

**Министерство высшего и среднего образования Республики
Узбекистан**

**Ташкентский государственный технический университет
имени Абу Райхана Беруни**

Кафедра: *«Электрические станции, сети и системы»*
Факультет: *«Энергетика»*

Курсовая работа

По предмету: **«Электрические сети и системы»**

Выполнил: Эгамназаров Я. А.

Группа: 69-10 ЭЭ

Принял: Пулатов Б.М.

Ташкент – 2014 г.

Оглавление

Задание по курсовому проектированию	3
Введение	4
1.1 Баланс активной мощности.....	5
1.2 Баланс реактивной мощности	5
2. Выбор схемы электрической сети	7
2.1 Предварительное распределение мощностей в замкнутых контурах	8
2.2 Выбор номинального напряжения сети	18
2.3 Выбор сечений проводов по экономической плотности тока.	19
2.4 Выбор трансформаторов	21
3. Электрические расчёты.	23
3.1. Определение параметров ЛЭП и трансформаторов. Составление эквивалентной схемы замещения электрической сети.	24
3.2. Расчёт электрических режимов на ЭВМ (для максимального, минимального и послеаварийного режимов).	28
3.3 Выбор ответвлений на трансформаторах.	32
3.3.1 Для максимального режима.....	32
3.3.2 Для минимального режима	33
4.1. Расчет годовых потерь электроэнергии	34
4.2. Техничко-экономические показатели	35
5. Заключение	37
Использованная литература	38

Задание по курсовому проектированию

1. Ознакомление с заданием и составление баланса активных и реактивных мощностей
2. Выбор схемы электрической сети
 - 2.1. Предварительное распределение потоков распределение мощностей в замкнутых контурах, для режима MAX и MIN нагрузок и после аварийного режима.
 - 2.2. Выбор номинального напряжения
 - 2.3. Выбор сечения проводов по экономической плотности тока. Проверка выбранных сечений по условиям нагрева в послеаварийных режимах
 - 2.4. Выбор трансформаторов
 - 2.5. Составление принципиальной схемы электрической сети
3. Электрические расчёты
 - 3.1. Определение параметров ЛЭП и трансформаторов. Составление эквивалентной схемы замещения электрической сети.
 - 3.2. Составление расчётной схемы замещения. Определение расчётных нагрузок подстанции.
 - 3.3. Расчёт электрических режимов на ЭВМ (для MAX, MIN и послеаварийного режима).
 - 3.4. Выбор ответвлений на трансформаторах
4. Техничко-экономические расчёты. Определение экономических показателей и составление таблицы.
5. Заключение

Введение

Развитие энергетики, усиление связей между энергосистемами требует расширения строительства электроэнергетических объектов, в том числе линий электропередач и подстанций напряжением 35-110кВ переменного тока.

Производство электроэнергии растет во всем мире, что сопровождается ростом числа электроэнергетических систем, которое идет по пути централизации выработки электроэнергии на крупных электростанциях и интенсивного строительства линий электропередач и подстанций.

Проектирование электрической сети, включая разработку конфигурации сети и схемы подстанции, является одной из основных задач развития энергетических систем, обеспечивающих надёжное и качественное электроснабжение потребителей. Качественное проектирование является основой надежного и экономичного функционирования электроэнергетической системы.

Проектирование электрической сети сводится к разработке конечного числа рациональных вариантов развития электрической сети, обеспечивающих надежное и качественное электроснабжение потребителей электроэнергией в нормальных и послеаварийных режимах. Выбор наиболее рационального варианта производится по экономическому критерию. При этом все варианты предварительно доводятся до одного уровня качества и надежности электроснабжения. Экологический, социальный и другие критерии при проектировании сети учитываются в виде ограничений.

Наиболее распространены воздушные электропередачи средней дальности. Необходимость увеличения их единичной мощности диктуется требованиями уменьшения числа параллельных цепей, экономии занимаемой территории, повышения предела устойчивости по "группе связей" отдельных частей системы, который всегда меньше суммы пределов по отдельным линиям. Электропередачи средней дальности могут выполнять следующие функции: а) передача больших мощностей от электростанций к центрам потребления; б) транзитная передача мощности из одной части системы в другую при параллельной работе с шунтируемой сетью более низкого напряжения; в) связь между собой отдельных энергосистем (функция межсистемной связи).

Особую роль в энергосистемах занимают дальние и сверхдальние электропередачи, выполняющие функции межсистемных связей и магистральных передач больших потоков электроэнергии.

По мере развития энергосистем в дальних и сверхдальних электропередачах могут появляться промежуточные подстанции, в результате чего расстояние между средними подстанциями будет сокращаться, что в конечном счете будет приводить к изменению функции электропередачи, особенно если она шунтируется электрической сетью более низкого напряжения.

1.1 Баланс активной мощности

$$P_{\text{сист}} = P_{\text{нагр}} + P_{\text{с.н.}} + \Delta P - P_{\text{ген}} = 308 + 20 + 15.4 - 400 = -56.6 \text{ МВА}$$

где

$$\Sigma P = P_{\text{нагр А}} + P_{\text{нагр В}} + P_{\text{нагр С}} + P_{\text{нагр Д}} + P_{\text{нагр Е}} = 82 + 33 + 58 + 73 + 62 = 308 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{с.н.}} = 0,05 \cdot P_{\Sigma \Gamma} = 0,05 \cdot 4 \cdot 100 = 20 \text{ МВт}$$

$$\Delta P = 0,05 \cdot \Sigma P_{\text{нагр}} = 0,05 \cdot (82 + 33 + 58 + 73 + 62) = 15.4 \text{ МВт}$$

1.2 Баланс реактивной мощности

Определяем реактивную мощность вырабатываемой станцией:

$$Q_{\text{ген}} = P_{\text{ген}} \cdot (\operatorname{tg} \varphi_{\text{ген}}) = 400 \cdot \left(\frac{\sqrt{1-0,85^2}}{0,85} \right) = 247,89 \text{ МВАр}$$

$$Q_{\text{сн}} = P_{\text{сн}} \cdot (\operatorname{tg} \varphi_{\text{ГЕН}}) = 20 \cdot \left(\frac{\sqrt{1-0,85^2}}{0,85} \right) = 12,39 \text{ МВАр}$$

Определяем реактивную мощность нагрузок:

$$Q_{\text{нагр А}} = P_{\text{нагр А}} \cdot (\operatorname{tg} \varphi_{\text{А}}) = 82 \cdot \left(\frac{\sqrt{1-0,9^2}}{0,9} \right) = 39,7 \text{ МВАр}$$

$$Q_{\text{нагр В}} = P_{\text{нагр В}} \cdot (\operatorname{tg} \varphi_{\text{В}}) = 33 \cdot \left(\frac{\sqrt{1-0,89^2}}{0,89} \right) = 16,9 \text{ МВАр}$$

$$Q_{\text{нагр С}} = P_{\text{нагр С}} \cdot (\operatorname{tg} \varphi_{\text{С}}) = 58 \cdot \left(\frac{\sqrt{1-0,91^2}}{0,91} \right) = 26,42 \text{ МВАр}$$

$$Q_{\text{нагр Д}} = P_{\text{нагр Д}} \cdot (\operatorname{tg} \varphi_{\text{Д}}) = 73 \cdot \left(\frac{\sqrt{1-0,9^2}}{0,9} \right) = 35,35 \text{ МВАр}$$

$$Q_{\text{нагр Е}} = P_{\text{нагр Е}} \cdot (\operatorname{tg} \varphi_{\text{Е}}) = 62 \cdot \left(\frac{\sqrt{1-0,92^2}}{0,92} \right) = 26,41 \text{ МВАр}$$

В предварительных расчетах потери реактивной мощности учитываем приближенно.

При выборе сечений проводов линии по экономической плотности тока, мощность, передаваемая по линии, близка к натуральной мощности. Следовательно, можно считать, что потери реактивной мощности в линиях передач компенсируются емкостной мощностью, генерируемой линиями. Каждая трансформация ухудшает коэффициент мощности нагрузки на 0,05-0,1.

Определим мощность потребителей, приведенную к высшей стороне трансформаторов. Для этого нужно уменьшить коэффициент мощности на 0,05-0,1 :

$$\cos' \varphi_{\text{А}} = 0,95 \cdot 0,9 = 0,855$$

$$\cos' \varphi_{\text{В}} = 0,95 \cdot 0,89 = 0,845$$

$$\cos' \varphi_C = 0,95 \cdot 0,91 = 0,864$$

$$\cos' \varphi_D = 0,95 \cdot 0,9 = 0,855$$

$$\cos' \varphi_E = 0,95 \cdot 0,92 = 0,874$$

Реактивная мощность на высшей стороне увеличится на величину потерь реактивной мощности в трансформаторе.

$$Q'_{\text{нагр А}} = P_{\text{нагр А}} \cdot \operatorname{tg} \varphi'_{\text{А}} = 82 \cdot \left(\frac{\sqrt{1 - 0,855^2}}{0,855} \right) = 49,73 \text{ МВар}$$

$$Q'_{\text{нагр В}} = 33 \cdot \left(\frac{\sqrt{1 - 0,845^2}}{0,845} \right) = 20,84 \text{ МВар}$$

$$Q'_{\text{нагр С}} = 58 \cdot \left(\frac{\sqrt{1 - 0,864^2}}{0,863} \right) = 33,72 \text{ МВар}$$

$$Q'_{\text{нагр D}} = 73 \cdot \left(\frac{\sqrt{1 - 0,855^2}}{0,855} \right) = 44,28 \text{ МВар}$$

$$Q'_{\text{нагр E}} = 62 \cdot \left(\frac{\sqrt{1 - 0,874^2}}{0,874} \right) = 34,47 \text{ МВар}$$

Определим реактивную мощность, выдаваемую генераторами на высшей стороне трансформатора.

Для этого нужно увеличить коэффициент мощности генератора на 0,05-0,1:

$$\cos' \varphi_G = 1,05 \cdot \cos \varphi_G = 1,05 \cdot 0,85 = 0,89$$

$$Q'_{\text{ТЭС}} = P_{\text{ТЭС}} \cdot \operatorname{tg} \varphi'_{\text{ТЭС}} = 400 \cdot \left(\frac{\sqrt{1 - 0,89^2}}{0,89} \right) = 202,15 \text{ МВар}$$

Суммарная реактивная мощность нагрузок:

$$\begin{aligned} \Sigma Q &= Q_{\text{нагр А}} + Q_{\text{нагр В}} + Q_{\text{нагр С}} + Q_{\text{нагр D}} + Q_{\text{нагр E}} = \\ &= 39,7 + 16,9 + 26,42 + 35,35 + 26,41 = 144,78 \text{ МВар} \end{aligned}$$

Баланс мощности:

$$\pm Q_{\text{сист}} = Q_{\text{ГЭС}} - \Sigma Q_{\text{нагр}} - Q_{\text{CH}} = 247,89 - 144,78 - 12,39 = 52,44 \text{ МВар}$$

Результаты расчетов сводим в таблицу 1.1

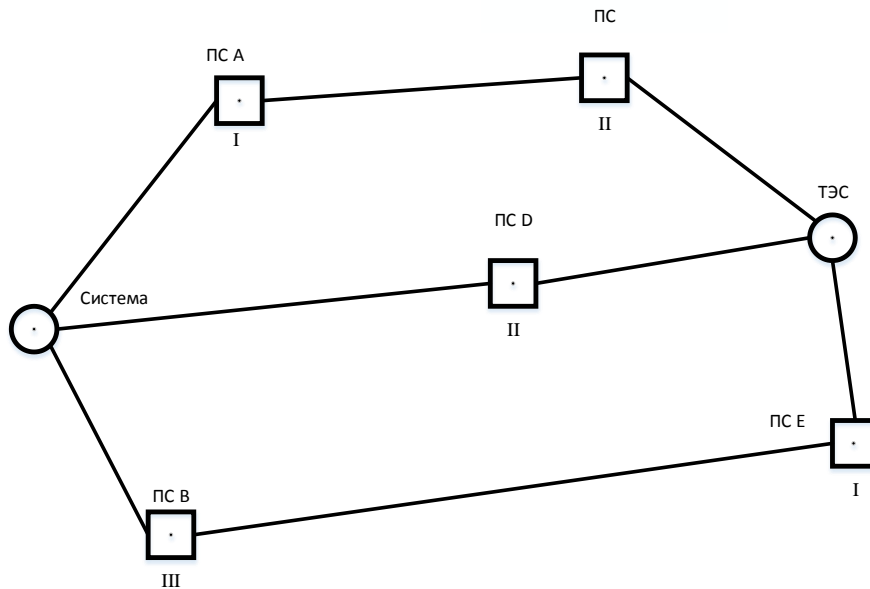
Таблица 1.1.

п/ст	P	cosφ	Q	Cos'φ	Q'
А	82	0,9	39,7	0,855	49,73
В	33	0,89	16,9	0,845	20,84
С	58	0,91	26,42	0,864	33,72
Д	73	0,9	35,35	0,855	44,28
Е	62	0,92	26,41	0,874	34,47
СтанцияΣ	400	0,85	247,89	0,89	202,15
с.н.	20	0,85	12,39		

2. Выбор схемы электрической сети

Выбираем оптимальную схему соединения соответствующая категориям потребителей, для этого составляем несколько схем, и выбираем ту схему соединений общая длина линии связи которой наименьшее:

Схема-1:

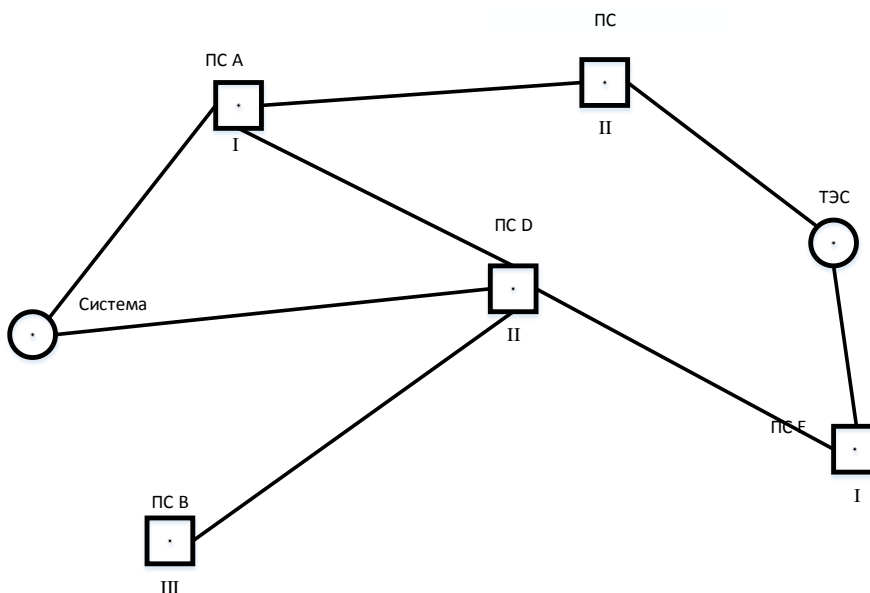


Общая протяженность линии связи составляет:

$$l_{\Sigma ЛЭП} = l_{sis-A} + l_{A-C} + l_{C-Tes} + l_{sis-B} + l_{B-E} + l_{sis-D} + l_{D-Tes} + l_{E-Tes} =$$

$$= 39 + 45 + 60 + 39 + 33 + 39 + 74 + 25 = 354 \text{ км}$$

Схема-2:

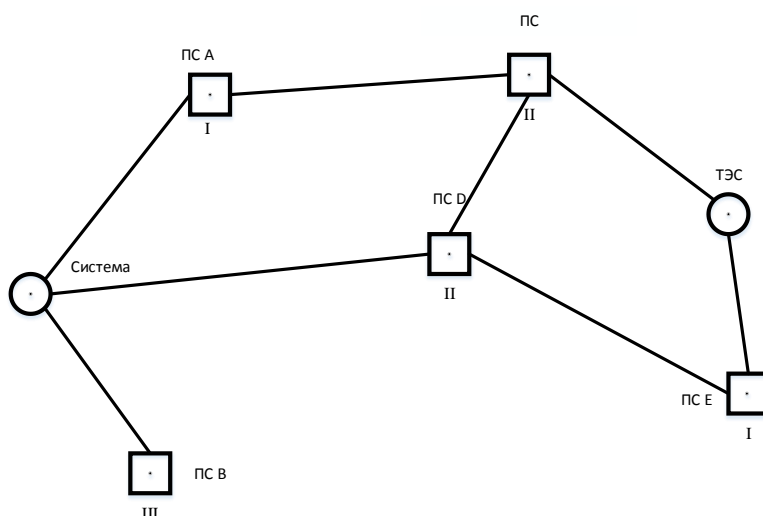


Общая протяженность линии связи составляет:

$$l_{\Sigma ЛЭП} = l_{sis-A} + l_{A-C} + l_{C-Tes} + l_{D-B} + l_{B-E} + l_{sis-D} + l_{D-A} + l_{E-Tes} =$$

$$= 39 + 60 + 36 + 39 + 45 + 46 + 25 + 33 = 323 \text{ км}$$

Схема-3:



Общая протяженность линии связи составляет:

$$l_{\Sigma \text{ ЛЭП}} = l_{\text{sis-A}} + l_{\text{A-C}} + l_{\text{C-Tes}} + l_{\text{sis-B}} + l_{\text{D-E}} + l_{\text{sis-D}} + l_{\text{D-C}} + l_{\text{E-Tes}} = \\ = 39 + 45 + 32 + 60 + 39 + 33 + 25 + 46 = 319 \text{ км}$$

Выбираем схему системы **третьего варианта**, так как суммарная длина ЛЭП наименьшая. Дальнейшие расчеты производим по этой схеме.

2.1 Предварительное распределение мощностей в замкнутых контурах(в режиме максимальной нагрузки)

Покажем предварительное распределение мощностей в нашей исходной схеме (**Рис-1**).

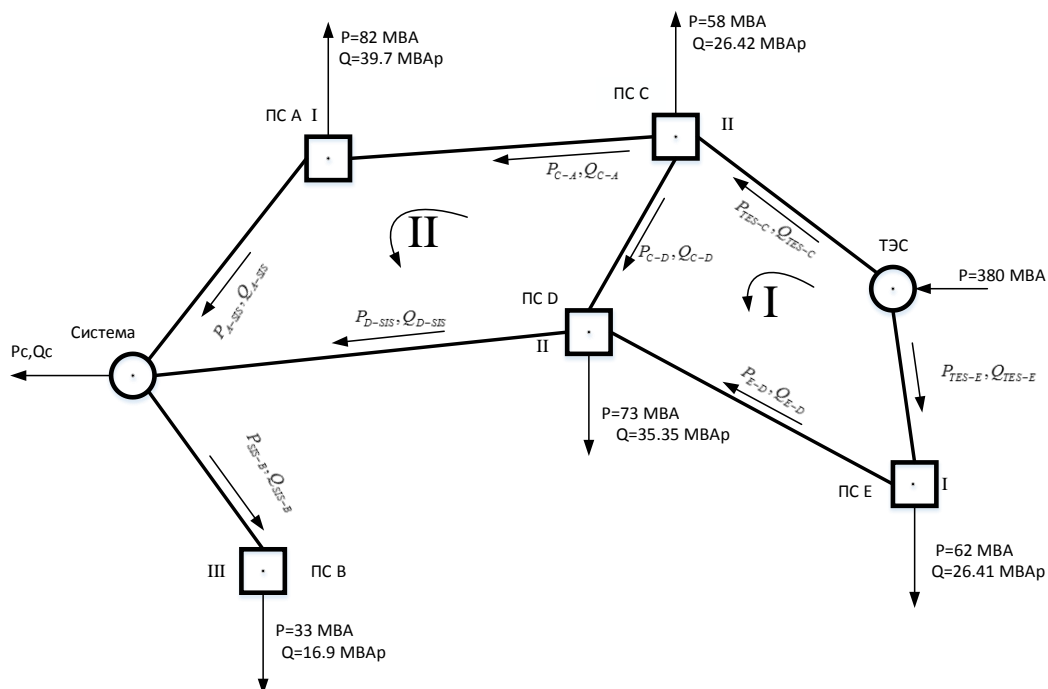


Рис-1

Для упрощения расчетов буквенное обозначение подстанций, станции и системы примем цифровыми обозначениями узлов по следующей таблицы.

Система	A	B	C	D	E	ТЭС
1	2	3	4	5	6	7

Длина каждой ветви электрической системы:

$$l_{21} = 39 \text{ км}$$

$$l_{13} = 39 \text{ км}$$

$$l_{51} = 60 \text{ км}$$

$$l_{42} = 45 \text{ км}$$

$$l_{45} = 32 \text{ км}$$

$$l_{74} = 33 \text{ км}$$

$$l_{65} = 46 \text{ км}$$

$$l_{76} = 25 \text{ км}$$

Приближенный учет потерь можно осуществить уменьшением коэффициента мощности на **0,05-0,1** для потребителей и увеличением коэффициента мощности на **0,05-0,1** для генерирующих узлов.

Переток активной мощности, по законам Кирхгофа и Ома составляем уравнения перетока активной мощности по I и II контурам соответственно:

$$\begin{cases} P_{74} \cdot l_{74} + P_{45} \cdot l_{45} - P_{65} \cdot l_{65} - P_{76} \cdot l_{76} = 0 \\ P_{42} \cdot l_{42} + P_{21} \cdot l_{21} - P_{51} \cdot l_{51} - P_{45} \cdot l_{45} = 0 \end{cases}$$

где неизвестные мощности $P_{45}; P_{65}; P_{76}; P_{21}; P_{51}$ выразим через мощности $P_{74}; P_{42}$:

$$P_{45} = P_{74} - P_4 - P_{42} = P_{74} - P_{42} - 58$$

$$P_{65} = P_{\Gamma} - P_{CH} - P_{74} - P_6 = 400 - 20 - P_{74} - 62 = 318 - P_{74}$$

$$P_{76} = P_{\Gamma} - P_{CH} - P_{74} = 400 - 20 - P_{74} = 380 - P_{74}$$

$$P_{21} = P_{42} - P_2 = P_{42} - 82$$

$$P_{51} = P_{45} - P_{65} - P_5 = P_{74} - P_{42} - 58 + 318 - P_{74} - 73 = 187 - P_{42}$$

Далее подставляем эти значения в исходное уравнение и после нескольких преобразований получим упрощенное уравнение с двумя неизвестными:

$$\begin{cases} 136 \cdot P_{74} - 32 \cdot P_{42} = 25984 \\ -32 \cdot P_{74} + 176 \cdot P_{42} = 16274 \end{cases}$$

Решаем полученное уравнение методом обратной матрицы и находим мощности $P_{74}; P_{42}$

$$\begin{vmatrix} 136 & -32 \\ -32 & 176 \end{vmatrix} \times \begin{vmatrix} P_{74} \\ P_{42} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 25984 \\ 16274 \end{vmatrix} \Rightarrow A \times B = C \quad B = A^{-1} \times C$$

$$\begin{vmatrix} P_{74} \\ P_{42} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 0.0077 & 0.0014 \\ 0.0014 & 0.0059 \end{vmatrix} \times \begin{vmatrix} 25984 \\ 16274 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 222 \\ 133 \end{vmatrix}$$

Подставив значения $P_{74}; P_{42}$ в исходные мощности получи значения $P_{45}; P_{65}; P_{76}; P_{21}; P_{51}$:

$$\begin{aligned}P_{74} &= 222 \text{ МВт} \\P_{42} &= 133 \text{ МВт} \\P_{45} &= 222 - 133 - 58 = 31 \text{ МВт} \\P_{65} &= 318 - 222 = 96 \text{ МВт} \\P_{76} &= 380 - 222 = 158 \text{ МВт} \\P_{21} &= 133 - 82 = 51 \text{ МВт} \\P_{51} &= 187 - 133 = 54 \text{ МВт}\end{aligned}$$

Переток реактивной мощности, составляем так же уравнения перетоков реактивной мощности, по контурам:

$$\begin{cases} Q_{74} \cdot l_{74} + Q_{45} \cdot l_{45} - Q_{65} \cdot l_{65} - Q_{76} \cdot l_{76} = 0 \\ Q_{42} \cdot l_{42} + Q_{21} \cdot l_{21} - Q_{51} \cdot l_{51} - Q_{45} \cdot l_{45} = 0 \end{cases}$$

где неизвестные мощности $Q_{45}; Q_{65}; Q_{76}; Q_{21}; Q_{51}$ выразим через мощности $Q_{74}; Q_{42}$:

$$\begin{aligned}Q_{45} &= Q_{74} - Q'_{45} - Q_{42} = Q_{74} - Q_{42} - 33,72 \\Q_{65} &= Q_{\Gamma} - Q_{CH} - Q_{74} - Q'_{65} = 202,15 - 12,39 - Q_{74} - 34,47 = 155,29 - Q_{74} \\Q_{76} &= Q_{\Gamma} - Q_{CH} - Q_{74} = 202,15 - 12,39 - Q_{74} = 189,76 - Q_{74} \\Q_{21} &= Q_{42} - Q'_{21} = Q_{42} - 49,73 \\Q_{51} &= Q_{45} - Q_{65} - Q'_{51} = Q_{74} - Q_{42} - 33,72 + 155,29 - Q_{74} - 44,28 = 77,29 - Q_{42}\end{aligned}$$

Далее подставляем эти значения в исходное уравнение и после нескольких преобразований получим упрощенное уравнение с двумя неизвестными:

$$\begin{cases} 136 \cdot Q_{74} - 32 \cdot Q_{42} = 12966,38 \\ -32 \cdot Q_{74} + 176 \cdot Q_{42} = 7655,91 \end{cases}$$

Решаем полученное уравнение методом обратной матрицы и находим мощности $Q_{74}; Q_{42}$

$$\begin{vmatrix} 136 & -32 \\ -32 & 176 \end{vmatrix} \times \begin{vmatrix} Q_{74} \\ Q_{42} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 12966,38 \\ 7655,91 \end{vmatrix} \Rightarrow A \times B = C \quad B = A^{-1} \times C$$

$$\begin{vmatrix} Q_{74} \\ Q_{42} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 0,0077 & 0,0014 \\ 0,0014 & 0,0059 \end{vmatrix} \times \begin{vmatrix} 12966,38 \\ 7655,91 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 110 \\ 64 \end{vmatrix}$$

Подставив значения $Q_{74}; Q_{42}$ в исходные мощности получи значения $Q_{45}; Q_{65}; Q_{76}; Q_{21}; Q_{51}$:

$$\begin{aligned}Q_{74} &= 110 \text{ Вт} \\Q_{42} &= 64 \text{ МВт} \\Q_{45} &= 110 - 64 - 33,72 = 12,28 \text{ МВАр} \\Q_{65} &= 155,29 - 110 = 45,3 \text{ МВАр} \\Q_{76} &= 189,76 - 110 = 79,7 \text{ МВАр} \\Q_{21} &= 64 - 49,73 = 14,3 \text{ МВАр} \\Q_{51} &= 77,29 - 64 = 13 \text{ МВАр}\end{aligned}$$

Наша схему перетоков мощностей примет вид как показана на Рис-2.

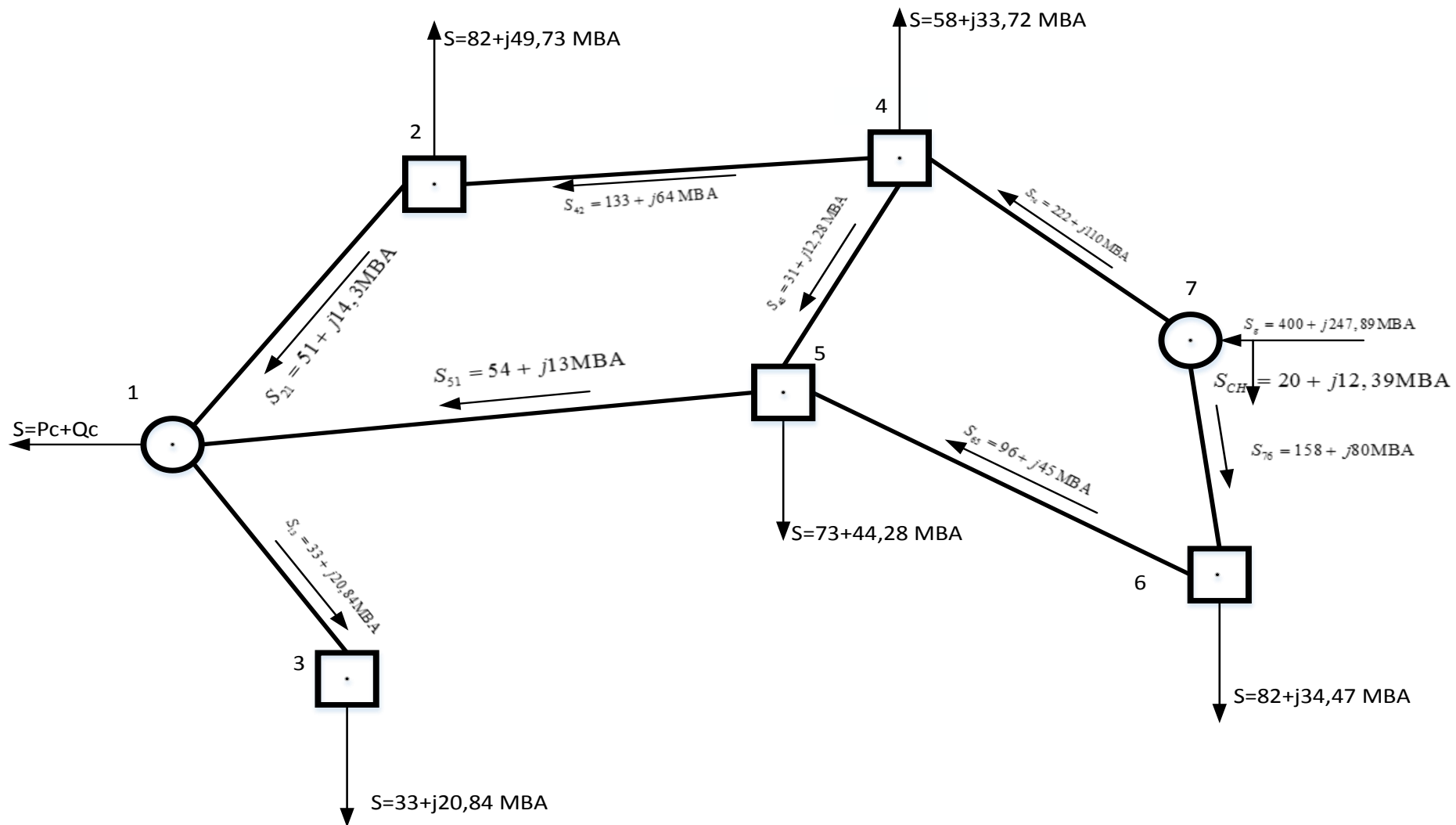


Рис-2.

Распределение мощностей в замкнутых контурах в режиме минимальной нагрузки.

При расчете минимального режима будем считать, что нагрузки подстанции потребляют половину своей максимальной заданной активной мощности, и генераторы выдают такое же количество мощности, что и в максимальном режиме и реактивные мощности будут соответственно нагрузке.

$$P' = 0,5 \cdot P_H$$

$$Q' = P' \cdot \operatorname{tg} \varphi' = P' \cdot \frac{\sqrt{1 - \cos(\varphi')^2}}{\cos(\varphi')}$$

$A: P_2 = \frac{82}{2} = 41 \text{ МВт}$	$A: Q'_2 = 41 \cdot \frac{\sqrt{1 - 0,855^2}}{0,855} = 24,87 \text{ МВАр}$
$B: P_3 = \frac{33}{2} = 16,5 \text{ МВт}$	$B: Q'_3 = 16,5 \cdot \frac{\sqrt{1 - 0,845^2}}{0,845} = 10,42 \text{ МВАр}$
$C: P_4 = \frac{58}{2} = 29 \text{ МВт}$	$C: Q'_4 = 29 \cdot \frac{\sqrt{1 - 0,864^2}}{0,864} = 16,861 \text{ МВАр}$
$D: P_5 = \frac{73}{2} = 36,5 \text{ МВт}$	$D: Q'_5 = 36,5 \cdot \frac{\sqrt{1 - 0,855^2}}{0,855} = 22,14 \text{ МВАр}$
$E: P_6 = \frac{62}{2} = 31 \text{ МВт}$	$E: Q'_6 = 31 \cdot \frac{\sqrt{1 - 0,874^2}}{0,874} = 17,791 \text{ МВАр}$

Переток активной мощности в минимальном режиме работы системы Рис-3:

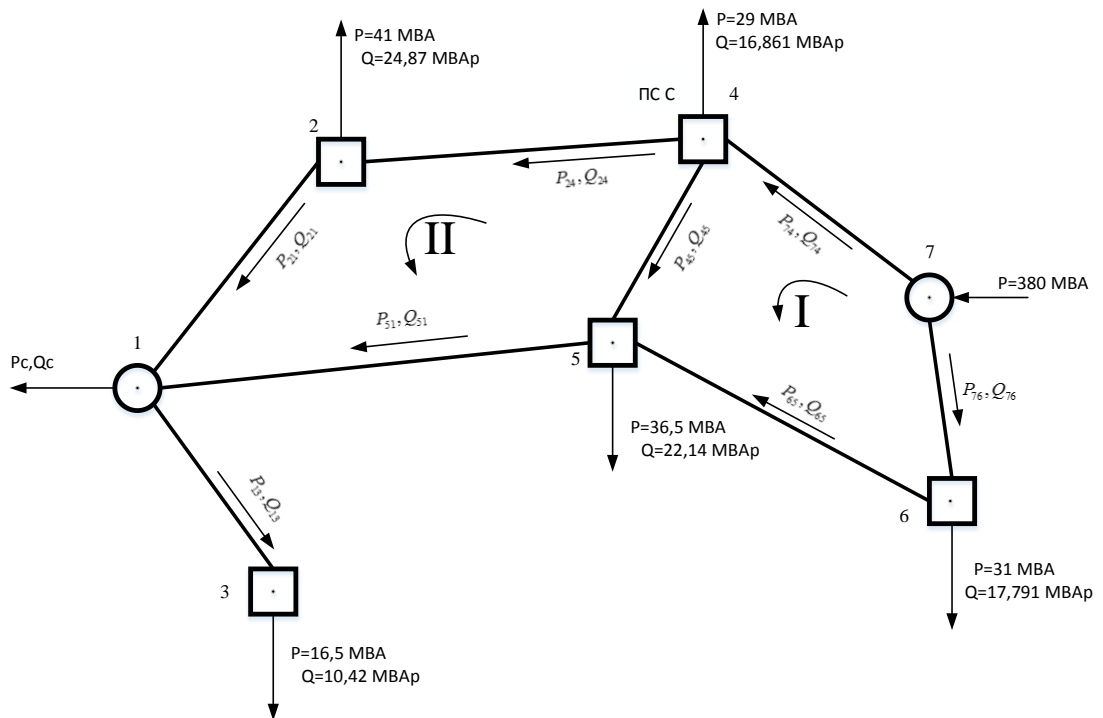


Рис-3.

Переток активной мощности, по законам Кирхгофа и Ома составляем уравнения перетока активной мощности по I и II контурам соответственно:

$$\begin{cases} P_{74} \cdot l_{74} + P_{45} \cdot l_{45} - P_{65} \cdot l_{65} - P_{76} \cdot l_{76} = 0 \\ P_{42} \cdot l_{42} + P_{21} \cdot l_{21} - P_{51} \cdot l_{51} - P_{45} \cdot l_{45} = 0 \end{cases}$$

где неизвестные мощности $P_{45}; P_{65}; P_{76}; P_{21}; P_{51}$ выразим через мощности $P_{74}; P_{42}$:

$$P_{45} = P_{74} - P_4 - P_{42} = P_{74} - P_{42} - 29$$

$$P_{65} = P_{\Gamma} - P_{CH} - P_{74} - P_6 = 400 - 20 - P_{74} - 31 = 349 - P_{74}$$

$$P_{76} = P_{\Gamma} - P_{CH} - P_{74} = 400 - 20 - P_{74} = 380 - P_{74}$$

$$P_{21} = P_{42} - P_2 = P_{42} - 41$$

$$P_{51} = P_{45} - P_{65} - P_5 = P_{74} - P_{42} - 29 + 349 - P_{74} - 36,5 = 283,5 - P_{42}$$

Далее подставляем эти значения в исходное уравнение и после нескольких преобразований получим упрощенное уравнение с двумя неизвестными:

$$\begin{cases} 136 \cdot P_{74} - 32 \cdot P_{42} = 26482 \\ -32 \cdot P_{74} + 176 \cdot P_{42} = 17291 \end{cases}$$

Решаем полученное уравнение методом обратной матрицы и находим мощности $P_{74}; P_{42}$

$$\begin{vmatrix} 136 & -32 \\ -32 & 176 \end{vmatrix} \times \begin{vmatrix} P_{74} \\ P_{42} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 26482 \\ 17291 \end{vmatrix} \Rightarrow A \times B = C \quad B = A^{-1} \times C$$

$$\begin{vmatrix} P_{74} \\ P_{42} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 0.0077 & 0.0014 \\ 0.0014 & 0.0059 \end{vmatrix} \times \begin{vmatrix} 26482 \\ 17291 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 227,573 \\ 139,612 \end{vmatrix}$$

Подставив значения $P_{74}; P_{42}$ в исходные мощности получим значения $P_{45}; P_{65}; P_{76}; P_{21}; P_{51}$:

$$P_{74} = 227,573 \text{ МВт}$$

$$P_{42} = 139,612 \text{ МВт}$$

$$P_{45} = 227,573 - 139,612 - 29 = 58,961 \text{ МВт}$$

$$P_{76} = 380 - 227,573 = 152,427 \text{ МВт}$$

$$P_{65} = 349 - 227,573 = 121,427 \text{ МВт}$$

$$P_{21} = 139,612 - 41 \text{ МВт}$$

$$P_{51} = 283,5 - 139,612 \text{ МВт}$$

И суммарная активная мощность передаваемая в систему будет равна:

$$P_{13} = P_3 = 16,5 \text{ МВАр}$$

$$P_c = P_{21} + P_{51} - P_{13} = 98,612 + 143,888 - 16,5 \text{ МВАр}$$

Переток реактивной мощности, составляем так же уравнения перетоков реактивной мощности, по контурам:

$$\begin{cases} Q_{74} \cdot l_{74} + Q_{45} \cdot l_{45} - Q_{65} \cdot l_{65} - Q_{76} \cdot l_{76} = 0 \\ Q_{42} \cdot l_{42} + Q_{21} \cdot l_{21} - Q_{51} \cdot l_{51} - Q_{45} \cdot l_{45} = 0 \end{cases}$$

где неизвестные мощности $Q_{45}; Q_{65}; Q_{76}; Q_{21}; Q_{51}$ выразим через мощности $Q_{74}; Q_{42}$:

$$Q_{45} = Q_{74} - Q'_{42} - Q_{42} = Q_{74} - Q'_{42} - 16,861$$

$$Q_{76} = Q_{\Gamma} - Q_{CH} - Q_{74} = 202,15 - 12,39 - Q_{74} = 155,29 - Q_{74}$$

$$Q_{65} = Q_{76} - Q'_6 = 155,29 - 17,791 - Q_{74} = 137,5 - P_{74}$$

$$Q_{21} = Q_{42} - Q'_2 = Q_{42} - 24,87$$

$$Q_{51} = Q_{45} - Q_{65} - Q'_5 = Q_{74} - Q_{42} - 16,861 + 137,5 - Q_{74} - 22,14 = 98,5 - Q_{42}$$

Далее подставляем эти значения в исходное уравнение и после нескольких преобразований получим упрощенное уравнение с двумя неизвестными:

$$\begin{cases} 136 \cdot Q_{74} - 32 \cdot Q_{42} = 10746,802 \\ -32 \cdot Q_{74} + 176 \cdot Q_{42} = 7419,482 \end{cases}$$

Решаем полученное уравнение методом обратной матрицы и находим мощности $Q_{74}; Q_{42}$

$$\begin{vmatrix} 136 & -32 \\ -32 & 176 \end{vmatrix} \times \begin{vmatrix} Q_{74} \\ Q_{42} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 10746,802 \\ 7419,482 \end{vmatrix} \Rightarrow A \times B = C \quad B = A^{-1} \times C$$

$$\begin{vmatrix} Q_{74} \\ Q_{42} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 0,0077 & 0,0014 \\ 0,0014 & 0,0059 \end{vmatrix} \times \begin{vmatrix} 10746,802 \\ 7419,482 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 92,915 \\ 59,05 \end{vmatrix}$$

Подставив значения $Q_{74}; Q_{42}$ в исходные мощности получим значения $Q_{45}; Q_{65}; Q_{76}; Q_{21}; Q_{51}$:

$$Q_{74} = 92,915 \text{ МВАp}$$

$$Q_{42} = 59,05 \text{ МВАp}$$

$$Q_{45} = 92,915 - 59,05 - 16,861 = 17,034 \text{ МВАp}$$

$$Q_{76} = 155,29 - 92,915 = 62,375 \text{ МВАp}$$

$$Q_{65} = 137,5 - 92,915 = 44,585 \text{ МВАp}$$

$$Q_{21} = 59,05 - 24,87 = 34,18 \text{ МВАp}$$

$$Q_{51} = 98,5 - 59,05 = 39,45 \text{ МВАp}$$

И суммарная реактивная мощность передаваемая в систему будет равна:

$$Q_{13} = P_{13} \cdot \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{13}}}{\cos \varphi_{13}} = 16,5 \cdot \frac{\sqrt{1 - 0,89^2}}{0,89} = 8,453 \text{ МВАp}$$

$$Q_c = Q_{21} + Q_{51} - Q_{13} = 34,18 + 39,45 - 8,453 = 65,177 \text{ МВАp}$$

Наша схемаперетоков мощностей в минимальном режиме примет вид как показано на **Рис-4**.

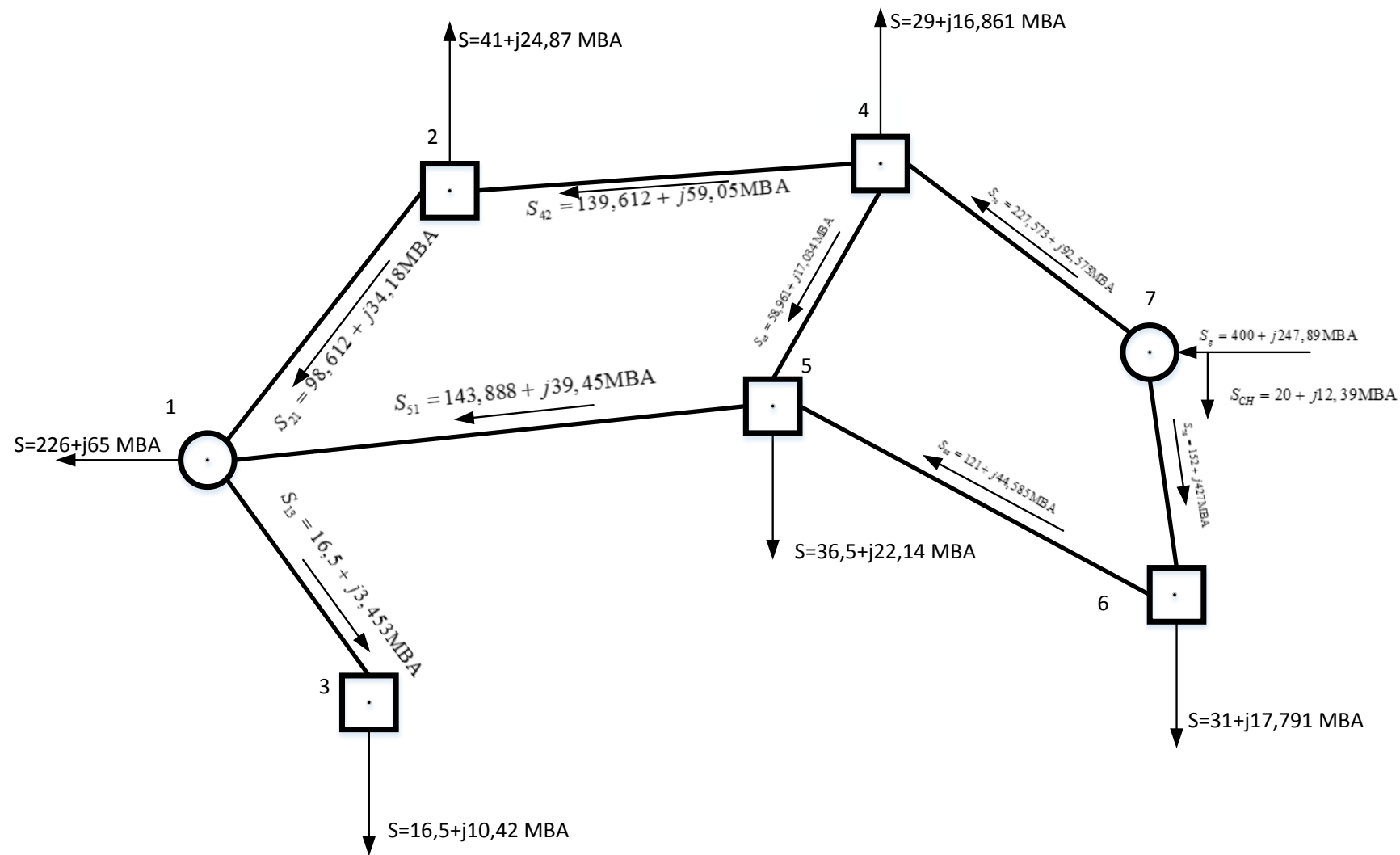


Рис-4.

2.2 Выбор номинального напряжения сети

Выбор номинального напряжения будем проводить по формуле:

$$U_i = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_i} + \frac{2500}{P_i}}}$$

Где: i – номер ветви (ЛЭП) соответствующая графу системы;

L_i и P_i – длина и активная мощность соответствующей ветви (ЛЭП)

Расчет оптимального напряжения проведем для минимального режима.

Тогда:

Активные мощности

$$P_{21} = 51 \text{ МВт}$$

$$P_{42} = 133 \text{ МВт}$$

$$P_{51} = 54 \text{ МВт}$$

$$P_{13} = 33 \text{ МВт}$$

$$P_{74} = 222 \text{ МВт}$$

$$P_{45} = 31 \text{ МВт}$$

$$P_{65} = 96 \text{ МВт}$$

$$P_{76} = 158 \text{ МВт}$$

Длина ЛЭП

$$l_{21} = 39 \text{ км}$$

$$l_{42} = 45 \text{ км}$$

$$l_{51} = 60 \text{ км}$$

$$l_{13} = 39 \text{ км}$$

$$l_{74} = 33 \text{ км}$$

$$l_{45} = 32 \text{ км}$$

$$l_{65} = 46 \text{ км}$$

$$l_{76} = 25 \text{ км}$$

Таким образом расчетное напряжение

- для максимального режима:

$$U_{21} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{39} + \frac{2500}{51}}} = 210,23 \text{ кВ}$$

$$U_{24} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{45} + \frac{2500}{133}}} = 259,3 \text{ кВ}$$

$$U_{15} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{60} + \frac{2500}{54}}} = 238,4 \text{ кВ}$$

$$U_{13} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{39} + \frac{2500}{33}}} = 189,07 \text{ кВ}$$

$$U_{74} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{33} + \frac{2500}{222}}} = 239,7 \text{ кВ}$$

$$U_{54} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{32} + \frac{2500}{31}}} = 17,4 \text{ кВ}$$

$$U_{56} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{46} + \frac{2500}{96}}} = 249,4 \text{ кВ}$$

$$U_{76} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{25} + \frac{2500}{158}}} = 207,7 \text{ кВ}$$

Расчеты сведем в таблицу.

Таблица 1. Расчетные напряжения ЛЭП.

№	узлы	Расчетное напряжение [кВ]
21	А-Система	210,23
24	С-А	259,3
51	Д-Система	238,4
13	Система-Д	189,07
74	ТЭС-С	239,7
54	С-Д	177,4
65	Е-Д	249,4
76	ТЭС-Е	207,7

Анализируя полученные значения расчётных напряжений можно определить, что оптимальное значение номинального напряжения для всей системы 220 кВ.

2.3 Выбор сечений проводов по экономической плотности тока.

Так как у нас $T_{max} > 5000$. Следовательно номинальное значение экономической плотности тока для Средней Азии

$$J_{э\kappa} = 1,3 \text{ А/мм}^2$$

Вычисляем мощности в ветвях электрической сети для максимального режима по формуле

$$S_i = \sqrt{P_i^2 + Q_i^2}$$

Тогда:

$$S_{76} = \sqrt{158^2 + 80^2} = 177,1 \text{ МВА}$$

$$S_{74} = \sqrt{222^2 + 110^2} = 247,7 \text{ МВА}$$

$$S_{65} = \sqrt{96^2 + 45^2} = 106,15 \text{ МВА}$$

$$S_{45} = \sqrt{31^2 + 12,3^2} = 33,35 \text{ МВА}$$

$$S_{21} = \sqrt{51^2 + 14,3^2} = 52,6 \text{ МВА}$$

$$S_{42} = \sqrt{133^2 + 64^2} = 147,6 \text{ МВА}$$

$$S_{51} = \sqrt{54^2 + 13^2} = 55,54 \text{ МВА}$$

$$S_{13} = \sqrt{20,3} = 39,01 \text{ МВА}$$

Токи по ветвям:

$$I_{76} = \frac{177,1 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 464 \text{ А}$$

$$I_{45} = \frac{33,35 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 87 \text{ А}$$

$$I_{51} = \frac{55,54 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 145 \text{ А}$$

$$I_{74} = \frac{247,7 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 650 \text{ А}$$

$$I_{42} = \frac{147,6 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 387 \text{ А}$$

$$I_{13} = \frac{39,01 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 102 \text{ А}$$

$$I_{65} = \frac{106,15 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 278 \text{ А}$$

$$I_{21} = \frac{52,96 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 139 \text{ А}$$

Таким образом, расчётное сечение проводников по формуле

$$F_i = \frac{I_i}{J_{\text{ЭК}}}$$

равно:

$$\begin{aligned} F_{76} &= \frac{464}{1,3} = 357 \text{ мм}^2 \text{ АС - 400} & F_{45} &= \frac{87}{1,3} = 67 \text{ мм}^2 \text{ АС - 240} & F_{51} &= \frac{145}{1,3} = 112 \text{ мм}^2 \text{ АС - 240} \\ F_{74} &= \frac{650}{1,3} = 500 \text{ мм}^2 \text{ АС - 500} & F_{42} &= \frac{387}{1,3} = 298 \text{ мм}^2 \text{ АС - 300} & F_{13} &= \frac{102}{1,3} = 78 \text{ мм}^2 \text{ АС - 240} \\ F_{65} &= \frac{0,278}{1,3} = 214 \text{ мм}^2 \text{ АС - 240} & F_{21} &= \frac{139}{1,3} = 107 \text{ мм}^2 \text{ АС - 240} \end{aligned}$$

В соответствии с полученными расчетными значениями сечений, а также минимальному сечению по условиям короны для линий 220 кВ $F > 240 \text{ мм}^2$

Проверка выбранных сечений проводов по условиям нагрева в послеаварийном режиме

Для проверки послеаварийного режима считаем, что линия связи с максимальным значением протекающей мощности в максимальном нагрузочном режиме, т.е. линия ТЭЦ-С отключилась в связи со срабатыванием выключателей в обоих концах линии Рис-5:

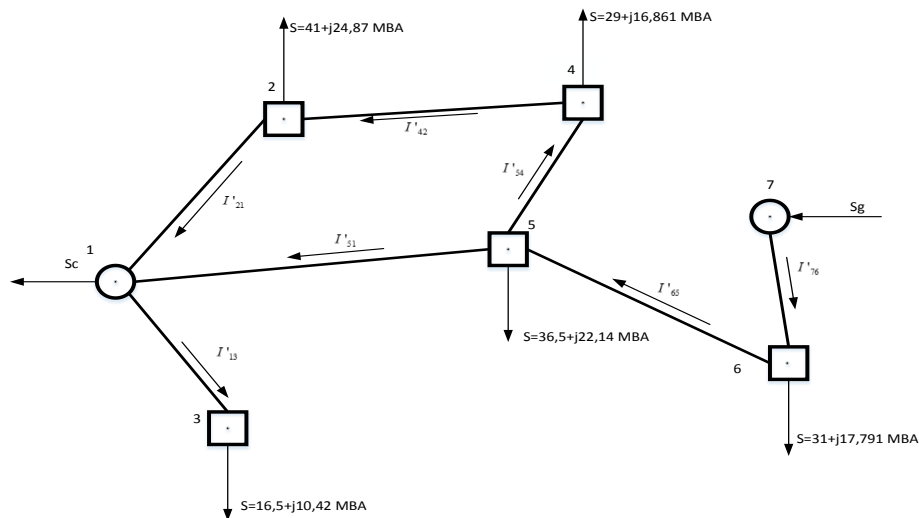


Рис-5.

И следовательно вся мощность передаваемая через линию ТЭС-С (7-4), будет протекать через линию ТЭС-Е (7-6).

Проверим сечение провода линии (7-6) по условию нагрева:

$$I'_{76} = I_{76} + I_{74} = 464 + 650 = 1114 \text{ А} > I_{\text{доп}} = 860 \text{ А}$$

Выбранное сечение не подходит по условию нагрева, из-за этого мы расщепляем фазу на два провода с сечениями АС-240, и суммарный проходящий максимальный ток, будет меньше продолжительного.

$$I'_{76} = 1114 \text{ А} < 2 \times I_{\text{доп}} = 1220 \text{ А}$$

Проверим сечение провода линии (6-5) по условию нагрева:

$$I'_{65} = I_{65} + I_{74} = 278 + 650 = 928 \text{ А} > I_{\text{доп}} = 610 \text{ А}$$

Выбранное сечение не подходит по условию нагрева, из-за этого мы расщепляем фазу на два провода с сечениями АС-240, и суммарный проходящий максимальный ток, будет меньше продолжительного.

$$I'_{65} = 928 \text{ А} < 2 \times I_{\text{доп}} = 1220 \text{ А}$$

Проверим сечение провода линии (5-4) по условию нагрева:

$$I'_{54} = I_{45} + I_{74} = 87 + 650 = 737 \text{ A} > I_{\text{доп}} = 610 \text{ A}$$

Выбранное сечение не подходит по условию нагрева, из-за этого мы выбираем другую марку провода с более большим сечением АС-400.

$$I'_{45} = 737 \text{ A} < I_{\text{доп}} = 830 \text{ A}$$

Сечение Остальных линий остаются такими же, так как увеличение перетоков мощности в аварийном режиме в них незначительно.

Результаты расчета сведем в таблицу:

ЛЭП	U _{ном}	I _{max}	J _{эк}	F _{расч}	F _{станд}	I _{доп}	I _{ав}	F _{оконч}
76	220	464	1,3	357	400	860	1114	2хА-240
74	220	650	1,3	500	500	1050	1114	2хАС-240
65	220	278	1,3	214	240	610	928	2хАС-240
45	220	87	1,3	67	240	830	737	АС-400
42	220	387	1,3	298	300	680	298	АС-300
21	220	139	1,3	107	240	610	107	АС-240
51	220	145	1,3	112	240	610	78	АС-240
13	220	102	1,3	78	240	610	78	АС-240

2.4 Выбор трансформаторов

Определим расчетные мощности двухобмоточных трансформаторов для ТЭЦ по формуле

$$S_{\text{расч}} = \sqrt{(P_{\text{ген}} - P_{\text{с.н.}})^2 + (Q_{\text{ген}} - Q_{\text{с.н.}})^2},$$

для подстанций по формуле

$$S_{\text{расч } j} = 0,7 \cdot \sqrt{P_{\text{расч } j}^2 + (P_{\text{расч } j}^2 \cdot \text{tg} \varphi_{\text{расч } j})^2},$$

и сведем расчеты в таблицу.

Таблица 2. Расчетные мощности двухобмоточных трансформаторов.

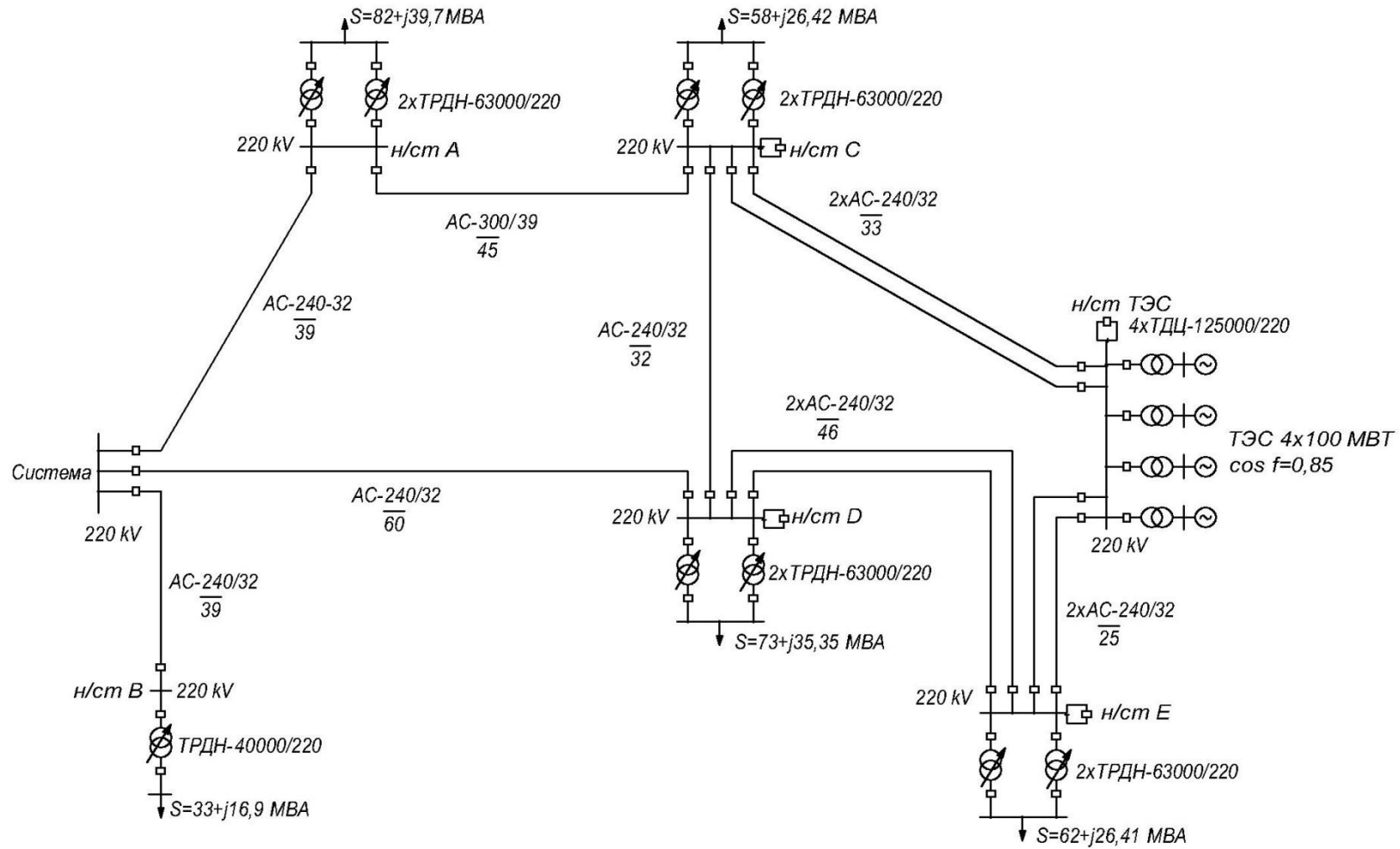
	ТЭЦ	А	В	С	Д	Е
S _{расч} , МВА	4х117,6	91,1	37,07	44,6	56,7	47,2

Согласно полученным результатам для узлов выбираем трансформаторы, приведенные в таблице 3.

Таблица 3. Трансформаторы ТЭС и подстанций.

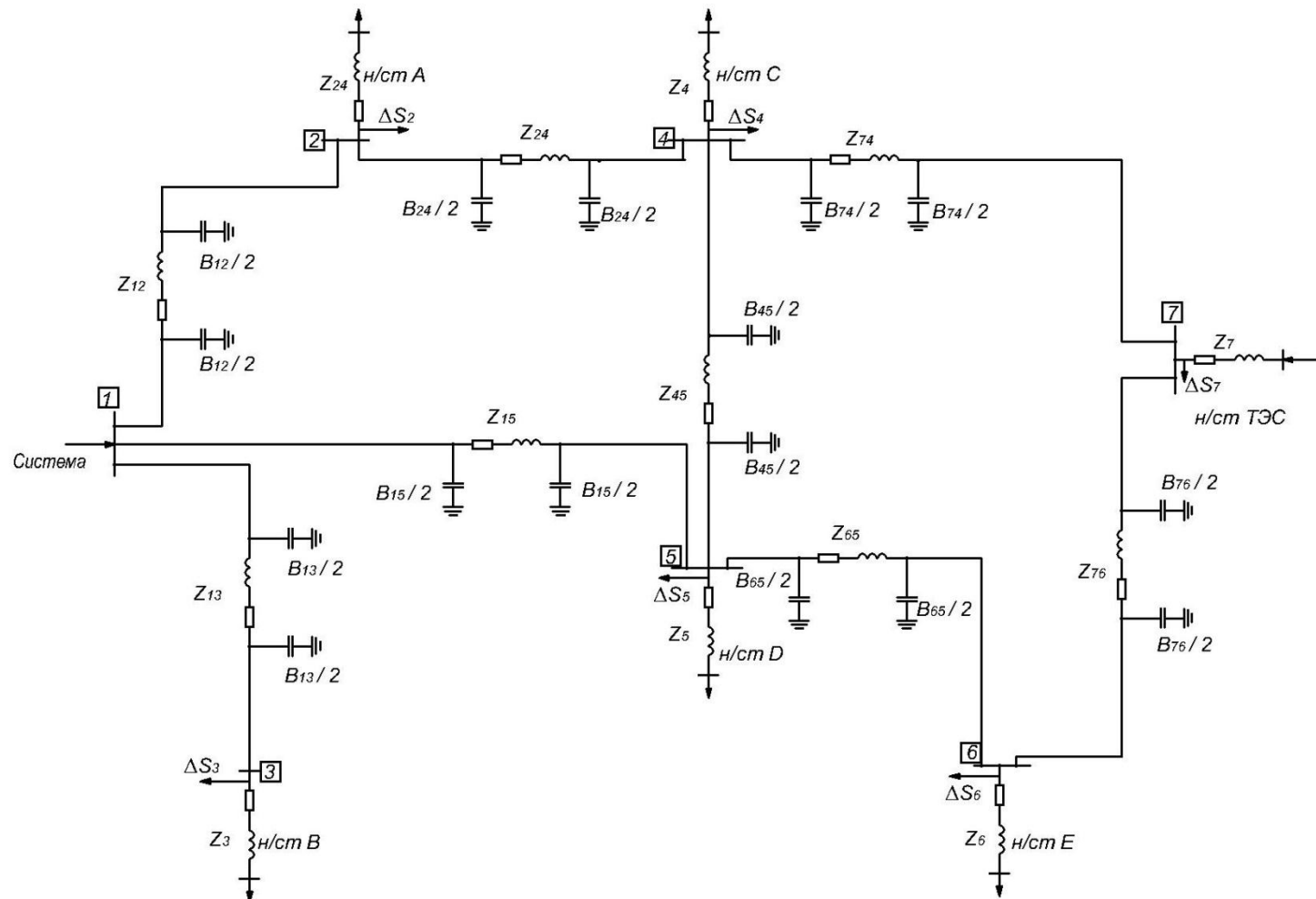
Узел	Тип трансформатора в	S _н , МВА	Номинальное напряжение, кВ		u _к , %		Потери, кВт		I _х %	Кол - во
			ВН	НН	В - Н	Н1-Н2	P _х	P _к		
ТЭЦ	ТД – 1250000/220	125	242	10,5	11	–	120	380	0,45	4
А	ТРДН – 63000/220	63	230	11-11	11,5	28	70	265	0,5	2
В	ТРДНС– 40000/220	40	230	11-11	11,5	28	50	170	0,6	1
С	ТРДН – 63000/220	63	230	11-11	11,5	28	70	265	0,5	2
Д	ТРДН – 63000/220	63	230	11-11	11,5	28	70	265	0,5	2
Е	ТРДН – 63000/220	63	230	11-11	11,5	28	70	265	0,6	2

2.5. Составление принципиальной схемы электрической сети



3. Электрические расчёты.

Схема замещения электрической сети



3.1. Определение параметров ЛЭП и трансформаторов. Составление эквивалентной схемы замещения электрической сети.

Схема замещения электрической сети приведена на рис. 1.

Определяем параметры электрической сети. Параметры линий будем находить по формулам:

$$R_i = r_0 \cdot l_i$$

$$X_i = x_0 \cdot l_i$$

$$B_i = b_0 \cdot l_i$$

Где:

- погонные сопротивления проводов равны соответственно

для АС–300/39:

$$r_0 = 0,098 \text{ Ом / км}$$

$$x_0 = 0,429 \text{ Ом / км}$$

$$b_0 = 2,64 \cdot 10^{-6} \text{ См / км}$$

для АС–240/32:

$$r_0 = 0,121 \text{ Ом / км}$$

$$x_0 = 0,435 \text{ Ом / км}$$

$$b_0 = 2,6 \cdot 10^{-6} \text{ См / км}$$

для АС–400/51:

$$r_0 = 0,075 \text{ Ом / км}$$

$$x_0 = 0,42 \text{ Ом / км}$$

$$b_0 = 2,7 \cdot 10^{-6} \text{ См / км}$$

- длина линий:

$$l_{74} = 33 \text{ км}$$

$$l_{76} = 25 \text{ км}$$

$$l_{65} = 46 \text{ км}$$

$$l_{45} = 32 \text{ км}$$

$$l_{42} = 45 \text{ км}$$

$$l_{21} = 39 \text{ км}$$

$$l_{51} = 60 \text{ км}$$

$$l_{13} = 39 \text{ км}$$

Тогда сопротивления линий равны:

- Активные сопротивления линий:

$$r_{74} = 1,98 \text{ Ом}$$

$$r_{76} = 1,5 \text{ Ом}$$

$$r_{65} = 2,76 \text{ Ом}$$

$$r_{45} = 2,4 \text{ Ом}$$

$$r_{42} = 4,41 \text{ Ом}$$

$$r_{21} = 4,72 \text{ Ом}$$

$$r_{51} = 7,26 \text{ Ом}$$

$$r_{13} = 4,72 \text{ Ом}$$

- Реактивные сопротивления линий:

$$x_{74} = 14,35 \text{ Ом}$$

$$x_{76} = 10,87 \text{ Ом}$$

$$x_{65} = 20,01 \text{ Ом}$$

$$x_{45} = 13,44 \text{ Ом}$$

$$x_{42} = 19,31 \text{ Ом}$$

$$x_{21} = 16,96 \text{ Ом}$$

$$x_{51} = 26,1 \text{ Ом}$$

$$x_{13} = 16,96 \text{ Ом}$$

- Емкостные проводимости линий:

$$b_{74} = 0,858 \cdot 10^{-4} \text{ См}$$

$$b_{76} = 0,65 \cdot 10^{-5} \text{ См}$$

$$b_{65} = 1,19 \cdot 10^{-4} \text{ См}$$

$$b_{45} = 0,864 \cdot 10^{-4} \text{ См}$$

$$b_{42} = 1,19 \cdot 10^{-5} \text{ См}$$

$$b_{21} = 1,01 \cdot 10^{-5} \text{ См}$$

$$b_{51} = 1,56 \cdot 10^{-4} \text{ См}$$

$$b_{13} = 1,01 \cdot 10^{-5} \text{ См}$$

Находим сопротивления трансформаторов на ТЭС и подстанциях по формулам:

$$r_i = \frac{\Delta P_i}{1000} \cdot \frac{U_i^2}{S_{i,n}^2} \cdot \frac{1}{n}, \quad x_i = \frac{u_{i,k} \%}{100} \cdot \frac{U_i^2}{S_{i,n}^2} \cdot \frac{1}{n},$$

где n – количество трансформаторов на подстанции.

Тогда сопротивления трансформаторов равны:

- Активные сопротивления трансформаторов:

$$r_7 = \frac{1}{4} \cdot \frac{380}{1000} \cdot \frac{242^2}{125^2} = 0,712 \text{ Ом}$$

$$r_2 = r_4 = r_5 = r_6 = \frac{1}{2} \cdot \frac{265}{1000} \cdot \frac{230^2}{63^2} = 1,75 \text{ Ом}$$

$$r_3 = \frac{1}{1} \cdot \frac{170}{1000} \cdot \frac{230^2}{40^2} = 5,62 \text{ Ом}$$

- Реактивные сопротивления трансформаторов:

$$x_7 = \frac{1}{4} \cdot \frac{11}{100} \cdot \frac{242^2}{125^2} = 12,884 \text{ Ом}$$

$$x_2 = x_4 = x_5 = x_6 = \frac{1}{2} \cdot \frac{11,5}{100} \cdot \frac{230^2}{63^2} = 48,28 \text{ Ом}$$

$$x_3 = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{230^2}{40^2} = 152,09 \text{ Ом}$$

Потери в трансформаторах:

- ТЭС

$$\Delta S_{\text{тр}} = (\Delta P_{\text{xx}} + j\Delta Q_{\text{xx}}) \cdot n$$

$$\Delta P_{\text{xx}} = 120 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{\text{xx}} = \frac{I_{\text{x}} \%}{100} \cdot S_{\text{н}} = \frac{0,45}{100} \cdot 125 = 0,526 \text{ МВар}$$

$$\Delta S_{\text{тр}} = (0,12 + j0,526) \cdot 4 = 0,48 + j2,104 \text{ МВА}$$

- Подстанции **A, C, D, E**:

$$\Delta S_{\text{тр}} = (\Delta P_{\text{xx}} + j\Delta Q_{\text{xx}}) \cdot n$$

$$\Delta P_{\text{xx}} = 70 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{\text{xx}} = \frac{I_{\text{x}} \%}{100} \cdot S_{\text{н}} = \frac{0,5}{100} \cdot 63 = 0,315 \text{ МВар}$$

$$\Delta S_{\text{тр}} = (0,07 + j0,315) \cdot 2 = 0,14 + j0,63 \text{ МВА}$$

- Подстанции **D**:

$$\Delta S_{\text{тр}} = (\Delta P_{\text{xx}} + j\Delta Q_{\text{xx}}) \cdot n$$

$$\Delta P_{\text{xx}} = 50 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{\text{xx}} = \frac{I_{\text{x}} \%}{100} \cdot S_{\text{н}} = \frac{0,6}{100} \cdot 40 = 0,24 \text{ МВар}$$

$$\Delta S_{\text{тр}} = 0,05 + j0,24 \text{ МВА}$$

Рассчитанные параметры ЛЭП и трансформаторов для удобства заносим в таблицы-4 и 5:

Таблица-4. Параметры линий передач

	U _н кВ	F мм ²	l км	r _о Ом/к м	x _о Ом/к м	b _о сим/к м	R _А Ом	X _л Ом	B _л сим	Q _с МВАР
ТЭС-С	220	240	33	0,06	0,433	2,6	1,98 /2	14,35/2	2х0,858	4,152
ТЭС-Е	220	240	25	0,06	0,533	2,6	1,5/2	10,87/2	2х0,65	3,146
Е-Д	220	240	46	0,06	0,433	2,6	2,76/2	20,01/2	2х1,19	5,76
С-Д	220	400	32	0,038	0,42	2,7	2,4	13,44	8,64	4,182
С-А	220	300	45	0,06	0,433	2,7	4,41	19,31	1,19	5,76
А-система	220	240	39	0,06	0,433	2,6	4,72	16,96	1,01	4,89
Д-система	220	240	60	0,06	0,433	2,6	7,26	26,1	15,6	7,55
Система-В	220	240	39	0,06	0,433	2,6	4,72	16,96	1,01	4,89

Таблица-5. Параметры трансформаторов.

п/ст тип тр-ра	Каталожные данные								Расчетные данные						
	ΔP _{ст} кВт	I _{кк} %	ΔP _{к 3} кВт			U _к %			R _г , Ом						ΔQ _{ст} МВАР
			В-С	В-Н	С-Н	В-С	В-Н	С-Н	В	С	Н	В	С	Н	
ТЭС 4хТДЦ- 125000/220	120	0,45		380			11		0,356			12,884			2,25
ПС-А 2хТРДН- 63000/220	70	0,5		265			11,5		1,75			48,28			0,63
ПС-В ТРДНС- 125000/220	50	0,45		170			11,5		5,62			152,09			240
ПС-С 2хТРДН- 63000/220	70	0,45		265			11,5		1,75			48,28			0,63
ПС-Д 2хТРДН- 63000/220	70	0,45		265			11,5		1,75			48,28			0,63
ПС-Е 2хТРДН- 63000/220	70	0,45		265			11,5		1,75			48,28			0,63

3.2. Определение расчетных нагрузок и составление расчетной схемы замещения.

Активная мощность нагрузки при приведении ее к высшей стороне трансформатора увеличивается на величину потерь: активные потери в меди трансформатора и активные потери в стали трансформатора (потери холостого хода).

Реактивная нагрузка увеличивается на величину потерь реактивной мощности в трансформаторе (потери в меди и потери в стали).

Для двух обмоточного повысительного трансформатора определяем мощность протекающая по обмоткам:

$$S'_G = S_G - S_{sn} - \Delta S_{st} - \Delta S_m = (400 + j202,15) - (20 + j12,39) - (0,48 + j2,28) - (1,22 + j44,18) = 378,3 + j143,3 \text{ MVA}$$

Для понизительных подстанций:

$$S'_A = S_A + \Delta S_{st} + \Delta S_m = 82 + j39,7 + 0,14 + j0,63 + 0,275 + j7,58 = 82,42 + j47,91 \text{ MVA}$$

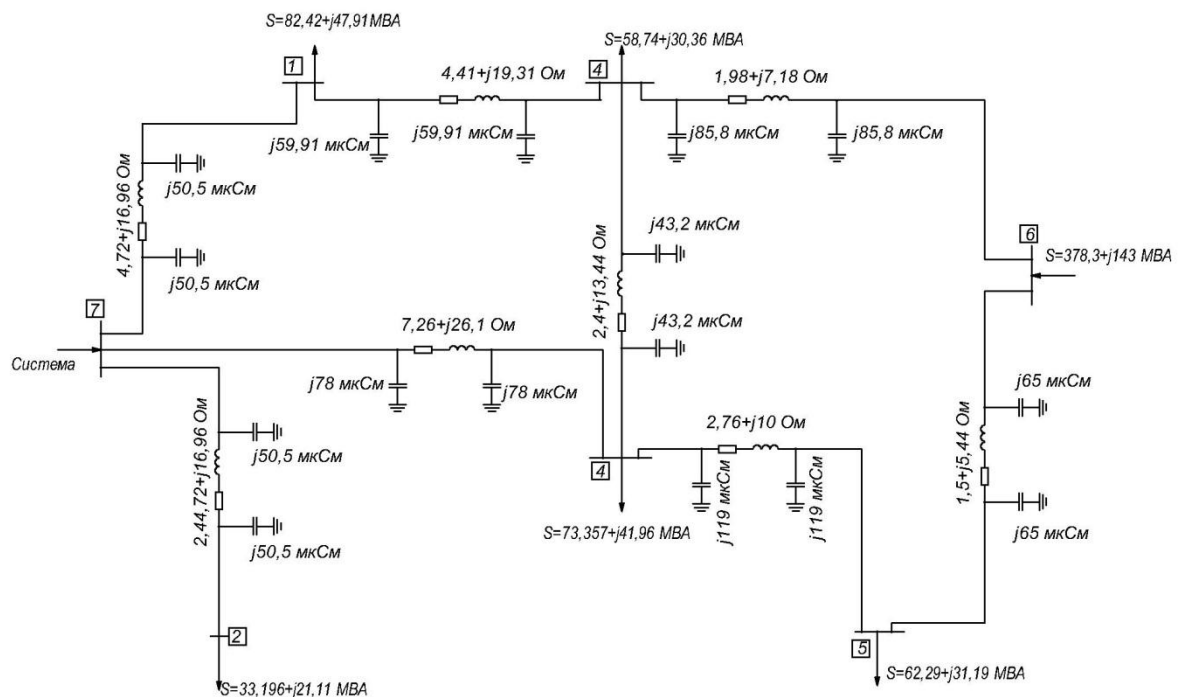
$$S'_B = S_B + \Delta S_{st} + \Delta S_m = 33 + j16,9 + 0,05 + j0,240 + 0,146 + j3,97 = 33,196 + j21,11 \text{ MVA}$$

$$S'_c = S_C + \Delta S_{st} + \Delta S_m = 58 + j26,41 + 0,14 + j0,63 + 0,134 + j3,72 = 58,274 + j30,76 \text{ MVA}$$

$$S'_D = S_D + \Delta S_{st} + \Delta S_m = 73 + j35,35 + 0,14 + j0,63 + 0,217 + j5,98 = 73,357 + j41,96 \text{ MVA}$$

$$S'_E = S_E + \Delta S_{st} + \Delta S_m = 62 + j26,41 + 0,14 + j0,63 + 0,15 + j4,15 = 62,29 + j31,19 \text{ MVA}$$

и наша расчетная схема примет более простой вид:



Расчёт электрических режимов на ЭВМ (для максимального, минимального и послеаварийного режимов).

По результатам расчета параметров ЛЭП и трансформаторов, а также исходя из узловых мощностей, составляем таблицы для расчета режимов. Потери холостого хода в трансформаторах также относим к узловым мощностям, приложенным к узлу трансформатора со стороны высокого напряжения.

Расчет режимов произведем на программном комплексе **Mustang 7**, который считает режимы электрических сетей.

Рассчитанные данные занесем в таблицы для удобства ввода на ЭВМ информацию:

Расчет режимов на Mustang 7 для максимального режима:

Таблица-6: информация по ветвям:

Название ветви	№ узла		$R, \text{ Ом}$	$X, \text{ Ом}$	$B \times 10^{-6}, \text{ См}$
	начало ветви	конец ветви			
Сист-А	7	1	4,72	16,96	101
Сист-С	7	2	4,72	16,96	101
А-С	1	3	4,41	19,31	119,8
Сист-D	7	4	7,26	26,1	156
С-D	3	4	2,4	13,44	86,4
D-E	4	5	2,76	7	238
ТЭС-С	3	6	1,98	7,18	171,6
ТЭС-E	6	5	1,5	5,44	130

Таблица-7: информация по узлам.

Название узла	Номер узла	Код	Уном кВ	Унорм кВ	P_n МВт	Q_n МВАр
А	1	0011	220	220	82,42	47,9
В	2	0011	220	220	33,196	21,11
С	3	0011	220	220	58,274	30,76
D	4	0011	220	220	73,357	41,96
Е	5	0011	220	220	62,29	31,19
ТЭС	6	1010	220	220	-378,3	-143,3
Система	7	1100	220	220		

Результаты расчетов занесем в таблицы:

Таблица-8 по узлам:

Название узла	Номер узла	Урасч кВ
А	1	216,25
В	2	217,81
С	3	217,61
D	4	217,24

Е	5	218,35
ТЭС	6	220
Система	7	220

Таблица-9: по ветвям.

Название ветви	Номер ветви	$P_{\alpha\beta}$ МВт	$Q_{\alpha\beta}$ МВАр	$I_{\alpha\beta}$ кА	ΔP_n МВт	ΔQ_n МВАр	$\Delta P_{общ}$ МВт	jQ	$\Delta Q_{общ}$
Сист-А	7-1	-21,4	52,4	0,15	0,34	1,22	0,34	-4,81	-3,59
Сист-В	7-2	33,4	17,7	0,10	0,15	0,53	0,15	-4,84	-4,30
Сист-Д	7-4	-74,5	42,3	0,22	1,03	4,53	1,03	-5,64	-1,11
А-С	1-3	-104,2	8,1	0,28	1,15	4,14	1,15	-7,46	-3,32
С-Д	3-4	32,3	-1,7	0,09	0,05	0,30	0,05	-4,08	-3,79
Д-Е	4-5	-116,8	5,7	0,31	1,61	5,85	1,61	-8,22	-2,37
Е-ТЭС	5-6	-179,9	-16,2	0,48	0,81	2,04	0,81	-11,29	-9,25
С-ТЭС	3-6	-195,7	-19,8	0,52	1,02	3,71	1,02	-6,25	-2,53

Для аварийного режима (без линии 3-6 или ТЭС-С)

Таблица-10: информация по ветвям:

Название ветви	№ узла		$R, \text{ Ом}$	$X, \text{ Ом}$	$B \times 10^{-6}, \text{ См}$
	начало ветви	конец ветви			
Сист-А	7	1	4,72	16,96	101
Сист-С	7	2	4,72	16,96	101
А-С	1	3	4,41	19,31	119,8
Сист-Д	7	4	7,26	26,1	156
С-Д	3	4	2,4	13,44	86,4
Д-Е	4	5	2,76	7	238
ТЭС-Е	6	5	1,5	5,44	130

Таблица-11: информация по узлам.

Название узла	Номер узла	Код	Уном кВ	Унорм кВ	P_n МВт	Q_n МВАр
А	1	0011	220	220	82,42	47,9
В	2	0011	220	220	33,196	21,11
С	3	0011	220	220	58,274	30,76
Д	4	0011	220	220	73,357	41,96
Е	5	0011	220	220	62,29	31,19
ТЭС	6	1010	220	220	-378,3	-143,3
Система	7	1100	220	220		

Результаты расчетов занесем в таблицы:

Таблица-12 по узлам:

Название узла	Номер узла	Урасч кВ
А	1	213,93
В	2	217,81
С	3	212,77
Д	4	214,27
Е	5	217,23
ТЭС	6	220
Система	7	220

Таблица-13: по ветвям.

Название ветви	Номер ветви	$P_{\alpha\beta}$ МВт	$Q_{\alpha\beta}$ МВАр	$I_{\alpha\beta}$ кА	ΔP_n МВт	ΔQ_n МВАр	$\Delta P_{общ}$ МВт	jQ	$\Delta Q_{общ}$
Сист-А	7-1	16,2	71,8	0,19	0,56	2,02	0,56	-2,73	-4,76
Сист-В	7-2	33,4	17,7	0,1	0,15	0,53	0,15	-4,3	-4,84
Сист-Д	7-4	-103,5	77,7	0,34	2,6	9,36	2,6	2	-7,36
А-С	1-3	-66,8	26,6	0,19	0,51	2,25	0,51	-3,21	-5,45
С-Д	3-4	-125,6	-1	0,34	0,84	4,68	0,84	0,74	-3,94
Д-Е	4-5	-305,9	-2,5	0,99	5,71	14,48	5,71	3,4	-11,08
Е-ТЭС	5-6	-373,9	32,1	0,83	4,44	16,11	4,44	9,9	-6,21

Минимальный режим Рн/2:

Таблица-14: информация по ветвям:

Название ветви	№ узла		$R, \text{ Ом}$	$X, \text{ Ом}$	$B \times 10^{-6}, \text{ См}$
	начало ветви	конец ветви			
Сист-А	7	1	4,72	16,96	101
Сист-С	7	2	4,72	16,96	101
А-С	1	3	4,41	19,31	119,8
Сист-Д	7	4	7,26	26,1	156
С-Д	3	4	2,4	13,44	86,4
Д-Е	4	5	2,76	7	238
ТЭС-С	3	6	1,98	7,18	171,6
ТЭС-Е	6	5	1,5	5,44	130

Таблица-15: информация по узлам.

Название узла	Номер узла	Код	Уном кВ	Унорм кВ	Р _н МВт	Q _н МВАр
А	1	0011	220	220	41	24,87
В	2	0011	220	220	16,5	10,42
С	3	0011	220	220	29	16,861
Д	4	0011	220	220	36,5	38,51
Е	5	0011	220	220	31	17,79
ТЭС	6	1010	220	220	-378,3	-143,3
Система	7	1100	220	220		

Результаты расчетов занесем в таблицы:

Таблица-16 по узлам:

Название узла	Номер узла	Урасч кВ
А	1	219,9
В	2	219,02
С	3	222,46
Д	4	222,29
Е	5	223,5
ТЭС	6	224,53
Система	7	220

Таблица-17: по ветвям.

Название ветви	Номер ветви	$P_{\alpha\beta}$ МВт	$Q_{\alpha\beta}$ МВАр	$I_{\alpha\beta}$ кА	ΔP_n МВт	ΔQ_n МВАр	jQ	$\Delta Q_{общ}$
Сист-А	7-1	-92,4	25,9	0,25	0,91	3,27	-1,61	-4,89
Сист-В	7-2	16,5	5,7	0,05	0,03	0,12	-4,87	-4,75
Сист-Д	7-4	-139,1	21,3	0,37	3	10,78	-7,63	3,15
А-С	1-3	-134,3	26	-,35	1,65	7,21	-5,86	1,35
С-Д	3-4	38,4	-6,1	0,1	0,07	0,41	-4,27	-3,87
Д-Е	4-5	-140,2	12,5	0,37	1,12	2,83	-11,82	-8,99
Е-ТЭС	-5-6	-172,4	3,7	0,45	0,89	3,24	-6,52	-3,28
С-ТЭС	3-6	-203,4	-9,5	0,53	1,66	6,01	-8,57	-2,57

3.3 Выбор ответвлений на трансформаторах.

Выбор ответвлений производим по формулам:

$$U_{\text{отв}} = \frac{U'_H \cdot U_{\text{HH}}}{U_{\text{H жел.}}}; \quad K_T = \frac{U_{\text{отв. Ст.}}}{U_{\text{HH}}}; \quad U_{\text{H дейст.}} = \frac{U'_H}{K_T}.$$

3.3.1 Для максимального режима

Подстанция А	$U_{\text{отв}} = \frac{216,25 \cdot 11}{10,5} = 226,547 \text{ кВ}; \quad K_T = \frac{206,92}{11} = 18,81;$ $U_{\text{отв. Ст.}} = 206,92 \text{ кВ}; \quad U_{\text{H дейст.}} = \frac{206,92}{18,81} = 9,89 \text{ кВ}.$
Подстанция В	$U_{\text{отв}} = \frac{217,81 \cdot 11}{10,5} = 228,182 \text{ кВ}; \quad K_T = \frac{206,13}{11} = 18,7;$ $U_{\text{отв. Ст.}} = 203,13 \text{ кВ}; \quad U_{\text{H дейст.}} = \frac{217,85}{18,7} = 9,71 \text{ кВ}.$
Подстанция С	$U_{\text{отв}} = \frac{217,61 \cdot 11}{10,5} = 227,972 \text{ кВ}; \quad K_T = \frac{203,8}{11} = 19,2;$ $U_{\text{отв. Ст.}} = 203,8 \text{ кВ}; \quad U_{\text{H дейст.}} = \frac{227,52}{18,52} = 10,11 \text{ кВ}.$
Подстанция Д	$U_{\text{отв}} = \frac{217,24}{10,5} = 227,584 \text{ кВ}; \quad K_T = \frac{209,76}{11} = 19,07;$ $U_{\text{отв. Ст.}} = 209,76 \text{ кВ}; \quad U_{\text{H дейст.}} = \frac{227,584}{19,07} = 11,03 \text{ кВ}.$
Подстанция Е	$U_{\text{отв}} = \frac{218,35 \cdot 11}{10,5} = 228,74 \text{ кВ}; \quad K_T = \frac{212,14}{11} = 19,285;$ $U_{\text{отв. Ст.}} = 212,14 \text{ кВ}; \quad U_{\text{H дейст.}} = \frac{228,14}{19,285} = 10,14 \text{ кВ}.$

3.3.2 Для минимального режима

Подстанция А	$U_{\text{отв}} = \frac{216,25 \cdot 11}{10,5} = 226,547 \text{ кВ}; K_T = \frac{206,92}{11} = 18,81;$ $U_{\text{отв. Ст}} = 206,92 \text{ кВ}; U_{\text{Н дейст.}} = \frac{206,92}{18,81} = 9,89 \text{ кВ}.$
Подстанция В	$U_{\text{отв}} = \frac{217,81 \cdot 11}{10,5} = 228,182 \text{ кВ}; K_T = \frac{206,13}{11} = 18,7;$ $U_{\text{отв. Ст}} = 203,13 \text{ кВ}; U_{\text{Н дейст.}} = \frac{217,85}{18,7} = 9,71 \text{ кВ}.$
Подстанция С	$U_{\text{отв}} = \frac{217,61 \cdot 11}{10,5} = 227,972 \text{ кВ}; K_T = \frac{203,8}{11} = 19,2;$ $U_{\text{отв. Ст}} = 203,8 \text{ кВ}; U_{\text{Н дейст.}} = \frac{227,52}{18,52} = 10,11 \text{ кВ}.$
Подстанция Д	$U_{\text{отв}} = \frac{217,24}{10,5} = 227,584 \text{ кВ}; K_T = \frac{209,76}{11} = 19,07;$ $U_{\text{отв. Ст}} = 209,76 \text{ кВ}; U_{\text{Н дейст.}} = \frac{227,584}{19,07} = 11,93 \text{ кВ}.$
Подстанция Е	$U_{\text{отв}} = \frac{218,35 \cdot 11}{10,5} = 228,74 \text{ кВ}; K_T = \frac{212,14}{11} = 19,285;$ $U_{\text{отв. Ст}} = 212,14 \text{ кВ}; U_{\text{Н дейст.}} = \frac{228,14}{19,285} = 11,83 \text{ кВ}.$

4.1. Расчет годовых потерь электроэнергии

а) Потери в ТЭЦ

$$\Delta W_{ТЭЦ год} = 8760 \cdot \Delta P_{СТΣ} + \Delta P_M \cdot \tau_{ср.бзб} = 8760 \cdot 0,48 + 1,22 \cdot 5924 = 11432 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\tau_{ср.бзб} = \left(0,124 + \frac{T_{ср.бзб}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{5522}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 5924 \text{ ч}$$

б) Потери в ЛЭП

$$\Delta W_{ЛЭП год} = \Delta P_{ЛЭП МАХ} \cdot \tau_{ср.бзб} = 6,17 \cdot 5924 = 36,551 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\tau_{ср.бзб} = \left(0,124 + \frac{T_{ср.бзб}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{5522}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 5924 \text{ ч}$$

в) Потери на подстанциях

$$\Delta W_{i год} = 8760 \cdot \Delta P_{СТΣ} + \Delta P_M \cdot \tau_i$$

$$\tau_{ср.бзб} = \left(0,124 + \frac{T_i}{10000} \right)^2 \cdot 8760$$

Для максимального режима

Подстанция А

$$\Delta W_{А год} = 8760 \cdot 0,14 + 0,275 \cdot 5466 = 2730 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\tau_{ср.бзб} = \left(0,124 + \frac{5000}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 5466 \text{ ч}$$

Подстанция В

$$\Delta W_{В год} = 8760 \cdot 0,14 + 0,146 \cdot 5729 = 1274,4 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\tau_{ср.бзб} = \left(0,124 + \frac{5300}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 5729 \text{ ч}$$

Подстанция С

$$\Delta W_{С год} = 8760 \cdot 0,1 + 0,134 \cdot 5817 = 2006 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\tau_{ср.бзб} = \left(0,124 + \frac{5400}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 5817 \text{ ч}$$

Подстанция D

$$\Delta W_{D год} = 8760 \cdot 0,14 + 0,217 \cdot 6255 = 2584 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\tau_{ср.бзб} = \left(0,124 + \frac{5900}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 6255 \text{ ч}$$

$$\Delta W_{E_{200}} = 8760 \cdot 0,1 + 0,15 \cdot 6342 = 2178 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Подстанция Е

$$\tau_{ср.63\%} = \left(0,124 + \frac{6000}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 6342 \text{ ч}$$

$$\Delta W_{200} = \sum \Delta W_{н/см.200} + \Delta W_{ЛЭП 200} + \Delta W_{ГЭС 200} = 59027 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

4.2. Технико-экономические показатели

Наименование	Стоимость одной единицы, тыс. руб.	Количество	Сумма, тыс. руб.
Капиталовложение ЛЭП			
ЛЭП 220 кВодноцепная			
АС-240	17,3	6	103,8
АС-300	18,6	2	37,2
Итого: К _Л			141
Станция:			
<u>ГЭС</u>			
а) ТД – 80000/220	113,7	4	454,8
б) ОРУ – 220 кВ	65	1	65
в) Постоянная часть затрат	600	1	600
Подстанции:			
<u>Подстанция А</u>			
а) ТРДН – 63000/220	156,6	2	313,2
б) ОРУ – 220 кВ	65	1	65
в) Постоянная часть затрат	600	1	600
<u>Подстанция В</u>			
а) ТРДН – 63000/220	156,6	2	313,2
б) ОРУ – 220 кВ	65	1	65
в) Постоянная часть затрат	600	1	600
<u>Подстанция С</u>			
а) ТРДНС – 40000/220	170	2	340
б) ОРУ – 220 кВ	65	1	65
в) Постоянная часть затрат	600	1	600
<u>Подстанция D</u>			
а) ТРДН – 63000/220	156,6	2	313,2
б) ОРУ – 220 кВ	65	1	65
в) Постоянная часть затрат	600	1	600
<u>Подстанция Е</u>			
а) ТРДНС – 40000/220	170	2	340
б) ОРУ – 220 кВ	65	1	65
в) Постоянная часть затрат	600	1	600
Итого: К _{ПС}			6064,4
Всего капиталовложений: К			6205,4

Ежегодные эксплуатационные затраты			
Амортизационные отчисления			
1) для ЛЭП: $0,024 \cdot K_{\text{Л}}$			3,384
2) для п/ст: $0,064 \cdot K_{\text{ПС}}$			388,1216
Расходы на обслуживание эл. сети			
1) для ЛЭП: $0,0004 \cdot K_{\text{Л}}$			0,0564
2) для п/ст: $0,002 \cdot K_{\text{ПС}}$			12,1288
Затраты на возмещение потерь электроэнергии $U_{\Delta W} = \beta \cdot \Delta W_{\text{год}}$			489,7256
Всего эксплуатационные издержки: И			893,4164
Приведенные затраты: $Z = \alpha_K \cdot K + И$			1638,0644

5. Заключение

Данный проект требует капиталовложений на сумму:

$$З = 1638,0644 \text{ тыс. руб.}$$

Коэффициент полезного действия:

$$\eta = \frac{\sum P_H}{\sum P_T} = \frac{285}{290,6886} = 0,9804$$

Себестоимость передачи электроэнергии:

$$C = \frac{И}{W_{год}} = \frac{893,4164}{1564500} = 0,57 \text{ коп}$$

Годовые потери энергии:

$$\Delta W_{год} = 27206,9833 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Использованная литература

3. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей: Учебное пособие для студентов электроэнергетических специальностей вузов./Под ред. В.М.Блок. – М.: Высшая школа, 1990 – 383 с.
4. Поспелов Г.Е., Федин В.Т. Электрические системы и сети. Проектирование: Учеб.пособие для вузов. – 2-е изд. – Мн.: Выш.шк., 1988. – 308 с.
5. Справочник по проектированию электроэнергетических систем./Под ред. С.С.Рокотяна и И.М.Шапиро. – м.: Энергия, 1985. – 350 с.
6. Электрические системы в примерах и иллюстрациях: Учебное пособие для ВУЗов/Под ред.В.А.Строева. - М.: Высшая школа, 1999. – 352 с.
7. Идельчик В.И. Электрические системы и сети. - М. Энергоатомиздат, 1989, 592 с.
8. Электрические системы. Электрические сети: Учебное пособие для вузов/Под ред. А.В.Веникова и В.А.Строева. – М.: Высшая школа. 1998. – 512 с.
9. Блок В.М. Электрические сети и системы. - М.: Высшая школа, 1986, 430 с.
- 10.Электрические сети и системы/ Под ред. Г.И.Денисенко. - Киев, Вища школа, 1986. – 452 с.
- 11.Электротехнические системы в примерах и иллюстрациях: Учебное пособие для ВУЗов/Ю.Н.Астахов, В.А.Веников, В.В.Ежков и др. - М.: Энергоатомиздат, 1983.