,0	8,0
У, см	1,5	1,0	0,5	0,0	1,5	1,0	0,0	1,5	0,0	0,0
$P_{\max}$ , МВт	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130
$T_{\max}$ , час	3800	4000	3800	4000	3800	4000	4200	4400	4600	4800
$\cos \varphi$	0,78	0,79	0,80	0,81	0,82	0,81	0,80	0,79	0,78	0,80
$K_k$ , %	100	100	80	80	100	100	80	80	100	100

Таблица 5.2

*Исходные данные для подстанции 2*

Варианты	АБ	ВГД	ЕЖЗ	ИКЕ	ЛМ	НОП	РСТ	УФХ	ЦЧШЩ	ЫЭЮ Я
X, см	2,5	3,0	3,5	4,0	4,5	2,5	3,0	4,0	4,5	3,5
Y, см	4,5	4,0	3,5	3,0	2,5	2,5	3,0	4,0	4,5	4,5
$P_{\max}$ , МВт	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
$T_{\max}$ , час	2400	2600	2800	3000	3200	3200	3000	2800	2600	2400
cosφ	0,75	0,75	0,79	0,77	0,75	0,77	0,79	0,77	0,75	0,77
$K_k$ , %	30	40	50	30	40	50	30	40	50	30

Таблица 5.3

*Исходные данные для подстанции 3*

Варианты	АБ	ВГД	ЕЖЗ	ИКЕ	ЛМ	НОП	РСТ	УФХ	ЦЧШЩ	ЫЭЮ Я
X, см	5,0	6,5	5,0	6,0	5,0	6,5	5,0	6,0	6,0	5,5
Y, см	7,0	7,0	5,0	5,0	6,5	6,5	5,5	5,5	5,0	6,5
$P_{\max}$ , МВт	29	28	27	26	25	24	23	22	21	20
$T_{\max}$ , час	6200	6300	8000	7900	7800	7700	7600	7400	7200	7000
cosφ	0,84	0,82	0,80	0,82	0,84	0,86	0,84	0,82	0,80	0,82
$K_k$ , %	70	75	60	65	70	75	60	65	70	75

Таблица 5.4

*Исходные данные для подстанции 4*

Варианты	АБ	ВГД	ЕЖЗ	ИКЕ	ЛМ	НОП	РСТ	УФХ	ЦЧШ Щ	ЫЭЮ Я
X, см	8,0	10,0	10,0	8,0	9,0	9,0	9,0	8,0	10,0	9,5
Y, см	4,5	4,5	2,5	2,5	3,5	4,5	2,5	3,5	3,5	4,0
$P_{\max}$ , МВт	10,0	10,0	8,0	8,0	11,0	11,0	9,0	9,0	8,0	8,0
$T_{\max}$ , час	5300	5000	4700	5300	5000	4700	5300	5000	4700	5300
cosφ	0,80	0,78	0,76	0,80	0,78	0,78	0,78	0,76	0,80	0,82
$K_k$ , %	20	30	40	0	0	0	0	20	30	40

Таблица 5.5

*Параметры системы и режима*

Варианты	АБ	ВГД	ЕЖЗ	ИК	ЛМ	НОП	РСТ	УФХ	ЦЧШ Щ	БЭЮ Я
X, см	0,0	0,0	0,0	0,0	3,0	7,0	11,0	12,0	11,0	3,0
У, см	0,0	3,0	7,0	9,0	10,0	10,0	8,0	4,0	0,0	0,0
$U_{PЭС \max}$ , %	112	110	108	110	112	109	111	113	110	108
$U_{PЭС \min}$ , %	103	107	104	108	105	106	102	102	104	104
cos φ	0,90	0,91	0,91	0,90	0,92	0,93	0,90	0,92	0,9	0,92
$P_{\min}$ , %	50	51	52	50	51	52	45	50	55	50
Масштаб, км/см	10	10	15	15	15	15	20	20	10	10

### 3. Структура, содержание и объем курсового проекта «Проектирование районной электрической сети 220/110 кВ»

Пояснительная записка по курсовому проекту должна содержать расчётный материал, обоснование принятых решений, пояснения к каждому рассмотренному разделу.

Оформление графической части и пояснительной записки производится в соответствии с требованиями ЕСКД и ЕСТД. Нумерация формул и таблиц сквозная.

Пояснительная записка должна сопровождаться разъяснениями всех этапов расчёта и принятия решений по проекту.

По каждому разделу проекта необходимо:

- сформулировать задачу, решаемую в разделе;
- привести исходные данные;
- привести необходимые чертежи и схемы;
- описать принятую автором проекта методику и последовательность решения задачи с приведением расчётных формул в общем виде;
- выполнить подстановку чисел в формулы, дать результаты вычислений с указанием размерностей полученных величин. Повторные

аналогичные расчёты в целях экономии времени и места целесообразно сводить в таблицы;

- привести краткий анализ полученных результатов расчета с соответствующими выводами.

Титульный лист по курсовому проекту оформляется в соответствии с приложением 2.

Исходные данные по проекту сводятся в бланк задания единого образца (приложение 3).

Рекомендуется следующая структура пояснительной записки: титульный лист (на бланке); задание (на бланке); содержание; введение; основная часть (по разделам); заключение; список литературы; приложения.

Примерный перечень разделов пояснительной записки приведён в табл. 5.6.

Таблица 5.6

*Примерный перечень разделов пояснительной записки*

<b>Введение</b>
<b>1. Выбор вариантов схем электрической сети 220/110 кВ</b>
1.1. Определение месторасположения источника питания и потребителей на координатной плоскости в соответствии с исходными данными и разработка эскизов возможных вариантов конфигурации электрической сети. Анализ разработанных эскизов вариантов и выбор двух наиболее перспективных. <i>Остальные пункты примерного перечня выполняются для тех двух вариантов, которые сочтены автором проекта наиболее перспективными.</i>
1.2. Выполнение предварительных расчётов: определение мощностей нагрузок подстанций, длин линий электропередачи в соответствии с указанным масштабом, числом цепей линий электропередачи в соответствии с требованиями надёжности и бесперебойности электроснабжения потребителей. Степень надёжности электроснабжения потребителей характеризуется коэффициентом $K_k, \%$ (исходные данные). Если $K_k=0$ , то потребитель относится к третьей категории.
1.3. Выбор номинального напряжения.
1.4. Выбор сечения проводов.
1.5. Проверка выбранных сечений по техническим ограничениям.
1.6. Определение сопротивлений и проводимостей линий электропередачи.
1.7. Выбор трансформаторов (автотрансформаторов) на подстанциях.

1.8. Определение сопротивлений и проводимостей трансформаторов (автотрансформаторов).
1.9. Подготовка расчётной схемы и выполнение электрического расчёта режима максимальных нагрузок с помощью программного комплекса с целью определения суммарных потерь активной мощности, необходимого количества, типа (типов) и мощности компенсирующих устройств.
<b>2. Составление полных схем электрических соединений, выполнение предварительного технико-экономического расчёта каждого варианта, выбор наиболее экономичного варианта на основе анализа технико-экономических показателей. (Окончательно должен остаться один вариант электрической сети).</b>
<b>3. Точный электрический расчёт режимов выбранного варианта (расчёт выполняется на основании схемы, подготовленной в п. 1.9)</b>
3.1. Электрический расчёт режима максимальных нагрузок. Оформление выводов по результатам расчёта. (п. 1.9)
3.2. Электрический расчёт послеаварийного режима. Оформление выводов по результатам расчёта. (вид послеаварийного режима задаётся преподавателем).
3.3. Электрический расчёт режима минимальных нагрузок с учётом мероприятий по экономии потерь электроэнергии. Оформление выводов по результатам расчёта.
<b>Заключение по проекту</b>
<b>Список литературы</b>

#### **4. Методические указания по выполнению курсового проекта**

##### **4.1. Выбор вариантов схем электрической сети 220/110 кВ**

###### **4.1.1. Определение месторасположения источника питания и потребителей на координатной плоскости. Разработка эскизов возможных вариантов конфигурации электрической сети**

Прежде всего, следует определить расположение источника питания и потребителей на координатной плоскости. Затем приступить к разработке эскизов возможных вариантов конфигурации электрической сети.

При выборе вариантов надо обращать внимание на экономичность решений, наибольшую целесообразность схем. Следует выбирать наиболее простые схемы, переходя к более сложным схемам только в том

случае, если это вызвано техническими и экономическими требованиями. Все варианты должны в равной степени удовлетворять техническим требованиям. Однако допустимо сравнение технически удовлетворительных вариантов, отличающихся по таким техническим показателям, как надёжность электроснабжения и качество электроэнергии, если это приемлемо для потребителей.

Среди намеченных вариантов путём предварительного анализа и оценки отбираются лучшие, конкурентоспособные и производится их сравнение. Укажем некоторые рекомендации при выборе конфигурации. Намечаемые варианты не следует выбирать случайно, каждый вариант должен иметь ведущую идею построения сети (радиальная сеть, кольцевая и смешанная).

При разработке вариантов электроснабжения можно рекомендовать выполнение следующих этапов работы.

1. Выделить подстанции, потребители которых требуют 100% резерва по сети, и предварительно рассмотреть, какими путями может быть выполнено это требование.

2. Выделить подстанции, расположенные вблизи друг от друга и от центра питания, а также более удалённые подстанции. Такое разделение даст возможность наметить подстанции, которые целесообразно объединить общей сетью. Электроснабжение удалённых подстанций можно осуществить отдельными линиями.

3. Определить хотя бы приближённо потоки мощности по отдельным линиям.

Не следует допускать малозагруженных линий. Наличие их – признак того, что вариант выбран неудовлетворительно.

При одинаковом напряжении сети предварительный отбор вариантов можно производить на основе сравнения длин линий и трасс, протяжённостей двухцепных линий, числа выключателей на подстанциях, величин наибольших падений напряжений, надёжности электроснабжения потребителей и гибкости сети – возможности производства переключений без перерывов в электроснабжении, а также дальнейшего расширения сети. Длина линий и трасс определяется с учётом их непрямолинейности. Действительные длины принимаются на 10% больше длин, измеренных по прямой линии.

В результате анализа разработанных эскизов вариантов следует выбрать два наиболее перспективных варианта. Все остальные расчёты выполняются для тех двух вариантов, которые сочтены автором проекта как наиболее перспективные.

#### 4.1.2. Выполнение предварительных расчётов

Определяются мощности нагрузок подстанций, длины линий электропередачи в соответствии с указанным масштабом, числом цепей линий электропередачи в соответствии с требованиями надёжности и бесперебойности электроснабжения потребителей.

Степень надёжности электроснабжения потребителей характеризуется коэффициентом  $K_k, \%$  (исходные данные). Если  $K_k=0$ , то потребитель относится к 3-ей категории.

#### 4.1.3. Выбор номинальных напряжений сети

Номинальные напряжения сети выбираются в зависимости от передаваемой мощности и дальности передачи. Для предварительного выбора номинального напряжения можно использовать специальные кривые, являющиеся границами раздела областей применения напряжений [6], а также эмпирические формулы [6], например, эмпирическую формулу Г.А. Илларионова:

$$U_{\text{эк}} = \frac{1000}{\sqrt{500/l + 2500/P}},$$

где  $l$  – длина линии, км;  $P$  – передаваемая активная мощность, МВт.

#### 3.4.1.4. Выбор сечений проводов

Сечения проводов выбираются по методу экономической плотности тока.

Расчётное сечение  $F$  проводов проектируемой ВЛ

$$F = \frac{I_p}{J_n},$$

где  $I_p$  – расчётный ток, А;  $J_n$  – нормированная плотность тока, А/мм<sup>2</sup>.

Значение плотности тока, А/мм<sup>2</sup>, для ВЛ выбираются по числу часов использования максимума нагрузки.

Средневзвешенное время действия наибольшей нагрузки:

$$T_{\text{max.ср.взв.}} = \frac{\sum P_i \cdot T_{\text{max.i}}}{\sum P_{\text{maxi}}},$$

где  $P_{\text{max.i}}$ ,  $T_{\text{max.i}}$  – соответственно активная мощность и время использования наибольшей нагрузки каждого электроприёмника, мощность которого передаётся по данной линии.

Расчётная токовая нагрузка линий

$$I_p = I_m \cdot \alpha_t \cdot \alpha_T,$$

где  $I_m$  – ток линии на пятый год её эксплуатации в нормальном эксплуатационном режиме, определяемый для распределительных линий по на-

грузке линии, найденной расчётом потокораспределения при прохождении максимума нагрузки энергосистемы,  $\alpha_i$  – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии (для ВЛ 110-220 кВ значение  $\alpha_i$  принимается равным 1.05);  $\alpha_T$  – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии  $T_{max}$  и коэффициент её попадания в максимум энергосистемы  $k_M$ .

$$I_m = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n_{ц}},$$

где  $S$  – модуль полной мощности протекающей по участку сети, **МВ · А**;  
 $n_{ц}$  – количество цепей в ВЛЭП;

#### **4.1.5. Проверка сечений проводов по техническим ограничениям**

Проверка выбранных сечений выполняется так же, как в контрольной работе.

#### **4.1.6. Определение сопротивлений и проводимостей линий электропередачи**

В данном пункте проекта определяются сопротивления и проводимости схем замещения ВЛЭП. Определение проводится по общепринятой методике, как в контрольной работе.

#### **4.1.7. Выбор трансформаторов (автотрансформаторов) на подстанциях**

На подстанциях целесообразно устанавливать два трансформатора, мощность которых выбирается так, чтобы при аварийном отключении одного из них, второй мог бы обеспечить питание потребителей I и II категорий, перегружаясь при этом не более, чем на 40%. Данное условие соответствует ГОСТ 14209-69, согласно которому допускается в аварийных случаях перегружать трансформаторы в течение не более 5 суток в 1,4 раза от номинальной мощности на время максимумов нагрузки продолжительностью не более 6 часов в сутки [1].

#### **4.1.8. Определение сопротивлений трансформаторов (автотрансформаторов)**

Сопротивления трансформаторов определяем по формуле

$$Z_{тр} = R_{тр} + jX_{тр}$$

#### 4.1.9. Подготовка расчётной схемы и выполнение электрического расчёта режима максимальных нагрузок. Определение суммарных потерь активной мощности, необходимого количества, типа и мощности компенсирующих устройств

Составляется полная схема замещения сети для каждого варианта (см. примеры на рис. 3.1, рис 3.2). В данной схеме линии электропередачи замещаются П-образными, а трансформаторы – Г-образными схемами замещения. Проводимости элементов сети учитываются в виде потоков мощностей: для ЛЭП – зарядной ёмкостной мощностью; для трансформаторов – мощностью активных и реактивных потерь в магнитопроводе.

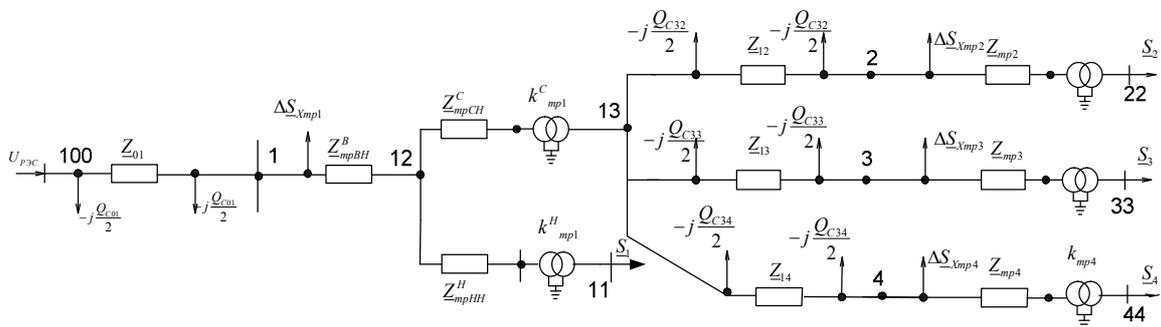


Рис. 3.1. Пример схемы замещения радиальной электрической сети

Потери мощности определяются в трансформаторах и в линиях электропередачи для режима максимальных нагрузок.

Баланс реактивной мощности определяет мощность компенсирующих устройств, необходимую для обеспечения нормированного значения коэффициента мощности на шинах РЭС. Располагаемая реактивная мощность РЭС определяется по величине максимальной активной мощности, потребляемой с шин РЭС и по заданному коэффициенту мощности РЭС.

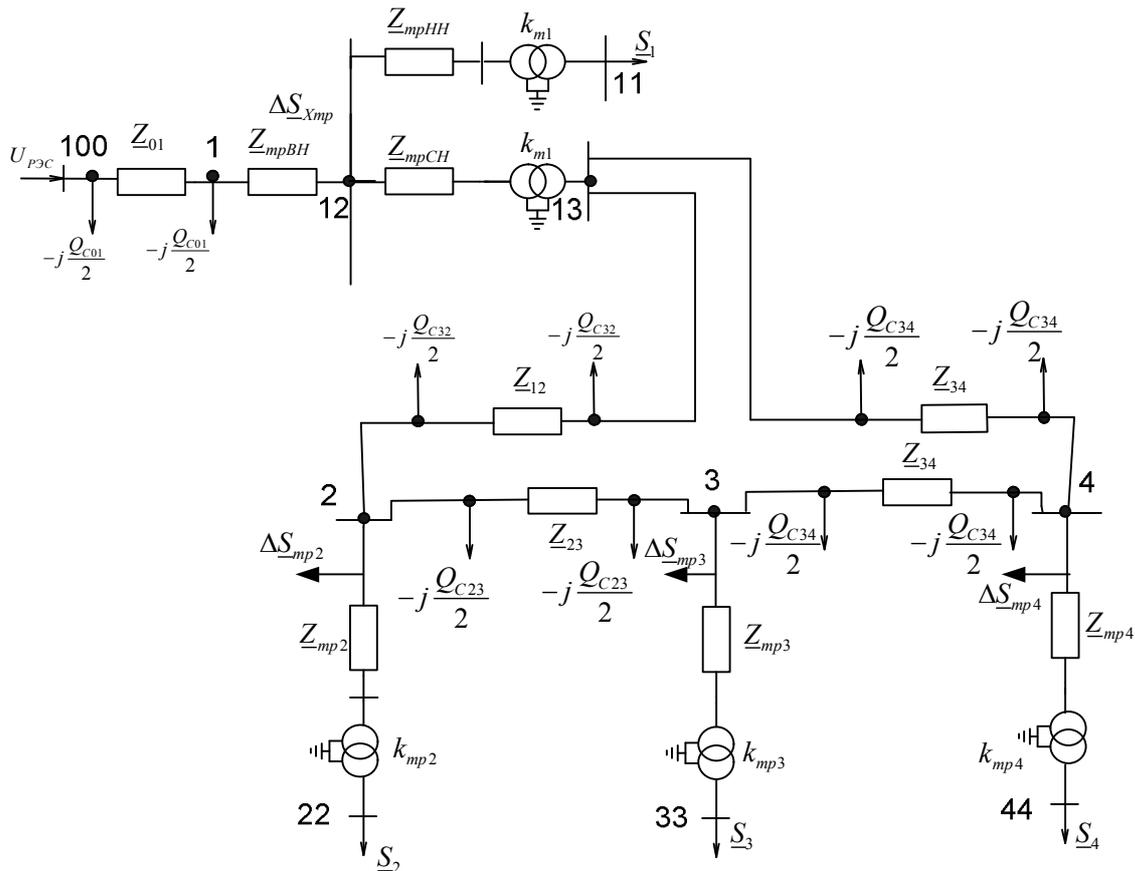


Рис. 3.2. Пример схемы замещения кольцевой электрической сети

Потребляемая сетью реактивная мощность складывается из реактивных мощностей нагрузок, потерь реактивной мощности в линиях и трансформаторах за вычетом зарядной мощности линий. Разница между располагаемой реактивной мощностью и требуемой определяет необходимую мощность компенсирующего устройства.

Для проведения расчёта нормального режима необходимо произвести математическое моделирование схемы энергосистемы, например, в программном комплексе «MUSTANG».

Перед началом работы необходимо создать новую схему, выбрав вкладку «УР→Новая схема».

Получив уведомление о том, что директива «Новая схема» выполнена, необходимо создать новое окно исходных данных, выбрав вкладку «УР→Исходные данные. Результаты».

Для узлов должны быть заданы: название, номер, код, активная и реактивная мощности нагрузок (и/или генерации), заданное (стартовое) и номинальное напряжения, проводимости (для индуктивных и ёмкост-

ных элементов, подключённых в узле), пределы по реактивной мощности.

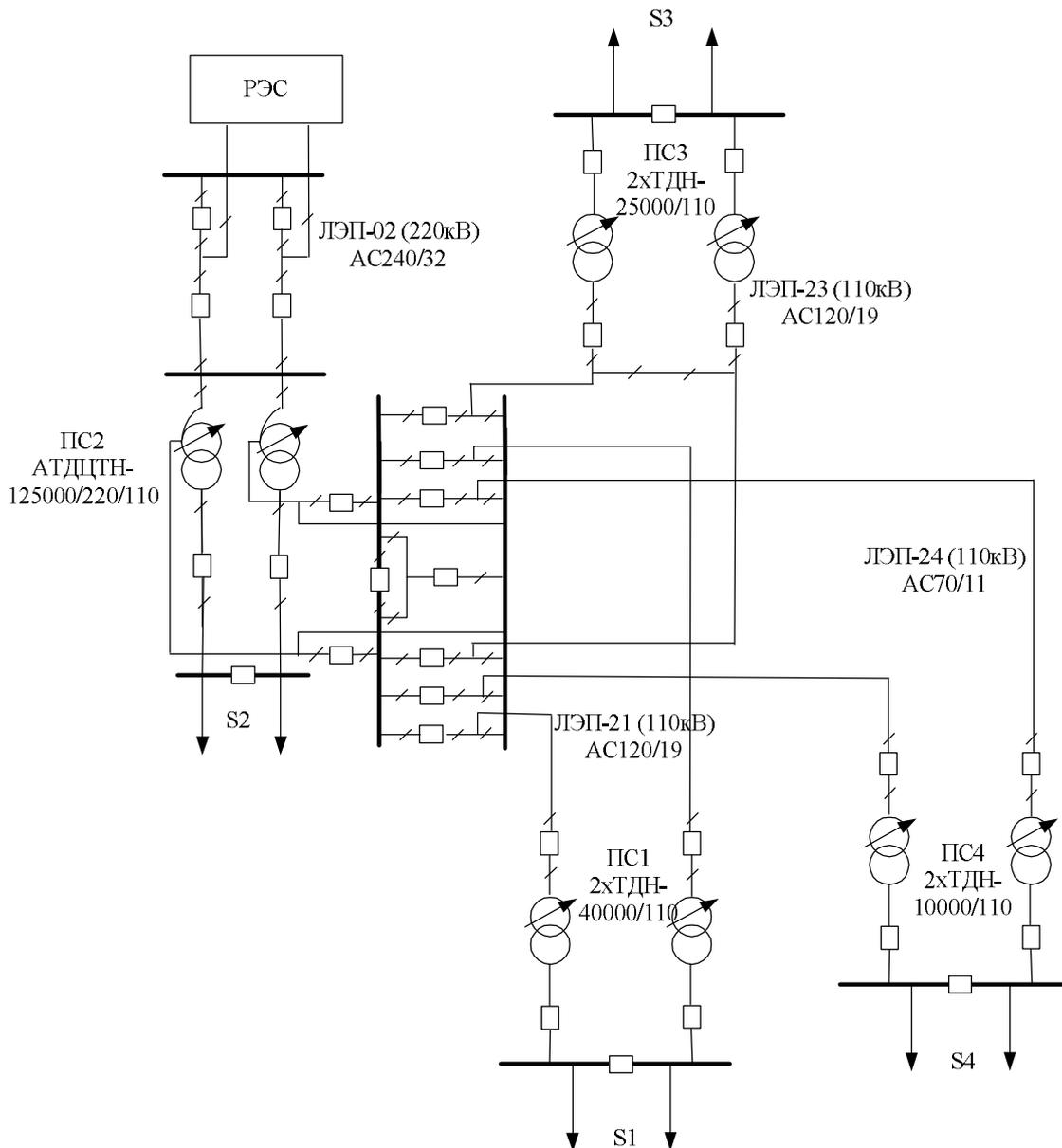
Для ветвей должны быть заданы: названия узлов начала и конца ветви, номера узлов начала и конца ветви, номер параллельности, название ветви, сопротивления ветви (активные и реактивные), проводимости ветви и коэффициент трансформации для трансформаторов и автотрансформаторов.

После ввода всех исходных данных необходимо запустить режим на расчёт, выбрав в главном меню вкладку «УР → Расчёт».

После проведения расчёта нормального режима производят анализ полученных результатов. Более подробное описание работы с программным комплексом «MUSTANG» дано в приложении 4.

#### **4.2. Составление полных схем электрических соединений, выполнение предварительного технико-экономического расчёта каждого варианта, выбор наиболее экономичного варианта на основе анализа технико-экономических показателей**

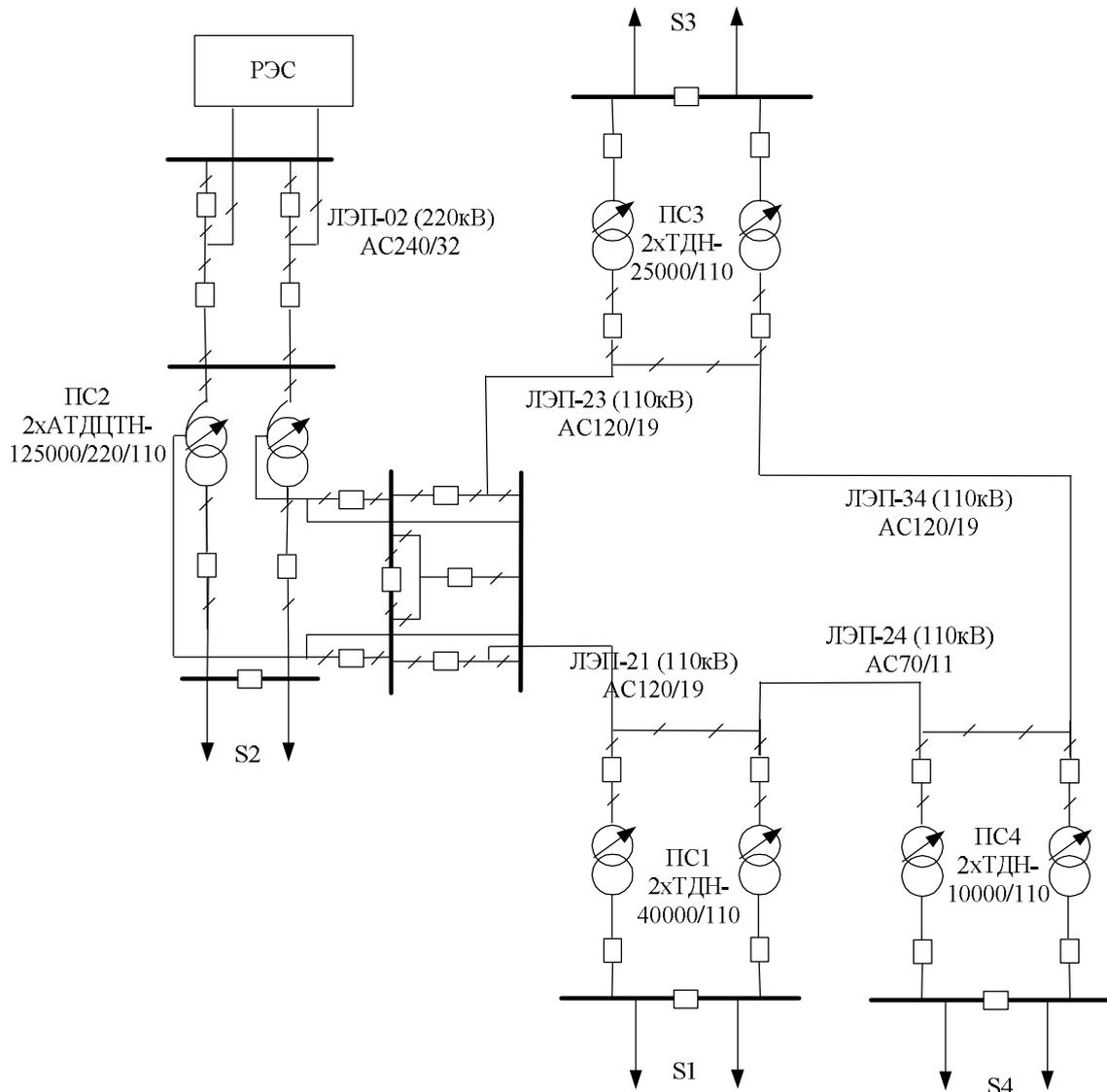
Полные схемы электрических соединений включают схему выдачи мощности РЭС, схемы соединения линий, схемы присоединения понижающих подстанций к сети, схемы устройств низкого напряжения. Выбор схемы выдачи мощности РЭС и схем присоединения подстанций к сети следует выполнять с учётом принятой конфигурации того или иного варианта. Примеры полных схем электрических соединений электрической сети приведены на рис. 3.3 и 3.4.



*Рис. 3.3. Пример полной схемы электрических соединений радиальной электрической сети*

Условия составления полных схем электрических соединений:

1. Надёжность питания присоединённых потребителей в нормальном, ремонтном и послеаварийном режимах.
2. Надёжность транзита мощности через ПС в нормальном, ремонтном и послеаварийном режимах.
3. Простота, наглядность, экономичность, возможность восстановления питания в послеаварийных ситуациях посредством автоматики.



*Рис. 3.3. Пример полной схемы электрических соединений кольцевой электрической сети*

Экономические показатели вариантов определяются для сопоставления вариантов электрической сети. К экономическим показателям относятся капитальные затраты и издержки эксплуатации в расчёте на год.

При экономическом сравнении вариантов вводятся следующие допущения.

Варианты признаются равноценными по надёжности, если при отключении одной цепи двухцепной ЛЭП или одной линии в замкнутой сети, питание потребителей сохраняется по другой линии или цепи;

Капиталовложения в сеть принимаются единовременными (срок строительства 1 год), а эксплуатационные расходы – постоянными по времени.

В этом случае критерием экономической целесообразности является минимум приведённых затрат, определяемых по формуле:

$$Z = E_H K_\Sigma + И ,$$

где  $E_H \approx 0,12$  – нормативный коэффициент сравнительной эффективности капиталовложений;  $K_\Sigma = K_{Л\Sigma} + K_{ПС\Sigma}$  – капиталовложения в сеть, включающие в себя стоимость сооружения ЛЭП и подстанций; И – ежегодные издержки эксплуатации.

Капиталовложения по каждому варианту сети определяются по усреднённым показателям стоимости и складываются из стоимости ЛЭП, стоимости трансформаторов и стоимости распределительных устройств. Капиталовложения, входящие в формулу приведённых затрат, не должны учитывать стоимость элементов, повторяющихся во всех вариантах сети.

Капиталовложения на строительство ВЛЭП

$$K_{Л\Sigma} = \sum (K_{0Л_i} \cdot l_i),$$

где  $K_{0Л_i}$  – укрупнённый показатель стоимости сооружения 1 км линии, учитывающий затраты на оборудование и строительно-монтажные работы.

Укрупнённый показатель стоимости сооружения соответствуют нормальным условиям строительства на территории Европейской части России. Нормальные условия – сооружение ВЛ вне населённых пунктов, в равнинной местности, при расчётном напоре ветра до 600 Па.

$$K_{0Л_i} = K_{0Л(n)_i} \cdot k_{зон} \cdot k_{усл} ,$$

где  $K_{0Л(n)_i}$  – базисный показатель стоимости сооружения 1 км линии;  $k_{зон}$  – зональный повышающий коэффициент к базисной стоимости электросетевых объектов;  $k_{усл}$  – коэффициент усложнения условий строительства ВЛ.

Капиталовложения на строительство подстанций складываются из стоимости трансформаторов, ячеек открытых распределительных устройств (ОРУ), конденсаторных батарей.

Ежегодные эксплуатационные издержки складываются из издержек на амортизацию, обслуживание и издержек на возмещение потерь электрической энергии в электрической сети. Ежегодные издержки на амортизацию и обслуживание определяются на основе норм ежегодных издержек на амортизацию и обслуживание, устанавливаемых в процентах от ранее определённых капитальных затрат. Издержки на возмещение

потерь электрической энергии определяются на основе замыкающих оценок стоимости потерь электроэнергии. Оптимальным по экономическим показателям является вариант, имеющий наименьшие приведённые затраты.

Издержки эксплуатации линий

$$I_{ЛЭП} = \frac{\alpha_{ЛЭП} \cdot K_{\Sigma ЛЭП}}{100\%}$$

Издержки эксплуатации подстанций

$$I_{ПСi} = \frac{\alpha_j \cdot K}{100\%}.$$

Примем  $\alpha_{ПС}=9,8\%$  – среднее значение между  $\alpha_{ПС}=10,3\%$  для 110 кВ и  $\alpha_{ПС}=9,3\%$  для 220 кВ.

Годовые потери активной электроэнергии –  $\Delta W$  во всех элементах сети определяются как сумма «постоянных» –  $\Delta W_1$  и «переменных» –  $\Delta W_2$  годовых потерь в каждом из её элементов:

$$\Delta W = \Delta W_1 + \Delta W_2.$$

Постоянные потери не зависят от величины нагрузки. В данном случае это потери в магнитопроводах трансформаторов, которые определяются как потери холостого хода в течение года:

$$\Delta W_1 = \sum \Delta P_{xxi} \cdot 8760.$$

Переменные потери это потери в продольных ветвях схемы сети, по которым передаётся мощность нагрузок. Потери электроэнергии в них определяются по времени наибольших потерь  $\tau$ :

$$\Delta W_2 = \sum (\Delta P_{mp.i} + \Delta P_{л.и}) \cdot \tau.$$

Здесь  $\tau$  – время максимальных потерь. В формуле расчёта  $\Delta W_2$  следует подставлять суммарные значения потерь активной мощности из максимального режима для всех трёх трансформаторов и в четырёх ЛЭП. Величина  $\tau$  определяется по эмпирической зависимости от времени использования наибольшей нагрузки  $T_{\max}$ . (см. табл. 2.1.-2.3)

$$\tau = (0,124 + 0,0001 \cdot T_{\max})^2 \cdot 8760.$$

Если по линии передаётся мощность нескольких электроприемников, то для расчёта годового потребления электроэнергии рассчитывается средневзвешенное значение времени использования наибольшей нагрузки,  $T_{\max, ср. взв.}$ :

$$T_{\text{макс.ср.взв.}} = \frac{\sum P_i \cdot T_{\text{макс.}i}}{\sum P_i},$$

где  $P_i; T_{\text{макс}i}$  – соответственно активная мощность и время использования наибольшей нагрузки каждого электроприёмника, мощность которого передаётся по данной линии.

По времени  $T_{\text{макс.ср.взв.}}$  рассчитывается средневзвешенное время максимальных потерь  $\tau_{\text{макс.ср.взв.}}$ .

Суммарные годовые потери электроэнергии  $\Delta W = \Delta W_1 + \Delta W_2$ . В процентах  $\Delta W\%$  от годового потребления электроэнергии  $W$  находятся по формуле

$$\Delta W\% = \frac{100 \cdot \Delta W}{\sum P_i \cdot T_{\text{макс.}i}},$$

где  $\sum P_i \cdot T_{\text{макс.}i}$  – количество электрической энергии, потреблённой за год.

Затраты на возмещение потерь электроэнергии, где  $T$  – тариф на электроэнергию, тыс. руб./МВт·ч:

$$З_{\text{пот}} = T \cdot \Delta W.$$

Суммарные издержки

$$И = И_{\text{дэл}} + И_{\text{пс}} + З_{\text{пот}}.$$

Варианты, имеющие приведённые затраты, различающиеся менее, чем на 5%, считаются равноэкономичными, и выбор варианта из них должен осуществляться на основе инженерных оценок: перспективность схемы, удобство эксплуатации и др.

### 4.3. Точный электрический расчёт режимов выбранного варианта

Точный электрический расчёт режима сети необходим для проверки качества электроэнергии по отклонениям напряжения на шинах нагрузки и определения коэффициентов трансформации трансформаторов понижающих подстанций в трёх наиболее важных режимах: максимальных нагрузок, наименьших нагрузок, наиболее тяжёлом послеаварийном.

Выбор ответвлений производится для поддержания необходимого уровня напряжения на шинах нагрузки и на шинах среднего напряжения. Методика выбора ответвлений и коэффициентов трансформации изложена в методических указаниях к выполнению контрольного задания № 2.

В спроектированной сети должно обеспечиваться встречное регулирование напряжения: в максимальном режиме напряжение на шинах

низкого напряжения подстанций должно быть на 5–10% выше номинального, в минимальном – на 0–5%, а в послеаварийном режиме, по возможности, выше на 5–10%, но не ниже номинального. Главным средством для этого служат трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой. В проекте требуется выбрать рабочие ответвления всех трансформаторов в трёх расчётных режимах. В результате расчёта должны быть определены напряжения на шинах низкого напряжения для этих режимов.

Точный электрический расчёт режимов выбранного варианта выполняется на основе схемы, подготовленной в п.1.9 для трёх режимов: 1) электрический расчёт режима максимальных нагрузок; 2) электрический расчёт послеаварийного режима (вид послеаварийного режима задаётся преподавателем); электрический расчёт режима минимальных нагрузок с учётом мероприятий по экономии потерь электроэнергии.

По результатам расчётов необходимо сделать выводы.

#### **4.4. Заключение к курсовому проекту**

В заключении к курсовому проекту необходимо привести общие выводы о спроектированной электрической сети.

**Пример оформления титульного листа курсового проекта**

Министерство образования и науки Российской Федерации

федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования

«Национальный исследовательский Томский политехнический университет»

Энергетический институт

Направление 140400 – Электроэнергетика и электротехника

Кафедра электрических сетей и электротехники

**П О Я С Н И Т Е Л Ь Н А Я   З А П И С К А**

**к курсовому проекту**

**«ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЙОННОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 220/110 КВ»**

Разработал

студент группы \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_  
(И.О. Фамилия)

\_\_\_\_\_  
(подпись, дата)

Проверил

преподаватель \_\_\_\_\_

(ибо. фамилия)

\_\_\_\_\_  
(подпись, дата)

**2014**

**Бланк задания на курсовое проектирование**

1. Расположение потребителей и источника питания на координатной плоскости, масштаб ...км/1 см

--	--

2. Характеристики потребителей электроэнергии и источника питания

Наименование	РЭС	Потребители			
		1	2	3	4
Активная мощность в режиме максимальных нагрузок, МВт					
Активная мощность в режиме минимальных нагрузок, МВт					
Коэффициент мощности					
$T_M$ , час					
$K_K$ , %					
$U_{РЭС\ MAX}$					
$U_{РЭС\ MIN}$					

Дата выдачи задания \_\_\_\_\_

Дата сдачи готового проекта \_\_\_\_\_

Руководитель  
проекта \_\_\_\_\_

Задание к выполнению принял \_\_\_\_\_

Студент  
группы \_\_\_\_\_ (Подпись)

**Расчёт и анализ установившихся режимов энергосистемы в программном комплексе «MUSTANG»**

**1. Теоретические сведения. Термины и определения**

**Энергосистема** – это технический объект, включающий электростанции, приёмники электрической энергии и электрические сети, которые соединены между собой и связаны общностью режима.

**Связь** – последовательность элементов, соединяющих две части энергосистемы. Данная последовательность может включать в себя, кроме линий электропередачи, трансформаторы, системы (секции) шин, коммутационные аппараты, рассматриваемые как сетевые элементы.

**Сечение** – совокупность таких сетевых элементов одной или нескольких связей, отключение которых приводит к полному разделению энергосистемы на две изолированные части.

**Расчётная модель (проект) энергосистемы** – это совокупность основного и вспомогательного оборудования, режимов, графических и режимных схем, моделей автоматик, параметров расчёта. В реальной энергосистеме таких расчётных моделей может быть несколько.

**Режимная схема** – это совокупность таблиц для расчёта режимов, содержащая параметры узлов, ветвей, шунтов, нагрузок и генерирующих устройств.

**Режим работы системы** – совокупность процессов, характеризующих работу энергосистемы (ЭС) и её состояние в любой момент времени, которое определяется значениями мощностей, напряжений, токов, частоты и других физических величин, называемых параметрами режима.

Различают несколько видов режимов работы электрических систем.

1. Установившийся (нормальный) режим – состояние системы, когда параметры режима изменяются в небольших пределах, позволяющих считать эти параметры неизменными.

2. Нормальные переходные режимы возникают при нормальной эксплуатации системы (плановые включения или отключения каких – либо элементов системы, изменение нагрузки, несинхронное включение синхронных машин).

3. Аварийные переходные режимы возникают в ЭС при таких возмущениях (авариях), как: короткие замыкания, внезапные отключения элементов ЭС, повторные включения и отключения этих элементов.

4. Послеаварийные установившиеся режимы наступают после отключения повреждённых элементов ЭС. При этом параметры послеаварийного режима могут быть близкими к параметрам нормального (исходного) режима, так и значительно отличаться от них.

**Нормальная схема энергосистемы** – это схема энергосистемы, когда в ней все сетевые элементы, определяющие устойчивость находятся в работе.

**Ремонтная схема энергосистемы** – это схема, отличающаяся от нормальной тем, что из-за отключённого состояния одного или нескольких элементов электрической сети (при эксплуатации также из-за отключённого состояния устройств противоаварийной автоматики) уменьшен максимально допустимый переток мощности в каком-либо сечении.

При эксплуатации и проектировании, исходя из требований к устойчивости энергосистем, перетоки мощности в сечениях в установившихся режимах подразделяются следующим образом:

- **нормальные** (наибольший допустимый переток называется *максимально допустимым*);
- **вынужденные** (наибольший допустимый переток называется *аварийно допустимым*); вынужденные перетоки допускаются для предотвращения или уменьшения ограничений потребителей, потери гидро-ресурсов, при необходимости строгой экономии отдельных видов энергоресурсов, неблагоприятном наложении плановых и аварийных ремонтов основного оборудования электростанций и сети, а также в режимах минимума нагрузки при невозможности уменьшения перетока из-за недостаточной манёвренности;
- **утяжелённые** (утяжелённым считается переток, характеризующийся неблагоприятным наложением ремонтов основного оборудования электростанций в режимах максимальных и минимальных нагрузок, если общая продолжительность существования таких режимов в течение года не превышает 10%).

## 2. Общие сведения о программном комплексе «Мустанг»

Программный комплекс (ПК) «Мустанг» выполнен по модульному принципу. Имеется несколько основных программ-приложений, которые в многозадачной среде Windows можно выполнять одновременно. Общие функции вынесены в динамические библиотеки. Разработана си-

стема взаимодействия приложений входящих в комплекс, благодаря чему в ПК «Мустанг» сочетаются преимущества многозадачных операционных систем и единство комплекса, позволяющие технологу использовать ПК наиболее удобным для себя образом.

В ПК «Мустанг» присутствуют следующие модули.

1. Расчёт УР электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения (от 0,4 до 1150 кВ). Полный расчёт всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети).

2. Оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности.

3. Расчёт положений регуляторов трансформатора под нагрузкой и положений вольтодобавочных трансформаторов.

4. Расчёт предельных по передаваемой мощности режимов энергосистемы, определение опасных сечений.

5. Структурный анализ потерь мощности – по их характеру, типам оборудования, районам и уровням напряжения.

6. Проведение серийных (многовариантных расчётов) по списку возможных аварийных ситуаций.

7. Моделирование линейных и шинных реакторов, с возможностью их отключения.

Для подготовки, коррекции и отображения расчётной схемы используется табличный процессор, где вся информация структурирована по типу (Узлы, Ветви, Генераторы). Элемент для иерархического (древовидного) представления схемы реализован в виде дерева логических связей между объектами расчётной схемы, позволяет осуществлять быстрый поиск переход между элементами (узлами, ветвями, сечениями).

В комплексе «Мустанг» расчёты установившегося электрического режима выполняются методом Ньютона-Рафсона с улучшением сходимости тяжёлых режимов по методу Матвеева. Система линейных алгебраических уравнений решается методом Гаусса с предварительной оптимизацией порядка исключения неизвестных, что позволяет, в частности, выполнять расчёты особо тяжёлых режимов. УР позволяет проводить оперативные расчёты УР сложно-замкнутых электрических схем любой размерности и любых классов напряжений от долей вольт, до тысяч киловольт.

### 3. Подготовка расчётной схемы для ввода параметров в программном комплексе «MUSTANG»

Расчёты нормального режима рассмотрим на примере учебной схемы энергосистемы (рис. П1), которая имеет сравнительно небольшой размер, является обозримой, что облегчит анализ результатов.

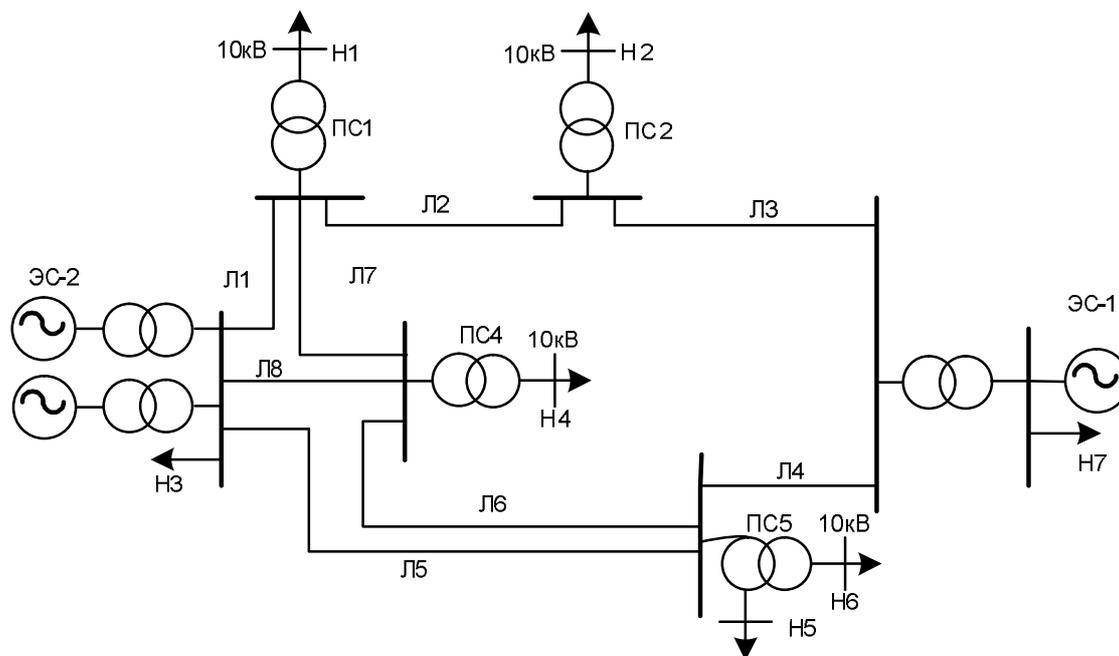
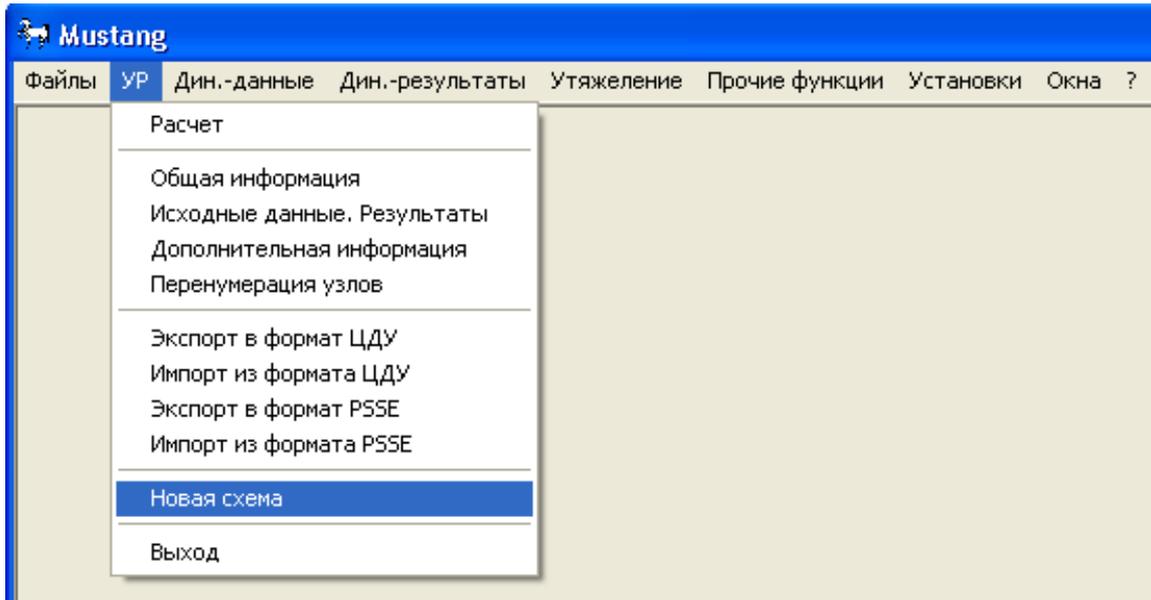


Рис. П1. Учебная схема энергосистемы

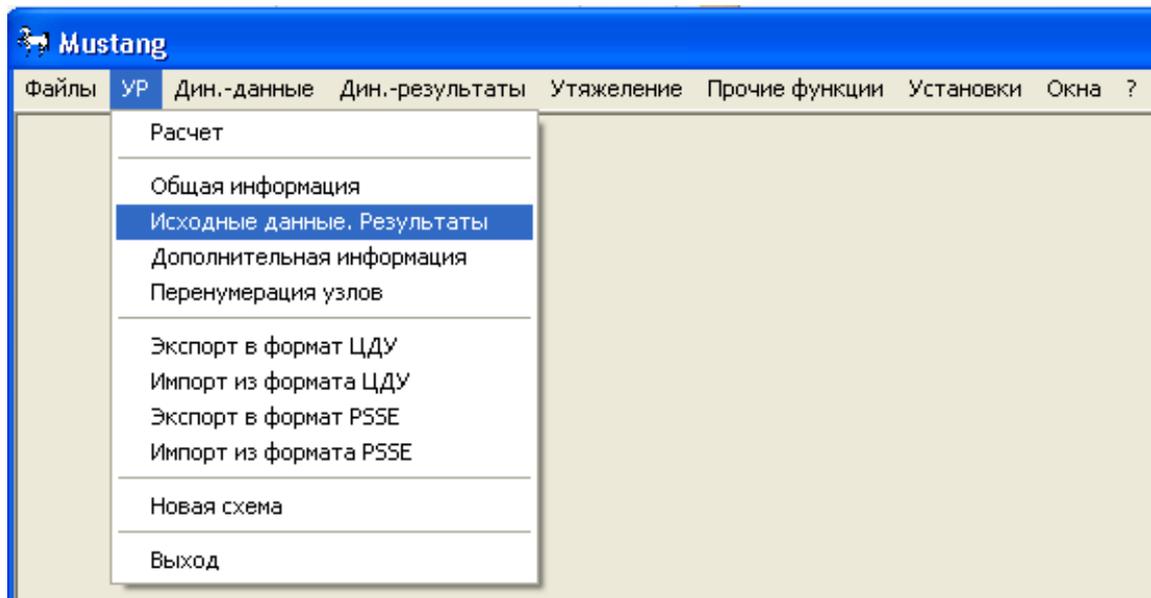
Расчётная схема учебной энергосистемы представлена на рис. П2.





*Рис. П3. Создание новой схемы*

Получив уведомление о том, что директива «Новая схема» выполнена, необходимо создать новое окно исходных данных, выбрав вкладку «УР→Исходные данные. Результаты» (рис. П4).



*Рис. П4. Создание нового окна исходных данных*

Для узлов должны быть заданы: название, номер, код, активная и реактивная мощности нагрузок (и/или генерации), заданное (стартовое) и номинальное напряжения, проводимости (для индуктивных и ёмкост-

ных элементов, подключенных в узле), пределы по реактивной мощности (рис. П5).

Название	N	Код	Устарт	Урасч	dU	Pн0	Qн0	Unорм	Nсxn	Unом	Pг	Qг	Уша	Ушр	Qmin	Qmax
Соед3л4л	1	11	220.00	221.02	4.7			220.00		220.00						
H3	2	1100	220.00	220.00		32.00	18.90	220.00		220.00	-8.0	111.7			-1000	1000
Соед4л5л6л	3	11	220.00	214.96	0.8			220.00		220.00						
Соед6л7л8л	4	11	220.00	214.74	0.1			220.00		220.00						
Соед2л7л1л	5	11	220.00	217.09	0.8			220.00		220.00						
Соед2л3л	6	11	220.00	219.37	3.3			220.00		220.00						
Соед8у9у7у	7	11	220.00	204.24	-3.5			220.00		220.00						
H5	8	11	110.00	107.44	-3.5	71.00	42.13	110.00								
H6	9	11	10.00	9.38	-7.3	65.00	35.57	10.00								
H7ЭС-1	11	1010	10.50	10.50	20.3	16.00	9.50	10.50		10.50	300.0	138.9			-1000	1000
H4	14	11	10.00	9.70	-3.8	60.00	43.44	10.00		10.00						
H1	15	11	10.00	10.07	-1.7	25.00	16.14	10.00		10.00						
H2	16	11	10.00	10.32	1.9	15.00	8.90	10.00		10.00						
ЭС-2	22	1100	15.75	15.75				15.75		15.75	187.2	103.0			-1000	1000

Рис. П5. Окно «Исходные данные по узлам в ПК «MUSTANG»

На рис. П5 по столбцам слева направо:

- 1) название узла. Вводится произвольно, но не более 12 символов;
- 2) номер узла (N) – любое целое число от -1000000000 до 1000000000, кроме нуля;
- 3) код – признак фиксации напряжения, угла напряжения, активной и реактивной генерируемой мощности в узле. Задаётся целым числом, в котором каждая цифра числа означает фиксацию (1) или освобождение (0) соответствующего параметра. Порядок следования фиксируемых параметров в коде: U, dU, P<sub>Г</sub>, Q<sub>Г</sub> – модуль напряжения, угол напряжения, активная и реактивная мощности генерации в узле соответственно;
- 4) стартовое напряжение (U<sub>старт</sub>) – модуль исходного напряжения в узле, кВ;
- 5) активная и реактивная мощности нагрузки узла (P<sub>н0</sub>, Q<sub>н0</sub>) задаются в МВт и МВар соответственно;
- 6) нормальное напряжение (U<sub>норм</sub>) – модуль нормального напряжения в узле, кВ. Применяется при расчёте в случае использования статической характеристики нагрузки (СХН);
- 7) номинальное напряжение (U<sub>ном</sub>) – модуль нормального напряжения в узле, кВ. Применяется при расчёте утяжеления режима;
- 8) активная и реактивная генерируемые мощности узлов (P<sub>Г</sub>, Q<sub>Г</sub>) задаются в МВт и МВар соответственно. Если реактивная мощность не зафиксирована (код «1010»), то ею можно не задавать. Она будет рассчитана с помощью ПК;

9) активная и реактивная составляющие проводимости шунта в узле ( $Y_{ША}$  и  $Y_{ШР}$ ), мкСм. Индуктивная проводимость задаётся со знаком «+», а ёмкостная – со знаком «-»;

10) ограничения по реактивной мощности, генерируемой в узле ( $Q_{\min}$ ,  $Q_{\max}$ ) задаются в МВар для балансирующего узла.

Для балансирующего узла код выглядит следующим образом – «1100», т.е. задаются модуль и угол напряжения, а величины  $P_{Г}$  и  $Q_{Г}$  рассчитываются с помощью ПК.

Генерирующий узел задаётся кодом «1010», т.е. зафиксированы модуль напряжения и  $P_{Г}$ , а рассчитываются угол напряжения и  $Q_{Г}$ .

Для нагрузочного узла кодом являются «0» или «11» – признак фиксации  $P_{н}$  и  $Q_{н}$  в данном узле. Значения «0» и «11» эквивалентны, код может принимать и другие, требуемые для конкретного расчёта значения, но необходимо отметить, что количество «единиц» в нем не должно превышать двух.

Для ветвей должны быть заданы: названия узлов начала и конца ветви, номера узлов начала и конца ветви, номер параллельности, название ветви, сопротивления ветви (активные и реактивные), проводимости ветви и коэффициент трансформации для трансформаторов и автотрансформаторов (рис. Пб).

Название Ni	Название Nj	Ni	Nj	Nп	Название	R	X	G	B	Kт	dKт	Gpi	Bpi	Gpj	Bpj
Соед3п4п	Соед2п3п	1	6			2.69	12.01		-74.1						
Соед3п4п	Н7ЭС-1	1	11			1.40	51.50			23.047					
Н3	Соед4п5п6п	2	3			4.22	18.88		-116.4						
Н3	ЭС-2	2	22			0.77	32.20			15.360					
Соед3п4п	Соед4п5п6п	1	3			4.03	18.18		-111.1						
Соед4п5п6п	Соед8у9у7у	3	7			0.25	24.30			1.000					
Соед6п7п8п	Н3	4	2			17.09	76.36		-470.8						
Соед6п7п8п	Соед4п5п6п	4	3			4.88	27.88		-134.9						
Соед6п7п8п	Соед2п7п1п	4	5			3.74	16.73		-103.2						
Соед6п7п8п	Н4	4	14			1.95	50.35			20.909					
Соед2п7п1п	Н3	5	2			5.28	23.59		-145.5						
Соед2п7п1п	Соед2п3п	5	6			5.66	25.31		-156.1						
Соед2п7п1п	Н1	5	15			2.80	79.35			20.909					
Соед2п3п	Н2	6	16			2.80	79.35			20.909					
Соед8у9у7у	Н5	7	8			0.25	0.10			1.900					
Соед8у9у7у	Н6	7	9			0.25	41.25			20.909					

Рис. Пб. Окно «Исходные данные по ветвям в ПК «MUSTANG»

На рис. Пб слева направо:

1) названия узлов, ограничивающих заданную ветвь – произвольные, но не более 12 символов. Названия узлов не редактируются, так как они автоматически переносятся из таблицы узлов (рис. П1);

2) номера узлов, ограничивающие заданную ветвь ( $N_i, N_j$ ). Это целые числа от -1000000000 до 1000000000, кроме нуля. Если ветвь содержит трансформатор, то его параметры должны быть приведены к напряжению стороны высокого напряжения;

3) номер параллельности ( $N_{\Pi}$ ) – любое целое число меньше, чем 32000;

4) название ветви – диспетчерское название ветви (не более 12 символов);

5) сопротивления ветви ( $R, X$ ) – активное и реактивное сопротивления, Ом (« $X = 0$ » ПК не воспринимает);

6) проводимости ветви ( $G, B$ ) – активная и реактивная проводимости, мкСм. Проводимость индуктивного характера вводится со знаком «+», ёмкостного – со знаком «-»;

7) коэффициент трансформации задаётся отношением  $U_{ВН}/U_{НН}$  трансформатора.

После ввода всех исходных данных необходимо запустить режим на расчёт, выбрав в главном меню вкладку «УР → Расчёт» (рис. П7).

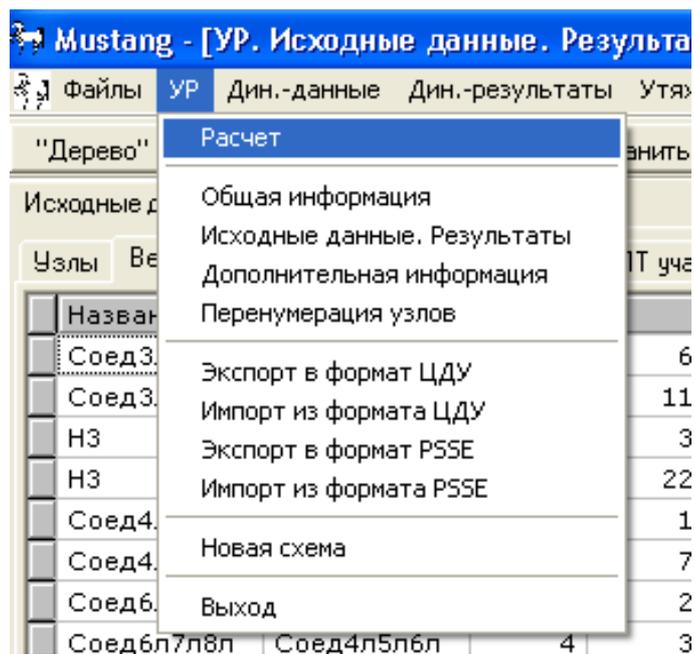


Рис. П7. Окно «Расчёт режима»

## 5. Анализ результатов расчёта установившегося режима

После проведения расчёта нормального режима производят анализ полученных результатов.

На рис. П7 и рис. П8 представлены результаты расчёта.

Название	N	Код	Uрас	dU	Pн	Qн	Pд	Qс	Unorm	Nсхн	Uном	Pг	Qг	Pш	Qш	Qmin	Qmax
Соед3л4л	1	11	221.02	4.7					220.00		220.00						
Н3	2	1100	220.00		32.00	18.90			220.00		220.00	-8.0	111.7			-1000	1000
Соед4л5л6л	3	11	214.96	0.8					220.00		220.00						
Соед6л7л8л	4	11	214.74	0.1					220.00		220.00						
Соед2л7л1л	5	11	217.09	0.8					220.00		220.00						
Соед2л3л	6	11	219.37	3.3					220.00		220.00						
Соед8у9у7у	7	11	204.24	-3.5					220.00		220.00						
Н5	8	11	107.44	-3.5	71.00	42.13			110.00		110.00						
Н6	9	11	9.38	-7.3	65.00	35.57			10.00		10.00						
Н7ЭС-1	11	1010	10.50	20.3	16.00	9.50			10.50		10.50	300.0	138.9			-1000	1000
Н4	14	11	9.70	-3.8	60.00	43.44			10.00		10.00						
Н1	15	11	10.07	-1.7	25.00	16.14			10.00		10.00						
Н2	16	11	10.32	1.9	15.00	8.90			10.00		10.00						
ЭС-2	22	1100	15.75						15.75		15.75	187.2	103.0			-1000	1000

Рис. П7. Окно «Результаты расчёта установившегося режима по узлам»

Название Ni	Название Nj	Ni	Nj	Nп	Название Ui	Pij	Qij	Iij	Pri	Qpi	Uj	Pji	Qji	Iji
Соед3л4л	Соед2л3л	1	6		221.0	98.9	7.5	0.26			219.4	-98.3	-8.7	0.26
Соед3л4л	Н7ЭС-1	1	11		221.0	-281.7	-43.8	0.74			10.5	284.0	129.4	17.16
Н3	Соед4л5л6л	2	3		220.0	-22.3	61.2	0.17			215.0	22.7	-64.9	0.18
Н3	ЭС-2	2	22											
Соед3л4л	Соед4л5л6л	1	3		221.0	182.8	36.3	0.49			215.0	-179.9	-28.6	0.49
Соед4л5л6л	Соед8у9у7у	3	7		215.0	136.2	98.5	0.45			204.2	-136.1	-83.6	0.45
Соед6л7л8л	Н3	4	2		214.7	-2.1	-25.2	0.07			220.0	2.2	3.3	0.01
Соед6л7л8л	Соед4л5л6л	4	3		214.7	-20.9	-1.0	0.06			215.0	21.0	-5.0	0.06
Соед6л7л8л	Соед2л7л1л	4	5		214.7	-37.2	-24.0	0.12			217.1	37.4	19.9	0.11
Соед6л7л8л	Н4	4	14		214.7	60.3	50.2	0.21			9.7	-60.0	-43.4	4.41
Соед2л7л1л	Н3	5	2		217.1	20.1	-34.6	0.11			220.0	-19.9	28.3	0.09
Соед2л7л1л	Соед2л3л	5	6		217.1	-82.5	-3.0	0.22			219.4	83.3	-0.8	0.22
Соед2л7л1л	Н1	5	15		217.1	25.1	17.7	0.08			10.1	-25.0	-16.1	1.71
Соед2л3л	Н2	6	16		219.4	15.0	9.4	0.05			10.3	-15.0	-8.9	0.98
Соед8у9у7у	Н5	7	8		204.2	71.0	42.1	0.23			107.4	-71.0	-42.1	0.44
Соед8у9у7у	Н6	7	9		204.2	65.0	41.5	0.22			9.4	-65.0	-35.6	4.56

Рис. П8. Окно «Результаты расчёта установившегося режима по ветвям»

Из рис. 7 видно, что напряжение в узлах 8, 14, 15, 16 следует увеличить путём изменения коэффициента трансформации трансформатора. Начальные и новые значения коэффициентов трансформации приведены в табл. П1, а результаты расчёта установившегося режима после изменения коэффициента трансформации представлены на рис. П9.

## Коэффициенты трансформации

№ узла	Начальное значение	Новое значение	№ ответвления
8	1,9	1,673	-6
14	20,909	19,97	-3
15	20,909	19,34	-5
16	20,909	20,6	-1

Исходные данные	Результаты	Кусты узлов														
Узлы	Ветви	С/Н	ВПТ	МППТ п/ст	МППТ участки											
Название	N	Код	Устарт	Урасч	dU	Pn0	Qn0	Unорм	Nсхн	Unом	Pг	Qг	Уша	Ушр	Qmin	Qmax
Соед3л4л	1	11	220.00	221.02	4.7			220.00		220.00						
N3	2	1100	220.00	220.00		32.00	18.90	220.00		220.00	-8.0	111.7			-1000	1000
Соед4л5л6л	3	11	220.00	214.96	0.8			220.00		220.00						
Соед6л7л8л	4	11	220.00	214.74	0.1			220.00		220.00						
Соед2л7л1л	5	11	220.00	217.09	0.8			220.00		220.00						
Соед2л3л	6	11	220.00	219.37	3.3			220.00		220.00						
Соед8у9у7у	7	11	220.00	204.24	-3.5			220.00		220.00						
N5	8	11	110.00	122.02	-3.5	71.00	42.13	110.00		110.00						
N6	9	11	10.00	9.38	-7.3	65.00	35.57	10.00		10.00						
N7ЭС-1	11	1010	10.50	10.50	20.3	16.00	9.50	10.50		10.50	300.0	138.9			-1000	1000
N4	14	11	10.00	10.49	-3.8	60.00	43.44	10.00		10.00						
N1	15	11	10.00	10.54	-1.7	25.00	16.14	10.00		10.00						
N2	16	11	10.00	10.48	1.9	15.00	8.90	10.00		10.00						
ЭС-2	22	1100	15.75	15.75				15.75		15.75	187.2	103.0			-1000	1000

Рис. П9. Окно «Результаты расчёта установившегося режима по узлам после регулирования напряжения»

Результаты расчёта установившегося режима по узлам после регулирования напряжения (рис. П9) показывают, что напряжения введены в допустимую область.