

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Методические указания

по выполнению лабораторных работ

по дисциплине «ДАЛЬНИЕ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ СВЕРХВЫСОКОГО
НАПРЯЖЕНИЯ»

для студентов направления подготовки /специальности

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

Мониторинг и управление режимами электрических сетей на базе
интеллектуальных информационно-измерительных систем и технологий

Ставрополь, 2026 г.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 1

«ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ КОНСТРУКЦИИ ФАЗЫ ВЛ НА КРОНИРОВАНИЕ ПРОВОДОВ»

Цель: Развитие у студентов готовности работать над проектами электроэнергетических электротехнических систем и их компонентов

Организационная форма занятия. Занятия проводятся в форме компьютерной симуляции процесса выбора оптимальной конструкции фазы ВЛ 330-750 кВ с помощью программных средств «Программа расчета напряженности электрического поля расщепленной фазы длинной линии», Word и Excel.

Методические рекомендации к лабораторной работе.

Перед выполнением лабораторной работы студенту следует внимательно изучить лекционный материал по темам: «Общие сведения о дальних ЛЭП СВН» и «Конструкция дальних электропередач», а также ознакомиться с соответствующими разделами учебников [1, 2]. Также полезно изучить решение задачи 1 в учебном пособии [3].

Оптимальное расстояние между проводами в фазе *a* («шаг расщепления») выявляется путем сравнения амплитудных значений максимальной напряженности на поверхности проводов средней фазы при варьировании величины «шага».

Оптимальному расстоянию соответствует наименьшая максимальная напряженность

$$E_{\text{сmax}} = 14,7 k_y C_{\text{с}} U_{\text{ном}} / (nr),$$

где коэффициент, учитывающий усиление напряженности поля вследствие влияния зарядов соседних проводов расщепленной фазы определяется по формуле:

$$k_y = 1 + (n-1)r / R$$

Здесь n -число проводов в фазе, r -радиус провода, $U_{\text{ном}}$ - номинальное междуфазное напряжение

Радиус расщепления провода определяется по формуле

$$R = \frac{a}{2 \sin(\pi / n)}$$

Геометрическая(рабочая емкость)проводов средней фазы

$$C_{\text{г}}^{\text{с}} = 0,253 / \lg(D_{\text{ср}} / r_{\text{э}})$$

Эквивалентный радиус провода рассчитывается по формуле:

$$r_{\text{эк}} = \sqrt[n]{R^n r n} / R$$



Задания для работы на занятии. Каждый студент получает у преподавателя в качестве исходных данных следующие параметры:

- номинальное напряжение ВЛ $U_{\text{ном}}$, кВ;
- ориентировочное суммарное сечение проводов фазы ВЛ $S_{\text{сум}}$, мм².

Аппаратура, оборудование и материалы. В качестве аппаратуры при выполнении лабораторной работы используются персональные компьютеры с установленными на них программами «Программа расчета напряженности электрического поля расщепленной фазы длинной линии», Word и Excel.

Порядок выполнения работы

1. Исходя из заданного значения $S_{\text{сум}}$, определить возможное количество и марки проводов фазы ВЛ. Например, если $S_{\text{сум}} = 1200 \text{ мм}^2$, то возможны следующие конструкции фазы:

- 2 провода марки АС-600,
- 3 провода марки АС-400,
- 4 провода марки АС-300,
- 5 проводов марки АС-240.

Как видно, суммарное сечение во всех намеченных вариантах составляет 1200 мм^2 . При выборе вариантов по заданному $S_{\text{сум}}$ может оказаться, что невозможно подобрать целое количество стандартных проводов, обеспечивающих заданное суммарное сечение. Допускается отклонение от $S_{\text{сум}}$ с погрешностью $\pm 10 \%$.

2. На компьютере запустить программу «Программа расчета напряженности электрического поля расщепленной фазы длинной линии». В окне « $U_{\text{ном}}$ » выбрать заданное преподавателем номинальное напряжение ВЛ.

3. Для каждого намеченного в п.1 варианта конструкции фазы выполнить следующее:

а) В окне «Марка провода» выбрать намеченную марку провода.

б) В окне «Количество проводов» выбрать намеченное число проводов в фазе.

в) Задавая в окне «Шаг расщепления a , см» последовательно значения 10, 20, 30 ... 80 и каждый раз нажимая кнопку «Рассчитать», определить восемь значений максимальной напряженности поля (кВ/см). Записать полученные значения напряженности в таблицу редактора Excel с точностью до третьего знака после запятой.

4. С помощью редактора Excel построить на одном графике зависимости максимальной напряженности $E_{\max}^c$ от шага расщепления a (рисунок

1. 1).

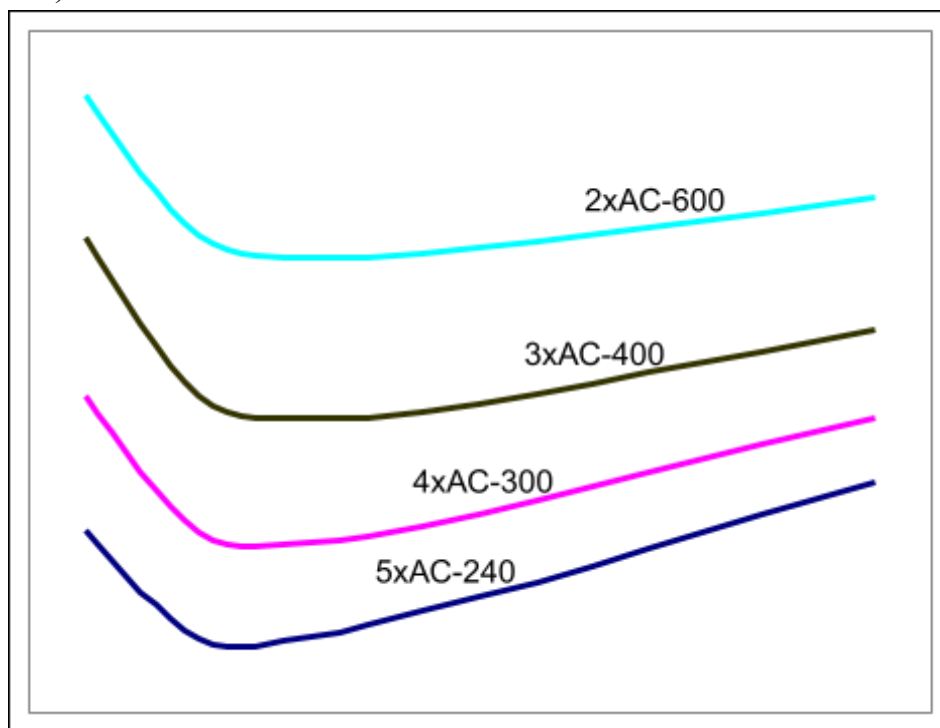


Рисунок 1.1 – Зависимости максимальной напряженности от шага расщепления

5. Для каждого варианта конструкции фазы по построенным графикам ориентировочно определить оптимальное значение шага расщепления $a_{\text{опт}}$, соответствующее минимальному значению максимальной напряженности $E_{\max}^c$.

Указания по технике безопасности. При выполнении лабораторной работы следует выполнять требования техники безопасности при работе на персональном компьютере.

Содержание отчета, форма и правила оформления отчета о выполненной работе. Отчет по лабораторной работе оформляется в редакторе Word с соблюдением принятых в университете стандартов.

Содержательная часть отчета должна включать:

- Заданные преподавателем значения $U_{ном}$ и $S_{сум}$;
- Намеченные варианты конструкции фазы;
- Таблицу вычисленных значений E^c_{max} при варьировании a ;
- Оптимальные значения шага расщепления $a_{опт}$ для каждого варианта конструкции фазы;
- Выводы по работе.

Задания и вопросы для формирования и контроля владения компетенциями.

• №варианта	• $U_{ном}$	• $S_{сум}$
• 1	• 500	• 1500
• 2	• 750	• 1600
• 3	• 1150	• 2400
• 4	• 330	• 1000
• 5	• 330	• 1800
• 6	• 500	• 1200
• 7	• 750	• 1500
• 8	• 1150	• 2000
• 9	• 330	• 800
• 10	• 500	• 900
• 11	• 750	• 1800
• 12	• 1150	• 1900
• 13	• 330	• 700
• 14	• 500	• 1350

1. Объясните, почему с ростом шага расщепления максимальная напряженность сначала снижается, а затем начинает расти.
2. Объясните, почему с ростом числа проводов в фазе общий уровень напряженности поля уменьшается.

Рекомендуемая литература.

1. Рыжов Ю.П. Дальние электропередачи сверхвысокого напряжения. – М.: Изд. дом МЭИ, 2009. – 488 с.
2. Александров Г.Н. Передача электрической энергии. – СПб.: Изд-во Политех. ун-та, 2009. – 412 с.
3. Дальние электропередачи в примерах./ Под ред. Ю.П. Рыжова. – М.: Изд-во МЭИ, 1994. – 88 с.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 2
«ИССЛЕДОВАНИЕ МОДЕЛЕЙ
ДЛИННЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ СВН»

Цель работы: Развитие у студентов готовности к использованию моделей линий ДЭП СВН для проектных и эксплуатационных расчетов.

Организационная форма занятия. Занятия проводятся в форме компьютерной симуляции процесса моделирования длинных ЛЭП модели ДЭП, Word и Excel.

Методические рекомендации к лабораторной работе.

Перед выполнением лабораторной работы студенту следует внимательно изучить лекционный материал по темам: «тема», а также ознакомиться с соответствующими разделами учебников [1, 2].

В работе определяются параметры различных схем замещения длинной линии, схема которой показана на рис. 3.1. Варианты исходных данных приведены в табл. 3.1, $\operatorname{tg}\varphi = 0,3$.

Таблица 3.1 Исходные данные для расчёта

№ бригады	Номинальное напряжение, кВ	Марка провода	Длина линии, км	Нагрузка $P_{\text{н}}$, МВт
1	750	4×АС-400/93	700	2300
2	500	3×АС-500/64	500	1100
3	1150	8×АС-300/48	1000	4200
4	750	5×АС-300/66	600	1900
5	500	3×АС-400/51	400	900
6	1150	11×АС-240/32	800	3800
7	750	5×АС-240/56	500	1600
8	500	3×АС-300/66	400	700



Рис. 3.1. Схема передачи

1. Теоретическое обоснование

При анализе работы ДЭП можно использовать уравнения длинной линии. Однако в ряде случаев удобнее оперировать с ДЭП как с четырехполюсником или представлять ее схемой замещения. Практически используются оба способа представления ДЭП: П-образной схемой замещения и четырехполюсником.

Эквивалентная схема замещения выявляет соотношения между режимными параметрами по концам линии, но не позволяет судить о ее параметрах в любой точке ЛЭП, что ограничивает возможности схем замещения.

Если рассматривать линию как пассивный четырехполюсник, то можно записать

$$U_1 = A \cdot U_2 + B \cdot I_2$$

$$I_1 = C \cdot U_2 + D \cdot I_2 \quad (1.1.)$$

Согласно уравнению длинной линии

$$A = \cosh \gamma \cdot L$$

$$B = Z_c \cdot \sinh \gamma \cdot L$$

$$C = \frac{1}{Z_c} \cdot \sinh \gamma \cdot L$$

$$D = \cosh \gamma \cdot L$$

$$D_{\text{ф}} = ch \gamma_{\text{ф}} \cdot L$$

Если рассматривать линию в виде П-образной схемы замещения, то рассмотрев режимы холостого хода и короткого замыкания, можно определить связь между параметрами П-образной схемы замещения и четырехполусника.

Для режима холостого хода

$$I_{\text{ф}2} = 0$$

имеем

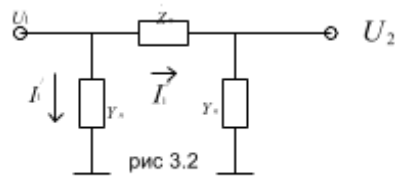


Рис 21

$$U_{\text{ф}1} = U_{\text{ф}2} + 3I_{\text{ф}1}' Z_{\text{ф}n} \sqrt{3} = U_{\text{ф}2} + U_{\text{ф}2} Y_{\text{ф}n} Z_{\text{ф}n}$$

$$I_{\text{ф}1}' = \frac{U_{\text{ф}2} Y_{\text{ф}n}}{\sqrt{3}}$$

$$U_{\text{ф}1} = U_{\text{ф}2} (1 + Z_{\text{ф}n} Y_{\text{ф}n})$$

$$I_{\text{ф}} = I_{\text{ф}1}' + I_{\text{ф}2}' = \frac{1}{\sqrt{3}} Y_{\text{ф}n} U_{\text{ф}1} + \frac{U_{\text{ф}1}}{3(Z_{\text{ф}n} + \frac{1}{Y_{\text{ф}n}})}$$

$$I_{\text{ф}1}' = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot Y_{\text{ф}n+1} \cdot U_{\text{ф}n+1} + Z_{\text{ф}n} Y_{\text{ф}n} \cdot U_{\text{ф}n}$$

Подставляя выражение для $U_{\text{ф}1}$, получим

$$I_{\text{ф}1} = \frac{U_{\text{ф}2}}{\sqrt{3}} (1 + Z_{\text{ф}n} Y_{\text{ф}n}) (Y_{\text{ф}n+1} + Y Z_{\text{ф}n} Y_{\text{ф}n}) = U_{\text{ф}2} (2Y_{\text{ф}n} + Z_{\text{ф}n} Y_{\text{ф}n} Y_{\text{ф}2})$$

Для четырехполюсника в режиме холостого хода ($I_2 = 0$) из (3.1.)
получим

$$U_1 = A U_2$$

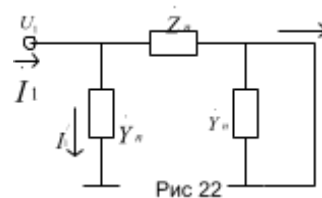
$$I_1 = \frac{U_2}{\sqrt{3}} C$$

Следовательно

$$A = 1 + Z_n Y_n$$

$$C = 2Y_n + Z_n Y_n^2$$

В режиме короткого замыкания при $U_2 = 0$ имеем



$$U_1 = \sqrt{3} I_2 Z_n + U_2$$

$$I_1 = I_1' + I_2 = \sqrt{3} Y_n U_1 + \frac{U_1}{\sqrt{3} Z_n} = \sqrt{3} Y_n U_1 + \frac{U_1}{\sqrt{3} Z_n}$$

$$U_1 = \frac{1}{\sqrt{3} Y_n + \frac{1}{\sqrt{3} Z_n}} = \frac{1}{\sqrt{3} (Y_n + \frac{1}{Z_n})}$$

$$3 Z_n$$

$$I_1^0 = (1 + Z_n^0 Y_n^0) I_2^0$$

Аналогично для четырехполюсника из (3.1.) получим

$$U_1^0 = 3 B_n^0 I_2^0 \sqrt{D_n^0 I_2^0}$$

Следовательно

$$\begin{aligned} & B_n^0 \\ & = \\ & Z_n^0 \\ & D_n^0 \\ & = \\ & 1 \\ & + \\ & Z_n^0 \\ & Y_n^0 \end{aligned}$$

Окончательно параметры четырехполюсника через параметры П-образной схемы замещения выражаются так

$$\begin{aligned} A_n^0 &= ch \gamma_n^0 L = 1 + Y_n^0 Z_n^0 \\ B_n^0 &= Z_n^0 sh \gamma_n^0 L = Z_n^0 \\ C_n^0 &= sh \gamma_n^0 L = 2 Y_n^0 \\ D_n^0 &= ch \gamma_n^0 L = 1 + Y_n^0 Z_n^0 \end{aligned} \quad (1.2.)$$

четырёхполюсником, т.к.

$$A^{\circ} D^{\circ} - B^{\circ} C^{\circ} = 1$$

сопротивление и проводимость П-образной схемы замещения линии.

$$Z_{shY}^{\mathfrak{U}} = Z_c^{\mathfrak{U}} L$$

Известно, что

$$Z^{\mathfrak{g}} L = \sqrt{\frac{Z^{\mathfrak{g}}}{Y^{\mathfrak{g}}}} = \sqrt{\frac{Z^{\mathfrak{g}}}{\dot{Z}^{\mathfrak{g}} \dot{Y}^{\mathfrak{g}}}} \quad Z^{\mathfrak{g}} c = \frac{1}{c} = \frac{1}{\dot{c}} \mathbf{Y}^{\mathfrak{g}} \mathbf{Y}^{\mathfrak{g}} L$$

Тогда

$$Z^{\mathfrak{g}} = Z^{\mathfrak{g}} \underline{shY^{\mathfrak{g}}L}$$

$${}_n \quad {}_0 L \, Y^{\mathfrak{g}} L = Z^{\mathfrak{g}} \quad {}_0 \quad LK_s \quad (1.3.)$$

Здесь K_s -коэффициент, учитывающий распределенность параметров ЛЭП.

$$K_{\mathfrak{g}} \otimes S = K_S \otimes e_s = \sqrt{sh} \mathfrak{y}_{\mathfrak{g}} L = sh(L \otimes Z_{\mathfrak{g}} \otimes Y_{\mathfrak{g}} \otimes Y_0) \quad (1.4.)_{j\phi}$$

Из (1.2.) для $\mathbf{A}^0$ имеем

$$1 + Z_n^0 Y_n^0 = ch \gamma^0 L$$

$$1 + Y_n^0 Z_n^0 sh \gamma^0 L = ch \gamma^0 L$$

Тогда

$$\gamma^0 = \frac{2sh \frac{\gamma^0 L}{2} - th \frac{\gamma^0 L}{2}}{ch \frac{\gamma^0 L}{2} - 1}$$

$$Y_n Z_n^0 sh \gamma^0 L = 2 Z_n^0 sh \frac{\gamma^0 L}{2} ch \frac{\gamma^0 L}{2} = Z_n^0 c_2$$

Преобразуя полученное выражение, получим

$$\gamma^0 = \frac{Y_n^0}{n} \frac{2 Z_n^0 sh \frac{\gamma^0 L}{2} - th \frac{\gamma^0 L}{2}}{ch \frac{\gamma^0 L}{2} - 1} = L^2 \frac{Z_n^0}{Y_n^0} \frac{Z_n^0}{Y_n^0} Y_n^0$$

$$th \frac{\gamma^0 L}{2} = Y_n^0 L^2 K_y^0 \quad (1.5.)$$

$$2 \quad Y_n^0 \quad 2$$

Здесь K_y^0 - коэффициент, учитывающий распределенность параметров ЛЭП

$$th \frac{\gamma^0 L}{2} th(L Z_n^0 Y_n^0)$$

$$K_y^0 = K_y e^{j\phi_e} = \frac{Y_n^0 L}{2} = \frac{L^2}{2} \frac{Z_n^0}{Y_n^0}$$

$$(1.6.)$$

$$2 \quad 2$$

Для определения K_s, K_y, A используют номограммы.

Характеристиками схемы замещения ЛЭП являются значения ее сопротивлений и проводимостей.

$$Z_{\Pi n} = R_n + jX_n$$

$$Y_{\Pi n} = g_n + jb_n$$

Если формулы (3.3.) и (3.5.)

$$Z_{\Pi n} = Z_{\Pi 0} L K_{\Pi s}$$

$$Y_{\Pi} = Y_{\Pi}^L K_{\Pi}$$

$$= \frac{Y_{\Pi 0} L}{2}$$

разложить на действительную и мнимую части, то получим выражения для характеристик П-образной схемы замещения в зависимости от погонных параметров ЛЭП. Вывод этих формул достаточно труден.

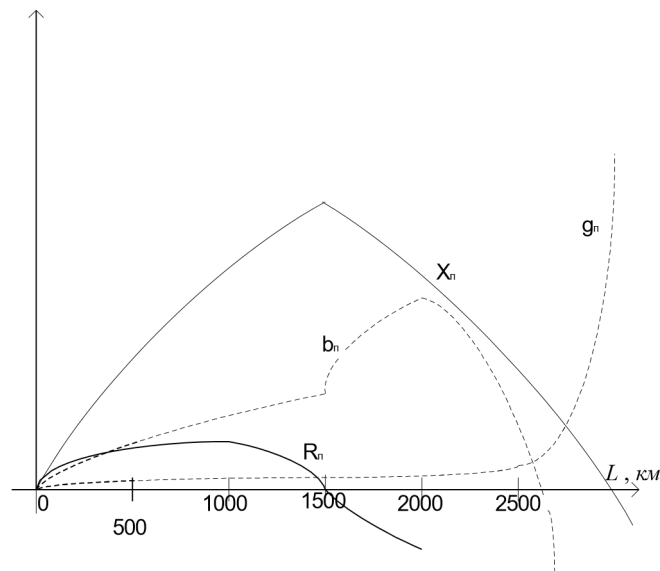


Рис 22

Проведенные расчеты и полученные кривые показывают, что в П-образной схеме появляется g_n хотя для ЛЭП по условиям короны

предусматривается $g=0$. Это объясняется учетом активного сопротивления линии r_0 . Как видно из графика, при $L > 2000$ км $R_n < 0$. При отсутствии g_n это означало бы, что ЛЭП становится источником активной мощности, чего на самом деле естественно нет. Наоборот, с увеличением длины линии растут и потери активной мощности. Поэтому при $L > 2000$ км g_n резко возрастает. При длине линии больше длины полуволны $L > 3000$ км X_n и B_n становятся отрицательными. Это объясняется тем, что схема замещения длинной линии дает связь между параметрами на «входе» и «выходе» схемы. При этом связь между параметрами в промежуточных точках схемы ЛЭП может нарушаться.

На рисунке 4 приведены схемы замещения для ЛЭП различной длины.

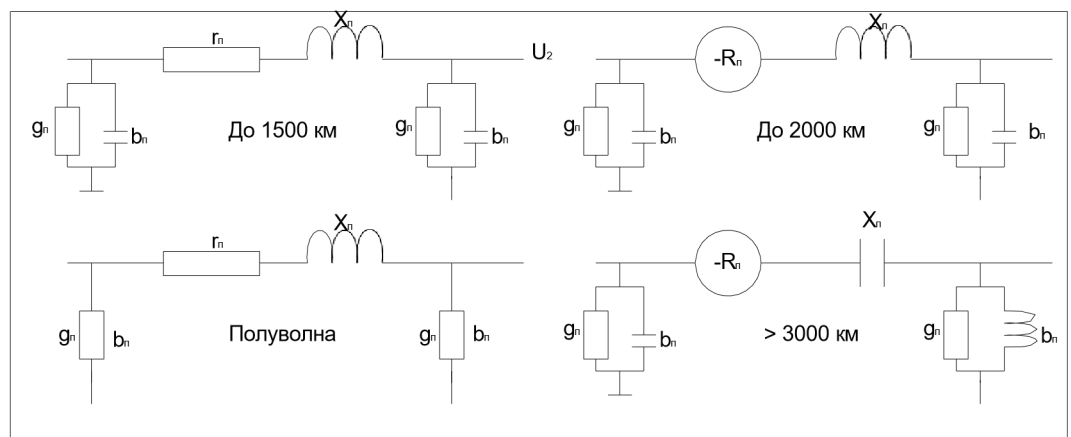


Рис 23

Используя выражения (1.3.) - (1.6.), можно определить точные значения параметров схемы замещения дальней ЛЭП Z_n^0 , Y_n^0 . Однако при этом приходится оперировать с комплексными числами, что сильно затрудняет расчет. Однако можно значительно упростить расчет, если принять во внимание ряд обстоятельств. Дальние ЛЭП выполняются расщепленными проводами крупных сечений, для которых активное сопротивление составляет не более 8% от реактивного сопротивления, т.е. отношение r_0 очень мало.

Опуская математические преобразования, запишем выражения для параметров эквивалентного четырехполюсника и П-образной схемы замещения.

$$\begin{aligned}
 A_{\text{н}} &= D_{\text{н}} = \text{ch} \gamma_{\text{н}} L = \cos \lambda + j \frac{r_0 \lambda \sin \lambda}{2x_0} \\
 B_{\text{н}} &= Z_{\text{н}} = Z_{\text{с}} \text{sh} \gamma_{\text{н}} L = Z_{\text{с}} \frac{r_0}{2x_0} (\sin \lambda + 2 \cos \lambda) + j \sin \lambda \\
 C_{\text{н}} &= \frac{1}{Z_{\text{с}}} \text{sh} \gamma_{\text{н}} L = \frac{1}{Z_{\text{с}}} \frac{r_0}{2x_0} (\lambda \cos \lambda - \sin \lambda) + j \sin \lambda \\
 Y_{\text{н}} &= \frac{1}{Z_{\text{с}}} \text{th} \gamma_{\text{н}} L = \frac{1}{Z_{\text{с}}} \frac{r_0}{2x_0} \left(\frac{\lambda}{2} - \frac{1}{2} + j \text{th} \frac{\lambda}{2} \right)
 \end{aligned} \quad (1.7.)$$

Эти формулы справедливы для ЛЭП длиной менее 2000 км.

Если длина линии составляет 500-600 км, то потери в проводимостях составляют порядка 1% от от потерь при передаче натуральной мощности, поэтому приняв $g_n = 0$, можно еще более упростить схему замещения. Параметры схемы замещения определяются по формулам

$$\begin{aligned}
 R_n &= r_0 L K_r \\
 X_n &= x_0 L K_x \\
 b_n &= b_0 \frac{K_b}{2} \\
 g_n &=
 \end{aligned} \quad (3.8.)$$

Здесь K_r , K_x , K_b - поправочные коэффициенты, выражения для которых получены разложением гиперболических функций в ряд и учете первых

членов

$$\begin{aligned}
 & \cdot \quad K_r = 1 - \frac{L^2}{x_0 b_0} \\
 & \cdot \quad K_x = 1 - \frac{L_{2x} b_{3..1} - \dots r^0 \dots_{2..}}{\dots} \\
 & \dots \quad 36 + K^0 \dots Lx^2_0 x^0 b^0 \cdot^0 \cdot \\
 & \dots \quad K = 0.5 \frac{r}{1 + K_r} = 1 + \dots_{12}
 \end{aligned}
 \tag{3.9.}$$

2.Задание

2.1 Исходные данные

Таблица 3.1 Исходные данные для расчёта

№ бригады	Номинальное напряжение, кВ	Марка провода	Длина линии, км	Нагрузка P_H , МВт
1	750	4×AC-400/93	700	2300
2	500	3×AC-500/64	500	1100
3	1150	8×AC-300/48	1000	4200
4	750	5×AC-300/66	600	1900
5	500	3×AC-400/51	400	900
6	1150	11×AC-240/32	800	3800
7	750	5×AC-240/56	500	1600
8	500	3×AC-300/66	400	700

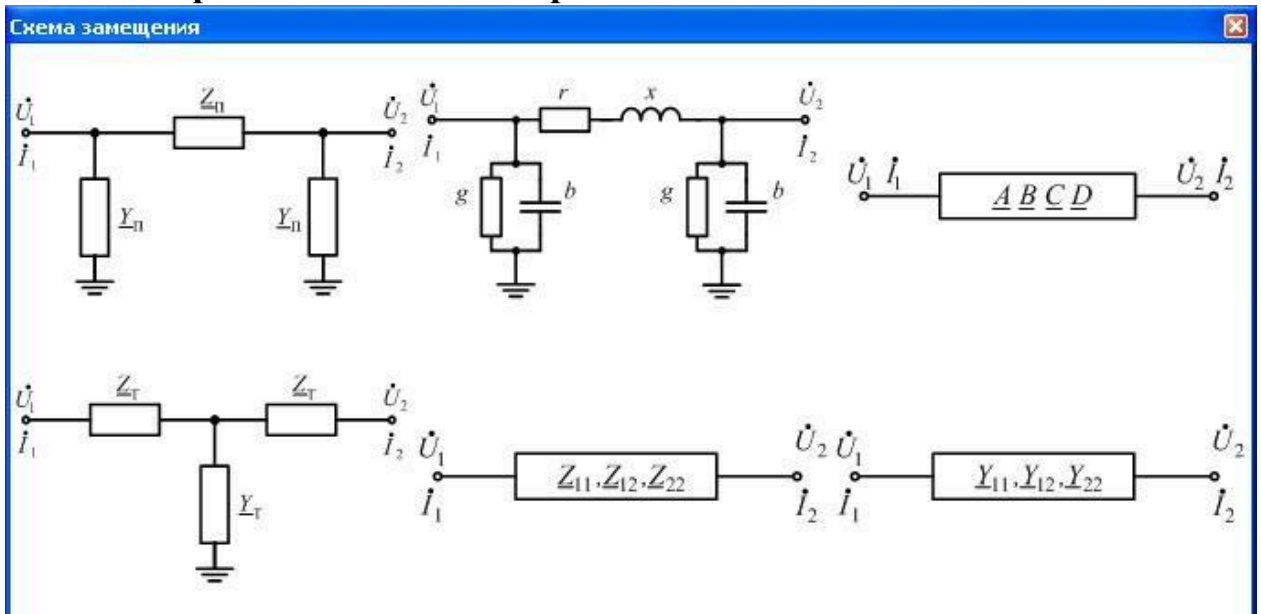


2.2 Задание на расчет

1. Согласно варианту исходных данных определить погонные параметры для заданной марки провода.
2. Рассчитать волновые характеристики передачи: волновое сопротивление, коэффициент распространения, волновую длину передачи.
3. Определить параметры следующих схем замещения линии передачи:
 - а) П-образная с учётом и без учёта распределённости параметров вдоль длинной линии; б) схема замещения посредством четырёхполюсника;

Изобразить схемы замещения и нанести на них определенные выше параметры.
4. Определить параметры П-образной схемы замещения, по упрощенным формулам, рассчитав соответствующие поправочные коэффициенты. Сравнить результаты расчёта с результатами, полученными в п.3, оценить погрешность расчёта параметров схемы замещения разными способами.
5. Рассчитать параметры режима передачи, приняв $U_2 = U_{\text{ном}}$. Расчёт провести с использованием П-образных схем замещения. Сравнить результаты расчёта, полученные при использовании разных схем, сделать выводы.

2.3 Экспериментальная часть работы



Порядок выполнения работы

Работа выполняется в программе LEPSVN2.

Кроме общих для всех программ пунктов главное меню «Расчёт» содержит дополнительные пункты: «Схема замещения» и «Модель передачи». Выбор подменю «Схема замещения» приводит к появлению окна (рис.2.1.), в котором представлены схемы замещения линии.

Рис.2.1 Схемы замещения линии электропередач

Выбор нужной схемы осуществляется щелчком левой кнопки мыши по соответствующему рисунку, при этом область рисунка поменяет цвет. Кнопка «ОК» служит для запоминания изменений и проведения расчёта.

Пункт «Модель передачи» служит для иллюстрации физического смысла параметров П-образной схемы замещения линии. После активизации появляется окно, в котором изображены участок линии и П-образная схема замещения (рис. 2.2). Щелчок по соответствующему элементу схемы замещения приводит к показу соответствующей анимации, иллюстрирующей физический процесс, соответствующий элементу схемы замещения.

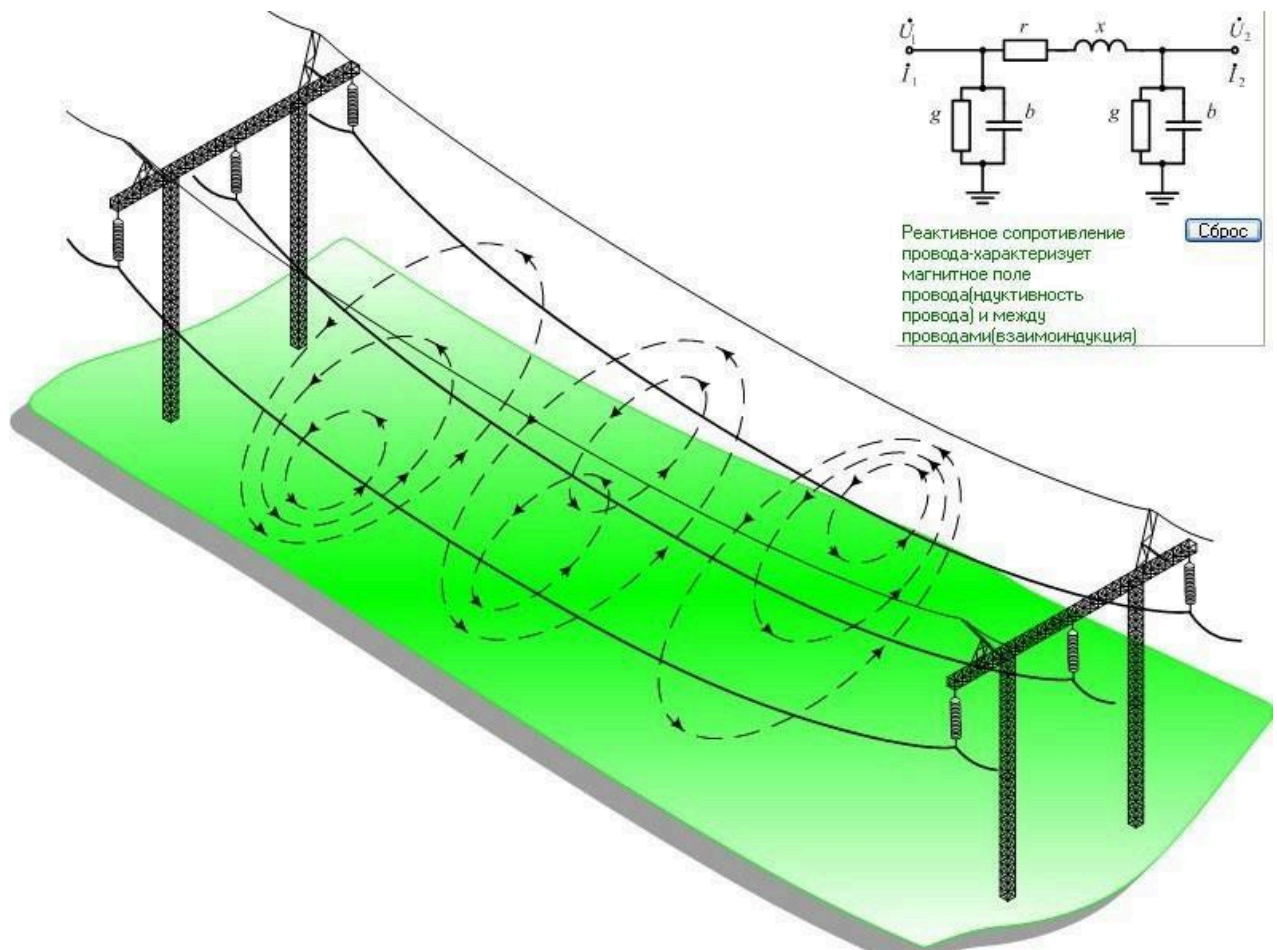


Рис.2.2 Модель звена передачи

Меню «Схема» служит для отображения схемы передачи и режимных параметров по её концам и вывода выбранной схемы замещения с отображением её параметров (рис.2.3.).

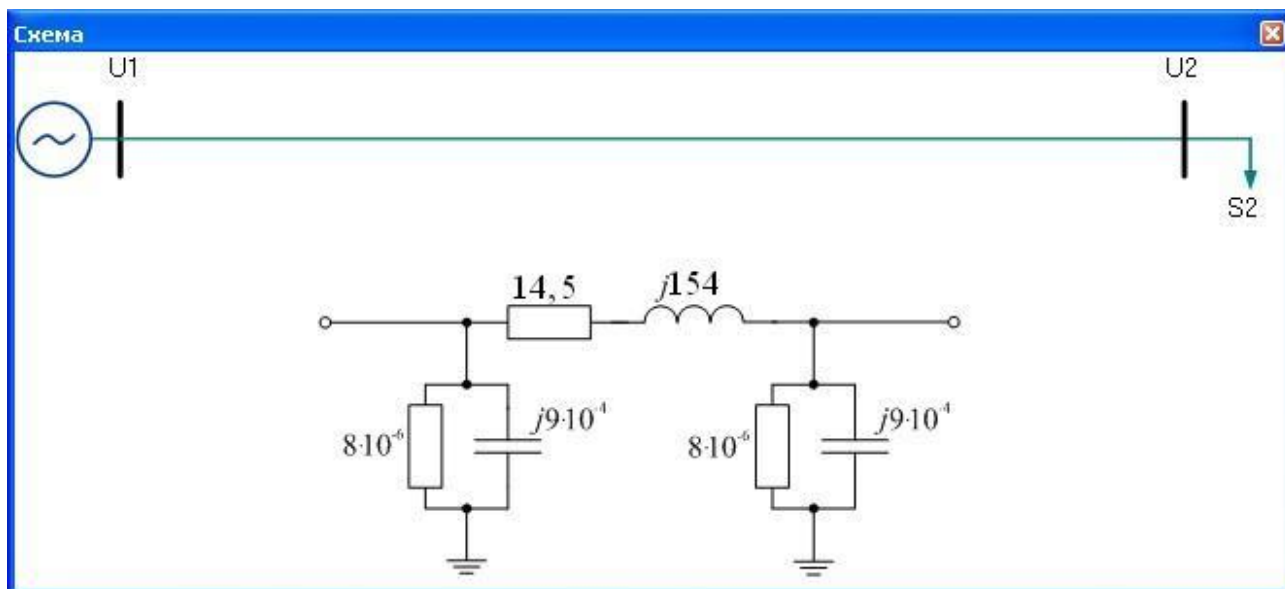


Рис.2.3 Схема передачи

2.4 .Порядок выполнения работы

1. Запустить программу LEPSVN2, ввести исходные данные.
2. Ознакомиться с физическим смыслом параметров П-образной схемы замещения, для этого перейти к меню «Модель передачи».
3. Определить параметры предлагаемых в работе схем замещения. После выбора меню «Схема замещения» открыть окно «Результаты расчёта». При выборе очередной схемы и нажатии кнопки «ОК» будет произведен расчёт и его результаты будут отображаться в поле окна «Результаты расчёта». Сравнить полученные значения с аналогичными, определёнными в предварительной подготовке к работе.
4. Определить параметры режима при использовании различных схем замещения.
5. Построить зависимость поправочных коэффициентов k_r , k_x , k_b и ошибки определения параметров «П» схемы в зависимости от длины передачи.

4. Содержание отчёта

1. Включить в отчёт аккуратно оформленную экспериментальную часть работы.
2. Отчёт должен включать необходимые выводы по пунктам работы.
3. Представить в работе необходимую графическую информацию.

3. Контрольные вопросы

1. Какие схемы замещения линий электропередач Вам известны?
2. Поясните физический смысл параметров Π -образной схемы замещения электропередачи.
3. Какими выражениями определяются постоянные четырёхполюсника?
4. Какие ограничения имеют эквивалентные схемы замещения линии?
5. Как влияет включение продольной ёмкостной компенсации на параметры эквивалентного четырёхполюсника, замещающего длинную ЛЭП?
6. Как изменятся параметры четырёхполюсника, если на линии установлена поперечная компенсация?
7. Как будет меняться погрешность при расчёте параметров режима по схеме замещения с сосредоточенными элементами и схеме с распределёнными параметрами?
8. Почему при расчётах сетей напряжением менее 500 кВ нет необходимости применять схемы замещения, учитывающие волновой характер процессов в линии?

4. Содержание отчёта

1. Включить в отчёт расчетную и экспериментальную часть работы.
2. Отчёт должен включать необходимые выводы по пунктам работы.
3. Представить в работе необходимую графическую информацию.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №3 «ИССЛЕДОВАНИЕ НОРМАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ НЕКОМПЕНСИРОВАННОЙ ДАЛЬНОЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ»

Цель: Развитие у студентов способности контролировать режимы работы оборудования объектов электроэнергетики.

Организационная форма занятия. Занятия проводятся в форме компьютерной симуляции процесса исследования распределения напряжения и потоков мощности вдоль некомпенсированной ВЛ 330-750 кВ с помощью модели ДЭП, Word и Excel.

Методические рекомендации к лабораторной работе.

В данной работе исследуются режимы работы некомпенсированной линии сверхвысокого напряжения 330-750 кВ, соединяющей передающую электростанцию с узлом нагрузки. Исходные данные для расчёта приведены в табл. 4.1. Схема передачи представлена на рис.4.1.

Таблица 4.1 – Исходные данные для расчёта

№ бригады	Номинальное напряжение, кВ	Марка провода	Длина линии, км	Нагрузка, P_n , МВт
1	500	3×АС-300/66	300	700
2	750	5×АС-240/56	500	1600
4	500	3×АС-400/51	400	900
5	750	5×АС-300/66	600	1900

7	500	3×AC-500/64	500	1100
8	750	4×AC-400/93	700	2300
9.	330	3×AC-300/66	200	350
10	330	5×AC-240/56	250	400

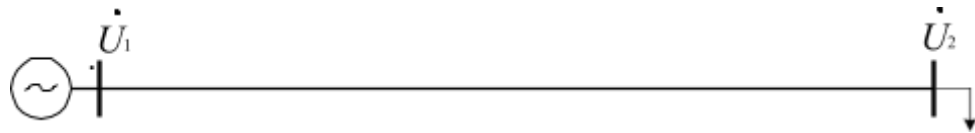


Рисунок 3.1. Схема передачи

1. Методическое обоснование работы

1.1 Физические процессы в ДЭП

Всякая емкость, если к ней приложено напряжение, есть генератор реактивной мощности.

$$Q_c = U^2 b = U^2 \omega C$$

Всякая индуктивность, если по ней протекает ток, есть потребитель реактивной мощности

$$Q_l = I^2 x = I^2 \omega L$$

Реактивная мощность всегда вызывает снижение напряжения и увеличение тока в том направлении, в котором она течет.

Если вся реактивная мощность, необходимая потребителю, вырабатывается на месте с помощью компенсирующих устройств (БСК, СК), от ЛЭП к потребителю будет передаваться только активная мощность P , а сопротивление нагрузки $z_2 = r_2$ будет чисто активное. При этом реактивная мощность, генерируемая линией (Q_c), потребляется ею же (Q_l). Если нагрузка потребляет чисто активную нагрузку и в конце линии нет отражения, то такая мощность

называется натуральной. В зависимости от соотношения выработки и потребления реактивной мощности возможны три случая передачи по ЛЭП активной мощности.

Случай 1. (рис.1.2.)

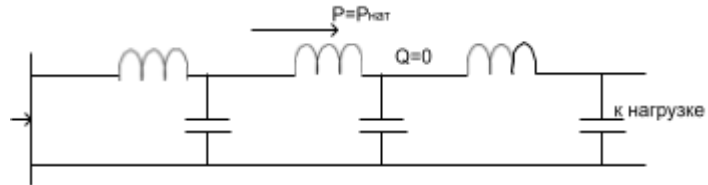


Рисунок 1.2.

$$P = P_{nat}$$

$$U$$

$$Z_2 =$$

$$Z_c =$$

$$P$$

В этом случае на каждом элементарном участке генерируемая реактивная мощность там же и потребляется.

$$dQ_c = dQ_l$$

$$Q_c = Q_l$$

Реактивная мощность по линии не протекает, т.е. $Q=0$. Тогда

$$\Delta U = 0$$

$$\Delta I = 0$$

Напряжение и ток вдоль всей линии постоянны.

Случай 2 (рис 3.3.)

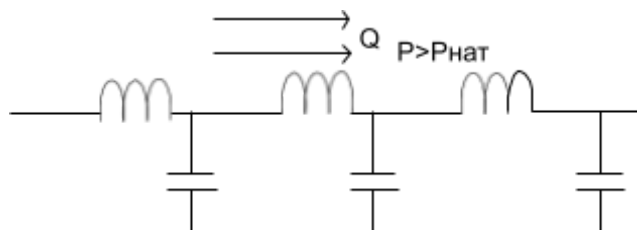


Рисунок 3.3.

$$P > P_{\text{нат}}$$

$$U^2$$

$$Z_2 = \frac{U^2}{P} < Z_c$$

В этом случае на каждом элементарном участке генерируемая мощность меньше потребляемой индуктивной мощности, $Q_c < Q_l$, т.е. генерация реактивной мощности линией не в состоянии покрыть ее же потребление. Недостающая мощность $Q_c - Q_l$ поступает из системы, т.е. реактивная мощность направлена к нагрузке. Напряжение падает, а ток растет от начала линии к концу.

Случай 3. (рис.3.4.)

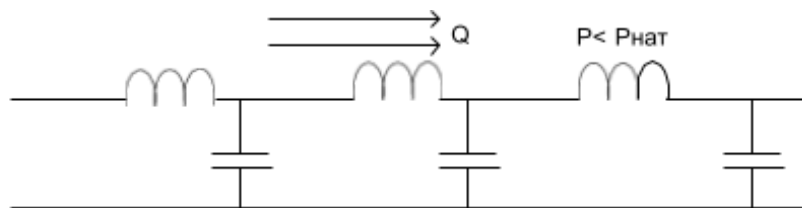


Рисунок 3.4.

$$P < P_{\text{нат}}$$

$$U_2$$

$$Z_2 = \frac{U_2^2}{P} > Z_c$$

В этом случае на каждом участке dl емкость будет вырабатывать больше реактивной мощности, чем ей требуется на этом участке.

$$dQ_c > dQ_l$$

$$Q_c > Q_l$$

$$Q = Q_l - Q_c < 0$$

Т.е. появляется излишек реактивной мощности в ЛЭП. Так как потребитель в реактивной мощности не нуждается (чисто активная нагрузка), то этот излишек будет стекать в систему. Q направлена от конца ЛЭП к ее началу. Напряжение в конце линии будет больше, чем в начале, а ток будет падать (рис.4.5.).

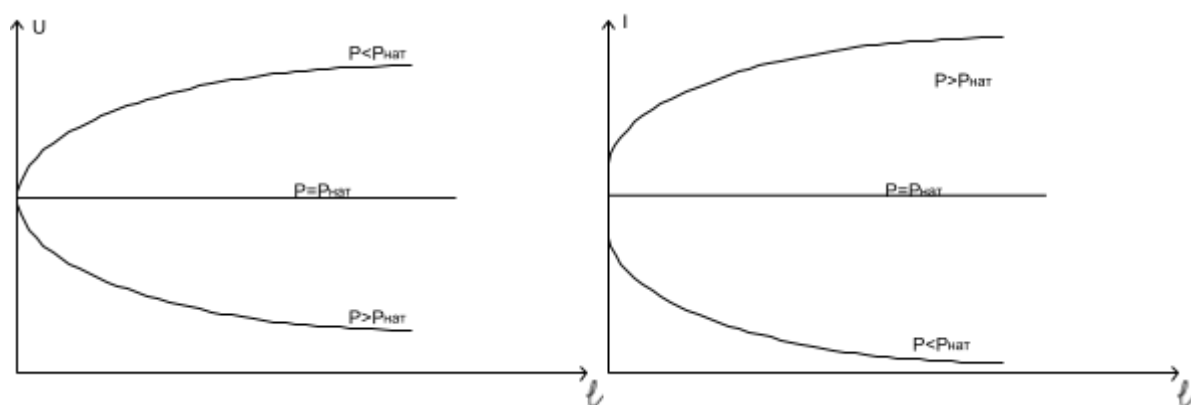


Рисунок 3.5

Холостой ход является крайним случаем режима 3. При этом $P=0$ и ЛЭП имеет большую избыточную реактивную мощность и напряжение в конце линии сильно возрастает, что может привести к повреждению изоляции. Такой режим может возникнуть при одновременном включении дальней линии с двух концов.

Описанный характер процессов справедлив для волновых длин линий $\lambda < \pi/4$, т.е. для расстояний 750 км до конца линии. Для линий большей длины характер сложнее.

При условии, что напряжение по концам ДЭП поддерживается на заданном уровне $U_1 = U_2$ автоматически, рассмотренные соотношения имеют вид

Случай 1.

$$P = P_{nat} \quad Z_2 = Z_c \quad dQ_c = dQ_l$$

$$Q_c = Q_l$$

Реактивная мощность в линии не течет. Напряжение вдоль линии постоянно.

Случай 2. (рис.3.6.)

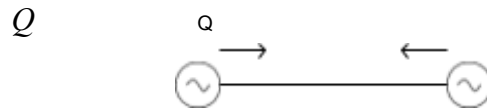


Рисунок 3.6.

$$P > P_{\text{нат}}$$

$$Z_2 < Z_c$$

Емкость не вырабатывает необходимой для покрытия потерь в индуктивности реактивной мощности. Для сохранения баланса из обеих систем, к которым подключена ДЭП, реактивная мощность направляется к середине линии.

Напряжение к середине линии будет падать.

Случай 3. (рис.3.7.)

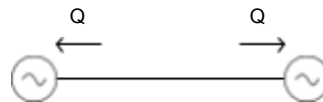


Рисунок 3.7

$$P < P_{\text{нат}}$$

$$Z_2 > Z_c$$

Емкость вырабатывает больше реактивной мощности, чем ее потребляет индуктивность. Избыток направляется в обе системы от середины линии к ее концам. Напряжение в середине линии будет максимальным. (рис. 3.8.)

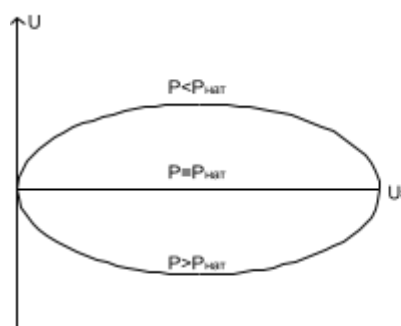


Рисунок 3.8.

Расчет режима дальней передачи при задании значения нагрузки на приемном конце передачи и значения напряжения на ее передающем конце осуществляется известным методом «в два этапа» по П-образной схеме замещения. На первом этапе определяются перетоки мощности по ветвям схемы по данным «конца». На втором этапе выполняется расчет напряжений в узлах схемы по данным «начала». Расчет является итерационным.

При выполнении первой итерации значение напряжение принимается номинальным, При выполнении следующих итераций значения напряжений принимается равным значениям, полученным в результате расчета предыдущей итерации.

Порядок расчета линии

Рассчитываются параметры П-образной схемы замещения линии (активное сопротивление, индуктивное сопротивление и емкостная проводимость) на основании значений удельных параметров линии и ее длины

$$r = r_0$$

$$* l,$$

$$Ом x$$

$$= X_0 *$$

$$l, b =$$

$$b_0 * l,$$

$$См$$

Первый этап расчета первой итерации:

1.1. Рассчитывается значение половины зарядной мощности линии

$$Q = \frac{U^2 b}{2 \cdot 10^9}$$

1.2. Определяется реактивная мощность конца ветви с учетом половины зарядной мощности линии

$$jQ_k = j(Q_{нагр} - Q_c),$$

где jQ_k - реактивная мощность

конца ветви jQ_n - реактивная

мощность нагрузки jQ_c - половина

зарядной мощности линии

1.3. Определяются потери активной и реактивной мощности в ветви

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U_{ном}^2} \cdot r, \text{ MВт}$$

$$\Delta Q = \frac{P^2 + Q^2}{U_{ном}^2} \cdot x, \text{ Mвар}$$

где $P_k = P_i$ и Q_k - значения активной и реактивной мощности в конце ветви r и x - значения активного и индуктивного сопротивления линии.

1.4. Определяется мощность начала ветви

$$P_n = P_k + \Delta P, \text{ MВт}$$

$$Q_n = Q_k + \Delta Q, \text{ Мвар}$$

1.5. Определяется мощность начала ветви с учетом половины зарядной мощности линии (мощность, выдаваемая источником питания)

$$jQ_n' = j(Q_n - Q_c)$$

Второй этап первой итерации

2.1. В зависимости от режима работы линии (режим максимальных нагрузок, режим минимальных нагрузок и другие режимы) принимается желаемое напряжение, поддерживаемое автоматически на передающем конце линии. 2.2. Определяется падение напряжения в линии исходя из значения найденного перетока в начале ветви и сопротивлений ветви

$$\Delta U = \frac{Pr + Qx}{U_1}, \text{ кВ}$$

$$j\delta U = j \frac{Px - Qr}{U_1}, \text{ кВ}$$

2.3. Определяется значение напряжения в конце ветви

$$U_2 = (U_1 - \Delta U) + j\delta U$$

2.4. Определяется модуль напряжения в конце ветви

$$U_2 = \sqrt{(U_1 - \Delta U)^2 + (\delta U)^2}$$

2. Расчетная часть работы



Рисунок 3.9. Расчетная схема электропередач

Для заданной линии необходимо выполнить нижеследующие пункты расчёта.

1. Определить погонные параметры передачи
2. Для линии без потерь определить волновые параметры линии.

Для определения напряжения в середине передачи рассматривать ВЛ в виде двух участков равной длины, каждый из которых представлен П-образной схемой замещения. Определить параметры П-образной схемы замещения участков.

3. Выполнить расчет линии, последовательно слева направо от одного элемента схемы замещения к другому.

3. Экспериментальная часть работы

1. В модели внести/выбрать заданные преподавателем параметры.
2. Расчетным путем по заданному номинальному напряжению и марке провода определить натуральную мощность идеальной ЛЭП P_c по формуле:

$$P_c = \frac{U_{ном}^2}{Z_c},$$

где $Z_c = \sqrt{\frac{L}{C}}$

- волновое сопротивление линии.

3. Определить натуральную мощность для реальной линии.
4. Исследовать шесть режимов работы электропередачи:
 - а) $P_{наг} = P_{ср}$ (режим передачи натуральной мощности);
 - б) $P_{наг} = 0, Q_{наг} = 0$ (холостой ход);
 - в) $P_{наг}$ больше $P_{ср}$ при $Q_{наг} = 0$;
 - г) $P_{наг}$ больше $P_{ср}$ при $Q_{наг} = 0,25P_{наг}$;
 - д) $P_{наг}$ меньше $P_{ср}$ при $Q_{наг} = 0$;
 - е) $P_{наг}$ меньше $P_{ср}$ при $Q_{наг} = 0,25P_{наг}$.

Для каждого режима выполнить следующие исследования:

4.1 Построить эпюры распределения P , Q , U вдоль линии по 11 точкам. Начальной (нулевой) точкой считаются шины передающей станции, последней (десятой) точкой считаются шины нагрузки.

4.2 Изменяя напряжение в окне « U_r », с точностью до 0,1 кВ найти такое значение U_r , при котором $U_{\text{наг}} = U_{\text{ном}}$. Построить эпюры напряжения вдоль ЛЭП в этом случае.

4.3 Для заданного режима передачи мощности $P_{\text{наг}}$ с точностью до 0,1 МВАр найти такое значение $Q_{\text{наг}}$, при котором обеспечивается $U_r = U_{\text{наг}}$. Построить эпюры напряжения вдоль ЛЭП для этого случая.

4.4 Для заданного режима передачи мощности $P_{\text{наг}}$ найти такое значение $Q_{\text{наг}}$, при котором максимальное напряжение наблюдается в середине линии (точки 4, 5 или 6). Построить эпюры напряжения вдоль ЛЭП для этого случая.

3. Содержание отчета

Отчет по лабораторной работе оформляется в редакторе Word с соблюдением принятых в университете стандартов. Содержательная часть отчета должна включать:

- Заданные преподавателем значения $U_{\text{ном}}$ и L , марки провода;
- Расчет натуральной мощности идеальной линии P_c и найденное значение натуральной мощности для реальной линии $P_{\text{ср}}$;
- Для каждого исследуемого режима представляются таблицы замеров режимных параметров и эпюры их распределения вдоль линии согласно пп. 4.1 – 4.4 порядка выполнения работы;
- Выводы по работе.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №4
«ИССЛЕДОВАНИЕ ОСОБЫХ РЕЖИМОВ ДЭП СВН»

Цель работы: изучить основные особенности холостого хода длинной линии, провести расчёт режима компенсированной линии на холостом ходу, выбрать мощности шунтирующих реакторов.

Организационная форма занятия. Занятия проводятся в форме компьютерной симуляции процесса исследования распределения напряжения и потоков мощности вдоль некомпенсированной ВЛ 330-750 кВ с помощью модели ДЭП, Word и Excel.

Методические рекомендации к лабораторной работе.

В работе исследуются особенности холостого хода компенсированной линии, а также линии без реакторов. Схема передачи приведена на рис. 5.1, исходные данные для проведения расчётов представлены в табл.5.1.

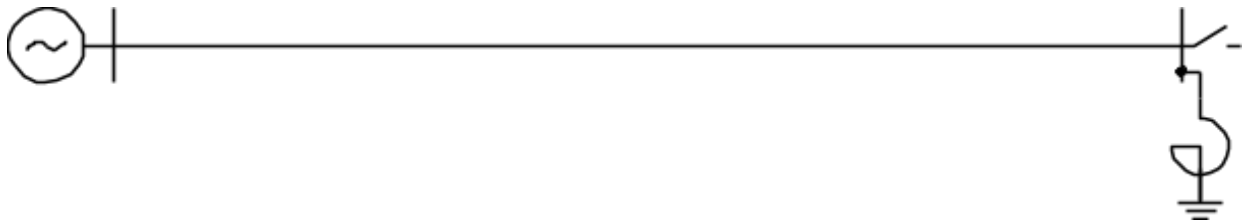


Рисунок 4.1. Схема передачи

Таблица 5.1 Исходные данные для проведения расчёта

№ бригады	Номинальное напряжение, кВ	Марка провода	Длина линии, км
1	500	3×АС-300/66	500
2	750	5×АС-240/56	600
3	1150	11×АС-240/32	800
4	500	3×АС-400/51	600
5	750	5×АС-300/66	800

6	1150	8×АС-300/48	1000
7	500	3×АС-500/64	700
8	750	4×АС-400/93	900

1. Методическое обеспечение

Кроме длительно существующих нормальных и послеаварийных режимов (отключение одной цепи или одного участка на параллельных цепях, одной из группы параллельно работающих трансформаторов), по которым определяются технико-экономические показатели ДЭП, в электропередаче могут иметь место и некоторые непродолжительные режимы. Их нельзя считать аварийными, т.к. они возникают на неповрежденной линии, когда оборудование находится в нормальном состоянии, но они в то же время не являются нормальными. Поэтому их называют особыми режимами. К особым режимам ДЭП переменного тока относятся:

1. Режимы очень больших нагрузок и форсировок, режимы асинхронного хода, когда выпавший из синхронизма генератор (или группа генераторов), работая как асинхронный, выдает активную мощность и потребляет некоторую реактивную мощность.
2. Режимы при отключении одной из фаз ДЭП или трансформатора(работа на «двух фазах» или «пяти фазах» при двухцепной передаче)
3. Режимы работы малозагруженных линий, режимы холостого хода.
4. Режимы самовозбуждения генераторов, СД, и АД.

Несмотря на относительную кратковременность, эти режимы могут иметь важное значение и должны учитываться при проектировании и эксплуатации.

Установившиеся режимы холостого хода.

При холостом режиме ДЭП на ней возникают разнообразные явления:

- повышение напряжения, возникающие при несимметричном к.з. (динамические перенапряжения)
- повышение напряжения во время переходного процесса, при включении открытой на конце линии
- коммутационные перенапряжения, появляющиеся при повторном зажигании дуги в выключателях во время отключения или большого емкостного тока холостой линии и т.д.

Для установившегося режима холостого хода характерно повышение напряжения на открытом конце линии, перегрузки генераторов реактивным током, самовозбуждение генераторов.

Реактивная мощность, появляющаяся (генерируемая) в начале линии, наз. Зарядной мощностью. Для холостой некомпенсированной линии длиной

L

$$P_2 = 0; Q_2 = 0$$

$$U_1 = U_2 \cos \alpha L$$

$$I_1 = j \frac{U_2 \sin \alpha L}{\sqrt{3} Z_c}$$

$$S_1 = Q_1 = 3 U_1 I_1 = \frac{\sqrt{3} U_2^2 \sin \alpha L \cos \alpha L}{Z_c} = \frac{U_2^2 \sin 2 \alpha L}{2 Z_c}$$

Если вместо U подставить $U = \frac{U^1}{\cos \alpha L}$,

то

$$U_1 \sin \alpha L \cos \alpha L = U_2$$

$$Q_1 = \frac{U_1^2 \sin \alpha L \cos \alpha L}{Z_c \cos \alpha L} = \frac{U_1^2 \sin \alpha L}{Z_c \cos \alpha L} = \frac{U_1^2}{Z_c} \tan \alpha L$$

$$Q_1 = - \frac{U_2^2 \tan \alpha L}{Z_c} \quad (4.1.)$$

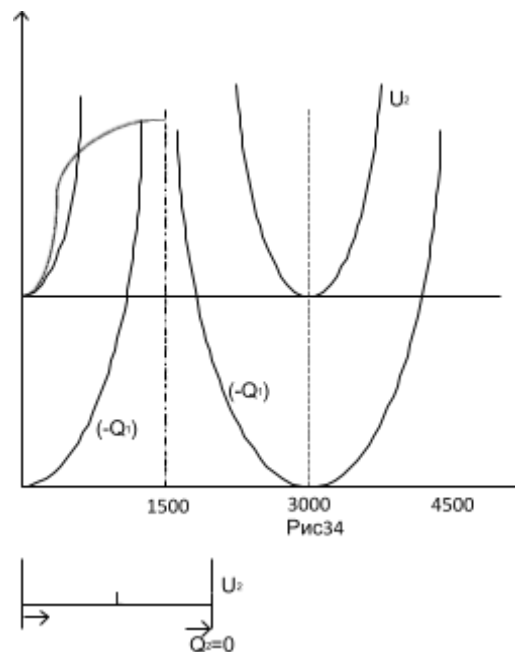
Если выразить зарядную мощность через напряжение конца ВЛ, то

$$U_2^2 Q_1 = - Z_c \sin 2\alpha L \quad (4.2.)$$

Если по формуле (5.1.) построить зависимость $Q_1 = f(L)$ при $U_1 = const$ и

зависимость $U_2 = f(L)$ по формуле $U_2 = \left| \frac{U_1}{\cos \alpha L} \right|$, то они примут вид, показанный

на рисунке.



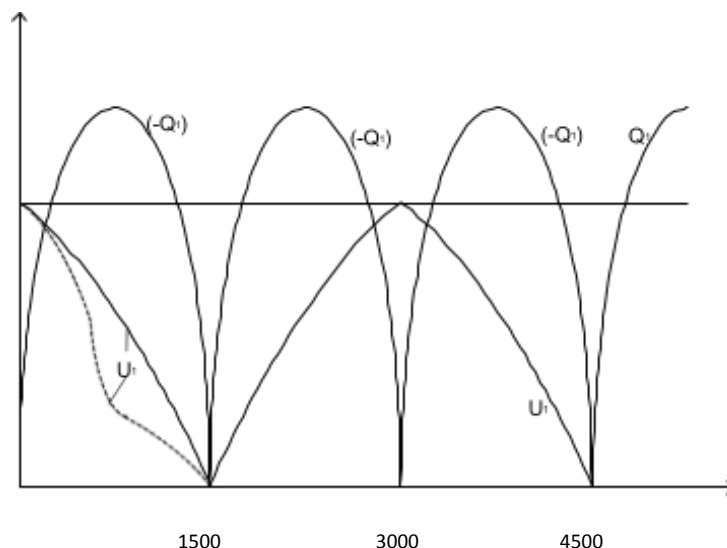
Это зависимости зарядной мощности линии и напряжения в конце линии при фиксированном напряжении в начале линии.

Аналогичные кривые можно построить по формуле (4.2.).

$$Q_1 = f(L) \text{ при } U_2 = \text{const и } U_1 = f(L) \text{ по формуле } U_1 = U_2 \cos \alpha L$$

Кривые показаны на рисунке. Это зависимости зарядной мощности линии и напряжения в начале линии при фиксированном напряжении в конце линии.

Указанные зависимости относятся к случаю, когда не учтены потери активной мощности в проводах ЛЭП и явление короны. При учете этих факторов их кривых $Q_1 = f(L)$ и $U = f(L)$ исчезнут разрывы и они не проходят через ноль при $L=1500$ км, 3000 км, 4500 км. Кроме того, кривые теряют свою симметричность.



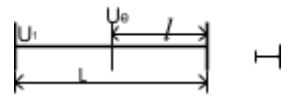
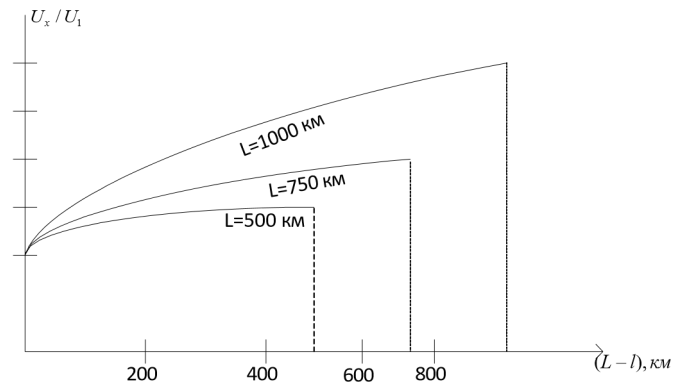
При длинах линий 400-600 км коронирование проводов почти не влияет на напряжение в конце линии, а при больших длинах оно вызывает увеличение напряжения. В линиях длиной 1200-1400 км корона резко замедляет рост напряжения на открытом конце линии.

В ряде случаев необходимо знать распределение напряжения в режиме холостого хода на ЛЭП. Очевидно, что напряжение в некоторой точке линии, находящейся на расстоянии l от ее конца,

$$U_l = U_2 \cos \alpha l$$

Перепад напряжений при этом равен

$$\frac{U_2 - U_1}{U_1} = \frac{\cos \alpha L}{\cos \lambda}$$



Мощность в начале некомпенсированной линии можно найти из выражения

$$S^0 = \sqrt{3} U^0 I_1$$

При $I_2 = 0$ имеем

$$\begin{aligned} U^0_1 &= U^0_2 \cosh \gamma L \\ I^0_1 &= \frac{U^0_2}{Z_c} \sinh \gamma L \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \cosh \gamma L &= \cos \lambda + j \frac{r_0 \lambda}{2x_0} \sin \lambda \\ \sinh \gamma L &= \frac{r_0 \lambda}{2x_0} \cos \lambda + j \sin \lambda \end{aligned}$$

$$18 \quad UZ_{c22} = 2UZ_{22} \dots x_{00} \lambda - j(1 - r_{02} \lambda_{02}^2) \sin 2\lambda \dots S = chV \\ LshV L =$$

Характерной особенностью режимов холостого хода некомпенсированной линии является значительная загрузка генераторов реактивной мощностью. При этом генераторы выдают реактивную мощность, необходимую для покрытия потерь в самих генераторах, трансформаторах, и линиях. При повышенном напряжении передачи, больших емкостных токах, заметных потерях на корону мощность генераторов получается довольно значительной.

2. Расчетная часть работы

Для заданной линии необходимо выполнить следующие пункты расчёта.

4. По справочнику определить погонные параметры передачи
5. Для линии без потерь определить волновые параметры
волновое сопротивление передачи, коэффициент фазы,
волновую длину передачи;
6. Определить наибольшее напряжение на открытом конце линии;
7. Определить естественное распределение напряжения вдоль линии.
8. Определить величину потерь активной мощности в передаче
9. Определить длину передачи, при которой в режиме холостого хода без компенсирующих устройств будет обеспечен допустимый уровень напряжения:
10. Определить необходимую мощность реакторов в конце линии при компенсации половины зарядной мощности, генерируемой половиной передачи.
11. По справочнику для заданного номинального напряжения выбрать тип реакторов

12. Определить распределение напряжения при установке выбранных реакторов
13. Определить величину напряжения на реакторах.

3. Порядок выполнения работы

1. Активизировать модель.
2. Ввести исходные данные для проведения расчёта.
3. Рассчитать режим холостого хода линии без реакторов.
4. Провести расчёт при найденной в домашнем расчёте предельной по уровню напряжения длине передачи, сделать выводы.
5. Определить распределение напряжения при наличии в конце линии одного реакторного пункта, тип и количество реакторов принять в соответствии с домашней подготовкой. Сравнить максимальное напряжение с допустимым значением.
6. Найти зависимость величины максимума напряжения от места расположения реактора вдоль линии. Для этого просчитать режим в 5–6 точках положения реактора по линии. Пояснить характер зависимости.
7. Произвести расчёт при наличии двух реакторных пунктов на линии, один пункт расположить в конце, а другой в середине линии. Мощность реакторов взять из домашнего расчёта.
8. Найти такое расположение реакторных пунктов, при котором мощность реакторов будет наименьшей для обеспечения допустимого уровня напряжения. Для этого, начиная с одного реактора в каждой из групп, меняя место размещения реакторов добиться максимального снижения

уровня напряжения. Если при данной мощности реакторов максимальное напряжение на линии превышает допустимое, то необходимо увеличить число реакторов и повторить процедуру.

4. Содержание отчёта

1. Включить в отчёт аккуратно оформленную расчётную и экспериментальную часть работы.
2. Отчёт должен включать необходимые выводы по пунктам работы.
3. Представить в работе необходимую графическую информацию.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №5 «ПРОДОЛЬНАЯ КОМПЕНСАЦИЯ В ДЭП СВН»

Цель работы: Развитие у студентов способности управления режимами работы сетей с помощью устройств продольной компенсации.

Организационная форма занятия. Занятия проводятся в форме компьютерной симуляции процесса исследования распределения напряжения и потоков мощности вдоль некомпенсированной ВЛ 330-750 кВ с помощью модели ДЭП, Word и Excel.

Методические рекомендации к лабораторной работе.

В данной работе исследуются режим передачи при наличии установок продольной компенсации. Схема передачи приведена на рис. 6.1, исходные данные для проведения расчётов представлены в табл. 6.1, $\text{tg}\varphi = 0,3$.

лица 6.1 Исходные данные для проведения расчёта

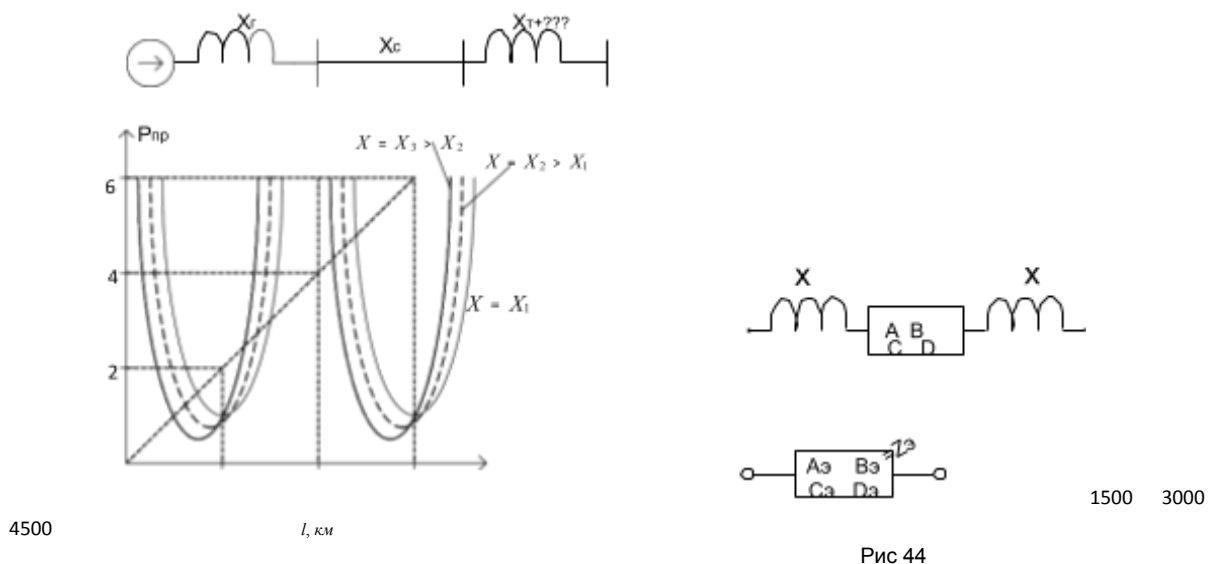
№ бригады	Номинальное напряжение, кВ	Марка провода	Длина линии, км	k	Нагрузка P_n , МВт
1	500	3×АС-300/66	500	0,25	700
2	750	5×АС-240/56	600	0,3	1600
3	1150	11×АС-240/32	800	0,35	3800
4	500	3×АС-400/51	600	0,4	900
5	750	5×АС-300/66	800	0,45	1900
6	1150	8×АС-300/48	1000	0,5	4200
7	500	3×АС-500/64	700	0,2	1100
8	750	4×АС-400/93	900	0,3	2300



Рисунок 5.1. Схема передачи

1. Теоретическое обоснование работы

Ограничение пропускной способности ДЭП связано с необходимостью обеспечения статической и динамической устойчивости в нормальном и послеаварийном режимах. Предельная мощность зависит от длины линии и включенных по концам линии устройств (генераторы, трансформаторы.).



Например, при

$$X_c = X_m + X_{суст} = X$$

с увеличением X график смещается влево и вниз. Для увеличения предела передаваемой мощности необходимо:

1. воздействовать на Z_c
2. воздействовать на λ

$$P_{np} = \frac{U_1 U_2}{Z_c \sin \alpha_0 l} = \frac{U_1 U_2}{Z_c \sin \alpha_0 l}$$

$$Z_c = \sqrt{\frac{X_0}{B_0}}$$

$$\alpha_0 = \sqrt{X_0 B_0}$$

Если изменить X_0 в n раз и B_0 в $1/n$ раз, то Z_c изменится в n раз, а α_0 не изменится. Если же в n раз изменить X_0 и B_0 , то α_0 изменится в n раз, а Z_c не изменится. При изменении только λ характеристика

смещается только горизонтально, а при изменении только Z_c - только вертикально.

Одним из способов увеличения предела передаваемой мощности является компенсация параметров ДЭП, т.е. включение в линию компенсирующих устройств.

Способы компенсации:

1. Компенсация всех параметров ЛЭП к нулевой длине, т.е. добиваются

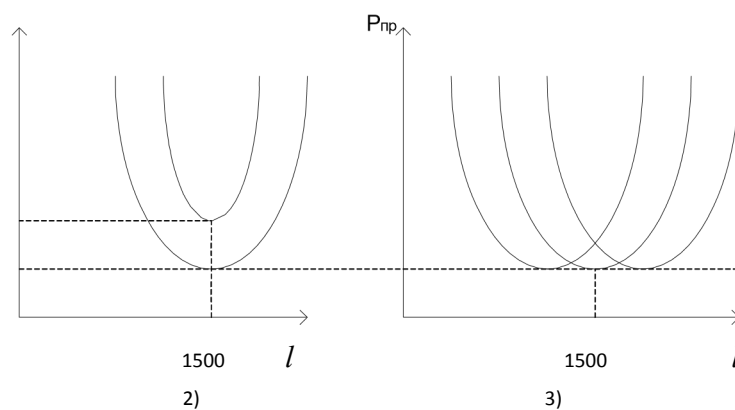
$$X_d \approx 0 \text{ и } B_d \approx 0 \text{ (остается только } R_d)$$

2. Компенсация волнового сопротивления или компенсация линии.

Т.е. компенсирующие устройства выбираются так, чтобы в первую очередь уменьшалось волновое сопротивление линии. (X_d уменьшают в n раз, а B_d увеличивают в n раз.

3. Компенсация волновой длины линии или настройка ЛЭП (увеличение

$$X_d \text{ и } B_d \text{ в } n \text{ раз}).$$



В чистом виде эти способы не применяются.

Если $P < P_c$, то на линии имеется избыток зарядной мощности и его компенсируют с помощью реакторов.

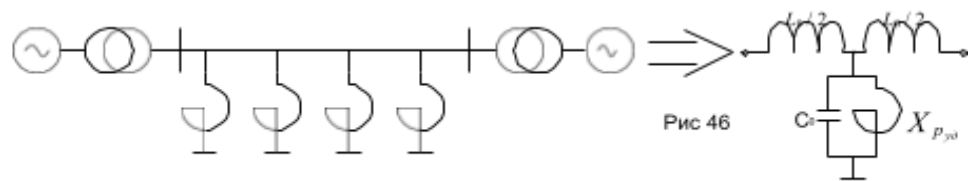


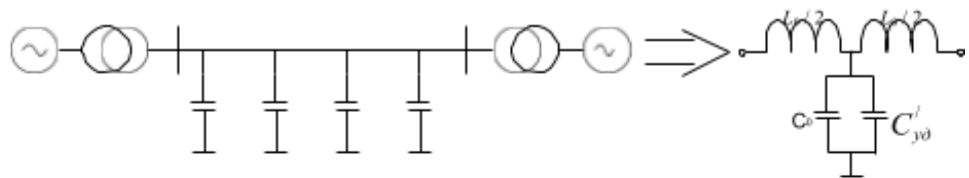
Рис 46

При этом

$$Z_{c1} = \sqrt{\frac{X_0}{B_0 - \frac{1}{X_{pyd}}}}$$

$$P_{c1} = P_c \sqrt{1 - \frac{1}{X_{pyd} B_0}}$$

Если $P > P_c$ то дефицит зарядной мощности можно восполнить включением устройств поперечной компенсации. При этом



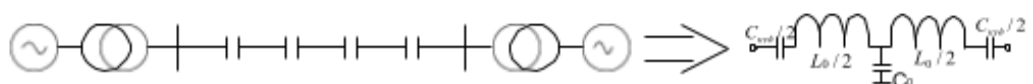
$$Z_{c1} = \sqrt{\frac{X_0}{B_0 + \omega C'_{yd}}}$$

$$P_{c1} = P_c \sqrt{1 + \frac{C'_{yd}}{C_0}}$$

Если в линию включаются конденсаторы последовательно, то волновое сопротивление будет уменьшаться.

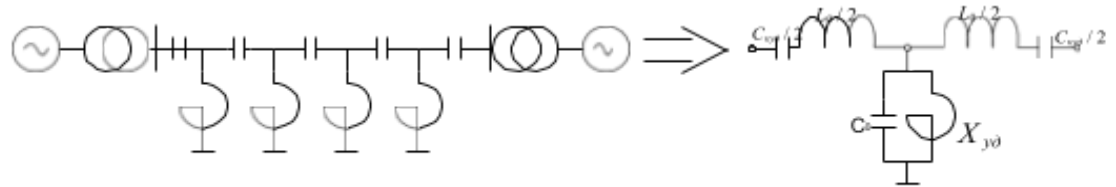
$$Z_c = \sqrt{\frac{X_0 - X_{кyд}}{B_0}}$$

$$P_{c1} = P_c \frac{1}{\sqrt{1 - \frac{1}{X_0 X_{кyд}}}}$$

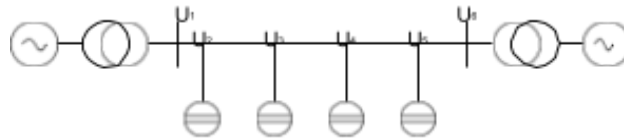


Очевидно, что продольная емкостная компенсация увеличивает длину волны и сокращает электрическую длину. А при поперечной компенсации, наоборот, волновая длина увеличивается.

Если одновременно включать и УПК и реакторы, то это уменьшит волновую длину линии и повысит P_c .



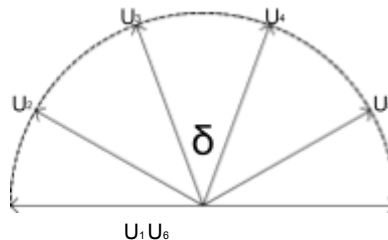
Весьма эффективный, но дорогой способ компенсации – установка вдоль линии СК.



При этом, если мощности СК достаточны для поддержания

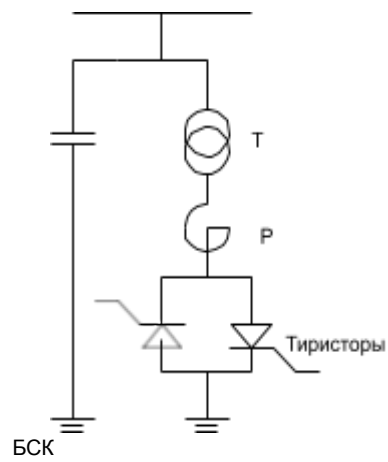
$$U_1 = U_2 = U_3 = U_4 = U_5 = U_6,$$

то электропередача может работать с любым углом δ между напряжениями концов ЛЭП, т.е. расширяется область устойчивых режимов.



Вместо СК сейчас предлагается использовать СТК. При этом за счет плавного регулирования всегда можно настроить линию на режим передачи

натуральной мощности, т.е. $P = P_c$.



Если проводимость СТК равна B_k , а удельная их проводимость на единицу длины ЛЭП

$$B_{k0} = \sum_{k=1}^n B_k$$

тогда имеем

$$Z_{с\text{э}к} = \sqrt{\frac{X_0}{B_0 \pm B_{k0}}} = Z_c \sqrt{\frac{1}{1 \pm K}}$$

$$\alpha_{\text{э}к} = \sqrt{X_0 B_0} \sqrt{1 \pm K}$$

Здесь $K = \frac{B_{k0}}{B_k}$ - степень компенсации линии.

При этом

$$P = \frac{U^2 \sin \delta}{Z_{сэк} \sin \lambda_{эк}} - \text{передаваемая мощность.}$$

В относительных единицах натуральной мощности некомпенсированной линии

$$P_* = \frac{P}{P_c} = \frac{\sqrt{1 \pm K}}{\sin \sqrt{1 \pm Kl}} \sin \delta$$

Предел передаваемой мощности

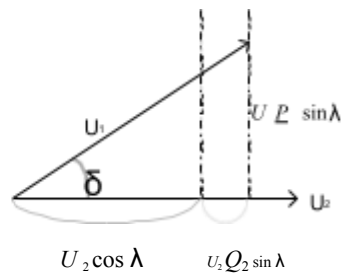
$$P_{np*} = \frac{\sqrt{1 \pm K}}{\sqrt{\sin \sqrt{1 \pm Kl}}}$$

Т.е. предел передаваемой мощности зависит не только от длины ЛЭП, но и от степени компенсации.

Если вспомнить выражение

$$U_1 = U_2 (\cos \lambda + Q_{2*} \sin \lambda + jP_{2*} \sin \lambda$$

и соответствующую векторную диаграмму,



то

$$\begin{aligned} \frac{P_{2*} \sin \lambda}{\cos \lambda + Q_2 \sin \lambda} &= \frac{P_{2*}}{1 + Q_{2*} \tan \lambda} \\ \tan \lambda \tan \delta &= \end{aligned}$$

При $Q_2 = 0$ (режим передачи натуральной мощности, т.е. $P_{2*} = 1$), получаем

$$\tan \delta = \tan \lambda, \text{ т.е. } \delta = \lambda.$$

Тогда

$$P = \frac{U^2 \sin \delta}{Z_{сэк} \sin \lambda_{эк}} = \frac{U^2}{Z_{сэк}}$$

Это означает, что если с помощью управляемой компенсации мы настроим линию так, чтобы натуральная мощность стала равной передаваемой, то передаваемая мощность не зависит от угла δ между векторами напряжений по ее концам.

2. Расчётная часть работы

1. Определить основные волновые характеристики передачи (волновое сопротивление, коэффициент фазы, волновую длину передачи) без учёта активных сопротивления и проводимости.
 2. Определить ёмкостное сопротивление УПК, используя заданную степень продольной компенсации.
 3. Рассчитать предел пропускной способности некомпенсированной линии.
 4. Выбрать параметры УПК: принять тип конденсаторов, их количество. Определить мощность устройства компенсации.
 5. Определить предел передаваемой мощности линии при наличии компенсации, расположенной в середине линии. Сравнить его со значением, полученным в п.3.
 6. Произвести расчёт режима передачи, приняв $U_2 = U_{\text{ном}}$.
- Принять, что батарея УПК находится в середине линии.
7. Выбрать мощность, количество реакторов, необходимых для компенсации реактивной мощности конденсаторов УПК. Число реакторов принимать ближайшим чётным.
 8. Выбрать параметры двух УПК, при условии, что степень компенсации линии осталась прежней и мощности УПК равны.

3. Порядок выполнения работы

1. Активизировать модель.
2. Задать исходные данные согласно варианту задания.
3. Рассчитать в программе режим передачи без компенсирующих устройств, сохранить результаты расчёта, записать значение предельной мощности линии.
4. Провести расчёт режима при наличии одного УПК и расположении его в середине передачи. Построить зависимость

предельной мощности линии от положения УПК, для этого посчитать режим в 5 – 6 точках.

5. Провести расчёт режима при наличии на компенсирующем пункте реакторов, выбранных в домашнем расчёте, сравнить режим с рассчитанным в п.4. Записать предел мощности передачи.

6. Рассчитать режим передачи при наличии двух устройств компенсации и расположении их симметрично относительно середины. Сохранить результаты, записать значение предела мощности, сравнить его со значением, полученным в п. 4 при нахождении УПК в середине передачи.

4. Содержание отчёта

1. Включить в отчёт аккуратно оформленную расчётную и экспериментальную часть работы.

2. Отчёт должен включать необходимые выводы по пунктам работы.

3. Представить в работе необходимую графическую информацию.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Герасименко, А. А. Передача и распределение электрической энергии : учеб. пособие / А. А. Герасименко, В. Т. Федин. - Ростов н/Д : Феникс ; Красноярск : Издательские проекты, 2008. - 715 с. : ил. - (Высшее образование). - Библиогр.: с. 667-671. - ISBN 978-5-222-13221-0

2. Электрические сети сверх- и ультравысокого напряжения ЕЭС России :

Теоретические и практические основы : В 3 т. / под ред. А. Ф. Дьякова, Т.З, Электропередачи переменного тока специального исполнения.

Электропередачи и вставки постоянного тока. - М. : НТФ

"Энергопрогресс" Корпорации "ЕЭЭК", 2012. - 368 с. : ил. - ISBN 978-5-

905918-03-2

3. Веников, В. А. Дальние электропередачи переменного и постоянного тока : учеб. пособие для вузов / В. А. Веников, Ю. П. Рыжов. - М. :

Энергоатомиздат, 1985. - 272 с. : ил. - (Для студентов вузов). -

Библиогр.: с. 271

4. А.В. Коржов Дальние электропередачи сверхвысокого напряжения»

Учебное пособие для самостоятельной работы- Челябинск, Изд-во

ЮУрГУ2006 -76стр

5. Пейзель В.М Методические указания по самостоятельной работе по курсу «Дальние электропередачи».- Ставрополь: СКФУ 2018 МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ

Методические указания

по выполнению практических работ
по дисциплине «ДАЛЬНИЕ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ
СВЕРХВЫСОКОГО
НАПРЯЖЕНИЯ»

для студентов направления подготовки /специальности

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

**Мониторинг и управление режимами электрических сетей на базе
интеллектуальных информационно-измерительных систем и
технологий**

(ЭЛЕКТРОННЫЙ ДОКУМЕНТ)

Методические указания по практическим занятиям составлены в соответствии с требованиями ГОС ВО, рабочей программы дисциплины «Дальние электропередачи сверхвысокого напряжения» и Положения об учебно-методическом комплексе дисциплины к подготовке выпускника для получения квалификации: магистр.

Утверждены на заседании кафедры АЭСиЭ (протокол №_ от " ____" _____
2026 г.).

Предназначены для студентов, обучающихся по направлению 13.04.02

«Электроэнергетика и электротехника», Магистерская программа "Мониторинг и управление режимами электрических сетей на базе интеллектуальных информационно-измерительных систем и технологий"

Составители:

Доцент кафедры АЭСиЭ, кан. техн. наук Костюков Д.А.

Практическое занятие №1

Выбор схемы (числа цепей и номинального напряжения) ДЭП СВН и определение показателей графика передачи мощности.

Цель работы: Овладеть навыками выбора схем и расчета графиков передачи активной и реактивной мощности по ДЭП СВН.

В ходе выполнения практических заданий студенту необходимо:

1 Методическое обеспечение

Дальние электропередачи сверхвысокого напряжения (ДЭП СВН) обеспечивают выдачу мощности от крупных электростанций и являются связующими звеньями ЕЭС.

Характерные отличия конструкций ДЭП СВН от линий более низкого номинального напряжения продиктованы такими ее свойствами как большая протяжённость, значительная передаваемая мощность, наличие устройств, позволяющих обеспечивать ее пропускную способность.

Режимы работы дальних линий электропередач сверхвысокого напряжения также имеют значительные отличия, что в первую очередь связано с волновой природой электромагнитных процессов при передаче по ним электрической мощности.

Основная электрическая сеть объединенных энергосистем (ОЭС) ЕЭС России сформирована с использованием двух систем номинальных напряжений. На большей части территории России (европейская часть, Урал, Сибирь) используется система напряжений 220-500 кВ, в ОЭС Северо-Запада, западных районах ОЭС Центра и, частично, в ОЭС Северного Кавказа — 330-750 кВ. В ближайшем будущем высшим классом напряжения переменного тока будет 1150 кВ. Сеть 750 кВ будет развиваться в европейской части ЕЭС для повышения надежности выдачи мощности АЭС в ОЭС Северо-Запада и Центра.

Наибольшее развитие получают сети 500 кВ для присоединения ОЭС Востока к ОЭС России, усиления основных связей в ОЭС Северного Кавказа, Центра, Средней Волги, Урала, Сибири, Востока, а также развития межсистемных связей между ОЭС России.

Сеть 330 кВ будет продолжать выполнять системообразующие функции в ряде энергосистем и ОЭС Европейской части России и обеспечивать выдачу мощности крупных электростанций.

В настоящее время межсистемные связи в ОЭС России сформированы на напряжении 220-330-500-750 кВ. По мере развития сетей 500 и 750 кВ к сетям 220 и 330 кВ перейдут распределительные функции.

В проектной практике определение номинального напряжения рекомендуется производить на основании формулой Илларионова

$$U_{\text{ном}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l} + \frac{2500}{p}}} \quad (1.1)$$

Необходимое число цепей ДЭП зависит от той предельной мощности, которая может быть передана по условиям статической и динамической устойчивости.

Электропередачи ДЭП СВН могут выполняться по двум основным схемам: связанной и блочной.

Связанная схема выполняется многоцепной линией электропередачи (ЛЭП), которая имеет вдоль своей трассы несколько соединений между отдельными цепями (рисунок 1.1).

Блочной схемой называют дальнюю электропередачу, в которой группы генератор – трансформатор на передающем конце соединены отдельными линиями, не связанными одна с другой, а на приемном конце эти линии присоединены к группам приемной системы (рисунок 1.2).

При связанной схеме ПП делят данную линию на короткие участки (200-400 км). При повреждении одной из цепей на каком-либо участке последний отключается на двух смежных ПП с обеих сторон. Это увеличивает пропускную способность ДЭП, что, однако, удорожает строительство самой ДЭП.

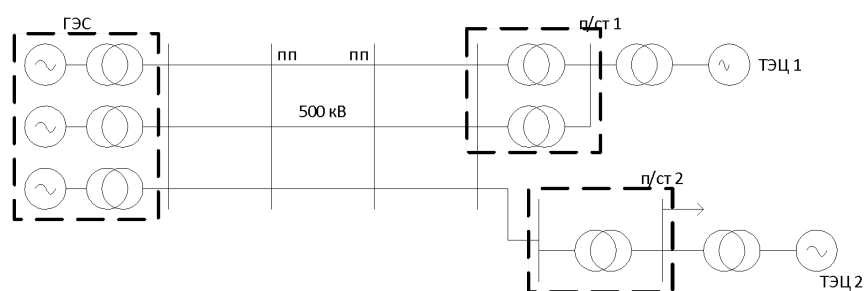


Рисунок 1.1 – Связанная схема ДЭП СВН

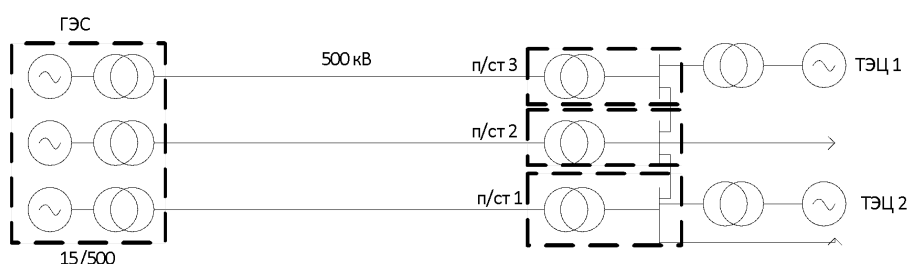


Рисунок 1.2 – Блочная схема ДЭП СВН

Сооружение ДЭП по связанной схеме, когда вследствие применения специальных мер удастся существенно повысить пропускную способность (рисунок 1. 3), предоставляет следующие возможности:

- ограничение числа цепей;

- снижение вращающегося резерва мощности в энергосистеме во время максимальной нагрузки;
- улучшение организации эксплуатации и ремонта;
- облегчение присоединения к ДЭП нагрузок и промежуточных энергосистем;
- упрощение присоединения ДЭП к системе, т.к. не надо усиливать сеть 110-220 кВ для резервирования каждой цепи ДЭП;
- снижение внутренних перенапряжений при обеспечении надежной РЗ и каналов связи.

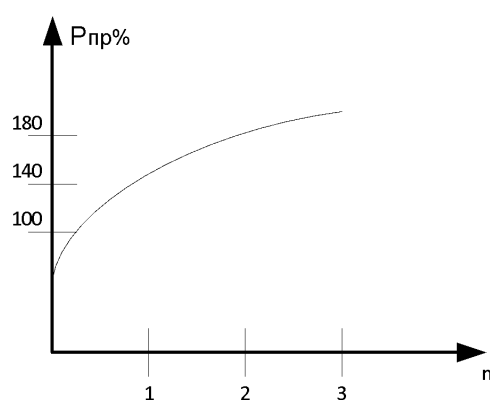


Рисунок 1.3 – Зависимость предельной передаваемой мощности от числа переключательных пунктов

В перспективе переключательные пункты (ПП) преобразуются в высоковольтные подстанции для отбора мощности от ДЭП.

Блочная схема также имеет определенные достоинства, к числу которых относятся:

- отключение одной цепи не может существенно влиять на работу системы (при условии наличия резерва мощности в самой системе);
- отпадает необходимость в сооружении ПП и в проведении ряда других мероприятий по повышению динамической устойчивости электропередачи;
- требуется значительно меньше ВВ аппаратуры.

2 Расчетная часть

Исходными данными к расчету являются принципиальная схема электропередачи, длины ее участков, а также состав агрегатов ГЭС, график работы станции и промежуточной подстанции.

Принципиальная схема электропередачи и график работы станции и промежуточной подстанции представлены на рисунках 1.4 и 1.5 соответственно.

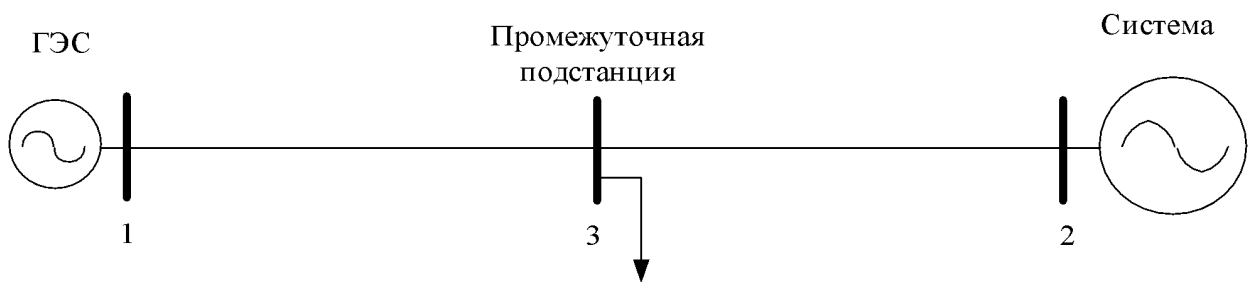


Рисунок 1.4 – Принципиальная схема электропередачи

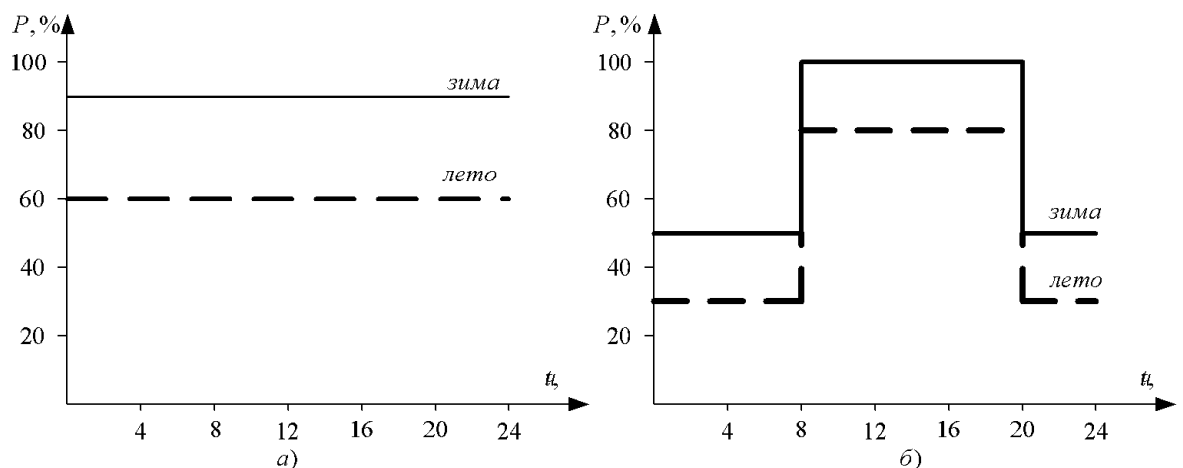


Рисунок 1.5 – Графики работы станции и промежуточной подстанции

2 Расчетная часть

Для предложенной схемы дальней электропередачи, предназначенной для выдачи мощности ГЭС с промежуточным отбором мощности следует:

1. Предложить два варианта схем выполнения ДЭП СВН
2. Определить номинальные напряжения участков передачи для каждого из предложенных вариантов

Для определения номинального напряжения предлагается воспользоваться формулой Илларионова (1.1)

Передаваемая активная мощность по участку 1-3 (ГЭС- промежуточная подстанция) ориентировочно определяется как мощность, вырабатываемая станцией; мощность передаваемая по участку 3-2 (ВЛ промежуточная подстанция-приемная система) - как разность между мощностью, вырабатываемой станцией и мощностью, потребляемой промежуточной подстанцией в режиме зимнего максимума.

$$P_{уст} = P_{номген} \cdot n_{ген} \quad (1.2)$$

где $P_{номген}$ -номинальная мощность генератора, определяемая в соответствии с маркой генератора, указанного в задании;

$n_{ген}$ – число генераторов, указанное в задании

3. Выполнить расчет годового графика передачи активной мощности по ВЛ электропередачи.

Расчет графика передачи активной мощности выполняется в следующей последовательности:

- Определяется мощность, расходуемая ГЭС на собственные нужды

Для гидравлических станций расход электроэнергии на собственные нужды $P_{сн}$ определяется по [1] и составляет около 0,5% установленной мощности станции.

$$P_{сн} = 0,0005 \cdot P_{уст} \quad (1.3)$$

- Выполняется расчет графика передаваемой активной мощности по участку 1-3

Значения активной мощности, передаваемые по участку 1-3 определяются на основании заданного графика выработки мощности ГЭС и рассчитанного значения расхода на собственные нужды

$$P_3 = K_3 \cdot P_{уст} - P_{сн}$$

(1.4)

$$P_{\text{л}} = K_{\text{л}} \cdot P_{\text{уст}} - P_{\text{сн}} \quad (1.5)$$

где $K_{\text{з}}$ и $K_{\text{л}}$ – коэффициенты, определяемые из заданного графика выработки мощности ГЭС.

Длительность режимов определяется на основании заданного числа летних и зимних дней в году и заданных суточных зимнего и летнего графиков выработки мощности ГЭС

- Выполняется расчет графика передачи активной мощности по участку 3-2

Как уже отмечалось выше, значения активной мощности, передаваемые по участку, определяются как разность значений мощности, передаваемой по участку 1-3 и мощности, потребляемой с шин промежуточной подстанции в соответствующих режимах.

График потребления активной мощности промежуточной подстанции

$$P_{\text{з макс ПС}} = K_{\text{з макс}} \cdot P_{\text{макс}} \quad P_{\text{з мин ПС}} = K_{\text{з мин}} \cdot P_{\text{макс}} \quad P_{\text{л макс ПС}} = K_{\text{л макс}} \cdot P_{\text{макс}} \quad P_{\text{л мин ПС}} = K_{\text{л мин}} \cdot P_{\text{макс}} \quad (1.6)$$

Длительность режимов определяется в соответствии с заданным суточным графиком активной мощности потребителями промежуточной подстанции

$$P_{\text{з макс 3-2}} = P_{\text{з 1-3}} - P_{\text{з макс ПС}} \quad P_{\text{з мин 3-2}} = P_{\text{з 1-3}} - P_{\text{з мин ПС}} \quad P_{\text{л макс 3-2}} = P_{\text{л 1-3}} - P_{\text{л макс ПС}} \quad P_{\text{л мин 3-2}} = P_{\text{л 1-3}} - P_{\text{л мин ПС}} \quad (1.7)$$

Длительность режима определяется исходя из рассчитанных выше суточных зимнего и летнего графиков передачи активной мощности по участку 1-3 и потребления активной мощности потребителями промежуточной подстанции.

4. Выполнить расчет графика передачи реактивной мощности по участкам электропередачи

Расчет графика передачи реактивной мощности выполняется в следующей последовательности:

- Выполняется расчет волновых параметров проводов участков электропередачи

Так как марка провода, а, следовательно, волновые параметры участков передачи, еще не определены, предлагается воспользоваться ориентировочными величинами волнового сопротивления линии (300 Ом) и волновой длины линии ($\alpha_0 = 1,05 \cdot 10^{-3}$); т.к. учет точных значений активной и реактивной мощности, которые являются обязательными при расчете и анализе режимов, для решения поставленной задачи не обязателен.

Волновая длина линии определяется

$$\lambda = \alpha_0 l \quad (1.8)$$

Натуральная мощность линии

$$P_{\text{нат}} = \frac{U_{\text{ном}}^2}{Z_c} \quad (1.9)$$

-Выполняется расчет относительных значений передаваемой активной мощности по участкам электропередачи для всех режимов ее работы

$$P_{*31-3} = \frac{P_{31-3}}{P_{\text{нат}}} \quad P_{*л1-3} = \frac{P_{л1-3}}{P_{\text{нат}}} \quad P_{*з\text{макс}3-2} = \frac{P_{з\text{макс}3-2}}{P_{\text{нат}}} \quad P_{*з\text{мин}3-2} = \frac{P_{з\text{мин}3-2}}{P_{\text{нат}}} \quad P_{*л\text{макс}3-2} = \dots \quad (1.10)$$

- Выполняется расчет относительных значений реактивной мощности по участкам электропередачи для всех режимов ее работы.

- Выполняется расчет абсолютных значений реактивной мощности по участкам электропередачи для всех режимов ее работы.

$$Q = Q_* \cdot P_{\text{нат}} \quad (1.11)$$

5 Выполнить расчет числа часов потерь мощности по участкам передачи.

При длине электропередачи не более 300 км, а также при больших длинах, но с условием, что передаваемые активные мощности всех режимов по графику работы соответствуют диапазону $(0,6-1,05) \cdot U_{ном}^2 / Z_c$, время потерь оценивается по формуле:

$$\tau = \sum_{j=1}^K \left(P_j / P_{нб} \right)^2 \cdot t_j \quad (1.12)$$

$$\tau = \frac{8760 + \left(\frac{1}{\lambda} + \lambda \right) \cdot \sum_{i=1}^m Q_{*j} t_i}{1 + \left(\frac{1}{\lambda} + \lambda \right) \cdot Q_{*нб}} \quad (1.13)$$

m – число характерных режимов работы ВЛ согласно годовому графику по продолжительности;

Q_{*j} и t_i – соответственно реактивная мощность идеализированной линии (о.е.) и длительность каждого режима;

$Q_{*нб}$ – реактивная мощность в режиме передачи наибольшей активной мощности (о.е.).

Практическое занятие 2

«Выбор проводов воздушной линии дальней электропередачи сверхвысокого напряжения»

Цель работы: Изучение методики выбора проводов воздушной линии ДЭП СВН

1 Методическое обеспечение

К основным конструктивным элементам ВЛ ДЭП СВН относятся опоры, провода и изоляторы.

Опоры для линий сверхвысокого напряжения изготавливаются из железобетона или металлических ферм, также встречаются комбинированные опоры с железобетонными стойками и металлическими траверсами. Все

многообразие опор для линий СВН может быть разделено на три группы: одностоечные, двухстоечные (портальные), и многостоечные.

Для линий 500 кВ и выше, в качестве промежуточных, в основном применяются порталные опоры с горизонтальным расположением фазных проводов, их крепление выполняется с помощью оттяжек (рисунок 2.1).



Рисунок 2.1 – ВЛ-500 кВ с расщепленными проводами

Линии 500 кВ и выше выполняются только одноцепными (рисунок 2.2), а вот линии 330 кВ могут быть и двухцепные, в этом случае применяются металлические свободностоящие (то есть без оттяжек) опоры. Одноцепные ВЛ-330 кВ как правило, выполняются на железобетонных опорах.

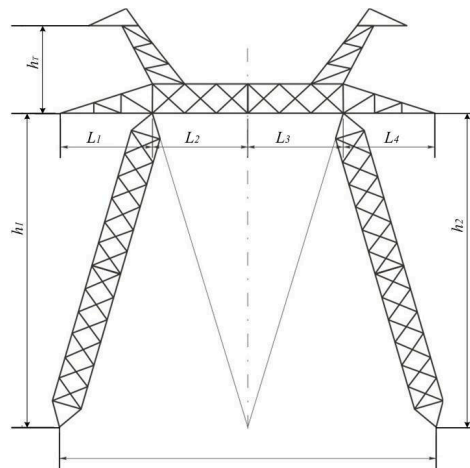


Рисунок 2.2 – ПБ-2 Стальная промежуточная одноцепная опора на оттяжках 500 кВ

Для ВЛ-750 кВ могут применяться порталные опоры с оттяжками и V-образные опоры на оттяжках (рисунок 2,3). Для линий 1150 кВ применяются

V-образные типа ПОГ-1150. Ярким примером такой линии является транзит Урал – Сибирь: ПС-1150 Челябинская – Кустанайская – Кокчетавская – Экибастузская – Барнаул.

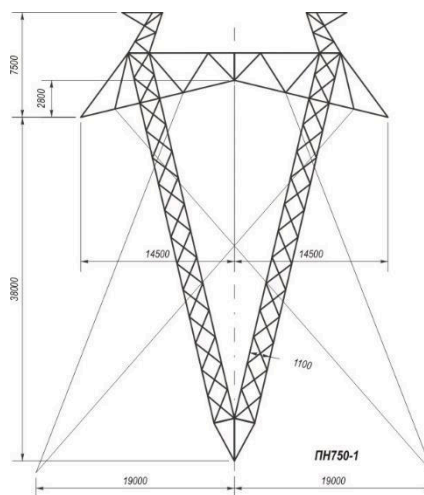


Рисунок 2.3 – ПН 750-1 Стальная промежуточная одноцепная опора на оттяжках 750 кВ

Вертикальные и горизонтальные габариты опор сверхвысокого напряжения, помимо требований повышенных изоляционных расстояний между фазными проводами и землей, должны уменьшить влияние высокой напряженности на живые организмы, находящиеся в пределах влияния ЛЭП. В зависимости от класса напряжения линии, напряженность в зоне влияния может варьироваться от 5 до 25 кВ/м. Допустимым уровнем напряженности является 5 кВ/м, более высокие уровни наносят человеку непоправимый ущерб для здоровья. В этом случае применяют специальную биологическую защиту в виде заземленных металлических экранов, а также экранирующие костюмы.

Длина **гирлянд изоляторов** определяется только величиной рабочего напряжения, внутренние или внешние перенапряжения в расчет не принимаются. Количество изоляторов в гирлянде определяется, как отношение рабочего напряжения к длине пути утечки единичного изолятора. Величина пути утечки изолятора определяется материалом, из которого изготовлен изолятор, и его формой, а удельная длина пути утечки находится в

пределах 1,3-1,35 см/кВ. Исходя из опыта эксплуатации для ВЛ-500 кВ, количество изоляторов в гирлянде составляет 25 шт; 750 кВ – 45 шт, а в районах с повышенным уровнем загрязнения их количество может быть увеличено до 70 шт.

Провода воздушных линий СВН выполняются с применением расщепления фазы (рисунок 2.4). Каждая фаза представляет собой конструкцию, состоящую из нескольких проводов, расположенных в пространстве по вершинам правильных многоугольников.

На протяжении пролета фазного провода между опорами правильное расположение проводов в пространстве достигается установкой металлических распорок. Количество проводов в фазе определяется расчетным путем, на основании сравнения нескольких вариантов. Исходя из опыта, установлено оптимальное количество проводов для линий СВН: 330 кВ – 2, 500 кВ – 3, 750 кВ – 4, 1150 кВ – 8.



Рисунок 2.4 – Расщепленная фаза провода

При проектировании и строительстве межсистемных линий сверхвысоких напряжений их экономическую эффективность рассчитывают из условия передачи больших токовых нагрузок, так, например, для линий

500 кВ порядка 1000 – 1200 А, 750 кВ от 2000 до 2500 А, 1150 до 5000 А. Для перетоков такой величины сечение одинарного провода должно быть в пределах от 1000 мм² до 4000 мм². Изготовление такого провода, требует специальной технологии. К тому же, транспортировка и монтаж провода такого сечения, представляется весьма неудобным и затратным. Ко всему выше сказанному можно добавить, что применение одного провода большого сечения крайне неэффективно из-за поверхностного эффекта. Это означает, что плотность тока будет смещена к поверхности провода, а средняя часть сечения использоваться не будет. Применяя технологию расщепленной фазы, общее сечение набирают суммированием сечений отдельных проводов.

Если одиночные провода небольшого сечения разместить в вершинах правильного многоугольника, то такую систему можно рассматривать как один эквивалентный провод. При определении количества проводов в расщепленной фазе должны быть учтены и механические показатели фазного провода. По механической прочности, должны быть соблюдены нижние возможные границы диапазона суммарного сечения проводов фазы: для ВЛ 330 кВ – не менее 500 мм², 500 кВ – 900 мм², 750 кВ – 1200 мм², 1150 кВ – 4000 мм². Верхняя граница диапазона суммарного сечения фазы для 750 кВ – 2400 мм², для ВЛ-1150 – 4000 мм².

Сверхвысокие уровни напряжений в системообразующих линиях электропередач приводят к образованию вокруг проводов электрического поля высокой напряженности, при которой возникает коронный разряд на проводах, находящийся в прямой пропорциональной зависимости от диаметра фазного провода. Чем выше показатель уровня напряженности, при которой начинается коронный разряд, тем меньше потери на корону.

Расчет количества проводов в фазе не сводится только к условиям коронного разряда и снижения радиопомех, должны учитываться такие факторы, как увеличение емкости линии, при увеличении сечения фазного провода, увеличение затрат на компенсацию реактивной мощности.

При увеличении емкости фазы возрастает и напряженность электрического поля под проводами ВЛ, а значит для снижения влияния этого поля на окружающую среду, необходимо увеличить габариты линии, за счет увеличения высоты опор, что также влияет на капиталовложения в строительство ЛЭП.

Сечения проводов и конструкция фазы ЛЭП должны быть выбраны таким образом, чтобы они соответствовали оптимальному соотношению между затратами на сооружение и эксплуатацию линии, растущими с увеличением сечения, и расходами, связанными с оптимизацией конструкции проводов фазы.

Под конструкцией фазы понимается количество проводов в фазе, их сечение и взаимное расположение. Выбор конструкции фазы -достаточно сложная технико-экономическая задача, поскольку он определяет основные характеристики линии -от пропускной способности до затрат на ее сооружение и эксплуатацию.

Основные цели выбора конструкции фазы – исключить общее коронирование проводов и уменьшить тем самым потери электроэнергии на корону, а также снизить уровень радиопомех, излучаемых короной, до допустимого значения.

Одним из основных методов, который рекомендован при выборе оптимального сечения проводов и является метод экономических токовых интервалов, который был предложен в 1945 году В.М. Блок и основан на минимизации функции приведенных затрат, получил название метода токовых экономических интервалов. Согласно этому методу для воздушных линий различных сечений и напряжений, типов и материалов опор определяются приведенные затраты Z на единицу длины в зависимости от тока в фазе I , годового времени потерь τ , цены $c_э$ отпущенной электроэнергии (принимается равной средневзвешенному тарифу на электроэнергию), коэффициента ежегодных отчислений от капитальных вложений:

$$Z = (E_H + \alpha)K_L + \Delta P_K \cdot 8760 \cdot c_{\varepsilon} + 3IR\tau c_{\varepsilon} \quad (2.1)$$

где K_L – удельные капиталовложения в линию, тыс.руб/км;

R_L – удельное активное сопротивление линии, Ом/км;

E_H – коэффициент эффективности капиталовложений, год;

ΔP_K – удельные потери мощности на корону, кВт/км;

C_{ε} – стоимость 1 кВт*ч энергии, руб/кВт*час.

Выражение (2.1) представляет собой дискретную технико-экономическую модель линии электропередачи и концентрирует в себе совокупность технико-экономических параметров ВЛ, а также характеристику графика перетока активной мощности (τ).

Значение наибольшего расчетного граничного тока линии определяется из равенства:

$$Z_{L1} = Z_{L2} \quad (2.2)$$

где Z_{L1} и Z_{L2} – приведенные затраты для сравниваемых смежных сечений, зависящие от тока линии.

Тогда ток, определенный из (2.1) и (2.2) примет вид:

$$I_{\text{расч}} = \sqrt{\frac{[(K_{0(i+1)} - K_{0i}) \cdot (E_H + \alpha) + (\Delta P_{k(i+1)} - \Delta P_{ki}) \cdot c_{\varepsilon} \cdot 8760]}{3\tau \cdot c_{\varepsilon} \cdot (R_{L1} - R_{L2})}} \quad (2.3)$$

Таким образом, метод экономических интервалов учитывает нелинейную зависимость капитальных затрат от сечения и дискретность стандартного ряда сечений проводов, а также показывает сечения, не дающие на данном экономическом интервале минимума приведенных затрат.

Экономические интервалы токов для проводов выбранных сечений выявляются путём вычисления значений предельного экономического фазного тока для смежных сечений.

При расчете следует воспользоваться рекомендуемыми величинами прогнозных индексов изменения сметной стоимости строительства для различных регионов, приведенные в []

$$I_{\text{пэ}} = \sqrt{\frac{(K_{0(i+1)} - K_{0i}) \cdot K_y \cdot (E_H + \alpha) + (\Delta P_{k(i+1)} - \Delta P_{ki}) \cdot c_{\text{э}} \cdot 8760 \cdot 1000}{3[(r_{oi} - r_{o(i+1)})/n] \cdot c_{\text{э}} \cdot \tau}} = 18,25 \sqrt{\frac{(K_{0(i+1)} - K_{0i}) \cdot K_y \cdot (E_H + \alpha) + (\Delta P_{k(i+1)} - \Delta P_{ki}) \cdot c_{\text{э}} \cdot 8760}{[(r_{oi} - r_{o(i+1)})/n] \cdot c_{\text{э}} \cdot \tau}} \text{ А} \quad (2.4)$$

где $K_{0(i+1)}$ и K_{0i} – удельные капитальные вложения на сооружение ВЛ соответственно с проводами большого и меньшего сечения при учёте поправочных и зональных коэффициентов, тыс. руб;

K_y – коэффициент удорожания, принятый в соответствии с рекомендуемой величиной прогнозных индексов изменения сметной стоимости строительства для заданного региона;

E_H – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений;

α – коэффициент ежегодных издержек на обслуживание ВЛ;

$\Delta P_{k(i+1)}$ и ΔP_{ki} – среднегодовые потери мощности при коронировании проводов большого и меньшего сечения, кВт;

r_{oi} и $r_{o(i+1)}$ – погонные активные сопротивления одного провода соответственно меньшего и большего сечения с введением поправки на среднегодовую температуру воздуха, Ом;

n – число проводов в фазе;

$c_{\text{э}}$ – удельные затраты на возмещение потерь электроэнергии, тыс.руб/кВт · час;

τ – время потерь, час.

Выбор целесообразного сечения проводов осуществляется путём сопоставления рабочего тока ВЛ в режиме передачи наибольшей активной мощности с предельными экономическими токами, ограничивающими экономические интервалы сечений. Ввиду того, что величина рабочего тока не остаётся постоянной по длине линии из-за существования

распределённой ёмкостной проводимости проводов, а предельные экономические токи рассчитываются по параметрам и стоимостным показателям, отнесённым к единице длины ВЛ, т.е. не зависят от длины, то в качестве рабочего тока следует принимать условный неизменный по длине линии среднеквадратичный ток. При равных напряжениях на концах участка идеализированной линии этот ток:

$$I_{\text{СРК,НБ}} = \frac{U_1}{\sqrt{3} \cdot Z_c} \cdot \sqrt{1 + (1/\lambda + \text{ctg}\lambda) \cdot Q_{\text{НБ}*}} \quad (2.5.)$$

Далее путем сравнения величины среднеквадратичного тока с предельными экономическими токами осуществляется выбор марки провода (рисунок 2.5).

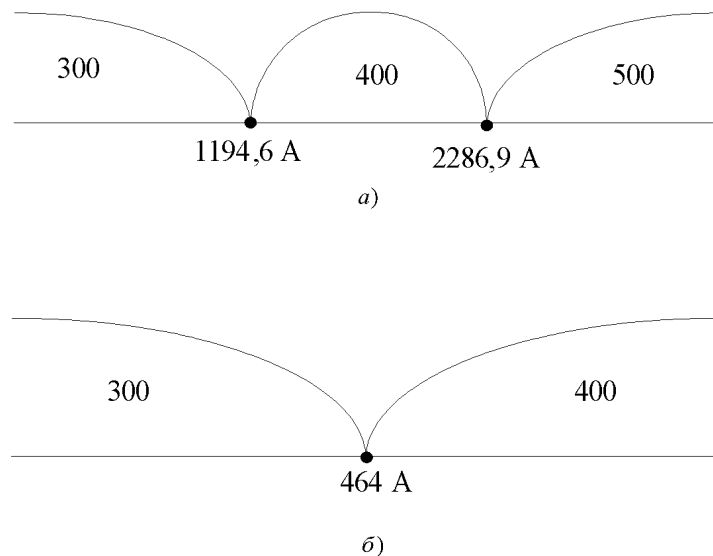


Рисунок 2.5 – Визуальное представление выбора проводов методом токовых интервалов: а) провод 500 кВ; б) провод 750 кВ

Промышленностью выпускаются несколько марок проводов с одинаковыми номинальными сечениями по алюминию, но с различными номинальными сечениями стального сердечника и различными способами защиты от коррозии.

Выбранная марка проводов проверяется на нагрев длительно протекающим током в наиболее тяжёлом послеаварийном режиме при учёте температуры окружающего воздуха. ПУЭ установлены допустимые

длительные токи неизолрированных проводов, исходя из допустимой температуры их нагрева $+70^{\circ}\text{C}$ при температуре воздуха $+25^{\circ}\text{C}$. Допустимые длительные токи для других температурных состояний воздуха пересчитываются так:

$$I_{\text{дл}}^t = I_{\text{дл}}^{+25} \cdot \sqrt{\frac{70-t}{70-25}}. \quad (2.6)$$

Если $I_{\text{ПДВ}} > I'_{\text{дл}}$, то подбирается марка провода большего сечения или же даются рекомендации по разгрузке ВЛ на период времени существования послеаварийного режима и действию устройств автоматики (автоматическое повторное включение).

Расчетная часть.

Исходными данными для расчета являются данные, полученные при выполнении практического занятия 1, а именно выбранные схемы и номинальные напряжения участков воздушной линии и рассчитанные режимные параметры передачи активной и реактивной мощности

Для выбранных в практическом занятии 1 вариантов выполнения схем схемы дальней электропередачи, следует:

1. Предложить все рекомендуемые варианты конструкций расщепленной фазы провода для участков воздушной линии (число проводов в фазе и марка провода). Так, например, для ВЛ 500 кВ рекомендуется конструкция фазы, состоящая из трёх сталеалюминевых проводов с номинальным сечением по алюминию 300, 400 или 500 мм², а для ВЛ 330 кВ – из двух сталеалюминевых проводов сечением 240, 300, 400 или 500 мм². Таким образом, для каждого из участков электропередачи в каждом из намеченных вариантов ее выполнения равновероятным может быть использование различных конструкций фазы проводов.

2. Для всех этих марок проводов по справочной литературе необходимо определить удельные параметры провода. Для расчёта активного

сопротивления провода следует учесть поправку на среднегодовую температуру t по формуле:

$$r'_0 = r_0^{+20} [1 + 0,004(t - 20)] \quad (2.7)$$

Значение удельного активного сопротивления фазы провода r_0^{+20} приведены в справочной литературе [1].

3. Рассчитать предельные экономические токи в соответствии с формулой (2.3) для смежных марок проводов и сформировать токовые интервалы для каждого из участков воздушной линии.

При этом:

- по справочным данным [1] определяются базовые значения удельных капитальных вложений в строительство ВЛ, отнесенные к 2000 году в соответствии с [5], выбираются коэффициенты, учитывающих удорожание стоимости оборудования к текущему году, рассчитываются удельные значения стоимости строительства ВЛ

где K_0 – значение удельной стоимости строительства ВЛ, тыс. руб/км;

$K_{0\text{баз}}$ – значение базовой удельной стоимости строительства ВЛ, тыс. руб/км;

K_y – коэффициент, учитывающий удорожание стоимости электротехнического оборудования к текущему году [5].

Стоимость потерь электроэнергии принимается равной величине действующего для данного региона тарифа на электроэнергию, 2,12 руб/кВт*час

4. На основании определенных в практическом занятии 1 режимных параметров рассчитать среднеквадратичный ток.

5. Определить попадание среднеквадратичного тока в рассчитанный в п.3 задания токовый интервал и принять решение об экономической целесообразности одного из предложенных вариантов конструкции фазы.

6. Выбранную марку проводов проверить на нагрев длительно протекающим током в наиболее тяжёлом послеаварийном режиме при учёте температуры окружающего воздуха в соответствии с формулой (2.6).

Практическое занятие 3

«Выбор схем распределительных устройств (РУ) ДЭП»

Цель работы: Изучение основных принципов выбора схем распределительных устройств подстанций ДЭП СВН

1 Методическое обеспечение

Трансформаторная подстанция (ПС) – электрическая подстанция, предназначенная для преобразования электрической энергии одного напряжения в энергию другого напряжения с помощью трансформаторов [1]. На ПС могут устанавливаться два и более, как правило, трехфазных трансформатора.

Установка более двух трансформаторов принимается на основе технико-экономических расчетов, а также в случаях, когда на ПС применяется два средних напряжения.

При отсутствии трехфазного трансформатора необходимой мощности, а также при транспортных ограничениях возможно применение группы однофазных трансформаторов.

Подстанция, как правило, состоит из нескольких распределительных устройств (РУ) разных ступеней напряжения, соединенных между собой трансформаторной (автотрансформаторной) связью.

Распределительное устройство (РУ) – электроустановка для приема и распределения электрической энергии на одном напряжении, содержащая коммутационные аппараты и соединяющие их сборные шины (секции шин), устройства управления и защиты.

На ПС применяются открытые (ОРУ), закрытые (ЗРУ) или комплектные (КРУ) распределительные устройства.

Открытое распределительное устройство (ОРУ) – это электрическое распределительное устройство, оборудование которого расположено на открытом воздухе

Закрытое распределительное устройство (ЗРУ) -это электрическое устройство, оборудование которого расположено в помещении [1]

К схемам ПС предъявляют требования, важнейшими из которых являются надежность, экономичность, удобство эксплуатации, техническая гибкость, экологическая чистота, компактность, унифицированность.

Надежностью называется свойство объекта выполнять заданные функции в заданном объеме при определенных условиях функционирования. Уровень надежности может быть регламентирован или экономически обоснован. Так, при расчетных отказах в сетях ДЭП СВН и УВН критерием допустимости значения одновременного сброса генерирующей мощности из-за отказов элементов схем является сохранение динамической устойчивости параллельной работы энергосистем.

Экономичность подразумевают разработку проектов, учитывающих необходимые капитальные вложения и сопутствующие ежегодные издержки производства и сбыта продукции.

Принимаемый уровень надежности обосновывается сопоставлением затрат на его повышение с экономическими последствиями из-за ненадежности, например, с ущербом или штрафными санкциями.

Удобство эксплуатации заключается в наглядности и простоте схемы, снижающих вероятность ошибочных действий персонала, возможности минимизации числа коммутаций в первичных и вторичных цепях при изменении режима работы электроустановки. Практика показывает: между удобством эксплуатации и фактической эксплуатационной надежностью схемы существует устойчивая взаимосвязь. Например, увеличение количества переключений в первичных или вторичных цепях схемы сопровождается возрастанием в ней числа отказов вследствие ошибок

эксплуатационного персонала и отказов оборудования во время коммутаций.

Техническая гибкость – это способность приспосабливаться к изменяющимся условиям работы электроустановки при плановых и аварийно-восстановительных ремонтах, расширении, реконструкции и испытаниях.

Экологическая чистота определяется степенью воздействия электроустановки на окружающую среду – шум, электрические и магнитные поля, загрязнение выбросами и отходами, нарушение ландшафта и пр.

Компактность характеризуется возможностью минимизации площади земли, отчуждаемой под ПС. Это позволяет наиболее рационально приобретать земельные участки. Техничко-экономические проблемы землеотводов явились главной предпосылкой к разработке проектов, позволяющих сокращать площади, занимаемые электроустановкой.

Унифицированность заключается в применении ограниченного числа типовых схем, конструкций и компоновок, что позволяет существенно снижать материальные и финансовые затраты на проектирование, монтаж, пуско-наладку и эксплуатацию ПС.

Удобство эксплуатации, техническую гибкость и экологическую чистоту следует также рассматривать в контексте соответствующих нормативов безопасности персонала и предельно допустимых параметров воздействия электроустановки на окружающую среду. Техническое решение должно обеспечивать требуемое качество электроэнергии.

При проектировании РУ ПС ДЭП СВН и УВН принимаются решения на основании принятого номинального напряжения и количеству отходящих от ПС линий электропередачи, требуемой пропускной способности связей между сетями различного напряжения на сборных шинах ПС, предельным токам КЗ в их РУ и прилегающей сети. Даются рекомендации по регулированию уровней напряжения и компенсации реактивной мощности.

Кроме этого определяются требования к средствам общесистемного управления – релейной защите и автоматике (РЗА), противоаварийной автоматике (ПА), автоматизированным системам управления технологическим процессом (АСУ ТП), телемеханике, диспетчерскому управлению, связи.

Таким образом, на выбор схем ПС влияет большое количество факторов. Важнейшими из них являются:

- тип ПС и ее роль в энергосистеме;
- схемы прилегающих сетей и перспективы их развития;
- расположение ПС относительно нагрузочных узлов, плотность, темпы прироста и характер нагрузки;
- пропускная способность внутри- и межсистемных связей;
- количество присоединений;
- параметры используемого оборудования;
- последствия ненадежной работы элементов схемы;
- размеры отчуждаемых площадей и их ценность;
- уровни токов КЗ;
- защита персонала от воздействия полей;
- опыт эксплуатации.

В зависимости от конкретных условий обоснование схем ПС может вестись при наличии или отсутствии заданных ограничений.

В первом случае выбор схемы может не иметь альтернативы.

В этом случае схемы стремятся выбирать так, чтобы при определенных расчетных отказах их элементов максимальный сброс генерирующей мощности был меньше допустимых сбросов. Данное условие является наиболее жестким ограничением.

При отсутствии ограничений решение принимается по следующей схеме: за основу берется наиболее простой, экономичный, отвечающий техническим требованиям вариант. Усложнение схемы осуществляется при наличии технико-экономических обоснований.

В соответствии с [2], главная схема электрических соединений выбирается с использованием типовых схем РУ. Нетиповые схемы могут быть применены только при наличии ТЭО.

Схемы РУ ПС при конкретном проектировании разрабатываются на основании схем развития энергосистемы и должны:

а) обеспечивать коммутацию заданного числа высоковольтных линий (ВЛ), трансформаторов и автотрансформаторов (Т) и компенсирующих устройств с учетом перспективы развития ПС;

б) обеспечивать требуемую надежность работы РУ исходя из условий электроснабжения потребителей в соответствии с категориями электроприемников и транзитных потоков мощности по межсистемным и магистральным связям в нормальном режиме без ограничения мощности и в послеаварийном режиме при отключенных нескольких присоединениях с учетом допустимой нагрузки оставшегося в работе оборудования;

в) учитывать требование секционирования сети и обеспечить работу РУ при расчетных значениях токов короткого замыкания;

г) обеспечивать возможность и безопасность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на отдельных элементах схемы;

д) обеспечивать требования наглядности, удобства эксплуатации, компактности и экономичности.

Схемы РУ должны позволять вывод отдельных выключателей и других аппаратов в ремонт, осуществляемый для РУ напряжением 330-750 кВ без отключения присоединений.

2Расчетная часть

Исходными данными для расчета являются схемы и номинальные напряжения участков воздушной линии

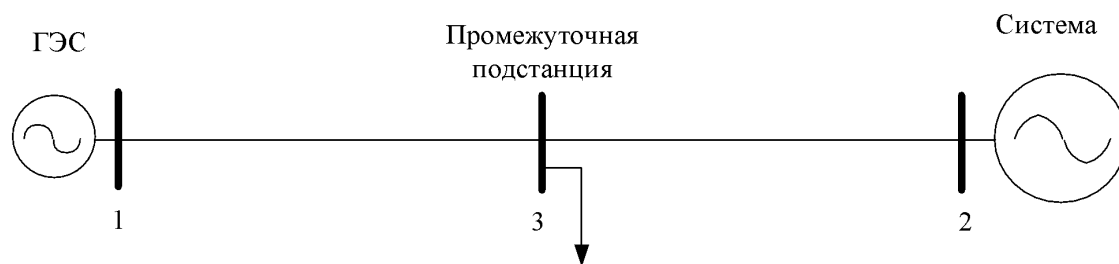


Рисунок 3.1– Схема дальней электропередачи

Для выбранных в практическом занятии 1 вариантов выполнения схемы дальней электропередачи, следует:

1. Выбрать схему РУ ГЭС

Вследствие обычного отсутствия значительного потребления энергии в районе сооружения ГЭС и ограниченности площадки для сооружения открытого распределительного устройства (ОРУ), наиболее рациональным является блочное соединение генераторов и повышающих трансформаторов, причем следует применять укрупненные блоки, когда к одному трансформатору присоединяются 2 генератора. При этом единичная мощность трансформатора блока выбирается такой, чтобы обеспечивалась трансформация полной номинальной мощности генераторов блока без учета перегрузочных возможностей трансформатора. Как правило, расширение РУ высшего напряжения ГЭС исключается, что позволяет применять простые и надежные схемы соединений кольцевого типа (многоугольники) с чередованием ветвей присоединения элементов.

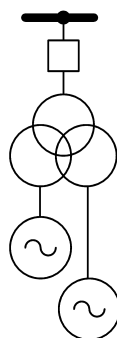


Рисунок 3.2 – Укрупненный блок «два генератора на трансформатор»

2. Выбрать схему РУ промежуточной подстанции

Схемы соединений промежуточной подстанции могут быть различными. Выбор той или иной схемы в основном зависит от того, какова величина мощности, распределяемой на высшем напряжении, совпадают ли номинальные напряжения ВЛ на двух участках электропередачи и каковы эти напряжения, а также от числа подходящих к подстанции линий и числа устанавливаемых автотрансформаторов.

При совпадающих напряжениях участков и сравнительно большой распределяемой мощности применяют типовые схемы многоугольников с числом присоединений не более шести. В этом случае распределяемая мощность передается в близлежащий район от пункта расположения подстанции по линиям того же номинального напряжения, что и ВЛ электропередачи, а на подстанции сооружается одно РУ.

Если число присоединений превышает шесть, то используются схемы связанных многоугольников или схемы с двумя системами сборных шин, когда устанавливаются три выключателя на 2 присоединения, 4 выключателя на 3 присоединения или 2 выключателя на каждое присоединение.

В случае относительно меньшей распределяемой мощности близлежащий район целесообразно снабжать энергией по линиям среднего номинального напряжения, с чем связана необходимость сооружения на подстанции двух РУ высшего и среднего напряжения, для которых выбираются типовые главные схемы в соответствии с классом напряжения и числом коммутируемых элементов. В этих случаях мощность трансформаторов (автотрансформаторов) и их число выбираются из расчета трансформации наибольшей мощности потребителей подстанции или потребителей подстанции и близлежащего района с учетом допустимых систематических и аварийных перегрузок в нормальном и послеаварийном режимах работы.

Когда номинальные напряжения участков электропередачи разные, мощность и число автотрансформаторов выбираются, исходя из

необходимости трансформации наибольшей суммарной мощности потребителей подстанции (с учетом или без учета потребителей района) и мощности, отдаваемой в систему или получаемой от нее. Отбор мощности в близлежащий район может осуществляться по ВЛ как высшего, так и среднего номинального напряжения в зависимости от величины отбираемой мощности. Схемы двух РУ выбираются согласно вышеприведенным рекомендациям при соблюдении условия, что отключение трансформаторов должно осуществляться не более чем тремя-четырьмя выключателями в пределах одного РУ, а отключение каждой ВЛ — не более чем двумя выключателями.

3 Выбрать схему присоединения электропередачи к подстанции приемной системы

Концевой подстанцией электропередачи является опорная подстанция приемной системы, для которой схема ОРУ заданного номинального напряжения неизвестна. Поэтому с целью сравнения вариантов можно условно принимать число дополнительно устанавливаемых выключателей равным числу цепей ВЛ второго участка тогда, когда номинальные напряжения ВЛ и опорной подстанции одинаковы. При несовпадающих напряжениях необходимо предусмотреть установку автотрансформаторов связи, выбор мощности и числа которых производится с учетом допустимых систематических и аварийных перегрузок, исходя из рассмотрения нормального режима наибольших нагрузок и послеаварийного режима при отключении одного из автотрансформаторов связи. В этом случае возникает необходимость в сооружении дополнительного РУ на территории или вблизи опорной подстанции приемной системы для коммутирования ВЛ второго участка и автотрансформаторов связи. Схема этого РУ выбирается аналогично схеме РУ промежуточной подстанции.

Ниже приведены примеры электропередачи с различными РУ ГЭС, промежуточной и концевой подстанций.



Рисунок 3.3– Схема соединения для ГЭС напряжением 500/110 кВ и промежуточной подстанции 500/110 кВ

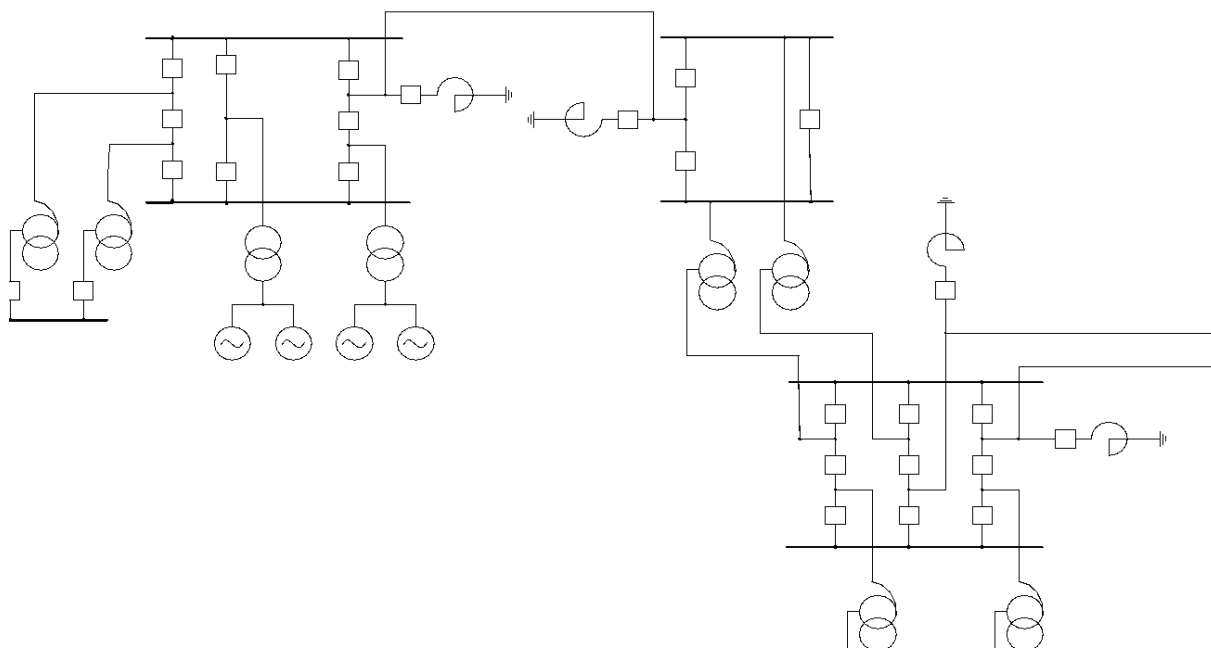


Рисунок 3.4 – Схема соединения для ГЭС напряжением 500/110 кВ и промежуточной подстанции 500/330/110 кВ

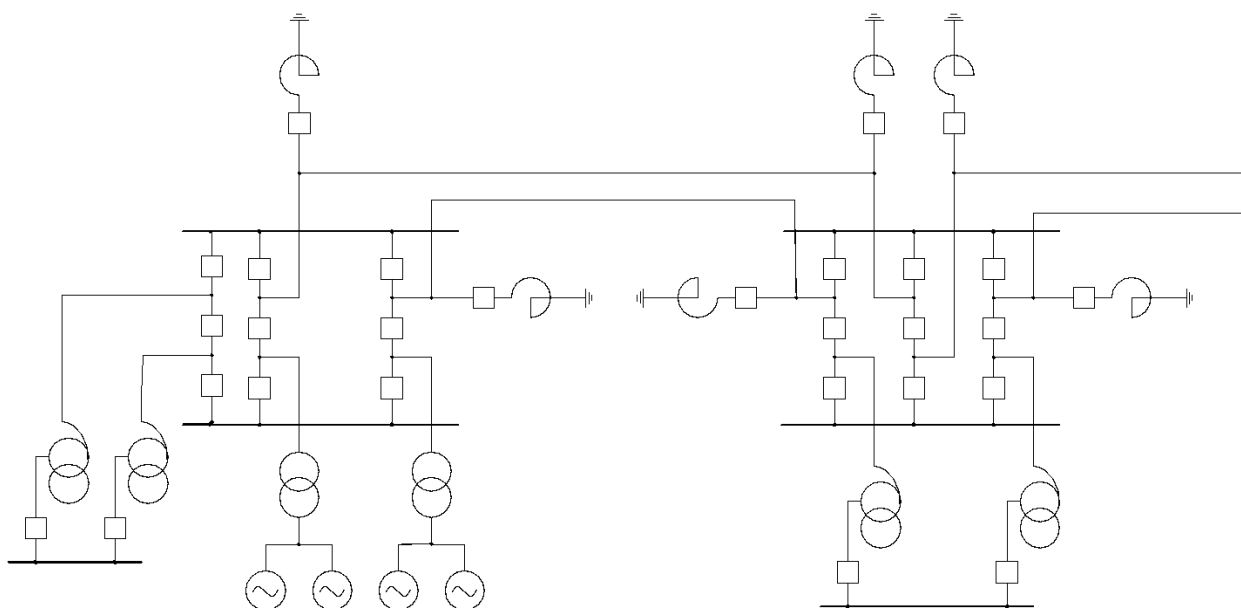


Рисунок 3.5 – Схема соединения для ГЭС напряжением 330/110 кВ и промежуточной подстанции 330/110 кВ

Практическое занятие 4

«Выбор силовых трансформаторов подстанций электропередачи»

Цель работы: Овладеть навыками выбора схем и определения режимных параметров электропередачи

1 Методическое обеспечение

Трансформаторы сверхвысокого напряжения (СВН) играют важнейшую роль в передаче больших потоков энергии на значительные расстояния. Обычно к ним относятся трансформаторы генераторные и сетевые (в том числе, автотрансформаторы с номинальным напряжением 330-750кВ).

Трансформаторы на напряжение 1150 кВ принято называть трансформаторами ультравысокого напряжения (УВН).

Характерной особенностью силовых трансформаторов высших классов напряжения является необходимость увеличения единичной мощности по сравнению с трансформаторами более низких классов напряжения. Это вызвано экономическими соображениями в связи со значительным увеличением пропускной способности линии электропередач (ЛЭП) более высокого напряжения. Современные автотрансформаторы СВН оборудованы устройствами автоматического регулирования напряжения под нагрузкой (РПН), имеют необходимую динамическую стойкость, высоконадежные вводы и сниженные потери.

Количество и мощность трансформаторов и автотрансформаторов выбирается исходя из характерных особенностей электрической сети в районе сооружения объекта, так, чтобы при отключении наиболее мощного из них на время ремонта или замены оставшиеся в работе, с учетом их допустимой по техническим условиям на трансформаторы перегрузки и резерва по сетям СН и НН, обеспечивали питание нагрузки.

Допускается работа с одним трансформатором, если при выводе его из работы обеспечивается необходимая резервная мощность на стороне среднего или низкого напряжения ПС.

Автотрансформаторы 500 кВ могут выполняться в однофазном, либо трехфазном исполнении в зависимости от характерных особенностей объекта.

На ПС с одной группой однофазных автотрансформаторов должна устанавливаться резервная фаза.

На ПС с двумя автотрансформаторными группами вариант с установкой резервной фазы должен обосновываться технико-экономическим расчетом. Для ПС 500 кВ, расположенных в северных труднодоступных районах, установка резервной фазы является обязательной независимо от количества трансформаторных групп.

Все трансформаторы можно разделить на следующие группы:

- двухобмоточные трансформаторы 220- 750 кВ;
- автотрансформаторы (АТ) 220-750 кВ;
- двухобмоточные трансформаторы 220-330 кВ с РПН;
- трехобмоточные трансформаторы 220 кВ с РПН.

Блочные (генераторные) двухобмоточные трансформаторы напряжением 330 кВ - трехфазными мощностью от 125 до 1250 МВА, напряжением 500 кВ - трехфазными мощностью от 250 до 1000 МВ А, однофазными мощностью 417 и 533 МВА, напряжением 750 кВ - однофазными мощностью 417 МВА.

Автотрансформаторы 330/110 кВ и 330/150 кВ-трехфазными мощностью от 125 до 400 МВА, 330/220 кВ - однофазными мощностью 133 МВА.

АТ 500/220 кВ с РПН 220 кВ выполняются однофазными мощностью 167 и 267 МВ·А, 500/110 кВ и 500/220 кВ без третичной обмотки с РПН в нейтрали выполняются трехфазными мощностью соответственно 250 и 500 МВА.

АТ 750/330 и 750/500 с РПН в нейтрали выполняются только однофазными, например, мощностью соответственно 300 и 417 МВА.

Мощности двухобмоточных трансформаторов 220-330 кВ с РПН и расщепленными обмотками НН составляют от 32 МВА до 160 МВ А (220 кВ), 40 и 63 МВ-А (330 кВ).

Выбор трансформаторов заключается в определении их количества, типа и номинальной мощности. Выбор количества трансформаторов

зависит от требований к надежности электроснабжения питающихся от подстанции потребителей и является, таким образом, технико-экономической задачей.

При проектировании на подстанциях всех категорий предусматривается, как правило, установка двух трансформаторов с устройствами регулирования напряжения под нагрузкой для обеспечения встречного регулирования напряжения в питающихся от них электрических сетях (ТРДН, ТРДЦН и т.д.).

Мощность трансформаторов выбирается по нагрузочной способности и величине максимальной расчетной нагрузки потребителей, ожидаемой в конце пятого года эксплуатации подстанции. Исходя из допустимой перегрузки на время максимума нагрузки на 40%, мощность каждого из двух трансформаторов выбирается равной 0,65-0,7 максимальной нагрузки подстанции для обеспечения питания всех потребителей при аварийном выходе одного трансформатора.

Применение однотрансформаторных подстанций допускается:

- для питания неответственных потребителей, которые допускают перерыв в электроснабжении на время, достаточное для замены поврежденного трансформатора. Такое решение требует экономического обоснования с обязательной оценкой ожидаемого народнохозяйственного ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителям.
- на начальном этапе сооружения (не менее 3 лет) двухтрансформаторной подстанции при постепенном росте нагрузки и наличии резервирования по сетям вторичного напряжения.
- при дроблении подстанции для питания узла с большой сосредоточенной нагрузкой, когда возможно резервирование каждой из однотрансформаторных подстанций по сети низкого или среднего напряжения, которое может включаться вручную и автоматически, или при наличии централизованного «холодного резерва» (оборудование смонтировано, подключено, готово к работе).

Основанием для применения на подстанции более двух трансформаторов являются:

- необходимость выделения ударной нагрузки промышленного потребителя.
- целесообразность использования на подстанции двух средних напряжений.
- недостаточная предельная мощность двух трансформаторов для покрытия нагрузки узла.

2Расчетная часть.

Исходными данными для расчета являются номинальные напряжения и нагрузки подстанций электропередачи

На основании практических занятий №№1,2,3 следует:

1. Произвести выбор трансформаторов ГЭС

Выбор трансформаторов ГЭС осуществляется на основании выбранной схемы присоединения генераторов ГЭС к трансформаторам. Мощность повышающего станционного трансформатора определяется как суммарная мощность генераторов, подключенных к его обмотке низкого напряжения и коэффициента мощности генератора. При выборе марки трансформатора необходимо соблюдать соответствие номинальных напряжений заданной марки генератора и обмотки низкого напряжения выбираемого трансформатора.

$$S_{\text{тр}} = \frac{P_{\Sigma\text{ген}}}{\cos\varphi_{\text{ген}}} \quad (4.1.)$$

Мощность автотрансформатора связи определяется исходя из заданного значения отбора мощности с шин среднего напряжения станции, которое ввиду удаленности местной нагрузки принимается равным 330 кВ.

$$S_{\text{тр}} = \frac{P_{\text{отб}}}{1,4 \cdot \cos \varphi_{\text{отб}}} \quad (4.2.)$$

2. Произвести выбор трансформаторов промежуточной подстанции

Ввиду того, что по условиям надежности электроснабжения потребителей промежуточной подстанции требуется установка двух трансформаторов, их мощность должна быть определена по условию 40% перегрузки по известному выражению

$$S_{\text{тр}} = \frac{S_{\text{сн}}}{1,4} \quad (4.3)$$

Мощность, протекающая через трансформатор, определяется мощностью, потребляемой с шин среднего напряжения, поскольку отпуск мощности с шин низкого напряжения по условию не предусматривается. Мощность, потребляемая с шин среднего напряжения, зависит от принятой для рассматриваемого варианта схемы подстанции.

Так, при схеме, когда второй участок электропередачи подключается к шинам среднего напряжения, мощность, потребляемая с них, будет рассчитываться как сумма мощностей потребителей промежуточной подстанции и второго участка линии электропередачи.

В зависимости от указанного в задании значения номинального напряжения отходящей от шин среднего напряжения сети электроснабжения потребителей промежуточной подстанции может потребоваться

дополнительная трансформация напряжения, если номинальное напряжение на шинах среднего напряжения трансформаторов, подключенных к шинам высокого напряжения подстанции, не будет совпадать с ним. Таким образом, потребуется установка еще двух трансформаторов, обеспечивающих требуемое номинальное напряжение сети электроснабжения потребителей. Мощность трансформаторов, обеспечивающих дополнительную трансформацию, определяется аналогичным образом, при этом мощность, потребляемая с шин среднего напряжения, определяется на основании указанной в задании мощностью нагрузки потребителей и коэффициентом мощности.

3. Произвести выбор трансформаторов для подключения электропередачи к опорной подстанции приемной системы

Если номинальные напряжения второго участка электропередачи и приемной системы совпадают, то отпадает необходимость установки дополнительных трансформаторов и строительства ОРУ приемной системы. Если это условие не выполняется, то требуется установка трансформаторов на подстанции приемной системы. Выбор их осуществляется на основании приведенных выше правил, мощность однозначно определяется на основании полученных ранее значений активной и реактивной мощности, протекающих по второму участку линии электропередачи.

Практическое занятие 5

Подготовка исходной информации для расчета режимов ДЭП СВН

Цель работы: Овладеть навыками выбора схем и определения режимных параметров электропередачи

1 Методическое обеспечение

Параметры, характеризующие установившиеся режимы, существенно зависят от таких показателей, как длина ЛЭП, передаваемая активная мощность, номинальное напряжение передачи, количество промежуточных подстанций.

Задачей анализа режимов является техническое обоснование соотношений параметров режимов и выявление их оптимальных значений при учете требований и ограничений технического характера.

Расчеты режимов подразделяются на два вида: эксплуатационные и проектные. Первые обеспечивают наиболее выгодные соотношения параметров режимов и выявление их оптимальных значений. Вторые позволяют найти наиболее рациональные решения с точки зрения необходимого оборудования на ДЭП и обосновать их экономически.

В большинстве случаев нет необходимости обследовать всю совокупность возможных режимов. Важно проанализировать те из них, которые предъявляют наиболее высокие требования к оборудованию или могут вызвать наибольшие ограничения. Если в этих режимах выдержать все условия, то можно быть уверенными, что и в других режимах, находящихся внутри этой области (совокупности) обеспечится нормальная работа ЛЭП. Такими ограничивающими режимами являются режимы наибольших и наименьших нагрузок ДЭП.

В соответствии с задачами расчета режимов ДЭП существует два способа задания исходной информации:

1. Задание активной мощности в начале (конце) ЛЭП (P_1 и P_2), напряжений по концам (U_1 и U_2) и на шинах промежуточных подстанций (U_i $i=1.2...$). При этом проверка баланса реактивной мощности на

подстанциях ДЭП позволит решить вопрос о месте установки и значении мощности компенсирующих устройств на линии.

2. Задание P_1, Q_1, U_1 (или P_2, Q_2, U_2). Последовательно находятся напряжения на промежуточных подстанциях. Выход значения напряжения на одной из них за допустимые пределы указывает на необходимость изменения поток реактивной мощности данного участка установкой КУ на предыдущей подстанции. При расчете режимов ДЭП определяются также потери мощности во всех ее элементах.

На ДЭП СВН могут иметь место отборы мощности, реакторы, УПК и другое оборудование.

2Расчетная часть

Расчеты и оптимизация режимов электропередачи выполняются с помощью программного комплекса RastrWin.[\[1\]](#).

1.

Перед проведением расчетов нужно подготовить исходные данные по схеме замещения, нагрузкам и генераторам в форме, понятной в RastrWin3.
[\[2\]](#).

Для этого следует нарисовать схему замещения электропередачи с указанием всех узлов и ветвей.

Для узла нагрузки промежуточной подстанции примем активную и реактивную мощность потребления для четырех режимов. Для генераторного узла (генераторы ГЭС) определим активную мощность генерации для зимы и лета, пределы регулирования реактивной мощности ($Q_{\min} \div Q_{\max}$) и заданный (фиксированный) модуль напряжения ($V_{\text{зд}}$).

Минимальная реактивная мощность $Q_{\min}$ соответствует $\cos\varphi = 0,97$ ($\text{tg}\varphi = 0,25$) при опережающем токе и задается со знаком «минус», а максимальная $Q_{\max}$, как правило, $\cos\varphi = 0,85$ ($\text{tg}\varphi = 0,62$) при отстающем токе и задается положительной.

При наличии в узле шунтов на землю – шунтирующих реакторов (ШР) – определить их проводимость (в микросименсах) и нанести на схему.

$$B_{\text{ш}} = \frac{Q_p}{U_{\text{номр}}^2}, \quad (5.1)$$

где Q_p – мощность реактора;

$U_{\text{номр}}$ – номинальное напряжение реактора.

Для линий электропередачи (ЛЭП) определить продольное сопротивление и проводимость на землю (проводимость задается в микросименсах и емкостный характер отражается знаком «минус»). Параметры схемы замещения ЛЭП определяются с учетом эффекта распределенности по формулам:

$$R_{\text{л}} = \frac{1}{n} r_0 l \left(1 - \frac{\lambda^2}{3} \right) X_{\text{л}} = \frac{1}{n} x_0 l \left(1 - \frac{\lambda^2}{6} \right) B_{\text{л}} = n b_0 l \left(1 + \frac{\lambda^2}{12} \right) \quad (5.2)$$

где: r_0, x_0, b_0 – удельные параметры для провода ЛЭП;

n – число цепей линии;

l – длина линии (км);

$\lambda = l \sqrt{x_0 b_0}$ – волновая длина линии (рад).

Для трансформаторов определить сопротивление $R+jX$, приведенное к стороне ВН, проводимость шунта на землю $G+jB$ и коэффициент трансформации, равный отношению низшего номинального напряжения к высшему (т.е. коэффициент трансформации будет меньше единицы).

Сопротивления и проводимости определяются с учетом количества параллельно работающих трансформаторов.

$$g_{\text{т}} = \frac{\Delta P_x \cdot n_{\text{тр}}}{U_{\text{ном}}^2}, \quad (7.3)$$

$$b_{\text{т}} = \frac{\Delta Q_x \cdot n_{\text{тр}}}{U_{\text{ном}}^2}, \quad (7.4)$$

где $\Delta P_x, \Delta Q$ – активные и реактивные потери холостого хода трансформатора взяты по данным справочника [3];

$n_{\text{тр}}$ – количество групп трансформаторов на подстанции;

$U_{ном}$ – номинальное высшее напряжение трансформатора.

2.В качестве лансирующего узла (База) рекомендуется задать шины энергосистемы; модуль напряжения в нем принимается равным номинальному.

Для этого узла определить для всех режимов ограничение по реактивной мощности Q_{max} , получаемой из системы из условия

$$\cos\varphi_c \geq 0,92 \text{ (} \operatorname{tg}\varphi_c \leq 0,43 \text{)}.$$

При этом для каждого режима приближенно определяется активная мощность, поступающую в систему, как разность между активной мощностью, выдаваемой ГЭС в электропередачу, и активной мощностью потребителей промежуточной подстанции. По полученному значению P_c определяется $Q_{max} = P_c \cdot \operatorname{tg}\varphi_c$.

3.Кроме данных об узлах и ветвях выполняется подготовка данных для выполнения расчетов по оптимизации режимов.

Для проведения оптимизации в исходных данных должны быть заданы узлы с источниками реактивной мощности и регулируемые трансформаторы.

Узел считается источником реактивной мощности, если в нем задано $Q_{min} < Q_{max}$, и $U_{min} \leq U_{ном} \leq U_{max}$.

В таком узле программа может изменять заданный модуль напряжения ($U_{ном}$).[\[1\]](#)

Ветвь считается регулируемым трансформатором, если в ней задано $K_{tmin} \leq K_t \leq K_{tmax}$. В такой ветви программа будет изменять коэффициент трансформации.[\[1\]](#)

Узлы считаются контролируемыми по напряжению, если в них задано $U_{min} < U_{max}$. В таких узлах расчетное напряжение в исходном режиме может не попадать в диапазон $U_{min} \div U_{max}$. Тогда в ходе оптимизации будет осуществлен ввод режима в допустимую область.

4. Минимальный уровень напряжения $U_{\min}$ определяется возможностями РПН трансформаторов увеличить уровень напряжения у потребителя до приемлемого значения, а максимальный уровень $U_{\max}$ обусловлен допустимым максимальным рабочим напряжением.

5. Коэффициенты трансформации $K_{\min}$ и $K_{\max}$ определяются по паспортным данным РПН трансформаторов [1]. Также следует определить диапазоны изменения коэффициентов трансформации трансформаторов $K_{\min} \div K_{\max}$, с помощью которых может осуществляться оптимизация режима. Для этих же трансформаторов следует подготовить данные по ступеням изменения K_T (анцапфам).

Ниже приведен пример формирования расчетной схемы замещения и данных для расчетов режима и оптимизации.

Пример расчета

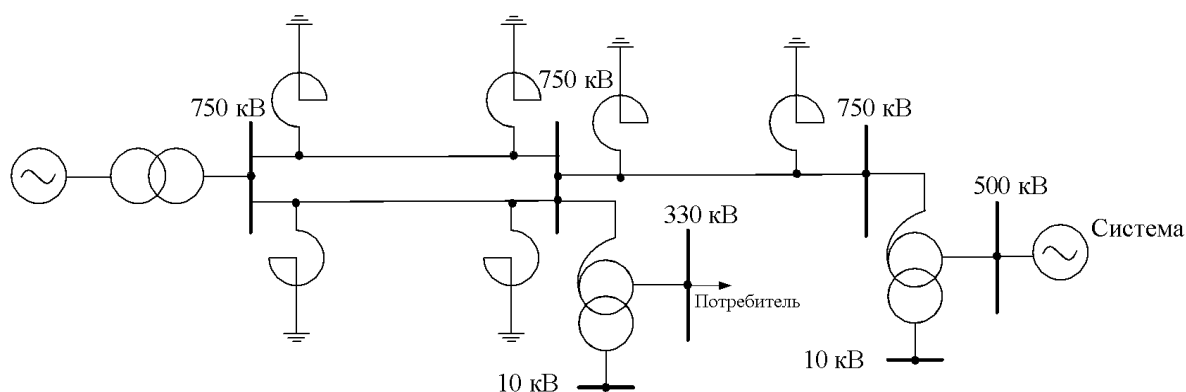


Рисунок 5.2 – Схема электропередачи

Согласно вышеописанным правилам составляем схему замещения электропередачи (рисунок 5.2).

На схеме замещения (рисунок 5.3) номера узлов указаны жирным шрифтом с подчеркиванием. Мощности генерации и нагрузки на схеме указаны для режима зимнего максимума.

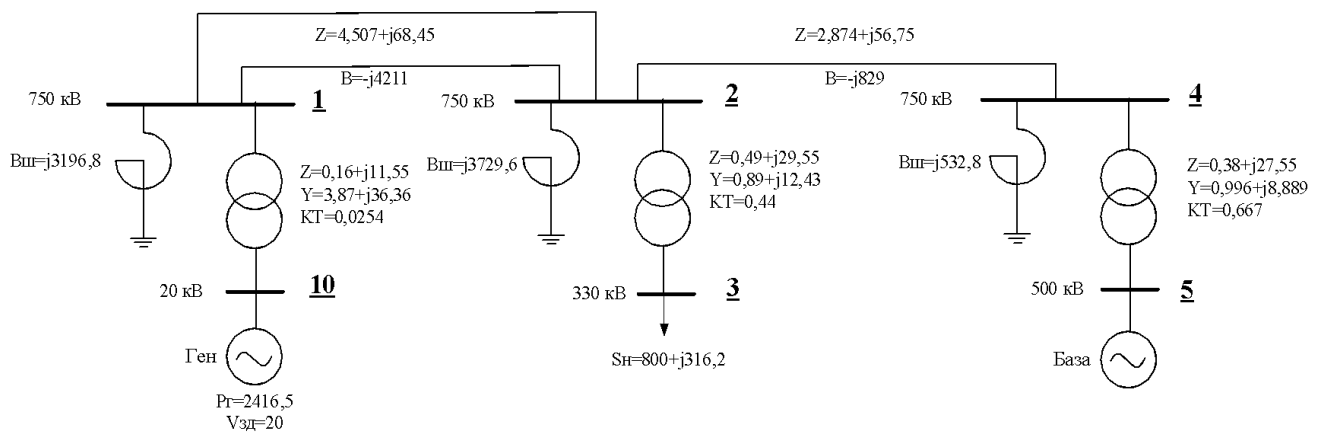


Рисунок 5.3 – Схема замещения сети для представления в программе RastrWin.

Сопротивления X_L и B_L рассчитаны по известным, при этом

$$\lambda_{1-3} = 0,544, \lambda_{3-2} = 0,761 \text{ рад.}$$

Тогда активное сопротивление равно:

$$R_{л1-3} = \frac{1}{2} \cdot 0,02 \cdot 500 \cdot \left(1 - \frac{0,544^2}{3}\right) = 4,508 \text{ Ом}, R_{л3-2} = 0,0146 \cdot 200 \cdot \left(1 - \frac{0,761^2}{3}\right) = 2,812 \text{ Ом.}$$

В соответствии с рекомендациями составим таблицу данных по узлам и ветвям схемы

Таблица 5.1 – Данные об узлах генерации и нагрузки

Режим	ГЭС			Потребитель		Система
	P_r	$Q_{\min}$	$Q_{\max}$	P_n	Q_n	$Q_{\max}$
Зима максимум	2416, 5	-604,12 5	1498,23	800	316,2	695,095
Зима минимум	2416, 5	-604,12 5	1498,23	400	158,1	867,095
Лето максимум	1606, 5	-401,62 5	996,03	640	252,9	415,595
Лето минимум.	1606, 5	-401,62 5	996,03	240	94,9	587,595

Таблица 5.2 – Данные о ветвях

Тип	R	X	G	B	K _т
Трансформатор	0,16	11,55	3,875	36,356	0,0254
ЛЭП	4,508	68,449	-	-4211	-
ЛЭП	2,874	56,75	-	-829	-
Трансформатор	0,49	29,55	0,889	12,434	0,44
Трансформатор	0,38	27,55	0,996	8,896	0,667

Данные об узлах, необходимые для расчета режима зимнего максимума в программе RastrWin, приведены в таблице 5.3.

Таблица 5.3– Данные об узлах

Тип	№	Название	U _{но} м	P _н	Q _н	P _г	V _з д	Q _м in	Q _{max}	B _ш
Нагрузочный	1	ВН ГЭС	75 0	-	-	-	-	-	-	2131, 2
Нагрузочный	2	ВН промежут . ПС	75 0	-	-	-	-	-	-	2131, 2
Нагрузочный	3	СН промежут . ПС	33 0	80 0	316 ,2	-	-	-	-	-
Нагрузочный	4	Шины ВН системы	75 0	-	-	-	-	-	-	-
База	20	Система	50 0	-	-	-	50 0	-	695,0 95	-

Генерирующ ий	10	Генератор ы	20	-	-	241 6,5	20	-604, 13	1498, 23	-
------------------	----	----------------	----	---	---	------------	----	-------------	-------------	---

Данные о ветвях, необходимые для расчета режима зимнего максимума в программе RastrWin, приведены в таблице 5.4.

Таблица 5.4– Данные о ветвях

Тип	N _{нач}	N _{кон}	R	X	G	B	K _T
Трансформатор	1	10	0,16	11,55	3,875	36,356	0,0254
ЛЭП	1	2	4,507	68,449	-	-4211	-
ЛЭП	2	4	2,874	56,75	-	-829	-
Трансформатор	2	3	0,49	29,55	0,889	12,434	0,44
Трансформатор	4	5	0,38	27,55	0,996	8,896	0,667

В таблице 5.4 для трансформаторных ветвей в качестве номера начала ветви N_{нач} указан номер узла ВН трансформатора, т.к. параметры ветви (сопротивления и проводимости) считаются приведенными к этому напряжению.

В таблице 5.5 приведены значения напряжений $U_{\min}$ и $U_{\max}$ для рассматриваемого примера.

Таблица 5.5– Задаваемые диапазоны напряжений в узлах

Узел	$U_{\min}$	$U_{\max}$
1	675	787,5
2	675	787,5
3	297	346,5
4	675	787,5
5	450	525
10	18	21

В таблице 5.6 приведены данные для рассматриваемого примера, в котором трансформаторы имеют РПН.

Таблица 5.6– Диапазоны регулирования K_T

$N_{\text{нач}}$	$N_{\text{кон}}$	$K_{\text{тmax}}$	$K_{\text{тmin}}$
2	3	0,386	0,484
4	5	0,618	0,703

Таблица 5.7– Информация по анцапфам

N_{b} d	Ти п	Мест о	Кне йт	$V_{\text{н}}$ р	$V_{\text{р}}$ ег	$N_{\text{ан}}$ ц	Шаг	$N_{\text{ан}}$ ц	Ша г
1	РП Н	ВН	1	330	750	20	-0,6 1	20	0,49 5
2	РП Н	ВН	1	500	750	20	-0,3 65	20	0,27

Практическое занятие 6

«Расчет и анализ исходных режимов и их оптимизация»

Цель работы: Овладеть навыками выбора схем и определения режимных параметров электропередачи

1 Методическое обеспечение

Нормальным режимом работы энергосистемы называется режим, при котором обеспечивается электроснабжение всех потребителей и качество электрической энергии (качество частоты и напряжения в установленных пределах). К основным параметрам нормального режима относятся: частота переменного тока в системе; напряжения, токи, потоки активной и реактивной мощности в узлах системы; токи, потоки активной и реактивной мощности в ветвях схемы сети (в линиях и трансформаторах); активная и реактивная мощность электростанций; реактивная мощность компенсирующих устройств.

Управление нормальными режимами энергосистемы можно условно разделить на три вида:

- 1) управление режимами для обеспечения надежности электроснабжения;
- 2) управление частотой и активной мощностью для

обеспечения экономичности энергосистемы и качества электроэнергии по частоте;

3) управление напряжением и реактивной мощностью для обеспечения экономичности режимов электрических сетей и качества электроэнергии по напряжению.

Основными особенностями электропередач является мгновенная передача энергии от источников к потребителям и невозможность накапливания выработанной электроэнергии в заметных количествах. Эти свойства определяют одновременность процесса выработки и потребления электроэнергии. При генерации и потреблении энергии на переменном токе равенству вырабатываемой и потребляемой энергии в каждый момент времени отвечает соответственно равенство вырабатываемой и потребляемой активной и реактивной мощностей.

Оптимизация режима по напряжению, реактивной мощности и коэффициентам трансформации является частью комплексной задачи оптимизации режима "по всем переменным", т. е. задачи экономического распределения активных и реактивных мощностей с учетом ограничений по надежности и качеству энергии. Однако влияние основных переменных – активных мощностей электростанций – на распределение реактивных мощностей весьма значительно, а обратное влияние относительно невелико. Этим оправдывается практическое решение задачи оптимизации режима по напряжению, реактивной мощности и коэффициентам трансформации как задачи "дооптимизации" режима при заданном распределении активных мощностей.

Равенство генерируемой и потребляемой реактивной мощности выполняется в любом установившемся режиме работы электрической сети и определяет ее режим напряжений. Всякое изменение генерации или потребления реактивной мощности приводит к нарушению установившегося баланса и изменению уровня напряжения. В результате устанавливается новое состояние равновесия между потреблением реактивной мощности и ее

генерацией, но уже при новом уровне напряжения в электрической сети. При недостатке источников реактивной мощности баланс будет сопровождаться пониженными напряжениями в узлах, а при избытке – напряжения в узлах будут повышаться. Поэтому на практике под балансом реактивной мощности понимают не просто равенство генерируемой и потребляемой реактивной мощности, а их равенство при условии допустимого режима напряжения во всех узлах электрической сети при всех режимах ее работы.

Если уровень напряжения в сети выйдет за рамки допустимого, необходимо принять меры для введения режима напряжений в допустимую область. Это может быть достигнуто, например, изменением генерации реактивной мощности. Наименьшее значение генерируемой реактивной мощности, которая должна быть подключена в узле, чтобы режим напряжений вошел в допустимые пределы, называется дефицитом реактивной мощности. Под резервом реактивной мощности понимают наибольшее значение реактивной мощности, которая может дополнительно потребляться в данном узле при допустимых отклонениях напряжения. Таким образом, задачи обеспечения баланса реактивной мощности и регулирования напряжения в электрических системах являются взаимосвязанными как по физической природе явлений, так и по применяемым для этого техническим средствам решения этих задач.

Оптимизации режима по напряжению и реактивной мощности заключается в определении такого установившегося режима электрической системы, при котором были бы выдержаны технические ограничения, и потери активной мощности в сети были бы минимальными.

При решении задачи оптимизации режима по напряжению и реактивной мощности считаются заданными активные мощности электрических станций, за исключением станции в узле баланса, а также активные и реактивные мощности узлов нагрузки. При оптимизации учитываются ограничения по напряжениям во всех узлах, в том числе и в узлах нагрузки, по реактивным

мощностям генерирующих источников, по коэффициентам трансформации трансформаторов, а также по токам в контролируемых линиях.

2Расчетная часть

Расчет режима выполняется в программе RastrWin.

Целью расчета исходного режима является выявление оптимального количества включенных реакторов на линиях электропередач. При этом напряжения должны находиться в допустимых пределах.

При расчете исходных режимов в результате получаем оптимальное количество и места расположения реакторов по условию наименьших потерь активной мощности в сети и нахождении уровня напряжения в допустимых пределах.

Для найденных оптимальных режимов рассчитаем снижение потерь активной мощности по сравнению с исходным режимом:

$$\delta P = \Delta P_{\text{исх}} - \Delta P_{\text{опт}}. \quad (.1)$$

С целью уменьшения потерь электроэнергии и как следствие уменьшение себестоимости на ее передачу можно использовать РПН трансформаторов для повышения напряжения. Что в свою очередь более плавно изменяет напряжение передачи в отличии от реакторов.

1.Перед началом расчетов оптимальных режимов следует для трансформаторных ветвей с РПН указать соответствие регуляторов внесенным в базу данных анцапф. Для этого в таблице **Ветви** в колонке «БД_анц» необходимо указать соответствующие номера.

2.Расчет оптимального режима выполняется ПК RastrWin после выбора меню **Расчеты – ОптимизацияQ/V** или нажатия соответствующей «иконки» на панели.

В результате оптимизации режима ПК выдает оптимальные значения коэффициентов трансформации трансформаторов с РПН (в колонке «Кт/г» таблицы **Ветви**) и соответствующие им анцапфы (в колонке «N_анц»), а также оптимальные уровни напряжения в узлах с ИРМ (колонки «V» или «V_зд» в таблице **Узлы**).

Если при анализе результатов оптимизации обнаружено нарушение ограничений по напряжению хотя бы в одном узле выходит за пределы

$V_{imin} \leq V_i \leq V_{imax}$, то данный режим не является оптимальным.

Для введения режима в допустимую область существует два способа:

- Ужесточение штрафа за выход напряжения за допустимые пределы путем увеличения штрафного коэффициента $K_{ш}$ вплоть до нескольких тысяч (меню **Расчеты – Параметры – Оптимизация**).
- Изменение заданных пределов V_{imin} , V_{imax} , Q_{min} , Q_{max} в сторону их ужесточения.[1]

Считая, что энергосистема в состоянии поддерживать на шинах приемной подстанции любое напряжение в допустимых пределах, следует путем проведения вариантных расчетов для каждого из четырех нормальных режимов определить такое значение напряжения в базисном узле, которое обеспечивает минимум потерь активной мощности. Для этого следует изменять значение «V» в этом узле в таблице **Узлы**, выполнять расчет оптимизации режима и добиться максимального по модулю значения «Pg» для этого узла при выполнении всех ограничений.

3Пример расчета

Таблица 6.1– Результаты расчета исходных режимов

Режим	$\Delta P_{исх}$, МВт	Количество включенных ШР		
		ВН ГЭС	ВН ПрПС	Система
Зима максимум	68,73	4	4	0
Зима минимум	75,26	4	4	0
Лето максимум	31,74	4	5	1
Лето минимум	36,76	4	5	2

Таблица 6.2– Номера регуляторов

$N_{\text{нач}}$	$N_{\text{кон}}$	БД_анц
2	3	1
4	5	2

Таблица 6.3– Оптимальные уровни напряжений и потерь мощности

Режим	Узел	Название	$U_{\text{опт}}, \text{кВ}$	$\Delta P_{\text{опт}}, \text{МВт}$	$\delta P, \text{МВт}$
Зима максимум	1	ВН ГЭС	774,58	66,11	2,62
	2	ВН Пром. ПС	747,04		
	5	Шины ВН Системы	776,53		
Зима минимум	1	ВН ГЭС	784,11	72,16	3,1
	2	ВН Пром. ПС	752,69		
	5	Шины ВН Системы	767,21		
Лето максимум	1	ВН ГЭС	786,82	30,05	1,69
	2	ВН Пром. ПС	755,02		
	5	Шины ВН Системы	774,72		
Лето минимум	1	ВН ГЭС	786,64	34,63	2,13
	2	ВН Пром. ПС	756,36		
	5	Шины ВН Системы	765,62		

Как видно из таблицы путем оптимизации режима с помощью РПН трансформаторов можно добиться снижения уровня потерь активной энергии в сети от 1,69 до 3,1МВт·ч, в зависимости от времени года и загрузки сети.

По методу оперативных расчетов определим снижение потерь электроэнергии за год:

$$W_{\text{год}} = \sum_{i=1}^4 \delta P_i \cdot t_i = (2040 \cdot 2,62 + 2040 \cdot 3,1) + (2340 \cdot 1,69 + 2340 \cdot 2,13)$$

Таблица 6.4– Оптимальные коэффициенты трансформации

Режим	Ветвь	$K_{\text{Топт}}$	N анцапфы
Зима максимум	2 – 3	0,44	21
	4 – 5	0,633	1

Зима минимум	2 – 3	0,443	22
	4 – 5	0,642	7
Лето максимум	2 – 3	0,445	23
	4 – 5	0,633	1
Лето минимум	2 – 3	0,417	10
	4 – 5	0,633	1

Практическое занятие 7

«Расчет аварийных режимов, режима холостого хода и режима синхронизации»

Цель работы: Овладеть навыками выбора схем и определения режимных параметров электропередачи

1 Методическое обеспечение

Кроме длительно существующих нормальных и послеаварийных режимов (отключение одной цепи или одного участка на параллельных цепях, одной из группы параллельно работающих трансформаторов), по которым определяются технико-экономические показатели ДЭП, в электропередаче могут иметь место и некоторые непродолжительные режимы. Их нельзя считать аварийными, т.к. они возникают на неповрежденной линии, когда оборудование находится в нормальном состоянии, но они в то же время не являются нормальными. Поэтому их называют особыми режимами.

К особым режимам ДЭП переменного тока относятся:

1. Режимы очень больших нагрузок и форсировок, режимы асинхронного хода, когда выпавший из синхронизма генератор (или группа генераторов), работая как асинхронный, выдает активную мощность и потребляет некоторую реактивную мощность.

2. Режимы при отключении одной из фаз ДЭП или трансформатора(работа на «двух фазах» или «пяти фазах» при двухцепной передаче)

3. Режимы работы малозагруженных линий, режимы холостого хода.

4. Режимы самовозбуждения генераторов, СД, и АД.

Несмотря на относительную кратковременность, эти режимы могут иметь важное значение и должны учитываться при проектировании и эксплуатации.

При холостом режиме ДЭП на ней возникают разнообразные явления:

- повышение напряжения, возникающие при несимметричном к.з. (динамические перенапряжения)

- повышение напряжения во время переходного процесса, при включении открытой на конце линии

- коммутационные перенапряжения, появляющиеся при повторном зажигании дуги в выключателях во время отключения или большого емкостного тока холостой линии и т.д.

Для установившегося режима холостого хода характерно повышение напряжения на открытом конце линии, перегрузки генераторов реактивным током, самовозбуждение генераторов.

Основной особенностью режима холостого хода ЛЭП СВН является наличие большой избыточной реактивной мощности, генерируемой линией, и как следствие, повышение напряжения. Наиболее тяжёлые условия создаются при односторонних включениях и отключениях линии. Главной причиной большого повышения напряжения в конце линии является то, что распределение потока по линии предельно несимметрично, то есть мощности, генерируемые отдельными участками линии, могут стекать с линии только в одном направлении – к шинам подстанции.

При осуществлении холостых режимов дальних электропередач возникает ряд трудностей. Зарядная мощность линии может значительно превышать номинальную мощность генератора, подключаемого к передаче, что приведёт к недопустимой его перегрузке. С наличием большой зарядной мощности связано и повышение напряжения на линии электропередачи. Так, напряжение в конце линии, работающей на холостом ходу при неполной компенсации её зарядной мощности, значительно превышает напряжение в начале передачи. Следовательно, для осуществления синхронизации удалённой станции и приёмной системы обычными методами необходимо понижать напряжение в начале передачи или устанавливать компенсирующие устройства на её конце. Снижение же напряжения в начале дальней электропередачи может затрудняться самовозбуждением генераторов, а желательная, с точки зрения устранения перегрузки и предотвращения самовозбуждения параллельная работа нескольких мало загруженных генераторов, несущих ёмкостную нагрузку, может затрудняться их неустойчивостью.

2Расчетная часть

Расчеты послеаварийных (вынужденных) режимов

В качестве послеаварийного рассматривается наиболее тяжелый режим передачи, возникающий при отключении одной цепи на том участке передачи, по которому передается наибольшая мощность. Если оба участка электропередачи выполнены одноцепными, в качестве послеаварийного рассматривается режим отключения одного автотрансформатора на промежуточной подстанции. При этом изменяются перетоки реактивных мощностей, возрастают токи в фазах оставшихся в работе участков передачи, снижаются напряжения в узловых точках передачи, уменьшается ее пропускная способность.

Задачей расчета в данном случае является определение допустимости такого режима и выбор средств, обеспечивающих работу передачи.

ветвей должны быть соответствующим образом изменены в таблице Ветви.

Синхронизационные режимы передачи

Под синхронизационным режимом понимается режим одностороннего включения передачи, когда линия головного участка отключена с какой-либо одной стороны – или со стороны ГЭС (рисунок 8.1), или со стороны промежуточной подстанции (рисунок 8.2).

С другой стороны эта линия включена под напряжение. Если головной участок имеет две цепи, то под напряжением находится только одна цепь, вторая отключена с двух сторон.

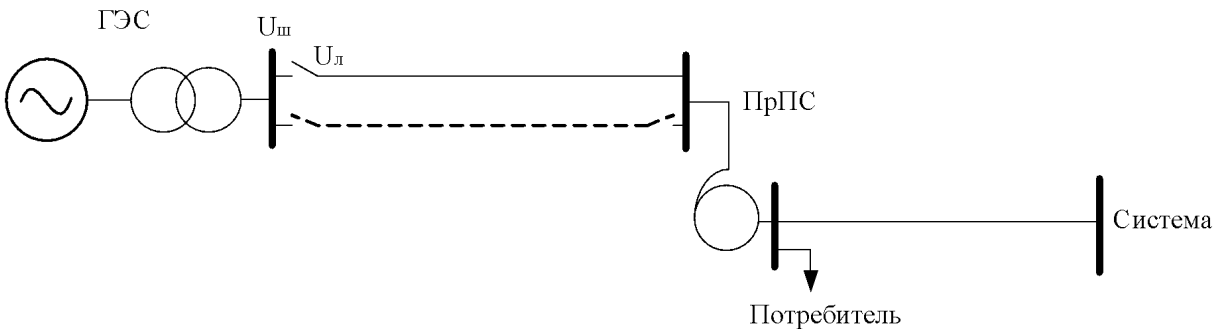


Рисунок 7.1 – Отключение линии со стороны ГЭС

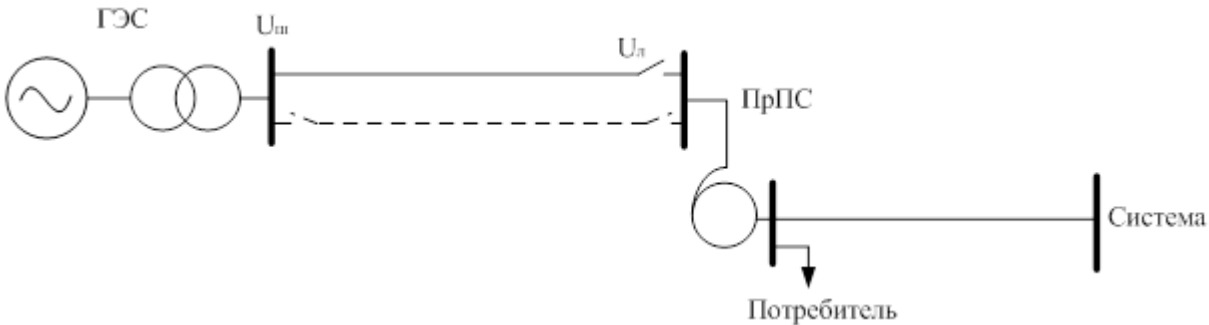


Рисунок 7.2 – Отключение линии со стороны промежуточной подстанции

Рассматриваются два случая точной синхронизации генераторов передающей станции с приемной системой:

- 1) Синхронизация на шинах передающей станции.

2) Синхронизация на шинах промежуточной подстанции.

Целью расчетов является выявление недопустимых режимов, разработка мероприятий по введению режимных параметров в допустимые пределы, нормализация уровней напряжения на отключенном конце линии и недопущению перегрузки генераторов по реактивной мощности стекающей с линии.

Задачи расчета двух упомянутых выше синхронизационных режимов заключаются в следующем:

- 1) Определение напряжений на открытом и питающем конце линии головного участка в соответствии с условиями синхронизации.
- 2) В случае, если величины этих напряжений выходят за допустимые значения, разработка мероприятий по их нормализации,
- 3) Определение величины реактивной мощности, стекающей с линии, и, в случае необходимости, разработка способов ее компенсации.

Синхронизация на шинах передающей станции

В этом случае линия, через которую осуществляется синхронизация, включена со стороны промежуточной подстанции и отключена со стороны ГЭС (рисунок 8.2). Характерная особенность этого режима состоит в том, что зарядная мощность линии, по которой осуществляется синхронизация, стекает в сторону подстанции.

Для выполнения поставленных задач, необходимо ввести дополнительный узел №100 в таблицу узлы, и дополнительную ветвь в таблицу ветви программы RastrWin с минимальным (0,001 Ом) сопротивлением. Данный узел будет имитировать выключатель на линии. При синхронизации на шинах передающей станции ВН трансформатора ГЭС подключается к выключателю а затем к линии. Также генераторный узел переводим в базу.

Синхронизация на шинах промежуточной подстанции

В этом случае линия головного участка передачи включена со стороны ГЭС и отключена на промежуточной подстанции. При этом промежуточная

подстанция сохраняет питание от приемной системы по второму участку передачи. Напряжение на шинах подстанции $U_{ш}$ определяется, исходя из того, что синхронизация осуществляется в режиме максимальных нагрузок промежуточной подстанции.

Для соблюдения условий точной синхронизации необходимо, чтобы напряжение на отключенном конце головного участка было равно напряжению на шинах промежуточной подстанции ($U_{л} = U_{ш}$).

Аналогично синхронизации на шинах передающей станции, вводим дополнительный узел №300 в таблицу узлы, и дополнительную ветвь в таблицу ветви программы RastrWin с минимальным (0,001 Ом) сопротивлением. Данный узел будет имитировать выключатель на линии. При синхронизации на шинах промежуточной подстанции линия 1-3 подключается к выключателю а выключатель к ВН промежуточной подстанции. Также генераторный узел переводим в базу.

Режимы холостого хода второго участка электропередачи

Произведем расчет режима холостого хода участка электропередачи, соединяющего промежуточную подстанцию и систему.

Возможно два случая:

- 1) линия включена со стороны промежуточной подстанции и отключена со стороны системы рисунок 8.3;
- 2) линия включена со стороны системы и отключена со стороны промежуточной подстанции рисунок 8.4.

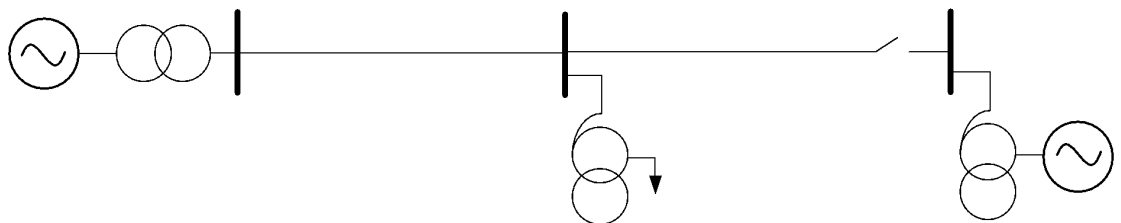


Рисунок 7.3 – Режим холостого хода при отключении линии со стороны системы

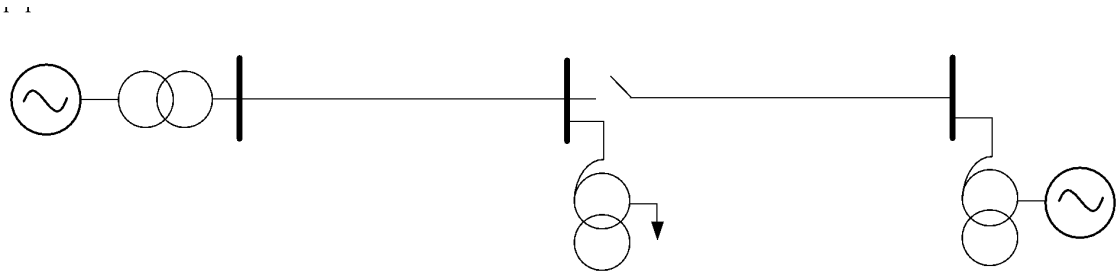


Рисунок 7.4 – Режим холостого хода при отключении линии со стороны промежуточной подстанции

Цель расчетов – определение числа и мест установки ШР, необходимых для нормализации напряжений на разомкнутом конце линии, в других узлах электропередачи и соблюдения условий по перетокам реактивной мощности. В качестве исходных режимных данных используются данные режима летнего минимума.

При выполнении первого расчета (линия включена со стороны промежуточной подстанции) помимо включения реакторов может потребоваться регулирование напряжения с помощью РПН трансформаторов промежуточной подстанции и компенсаторов, установленных на ней, и даже напряжения генераторов ГЭС.

Для выполнения данного расчета необходимо ввести дополнительный узел № 222 в таблицу узлы, и дополнительную ветвь в таблицу ветви программы RastrWin с минимальным (0,001 Ом) сопротивлением. Данный узел будет имитировать выключатель на линии. Также генераторный узел переводим в базу.

Во втором случае расчета (линия включена со стороны системы) помимо включения ШР может потребоваться снижение напряжения системы.

Для выполнения данного расчета необходимо ввести дополнительный узел № 333 в таблицу узлы, и дополнительную ветвь в таблицу ветви программы RastrWin с минимальным (0,001 Ом) сопротивлением. Данный узел будет имитировать выключатель на линии. Также генераторный узел переводим в базу.

Пример расчета

Аварийным режимом является режим отключения одной цепи на первом участке.

Таблица 7.1– Послеаварийный режим

Режим	Напряжение, кВ			Ветвь 2 - 3		Количество включенных ШР		
	Узел 1	Узел 2	Узел 3	КТ	Н анц	ВН ГЭС	ВН ПрПС	Система
Зима макс	776,68	756,54	325,21	0,438	20	4	0	0
Зима мин.	782,48	768,38	328,7	0,431	17	4	0	0
Лето макс	773,27	766,8	332,68	0,440	21	4	1	0
Лето мин.	777,22	777,46	330,58	0,427	15	4	1	0

При отключении одной линии напряжение на некоторых участках понизилось ниже минимального. Для поддержания напряжения необходимо отключить реакторы на промежуточной подстанции и приёмной системе, и отпайки РПН трансформатора нужно регулировать, т.е изменить коэффициент трансформации.

Синхронизация на шинах передающей станции

Таблица 7.2 – Узлы при синхронизации на шинах передающей станции

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta
Нагр	1	ВН ГЭС	750	1									765,25	50,28
Нагр	111	Выключатель	750	1								1 065,6	765,25	-6,74
Нагр	2	ВН ПрПС	750	1								532,8	766,57	-6,75
Нагр	3	СН ПрПС	330	1	800,0	316,2							329,69	-9,08
Нагр	4	Шины ВН системы	750	1								532,8	758,64	-2,21
База	5	Система	500	1			805,5	-10,4	500,0		695,1		500,00	
База	10	Генератор	20	1			2,3	21,3	19,5	-604,1	1 498,2		19,45	50,28

Практическое занятие 8 «Расчет статической апериодической устойчивости электропередачи ДЭП СВН»

Цель работы: Овладеть навыками расчета статической апериодической устойчивости

В ходе выполнения практических заданий студенту необходимо:

1 Методическое обеспечение

Современные крупные энергообъединения охватывают огромную территорию, имеют генерирующие источники большой мощности и разветвленные электрические сети сложной структуры. Объединение энергосистем с одной стороны способствует повышению надежности электроснабжения потребителей, обеспечивая возможность эффективного использования резервов мощности параллельно работающих энергосистем, а с другой, вследствие роста и усложнения современных энергообъединений, приводит к повышению вероятности возникновения системных аварий, характеризующихся каскадным характером развития и охватывающих значительную часть энергообъединения.

В электроэнергетической системе всегда имеют место изменения режима, которые происходят в нормальных режимах работы системы и называются «малыми» возмущениями режима.

Изменения режима приводят к нарушению баланса моментов на валах генераторов и электродвигателей, и как следствие, вызывают изменения взаимных положений роторов синхронных машин и скольжений асинхронных двигателей, т. е. переходный электромеханический процесс, что при определенных условиях может вызвать нарушение синхронной работы генераторов электростанций и (или) опрокидывание» (выпадение из синхронизма синхронных двигателей и торможение асинхронных) двигателей узлов нагрузки.

Нарушения работы энергосистем, имеющие необратимый характер, называют нарушениями устойчивости электрической системы.

Установившийся режим работы электрической системы должен быть устойчивым, для чего необходимо, чтобы были обеспечены необходимые требования к устойчивости режима в соответствии с нормативными документами.

Статической устойчивостью системы называют ее способность самостоятельно восстанавливать исходный режим работы после «малого» возмущения. Условием устойчивости системы является такой характер изменения мощностей (моментов) при небольшом отклонении от состояния равновесия, который вынуждает систему вновь возвратиться к исходному состоянию.

С точки зрения механики для того, чтобы ротор вращающейся машины находился в состоянии устойчивого равновесия (равномерного движения), необходимо и достаточно соблюдать следующие условия:

- 1) сумма сил (моментов), приложенных к валу, должна быть равна нулю;
- 2) при отклонении ротора от положения равновесия должна возникнуть сила, стремящаяся вернуть ротор в положение равновесия

Формальный признак статической устойчивости: приращения угла и мощности синхронной машины должны иметь один и тот же знак, т. е.

$$\frac{\partial P}{\partial \delta} > 0 \quad (8.1)$$

Различают три вида нарушения статической устойчивости: апериодическое (сползание), самораскачивание, самовозбуждение.

Расчетная часть

В качестве исходных данных при расчете устойчивости выступают:

- Схема электропередачи с указанием марок и количества трансформаторов на подстанциях и ГЭС, марок проводов, длин и количества цепей участков линий электропередачи.
- Активная и реактивная мощности нагрузки промежуточной подстанции в режиме зимнего минимума потребления.

Расчет устойчивости выполняется с целью проверки соблюдения нормируемых коэффициентов запаса по статической устойчивости для вариантов выполнения электропередачи.

Исходя из требований к устойчивости, схемы энергосистемы подразделяются на нормальные, когда все сетевые элементы, определяющие устойчивость, находятся в работе, и ремонтные, отличающиеся от нормальной тем, что из-за отключенного состояния одного или нескольких элементов электрической сети уменьшен максимально допустимый переток в каком-либо сечении.

Перетоки мощности в сечениях в установившихся режимах подразделяются следующим образом:

- нормальные (наибольший допустимый переток называется максимально допустимым);
- вынужденные (наибольший допустимый переток называется аварийно допустимым).

Коэффициент запаса статической (апериодической) устойчивости по активной мощности в сечении (K_P) вычисляется по формуле:

$$K_P = \frac{P_{пр} - (P + \Delta P_{нк})}{P_{пр}}, \quad (8.2)$$

где $P_{пр}$ – предельный по апериодической статической устойчивости переток активной мощности в рассматриваемом сечении;

P – переток в сечении в рассматриваемом режиме, $P > 0$;

$\Delta P_{нк}$ – амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности в этом сечении (принимается, что под действием нерегулярных колебаний переток изменяется в диапазоне $P \pm \Delta P_{нк}$).

Расчетная амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности сечения может быть определена по выражению:

$$\Delta P_{нк} = K \cdot \sqrt{\frac{P_{н1} \cdot P_{н2}}{P_{н1} + P_{н2}}}, \quad (8.3)$$

где $P_{н1}$, $P_{н2}$ – суммарные мощности нагрузки с каждой из сторон рассматриваемого сечения.

Коэффициент K принимается равным 1,5 при ручном регулировании и 0,75 при автоматическом регулировании (ограничении) перетока мощности в сечении.

По условиям устойчивости нормируются минимальные коэффициенты запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности в сечениях (таблица 8.1).

Таблица 8.1 – Коэффициенты запаса по активной мощности

Режим, переток в сечении	Минимальные коэффициенты запаса по активной мощности
Нормальный	0,20
Вынужденный (аварийный)	0,08

Для проведения проверочного расчета используется схема замещения электропередачи с двумя источниками энергии: ГЭС и приемная система, представляемая шинами неизменного напряжения и частоты. Эквивалентные параметры схемы замещения (проводимости и сопротивления), а также режимные параметры выражаются в именованных или же в относительных единицах, причем в случае применения именованных единиц рекомендуется все параметры пересчитывать к одной ступени высшего номинального напряжения электропередачи.

При составлении схемы замещения электропередачи допускаются некоторые упрощения: участки воздушных линий представляются П-образными схемами замещения без учета активных сопротивлений и проводимостей; нагрузки промежуточной подстанции заменяются одной обобщенной расчетной нагрузкой, активная мощность которой равняется сумме заданных нагрузок, а реактивная мощность рассчитывается на основании балансирования с учетом включения компенсирующих

устройств в исходном режиме. Обобщенная нагрузка вводится в схему замещения как полное (комплексное) сопротивление, включенное шунтом на землю. Величина этого сопротивления принимается не зависящей от изменения режимных параметров и вычисляется по известным параметрам нагрузки в исходном режиме.

В схему замещения электропередачи необходимо вводить сопротивления автотрансформаторов связи с системой, если их необходимо применить. Выполняя расчет по проверке устойчивости варианта электропередачи с различными номинальными напряжениями ВЛ на головном и концевом участках, следует учесть сопротивление луча высшего напряжения трехлучевой схемы замещения автотрансформаторов промежуточной подстанции. Сопротивления всех трансформаторов электропередачи находят по справочным материалам, пользуясь известными величинами трансформируемой полной мощности и принятыми номинальными напряжениями ВЛ.

Эквивалентные параметры схемы замещения электропередачи целесообразно рассчитывать по результатам серии последовательных преобразований, когда исходная схема замещения приводится к П- или Г-образной.

При получении коэффициентов запаса устойчивости в нормальном и наиболее тяжелом послеаварийном (отключение одной цепи двухцепной линии) режимах, превышающих нормативные значения (см. таблицу 5.1), считают, что варианты выполнения электропередачи технически приемлемы, и поэтому правомерно их экономическое сравнение.

Если коэффициент запаса в нормальном режиме оказывается меньше нормативного, то пропускная способность электропередачи должна быть увеличена за счет применения специальных устройств, таких как продольная емкостная компенсация, источники реактивной мощности и других.

В тех случаях, когда меньше нормативного получается коэффициент запаса в послеаварийном режиме, в зависимости от того, на каком из участков

или же на двух участках предусматривается сооружение двухцепной линии, и от соотношения максимальной передаваемой мощности и наибольшей мощности потребителей подстанции, следует либо определить требуемое снижение передаваемой мощности за счет быстродействующей разгрузки генераторов ГЭС, либо дать рекомендации по сооружению переключательного пункта на трассе двухцепной линии, либо применить специальные устройства.

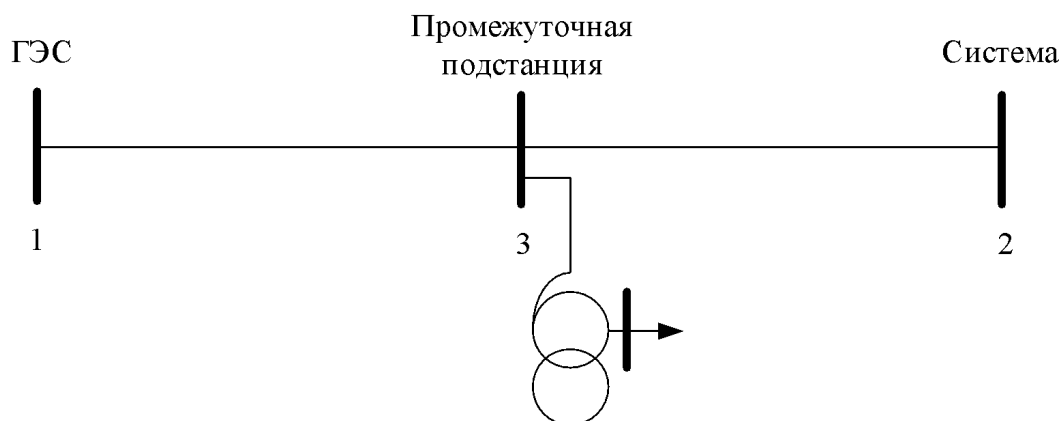


Рисунок 8.1 – Принципиальная схема электропередачи

Исходя из вышеуказанных упрощающих допущений, составляем схему замещения электропередачи (рисунок 8.2).

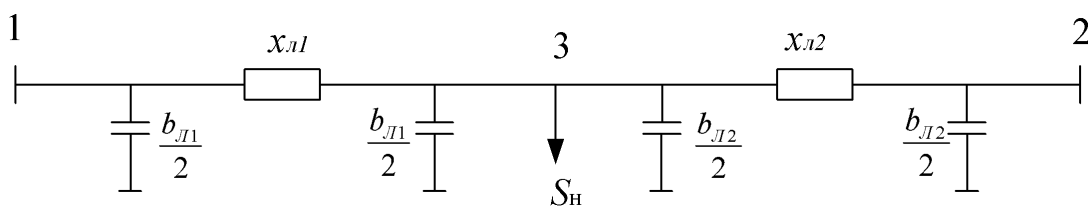


Рисунок 8.2 – Схема замещения электропередачи

Индуктивные сопротивления и емкостные проводимости участков линии следует определять с учетом распределенности параметров и числа цепей по формулам:

$$x_{л} = \frac{1}{n} x_0 l \left(1 - \frac{\lambda^2}{6} \right) \quad (8.4) \quad b_{л} = n b_0 l \left(1 + \frac{\lambda^2}{12} \right) \quad (8.5)$$

где: x_0 , b_0 – удельные параметры для выбранного на участке провода; n – число цепей на участке линии;

l – длина участка (км);

$\lambda = l\sqrt{x_0 b_0}$ – волновая длина каждого из участков линии (рад).

Значение реактивной мощности обобщенной нагрузки $\underline{S}_n$ определяется из условия баланса реактивной мощности в узле 3 и в предположении, что на шинах ВН промежуточной подстанции (узел 3) и на шинах приемной системы (узел 2) поддерживается номинальное напряжение.

Реактивные мощности, подтекающие к узлу 3 от участков линии 1-3 и 3-2, определяются по формулам круговых диаграмм мощности:

$$Q_{1-3} = \frac{U_{\text{ном}1-3}^2}{Z_{c1-3}} \left[-\operatorname{ctg}\lambda_{1-3} + \sqrt{\left(\frac{k}{\sin\lambda_{1-3}}\right)^2 - \left(P_{1-3} \frac{Z_{c1-3}}{U_{\text{ном}1-3}^2}\right)^2} \right] \quad (8.6)$$

$$Q_{3-2} = \frac{U_{\text{ном}3-2}^2}{Z_{c3-2}} \left[k^2 \operatorname{ctg}\lambda_{3-2} - \sqrt{\left(\frac{k}{\sin\lambda_{3-2}}\right)^2 - \left(P_{3-2} \frac{Z_{c3-2}}{U_{\text{ном}3-2}^2}\right)^2} \right] \quad (8.7)$$

где: $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение участка линии 1-3 или 3-2;

$Z_c = \frac{1}{n} \sqrt{x_0/b_0}$ – волновое сопротивление каждого из участков линии;

k – перепад напряжения на участках линии (здесь принимается $k=1$);

P – активная мощность, протекающая по участку в режиме максимальных нагрузок.

Далее определяется реактивная мощность обобщенной нагрузки:

$$Q_n = Q_{1-3} - Q_{3-2} \quad (8.8)$$

Таким образом, полная мощность обобщенной нагрузки промежуточной подстанции с учетом необходимых компенсирующих устройств равна:

$$\underline{S}_n = P_n + jQ_n \quad (8.9)$$

где: P_n – максимальная мощность нагрузки промежуточной подстанции.

Комплексное сопротивление обобщенной нагрузки равно:

$$\underline{Z}_{-H} = \frac{U_3^2}{P_H - jQ_H} \quad (8.10)$$

В схеме замещения следует все проводимости перевести в сопротивления, поэтому находим

$$\underline{Z}_{-10} = \frac{-j2}{b_{Л1}}; \quad \underline{Z}_{-20} = \frac{-j2}{b_{Л2}}; \quad \underline{Z}_{-30} = \frac{-j2}{b_{Л1} + b_{Л2}} \quad (8.11)$$

Схема замещения после перевода значений мощностей и проводимостей в сопротивления представлена на рисунке 8.3.

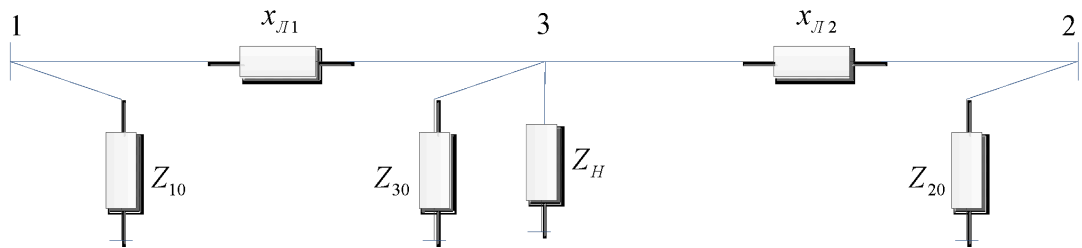


Рисунок 8.3 – Схема замещения электропередачи после перевода значений мощностей и проводимостей

Преобразуем схему замещения к Т-образному виду с целью дальнейшего определения собственных и взаимных проводимостей:

$$\underline{Z}_1 = \frac{\underline{Z}_H \cdot \underline{Z}_{30}}{\underline{Z}_H + \underline{Z}_{30}} \quad (8.12)$$

Схема примет вид, показанный на рисунке 8.4.

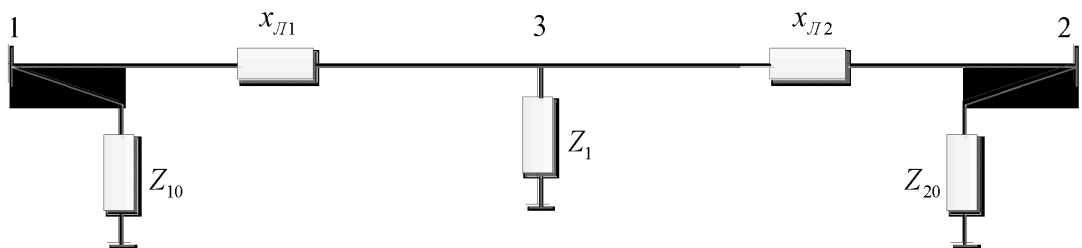


Рисунок 8.4 – Схема замещения после первого этапа преобразований

Произведем преобразование треугольника со сторонами $\underline{Z}_{10}$, $x_{Л1}$ и $\underline{Z}_1$ в звезду:

$$Z_{-2} = \frac{Z_{-10} \cdot jx_{л1}}{Z_{-10} + jx_{л1} + Z_{-1}} \quad (8.13)$$

$$Z_{-3} = \frac{Z_{-10} \cdot Z_{-1}}{Z_{-10} + jx_{л1} + Z_{-1}} \quad (8.14)$$

$$Z_{-4} = \frac{Z_{-1} \cdot jx_{л1}}{Z_{-10} + jx_{л1} + Z_{-1}} \quad (8.15)$$

$$Z_{-5} = Z_{-4} + jx_{л2} \quad (8.16)$$

После второго этапа преобразований схема замещения имеет вид, изображенный на рисунке 8.5

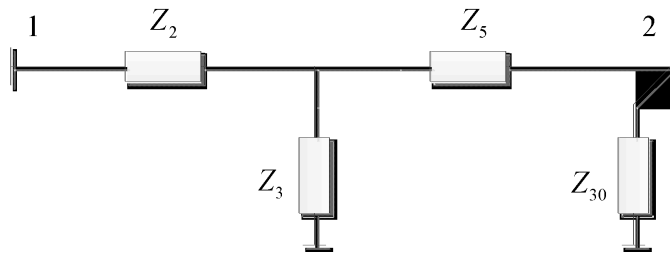


Рисунок 8.5 – Схема замещения после второго этапа преобразования

Произведем преобразование треугольника со сторонами Z_3 , Z_5 и Z_{30} в звезду:

$$Z_{-6} = \frac{Z_{-3} \cdot Z_{-5}}{Z_{-3} + Z_{-5} + Z_{-30}} \quad (8.17)$$

$$Z_{-7} = \frac{Z_{-3} \cdot Z_{-30}}{Z_{-3} + Z_{-5} + Z_{-30}} \quad (8.18)$$

$$Z_{-8} = \frac{Z_{-5} \cdot Z_{-30}}{Z_{-3} + Z_{-5} + Z_{-30}} \quad (8.19)$$

$$Z_{-9} = Z_{-2} + Z_{-6} \quad (8.20)$$

После третьего этапа преобразований схема замещения имеет вид, изображенный на рисунке 8.6

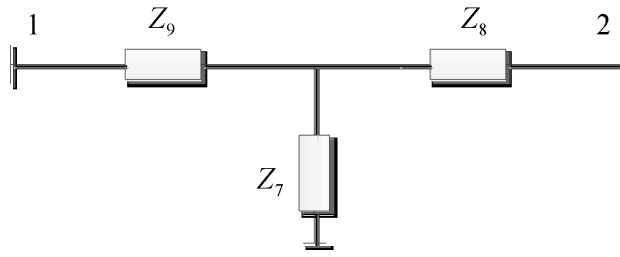


Рисунок 8.6 – Схема замещения после третьего этапа преобразования.

Определим собственные и взаимные сопротивления между узлами 1 и 2:

$$\underline{Z}_{11} = \underline{Z}_9 + \frac{\underline{Z}_8 \cdot \underline{Z}_7}{\underline{Z}_8 + \underline{Z}_7} = z_{11} \cdot e^{j\varphi_{11}} \quad (8.21)$$

$$\alpha_{11} = 90^\circ - \varphi_{11} \quad (8.22)$$

$$\underline{Z}_{12} = \underline{Z}_8 + \underline{Z}_9 + \frac{\underline{Z}_8 \cdot \underline{Z}_9}{\underline{Z}_7} = z_{12} \cdot e^{j\varphi_{12}} \quad (8.23)$$

Определим пропускную способность линии электропередачи по формуле

$$P_{\text{пр}} = \frac{U_1^2}{z_{11}} \sin \alpha_{11} + \frac{U_1 \cdot U_2}{z_{12}}, \quad (8.24)$$

принимая в ней $U_1 = U_2 = U_{\text{ном}}$.

Оценим амплитуду нерегулярных колебаний активной мощности

$$\Delta P_{\text{нк}} = 0,75 \cdot \sqrt{\frac{P_{1-3} \cdot P_{3-2}}{P_{1-3} + P_{3-2}}}, \quad (8.25)$$

где P_{1-3} и P_{3-2} – потоки активной мощности на участках линии в режиме наибольших нагрузок.

Далее рассчитывается коэффициент запаса K_P и сравнивается с приведенным в таблице 5.1 для соответствующего режима.

Рассмотрим другой случай, когда необходимо проверить устойчивость электропередачи, состоящей из двух участков с разными номинальными напряжениями (рисунок 8.7).

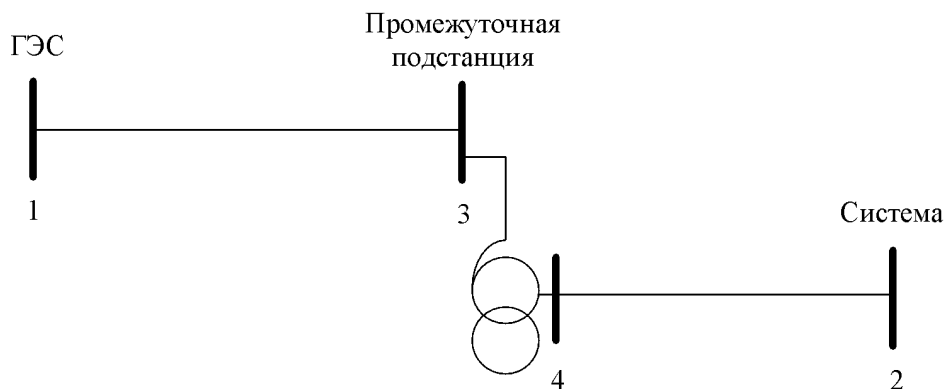


Рисунок 8.7 – Принципиальная схема электропередачи

Как отмечалось ранее, в этом случае в схеме замещения следует учесть индуктивное сопротивление обмоток высшего напряжения автотрансформаторов промежуточной подстанции. При этом схема замещения всей электропередачи будет выглядеть так (рисунок 8.8):

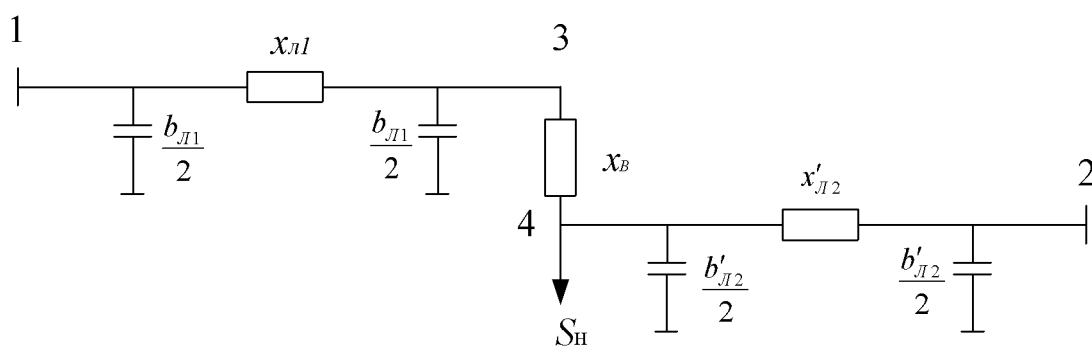


Рисунок 8.8 – Схема замещения электропередачи

где: x_B – индуктивное сопротивление обмотки ВН автотрансформаторов промежуточной подстанции; $x'_{Л2}, b'_{Л2}$ – приведенные к напряжению основной ступени (головной участок линии) параметры второго участка линии, которые определяются по формулам:

$$\begin{aligned} x'_{Л2} &= x_{Л2} \left(\frac{U_{НОМ1-3}}{U_{НОМ4-2}} \right)^2 \\ b'_{Л2} &= b_{Л2} \left(\frac{U_{НОМ4-2}}{U_{НОМ1-3}} \right)^2 \end{aligned} \quad (8.26)$$

Мощность обобщенной нагрузки промежуточной подстанции определяется следующим образом.

Рассчитываются реактивные мощности, подтекающие к промежуточной подстанции по участкам линии 1-3 и 4-2:

$$Q_{1-3} = \frac{U_{\text{НОМ}1-3}^2}{Z_{c1-3}} \left[-\operatorname{ctg} \lambda_{1-3} + \sqrt{\left(\frac{k}{\sin \lambda_{1-3}} \right)^2 - \left(P_{1-3} \frac{Z_{c1-3}}{U_{\text{НОМ}1-3}^2} \right)^2} \right] \quad (8.27)$$

$$Q_{4-2} = \frac{U_{\text{НОМ}4-2}^2}{Z_{c4-2}} \left[k^2 \operatorname{ctg} \lambda_{4-2} - \sqrt{\left(\frac{k}{\sin \lambda_{4-2}} \right)^2 - \left(P_{4-2} \frac{Z_{c4-2}}{U_{\text{НОМ}4-2}^2} \right)^2} \right] \quad (8.28)$$

Определяются потери реактивной мощности в обмотках ВН автотрансформаторов промежуточной подстанции:

$$\Delta Q_B = \frac{P_{1-3}^2 + Q_{1-3}^2}{U_{\text{НОМ}1-3}^2} x_B \quad (8.29)$$

Тогда полная мощность обобщенной нагрузки равна

$$\underline{S}_H = P_H + jQ_H = P_H + j(Q_{1-3} - \Delta Q_B - Q_{4-2}) \quad (8.30)$$

Находим приведенное напряжение в узле 4:

$$U_4 = \sqrt{\left(U_{\text{НОМ}1-3} - \frac{Q_{1-3} x_B}{U_{\text{НОМ}1-3}} \right)^2 + \left(\frac{P_{1-3} x_B}{U_{\text{НОМ}1-3}} \right)^2} \quad (8.31)$$

Комплексное сопротивление обобщенной нагрузки равно:

$$\underline{Z}_H = \frac{U_4^2}{P_H - jQ_H} \quad (8.32)$$

После перевода всех проводимостей схемы замещения в сопротивления, получим следующую схему (рисунок 8.9).

Дальнейшие преобразования схемы замещения аналогичны описанным ранее и должны сводиться к определению собственной проводимости узла 1 ($\underline{Z}_{11}$) и взаимной проводимости $\underline{Z}_{12}$.

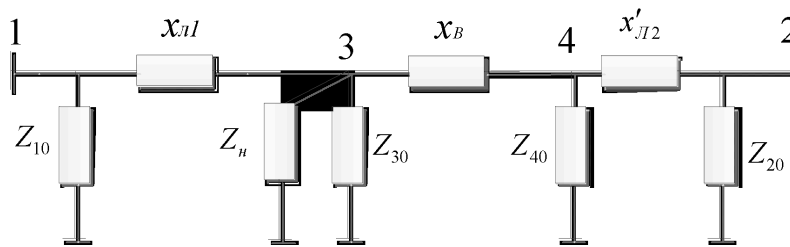


Рисунок 8.9 – Схема замещения электропередачи после перевода значений мощностей и проводимостей

При расчете пропускной способности линии электропередачи P_{np} в качестве U_2 в данном случае следует подставлять номинальное напряжение основной ступени (головного участка линии).

Практическое занятие 9 «Выбор компенсирующих устройств»

Цель работы: Овладеть навыками выбора компенсирующих устройств

1 Методическое обеспечение

Ограничение пропускной способности электропередачи связано с необходимостью обеспечения статической устойчивости в нормальном и послеаварийном режимах. Как известно, предельная передаваемая активная мощность по линии в общем виде определяется в соответствии с выражением

$$P_{np} = \frac{U_1 \cdot U_2}{Z_c \cdot \sin \alpha_0 \cdot l} = \frac{U_1 \cdot U_2}{Z_c \cdot \sin \lambda} \quad (9.1)$$

где Z_c – волновое сопротивление линии;

λ – волновая длина линии λ ;

$U_1 U_2$ – напряжения по концам линии.

Проанализировав (9.1), можно сделать вывод, что увеличение предела передаваемой мощности возможно достичь двумя путями воздействия на параметры передачи:

1. воздействием на волновое сопротивление линии:

$$Z_c = \sqrt{\frac{X_0}{B_0}} \quad (9.2)$$

где X_0 – индуктивное сопротивление линии;

B_0 – емкостная проводимость линии.

2. воздействие на волновую длину линии:

$$\alpha_0 = \sqrt{X_0 \cdot B_0} \quad (9.3)$$

Анализ волновых параметров линии показывает, что:

- если изменить X_0 в n раз и B_0 в $1/n$ раз, то Z_c изменится в n раз, а α_0 не изменится.
- если в n раз изменить X_0 и B_0 , то α_0 изменится в n раз, а Z_c не изменится.

Таким образом, изменение параметров ВЛ (индуктивного сопротивления и проводимости) позволяет изменить предел передаваемой мощности.

Одним из способов увеличения предела передаваемой мощности является компенсация параметров ДЭП, т.е. включение в линию компенсирующих устройств. Основными способами компенсации являются:

1. Компенсация всех параметров ЛЭП к нулевой длине, т.е. компенсирующие устройства выбираются так, что линия имеет только активное сопротивление r т.е.

$$X_{\lambda} \approx 0 \text{ и } B_{\lambda} \approx 0$$

2. Компенсация волнового сопротивления или компенсация линии. В этом случае компенсирующие устройства выбираются так, чтобы в первую очередь уменьшалось волновое сопротивление линии, т.е. X_{λ} уменьшают в n раз, а B_{λ} увеличивают в n раз.

3. Компенсация волновой длины линии или настройка ЛЭП (увеличение X_{λ} и B_{λ} в n раз).

При этом следует отметить, что в чистом виде эти способы не применяются.

При определении режима работы компенсирующих устройств следует учитывать режим передачи активной мощности по линии. При этом возможны следующие режимы передачи:

1. Режим передачи мощности меньше натуральной мощности передачи $P < P_c$.

В этом случае на линии имеется избыток зарядной мощности и его компенсируют с помощью реакторов.

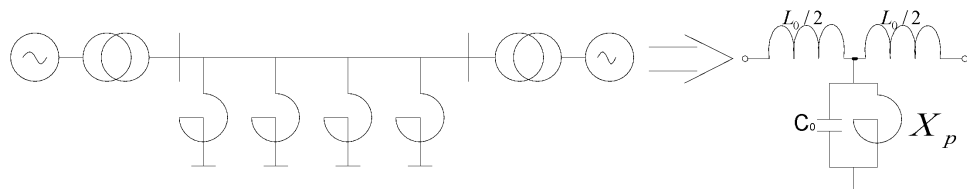


Рисунок 9.1 – Поперечная компенсация

При этом:

$$Z_{c1} = \sqrt{\frac{X_0}{B_0 - \frac{1}{X_p}}}$$

$$P_{c1} = P_c \cdot \sqrt{1 - \frac{1}{X_p \cdot B_0}} \quad (9.4)$$

2. Режим передачи мощности, больше натуральной мощности передачи $P \geq P_c$.

В этом случае на линии имеется дефицит зарядной мощности и его можно восполнить включением устройств поперечной компенсации.

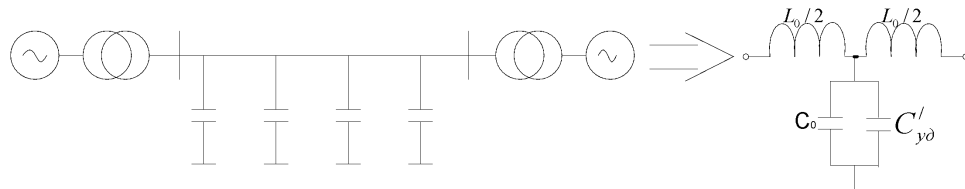


Рисунок 9.2 – Продольная компенсация

При этом:

$$Z_{c1} = \sqrt{\frac{X_0}{B_0 + \omega \cdot C'_k}}$$

$$P_{c1} = P_c \cdot \sqrt{1 + \frac{C'_k}{C_0}}$$

(9.5)

Если в линию включаются конденсаторы последовательно, то волновое сопротивление будет уменьшается

$$Z_c = \sqrt{\frac{X_0 - X_k}{B_0}}$$

$$P_{c1} = P_c \cdot \frac{1}{\sqrt{1 - \frac{1}{X_0 \cdot X_k}}}$$

(9.6)

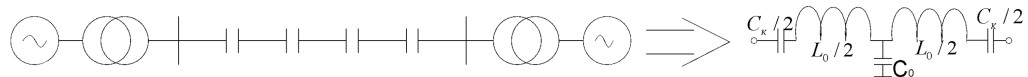


Рисунок 9.3 – Последовательное включение конденсаторов при продольной компенсации

Очевидно, что продольная емкостная компенсация увеличивает длину волны и сокращает электрическую длину. А при поперечной компенсации, наоборот, волновая длина увеличивается. Если одновременно включать и УПК и реакторы, то это уменьшит волновую длину линии и повысит величину натуральной мощности передачи.

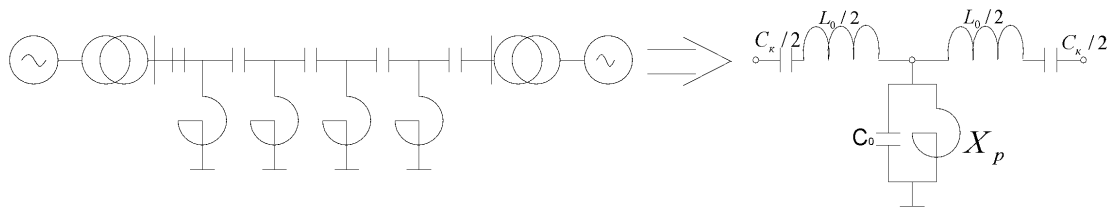


Рисунок 9.4 – Одновременное включение УПК и реакторов

Весьма эффективный, но дорогой способ компенсации – установка вдоль линии синхронных компенсаторов СК.

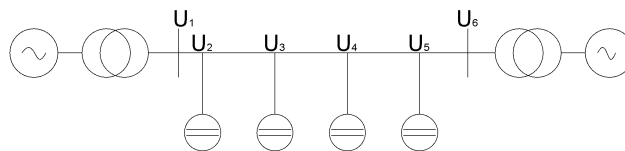


Рисунок 9.5 – Установка вдоль линии СК

При этом, если мощности СК достаточны для поддержания

$$U_1 = U_2 = U_3 = U_4 = U_5 = U_6,$$

то электропередача может работать с любым углом δ между напряжениями концов ЛЭП, т.е. расширяется область устойчивых режимов.

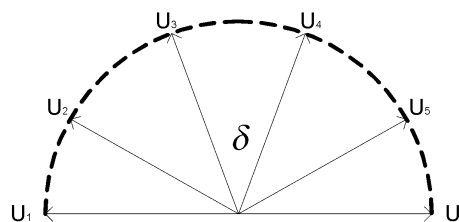


Рисунок 9.6 – Векторная диаграмма при $U_1 = U_2 = U_3 = U_4 = U_5 = U_6$

Вместо применения синхронных компенсаторов достаточно эффективным является использование статических тиристорных компенсаторов (СТК). При этом за счет плавного регулирования всегда можно настроить линию на режим передачи натуральной мощности, т.е. $P = P_c$.

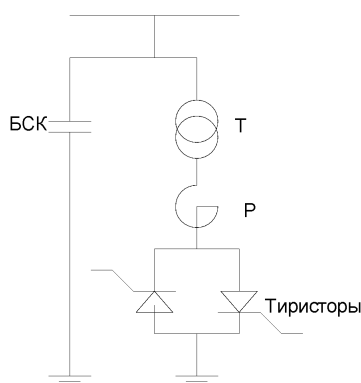


Рисунок 9.7 – Статический тиристорный компенсатор

При этом, если принять проводимость СТК равной B_k , а удельную их проводимость на единицу длины ЛЭП

$$B_{k0} = \frac{\Sigma B_k}{l}$$

то получим

$$Z_{сэк} = \sqrt{\frac{X_0}{B_0 \pm B_{k0}}} = Z_c \cdot \sqrt{\frac{1}{1 \pm K}}$$

$$\alpha_{эк} = \sqrt{X_0 \cdot B_0} \cdot \sqrt{1 \pm K} \quad (9.7)$$

Здесь коэффициент $K = B_{k0} / B_k$ — называется степенью компенсации линии. При этом передаваемая мощность будет определяться в соответствии с выражением

$$P = \frac{U^2}{Z_{\text{сэк}} \cdot \sin \sin \lambda_{\text{эк}}} \cdot \sin \sin \delta \quad (6.8)$$

В относительных единицах натуральной мощности некомпенсированной линии будет равна

$$P_* = \frac{P}{P_c} = \frac{\sqrt{1+K}}{\sin \sin \sqrt{1+K} \cdot l} \cdot \sin \sin \delta \quad (6.9)$$

Соответственно предел передаваемой мощности можно определить по выражению

$$P_{\text{пр}^*} = \frac{\sqrt{1+K}}{\sin \sin \sqrt{1+K} \cdot l} \quad (6.10)$$

Т.о. предел передаваемой мощности зависит не только от длины ЛЭП, но и от степени компенсации.

Если воспользоваться выражением

$$U_1 = U_2 \cdot (\cos \cos \lambda + Q_{2*} \cdot \sin \sin \lambda + jP_{2*} \cdot \sin \sin \lambda)$$

и соответствующей векторной диаграммой, то получим

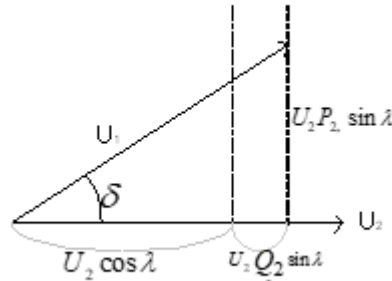


Рисунок 9.8 – Векторная диаграмма напряжений

$$\operatorname{tg} \delta = \frac{P_{2*} \cdot \sin \sin \lambda}{\cos \cos \lambda + Q_{2*} \cdot \sin \sin \lambda} = \frac{P_{2*} \cdot \operatorname{tg} \lambda}{1 + Q_{2*} \cdot \operatorname{tg} \lambda} \quad (6.11)$$

В режиме передачи натуральной мощности ($Q_2 = 0$. $P_{2*} = 1$), получаем $\operatorname{tg} \delta = \operatorname{tg} \lambda$. т.е. $\delta = \lambda$. Тогда

$$P = \frac{U^2}{Z_{\text{сэк}}} \cdot \frac{\sin \delta}{\sin \lambda_{\text{эк}}} = \frac{U^2}{Z_{\text{сэк}}} \quad (6.12)$$

Это означает, что если с помощью управляемой компенсации возможно осуществить настройку линии таким образом, чтобы натуральная мощность стала равной передаваемой, то передаваемая мощность не будет зависеть от угла δ между векторами напряжений по ее концам.

2 Методическое обеспечение

Для компенсации зарядной мощности линий применяются шунтирующие реакторы, число которых выбирается исходя из их 70%-ной компенсации зарядной мощности.

Зарядная мощность линии:

$$Q_{\text{зар}} = 2 \cdot P_c \cdot \operatorname{tg} \frac{\lambda}{2}, \quad (9.13)$$

где $P_c = \frac{(1,05 \cdot U_{\text{НОМ}})^2}{Z_c}$ – натуральная мощность линии при максимальном рабочем напряжении, МВт;

$$Z_c = \frac{1}{n} \sqrt{\frac{x_0}{b_0}}, \text{ (Ом);}$$

$\lambda = l \sqrt{x_0 b_0}$, (рад); n – число цепей на участке линии; l – длина участка (км);

Число шунтирующих реакторов выбирается по условию:

$$n_{\text{шр}} \geq \frac{0,7 \cdot Q_{\text{зар}}}{Q_{\text{шр}}}, \quad (9.14)$$

где $Q_{\text{шр}}$ – номинальная мощность трехфазного (трехфазной группы однофазных) реактора.

Марка шунтирующих реакторов для каждого участка выбирается согласно [1]. Если $n_{\text{шр}}$ четное, то реакторы устанавливаются поровну по

концам линии. При нечетном $n_{ур}$, со стороны втекания в линию активной мощности устанавливается на один реактор больше.

Если при проверке статической устойчивости электропередачи реактивная мощность обобщенной нагрузки Q_n получилась отрицательной, это означает, что необходимо предусмотреть выработку реактивной мощности на промежуточной подстанции с помощью компенсирующих устройств (КУ): синхронных компенсаторов (СК) или статических тиристорных компенсаторов (СТК), устанавливаемых на стороне низкого напряжения промежуточной подстанции.

Выбор числа и мощности КУ производится из условий баланса реактивных мощностей.

В случае, когда электропередача выполняется двумя участками с одинаковым номинальным напряжением (рисунок 9.9), расчетная схема для определения мощности КУ $Q_{ку}$ показана на рисунке 9.9).

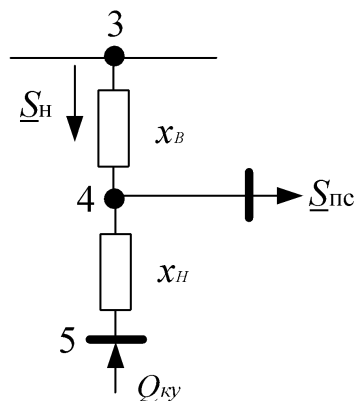


Рисунок 9.9 – Схема для расчета мощности КУ

На рисунке 9.9 обозначены:

x_B , x_H – индуктивные сопротивления обмоток ВН и НН автотрансформаторов промежуточной подстанции;

$\underline{S}_{пс} = P_{пс} + jQ_{пс}$ – максимальная мощность потребителей промежуточной подстанции.

Определяем потери реактивной мощности в обмотках ВН автотрансформаторов и напряжение в узле 4, принимая $U_3 = U_{ном}$:

$$\Delta Q_B = \frac{P_H^2 + Q_H^2}{U_3^2} x_B \quad (9.15)$$

$$U_4 = \sqrt{\left(U_3 - \frac{Q_H x_B}{U_3}\right)^2 + \left(\frac{P_H x_B}{U_3}\right)^2} \quad (9.16)$$

Реактивная мощность в начале ветви 4-5 равна

$$Q_{4-5} = |Q_H| + Q_{\text{пс}} + \Delta Q_B \quad (9.17)$$

Тогда реактивная мощность, которую должны вырабатывать КУ в режиме максимальных нагрузок с учетом потерь в обмотках НН автотрансформаторов, равна:

$$Q_{\text{ку}} = Q_{4-5} + \frac{Q_{4-5}^2}{U_4^2} x_H \quad (9.18)$$

В случае, когда электропередача выполняется двумя участками с разными номинальными напряжениями, расчетная схема для определения мощности КУ $Q_{\text{ку}}$ показана на рисунке 9.10.

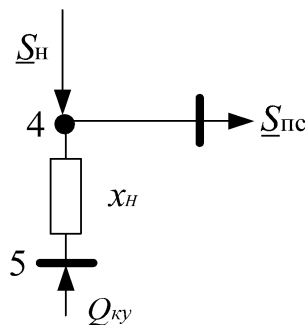


Рисунок 9.10 – Схема для расчета мощности КУ

В этом случае реактивная мощность в начале ветви 4-5 равна

$$Q_{4-5} = |Q_H| + Q_{\text{пс}} \quad (6.19)$$

Реактивная мощность $Q_{\text{ку}}$, которую должны вырабатывать КУ в режиме максимальных нагрузок с учетом потерь в обмотках НН автотрансформаторов, определяется так же, как и в предыдущем случае.

По найденному значению $Q_{ку}$ по [1] выбираются число и мощность СТК, которые необходимо установить на шинах НН промежуточной подстанции, так, чтобы $Q_{СК} \geq Q_{ку}$.

Министерство образования и науки
Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение
высшего профессионального образования
«Северо-Кавказский федеральный университет»

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

к курсовому проектированию по дисциплине «Дальние электропередачи
сверхвысокого напряжения»

для студентов направления 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника»
Магистерская программа "Мониторинг и управление режимами

электрических сетей на базе интеллектуальных
информационноизмерительных систем и технологий"

Ставрополь

2026

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего профессионального образования
«Северо-Кавказский федеральный университет»

УТВЕРЖДАЮ

Зав.кафедрой АЭСиЭ

_____Ю.Г.

Кононов

«__»_____2026г

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ к курсовому проектированию по дисциплине «Дальние электропередачи сверхвысокого напряжения» для студентов направления 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника»
Магистерская программа "Мониторинг и управление режимами электрических сетей на базе интеллектуальных информационноизмерительных систем и технологий"

Ставрополь, 2026

Методические указания к курсовому проектированию составлены в соответствии с требованиями ГОС ВО, рабочей программы дисциплины «Дальние электропередачи сверхвысокого напряжения» и Положения об учебно-методическом комплексе дисциплины к подготовке выпускника для получения квалификации: магистр.

Утверждены на заседании кафедры АЭСиЭ (протокол №_ от " _ " _____ 2026г.).

Предназначены для студентов, обучающихся по направлению 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника», Магистерская программа

"Мониторинг и управление режимами электрических сетей на базе интеллектуальных информационно-измерительных систем и технологий"

Составитель: Доцент кафедры АЭС и Э,
канд.техн.наук, Костюков Д.А.

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ К КУРСОВОМУ ПРОЕКТУ

В качестве исходных данных каждому студенту выдаются следующие параметры:

- состав агрегатов ГЭС;
- длины участков электропередачи l_1 и l_2 ;
- максимальная мощность нагрузки промежуточной подстанции и ее коэффициент мощности;
- номинальное напряжение приемной подстанции системы;
- район сооружения ЛЭП;
- усложняющие условия сооружения ЛЭП.

Принципиальная схема электропередачи



1. ОЦЕНКА ВАРИАНТОВ ВЫПОЛНЕНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ И ЕЕ РЕЖИМНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК.

1. 1.Определение номинальных напряжений и числа цепей для предлагаемых вариантов выполнения передачи

При выборе вариантов выполнения электропередачи основными критериями являются передаваемая мощность и длина электропередачи. Исходя из перечисленных критериев, и руководствуясь формулой Илларионова (1.1), предлагаются варианты выполнения электропередачи СВН.

$$U_{\text{ном}} = \frac{1000}{\sqrt{500l + 2500/P}} \quad (1.1)$$

Здесь l – длина участка электропередачи, км; P – активная передаваемая по участку электропередачи мощность, приходящаяся на одну цепь, МВт.

Варианты расчетных номинальных напряжений и количества цепей участков электропередачи представляются в таблице 1.1. Передаваемая мощность по участку 2 (линия 3-2) ориентировочно определяется как

разность между мощностью, вырабатываемой станцией и мощностью, потребляемой промежуточной подстанцией в режиме зимнего максимума.

Таблица 1.1 – Предлагаемые варианты выполнения участков электропередачи

№ п/п	Наименование	Участок 1	Участок 2
Вариант 1			
1.	Передаваемая мощность, МВт		
2.	Длина, км		
3.	Число цепей		
4.	Расчетное номинальное напряжение		
5.	Принятое номинальное напряжение		
Вариант 2			
1.	Передаваемая мощность, МВт		
2.	Длина, км		
3.	Число цепей		
4.	Расчетное номинальное напряжение		
5.	Принятое номинальное напряжение		

1.2. Расчет показателей режима передачи активной и реактивной мощности

Графики выдачи мощности в линию передающей станцией и потребления на промежуточной подстанции определены в задании и представлены в относительных единицах на рисунке 1.1.

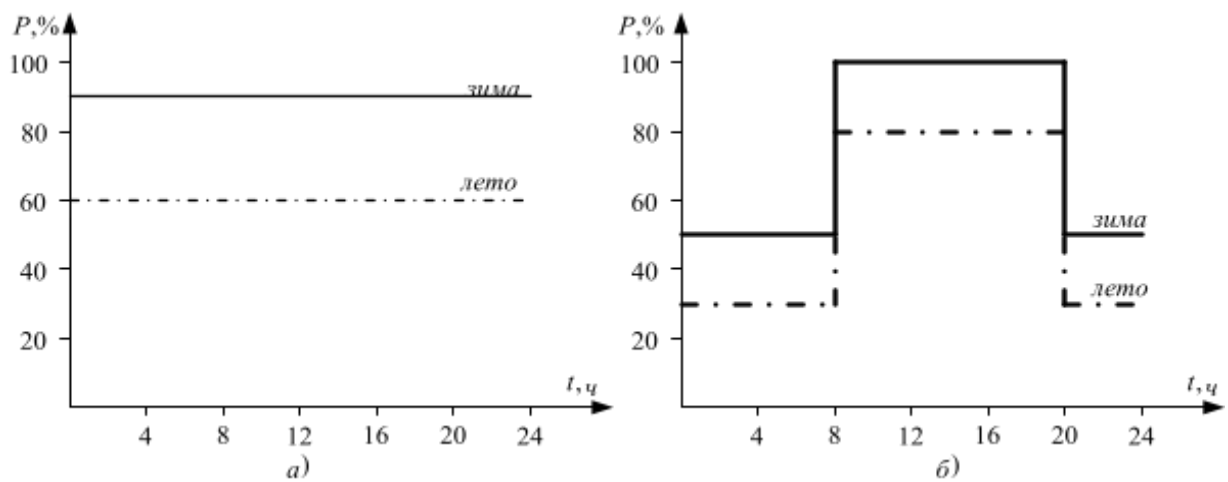


Рисунок 1.1 – Суточные графики активной мощности: а) – ГЭС; б) – промежуточной подстанции

1.2.1. Расчет годового графика передачи мощности участка ГЭС - промежуточная подстанция.

Для гидравлических станций расход электроэнергии на собственные нужды $P_{\text{сн}}$ определяется по [1] и составляет около 0,5% установленной мощности станции.

Передаваемая мощность в летнем и зимнем режиме нагрузок на первом участке определяется на основании заданного графика и значения максимальной вырабатываемой мощности с учетом нагрузки собственных нужд станции, а также длительности зимнего и летнего режимов:

$$P_{\text{к}} P_{\text{з}} = P_{\text{з max}} - P_{\text{сн}} \quad (1.2)$$

$$P_{\text{к}} P_{\text{л}} = P_{\text{л max}} - P_{\text{сн}}$$

Длительность этих режимов:

$$t_{\text{з}} = 24 \cdot T_{\text{з}} \quad (1.3) \quad t_{\text{л}} = 24 \cdot T_{\text{л}}$$

Здесь $P_{\max}$ – максимальная вырабатываемая мощность ГЭС, равная ее установленной мощности; K_3, K_L – коэффициенты, определяемые из графика рисунка 1.1а. Как следует из графика, $K_3 = 0,9$; $K_L = 0,6$.

Относительные значения реактивной мощности рассчитываются по формуле, получаемой из выражения круговой диаграммы мощности идеализированной линии:

$$Q_{*j} = \operatorname{ctg} \left[\sin^{-1} \sqrt{1 - P_{*j}^2} \right], \quad (1.4)$$

где $P = P_{*j} = P_j / Z_c / U_1^2$, значение активной мощности в долях от натуральной для

каждого режима;

Z_c – волновое сопротивление линии, λ

– волновая длина линии.

На этой стадии проектирования марка провода, а, следовательно, волновые параметры участков передачи, еще не определены. Предлагается воспользоваться ориентировочными величинами волнового сопротивления линии (300 Ом) и волновой длины линии ($\alpha_0 = 1,05 \cdot 10^{-3}$; $\lambda = 0,6$), т.к. учет точных значений активной и реактивной мощности, которые являются обязательными при расчете и анализе режимов и принятии на основании их проектных решений, при выборе варианта выполнения передачи, не обязателен.

Расчет графика участка 1-3 следует представить в таблице 1.2. Таблица 1.2 – Расчёт графика передачи мощности участка передающая станция – промежуточная подстанция (участок 1)

№ п/п	Наименование	Зимний режим	Летний режим
1.	Нагрузка собственных нужд, МВт		
2.	Вырабатываемая мощность, МВт		
3.	Продолжительность режима, час		
4.	Передаваемая активная мощность, МВт		

5.	Передаваемая реактивная мощность, о.е.		
6.	Передаваемая реактивная мощность, Мвар		

1.2.2. Расчет графика передачи мощности участка промежуточная подстанция-приемная система

Расчет графика передачи мощности участка промежуточная подстанция-приемная система (участок 3-2) выполняется путем вычитания графика отбора мощности промежуточной подстанции из графика передачи мощности участка передающая станция - промежуточная подстанция (участок 1-3).

Результаты расчета графика передачи активной и реактивной мощностей этого участка следует представить в таблице 1.3.

Таблица 1.3 - Расчёт графика передаваемой мощности на участке промежуточная подстанция – приемная система (участок 2)

№ п/п	Наименование	летний максимум	летний минимум	зимний максимум	зимний минимум
1.	Передаваемая мощность, МВт				
2.	Потребление активной мощности промежуточной подстанцией, МВт				
3.	Продолжительность режима, час				
4.	Передаваемая активная мощность, МВт				
5.	Передаваемая реактивная мощность, о.е.				
6.	Передаваемая реактивная мощность, Мвар				

1.2.3. Расчет числа часов потерь мощности по участкам передачи

При длине электропередачи не более 300 км, а также при больших длинах, но с условием, что передаваемые активные мощности всех режимов по графику работы соответствуют диапазону $(0,6-1,05) \cdot U_{ном}^2 / Z_c$, время потерь оценивается по формуле:

$$t_{\text{пот}} = \sum_{j=1}^{\kappa} (P_j / P_{\text{нб}})^2 \cdot t_j. \quad (1.5)$$

В остальных случаях

$$t_{\text{пот}} = \frac{8760 + (1/\lambda + \lambda + ctg) \cdot \sum_{i=1}^m Q_i t_j}{1 + (1/\lambda + \lambda + ctg) \cdot Q_{\text{нб}}^*}, \quad (1.6)$$

где $\lambda = \lambda_0 \ell$ - волновая длина линии;

m – число характерных режимов работы ВЛ согласно годовому графику по продолжительности;

Q_j и t_j - соответственно реактивная мощность идеализированной линии (о.е.)

и длительность каждого режима;

$Q_{\text{нб}}^*$ - реактивная мощность в режиме передачи наибольшей активной

мощности (о.е.).

2. Выбор основного оборудования и схем подстанций электропередачи

2.1 Выбор проводов участков электропередачи

Согласно ПУЭ выбор сечений проводов ВЛ СВН нужно производить на основе технико-экономических расчётов. Расчёты заключаются в нахождении экономических интервалов токовых нагрузок, внутри которых оказывается целесообразным применение одной из возможных марок проводов.

Так, например, для ВЛ 500 кВ рекомендуется конструкция фазы, состоящая из трёх сталеалюминевых проводов с номинальным сечением по алюминию

300, 400 или 500 мм², а для ВЛ 330 кВ – из двух сталеалюминевых проводов сечением 240, 300, 400 или 500 мм².

Таким образом, для каждого из участков электропередачи в каждом из намеченных вариантов ее выполнения могут быть использованы несколько марок проводов. Для всех этих марок проводов по справочной литературе необходимо определить удельные электрические параметры.

Расчёт активного сопротивления провода выполняется с учётом поправки на среднегодовую температуру t по формуле:

$$r_0^t = r_0^{+20} [1 + 0,004 (t - 20)] \quad (2.1.)$$

Значение удельного активного сопротивления фазы провода r_0^{+20} приведены в справочной литературе [1].

Результаты выбора и расчёта представляются в виде таблицы 1.4.

Таблица 2.1. – Расчёт удельных электрических параметров фазных проводов

№ п/п	Наименование	1 вариант					
		1 участок			2 участок		
							
1.	Активное сопротивление провода при 20°С, r_0^{+20} , Ом/км						
2.	Активное сопротивление с поправкой на температуру, Ом/км						
3.	Реактивное сопротивление провода, x_0' , Ом/км						
4.	Емкостная проводимость, $b_0 \cdot 10^{-6}$, См/км						
5.	Удельные потери мощности на корону, кВт/км						
№ п/п	Наименование	2 вариант					
		1 участок			2 участок		

							
1.	Активное сопротивление провода при 20°C, r_0^{+20} Ом/км						
2.	Активное сопротивление с поправкой на температуру, Ом/км						
3.	Реактивное сопротивление провода, x_0 Ом/км						
4.	Емкостная проводимость, $b_0 \cdot 10^{-6}$, См/км						
5.	Удельные потери мощности на корону, кВт/км						

Для всех намеченных марок проводов выполняется расчет экономических токовых интервалов. Экономические интервалы токов для проводов выбранных сечений выявляются путём вычисления значений предельного экономического фазного тока для смежных сечений:

$$I_{\text{ПЭ}} = 18,25 \sqrt{\frac{(K_{0(i-1)+} - K_{0i}) \cdot (E_H + \checkmark) + (P_{k(i-1)+} - P_{ki}) \cdot 8760}{(r_{0i} - r_{0(i-1)+}) / n}} \quad (2.2.)$$

где $K_{0(i-1)+}$ и K_{0i} – удельные капитальные вложения на сооружение ВЛ соответственно с проводами большего и меньшего сечения при учёте поправочных и зональных коэффициентов;

E_H – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений;

$\checkmark$ – коэффициент ежегодных издержек на обслуживание ВЛ;

$P_{k(i-1)+}$ и P_{ki} – среднегодовые потери мощности при коронировании проводов большего и меньшего сечения;

r_{oi} и $r_{oi(1)}$ – погонные активные сопротивления одного провода соответственно меньшего и большего сечения с введением поправки на среднегодовую температуру воздуха; n – число проводов в фазе; z_e – удельные затраты на возмещение потерь электроэнергии; $t_{\text{пот}}$ – время потерь.

Результаты расчетов предельных экономических токов для рассматриваемых смежных сечений проводов по вариантам заносятся в таблицу 1.5.

Таблица 2.2. – Расчёт предельных экономических токов

Наименование	Вариант 1		Вариант 2	
	Участок 1	Участок 2	Участок 1	Участок 2
Удельные капитальные вложения в сооружение ВЛ с проводами (указывается первое рассматриваемое сечение провода) тыс. руб./км				
Удельные капитальные вложения в сооружение ВЛ с проводами (указывается следующее рассматриваемое сечение провода) тыс. руб./км				
Нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений				
Издержки на обслуживание и ремонт, о.е.				
Среднегодовые потери на коронирование проводов (указывается для первого рассматриваемого сечения провода) , кВт/км				
Среднегодовые потери на коронирование проводов (указывается следующее рассматриваемое сечение провода) кВт/км				

Погонное активное сопротивление фазы (указывается первое рассматриваемое сечение провода), Ом/км				
Погонное активное сопротивление фазы (указывается следующее рассматриваемое сечение провода) Ом/км				
Время потерь энергии, час				
Стоимость потерь энергии, руб./кВт*час				
Предельный экономический ток А для первого и второго рассматриваемого сечения провода				

Выбор целесообразного сечения проводов осуществляется путём сопоставления рабочего тока ВЛ в режиме передачи наибольшей активной мощности с предельными экономическими токами, ограничивающими экономические интервалы сечений. Ввиду того, что величина рабочего тока не остаётся постоянной по длине линии из-за существования распределённой ёмкостной проводимости проводов, а предельные экономические токи рассчитываются по параметрам и стоимостным показателям, отнесённым к единице длины ВЛ, т.е. не зависят от длины, то в качестве рабочего тока следует принимать условный неизменный по длине линии среднеквадратичный ток. При равных напряжениях на концах участка идеализированной линии этот ток:

$$I_{CPKHB} = \frac{U_1}{\sqrt{3} Z_c} \sqrt{1 + (1/\tan \phi + \tan \phi) \frac{Q_{HB}}{P}} \quad (2.3.)$$

Далее путем сравнения величины среднеквадратичного тока с предельными экономическими токами осуществляется выбор марки провода.

Промышленностью выпускаются несколько марок проводов с одинаковыми номинальными сечениями по алюминию, но с различными номинальными сечениями стального сердечника и различными способами защиты от коррозии.

Выбранная марка проводов проверяется на нагрев длительно протекающим током в наиболее тяжёлом послеаварийном режиме при учёте температуры окружающего воздуха. ПУЭ установлены допустимые длительные токи неизолированных проводов, исходя из допустимой температуры их нагрева $+70^{\circ}\text{C}$ при температуре воздуха $+25^{\circ}\text{C}$.

Допустимые длительные токи для других температурных состояний воздуха пересчитываются так:

$$I_{\text{дл}} = I_{\text{дл}+25} \sqrt{\frac{70-t}{70-25}} \quad (2.4.) \quad 70-25$$

Если $I_{\text{пав}} \geq I'_{\text{дл}}$, то подбирается марка провода большего сечения или же даются рекомендации по разгрузке ВЛ на период времени существования послеаварийного режима и действию устройств автоматики (автоматическое повторное включение).

Результаты расчетов сводятся в таблицу 1.6.

Таблица 2.3.- Выбор марки провода фазы

Наименование	Вариант 1		Вариант 2	
	Участок 1	Участок 2	Участок 1	Участок 2
Номинальное напряжение. кВ				
Число цепей				
Предельный экономический ток $I_{i-(i+1)}$, кА				
Предельный экономический ток $I_{(i+1)-(i+2)}$, кА				

Предельный экономический ток $I_{(i+2)-(i+3)}$, кА				
Среднеквадратичный ток, кА				
Соотношение предельных экономических и среднеквадратичного тока				
Ток послеаварийного режима, кА				
Длительно допустимый ток, кА				
Проверка условия $I_{ПAB}$ на $I_{ДЛ}$				
Марка провода фазы				

2.2. Выбор схемы электрических соединений подстанций ГЭС, промежуточной и приемной подстанций.

2.2.1. Выбор схемы электрических соединений подстанций ГЭС.

Вследствие обычного отсутствия значительного потребления энергии в районе сооружения ГЭС и ограниченности площадки для сооружения открытого распределительного устройства (ОРУ), наиболее рациональным является блочное соединение генераторов и повышающих трансформаторов, причем следует применять укрупненные блоки, когда к одному трансформатору присоединяются 2 генератора (рисунок 4.1). Единичная мощность трансформатора блока должна быть выбрана такой, чтобы обеспечивалась трансформация полной номинальной мощности генераторов блока без учета перегрузочных возможностей трансформатора. Как правило, расширение ОРУ высшего напряжения ГЭС исключается, что позволяет применять простые и надежные схемы соединений кольцевого типа (многоугольники) с чередованием ветвей присоединения элементов.

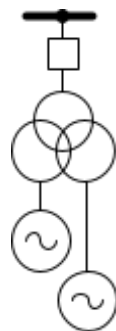


Рисунок 2.1 – Укрупненный блок «два генератора на трансформатор»

2.2.2. Выбор схемы электрических соединений промежуточной подстанции.

Схемы соединений промежуточной подстанции могут быть различными. Выбор той или иной схемы в основном зависит от того, какова величина мощности, распределяемой на высшем напряжении, совпадают ли номинальные напряжения ВЛ на двух участках электропередачи и каковы эти напряжения, а также от числа подходящих к подстанции линий и числа устанавливаемых автотрансформаторов.

При совпадающих напряжениях участков и сравнительно большой распределяемой мощности применяют типовые схемы многоугольников с числом присоединений не более шести. В этом случае распределяемая мощность передается в близлежащий район от пункта расположения подстанции по линиям того же номинального напряжения, что и ВЛ электропередачи, а на подстанции сооружается одно ОРУ. Если число присоединений превышает шесть, то используются схемы связанных многоугольников или схемы с двумя системами сборных шин, когда устанавливаются три выключателя на 2 присоединения, 4 выключателя на 3 присоединения или 2 выключателя на каждое присоединение. В случае относительно меньшей распределяемой мощности близлежащий район целесообразно снабжать энергией по линиям среднего номинального напряжения, с чем связана необходимость сооружения на подстанции двух ОРУ высшего и среднего напряжения, для которых выбираются типовые

главные схемы в соответствии с классом напряжения и числом коммутируемых элементов. В этих случаях мощность трансформаторов (автотрансформаторов) и их число выбираются из расчета трансформации наибольшей мощности потребителей подстанции или потребителей подстанции и близлежащего района с учетом допустимых систематических и аварийных перегрузок в нормальном и послеаварийном режимах работы.

Когда номинальные напряжения участков электропередачи разные, мощность и число автотрансформаторов выбираются, исходя из необходимости трансформации наибольшей суммарной мощности потребителей подстанции (с учетом или без учета потребителей района) и мощности, отдаваемой в систему или получаемой от нее. Отбор мощности в близлежащий район может осуществляться по ВЛ как высшего, так и среднего номинального напряжения в зависимости от величины отбираемой мощности. Схемы двух ОРУ выбираются согласно вышеприведенным рекомендациям при соблюдении условия, что отключение трансформаторов должно осуществляться не более чем тремя-четырьмя выключателями в пределах одного ОРУ, а отключение каждой ВЛ — не более чем двумя выключателями.

2.2.3. Выбор схемы электрических соединений приемной подстанции..

Концевой подстанцией электропередачи является опорная подстанция приемной системы, для которой схема ОРУ заданного номинального напряжения неизвестна. Поэтому с целью сравнения вариантов можно условно принимать число дополнительно устанавливаемых выключателей равным числу цепей ВЛ второго участка тогда, когда номинальные напряжения ВЛ и опорной подстанции одинаковы. При несовпадающих напряжениях необходимо предусмотреть установку автотрансформаторов связи, выбор мощности и числа которых производится с учетом допустимых систематических и аварийных перегрузок, исходя из рассмотрения нормального режима наибольших нагрузок и послеаварийного режима при

отключении одного из автотрансформаторов связи. В этом случае возникает необходимость в сооружении дополнительного ОРУ на территории или вблизи опорной подстанции приемной системы для коммутирования ВЛ второго участка и автотрансформаторов связи. Схема этого ОРУ выбирается аналогично схеме ОРУ промежуточной подстанции.

В качестве примеров на рисунках 2.2 – 2.4 приведены варианты схем ГЭС и электропередачи на напряжении 500 и 330 кВ.

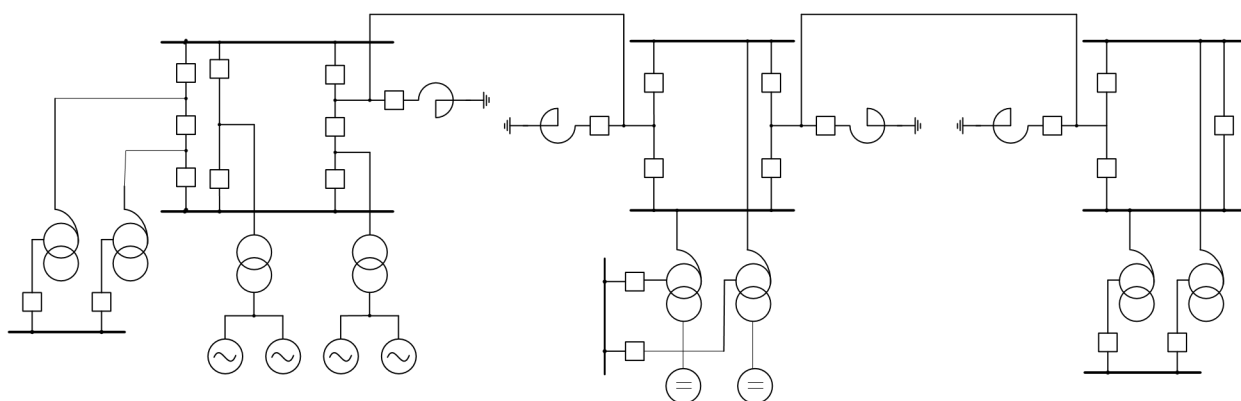


Рисунок 2.2 – Схема соединения для ГЭС напряжением 500/110 кВ и промежуточной подстанции 500/110 кВ

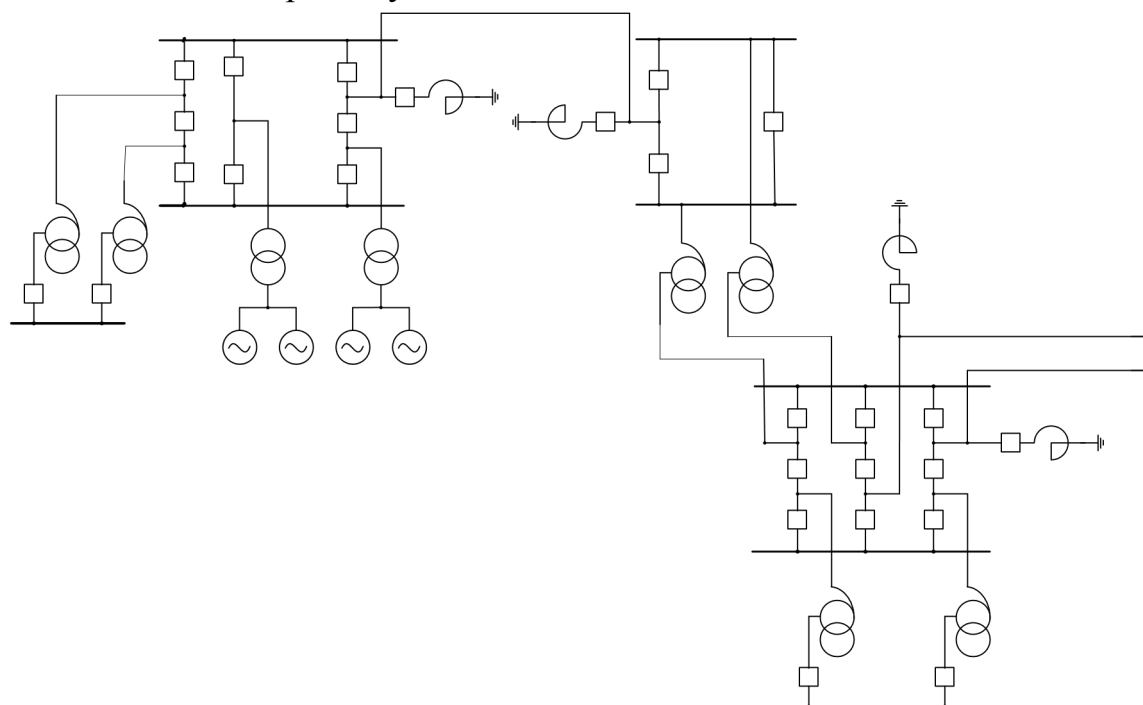


Рисунок 2.3 – Схема соединения для ГЭС напряжением 500/110 кВ и промежуточной подстанции 500/330/110 кВ

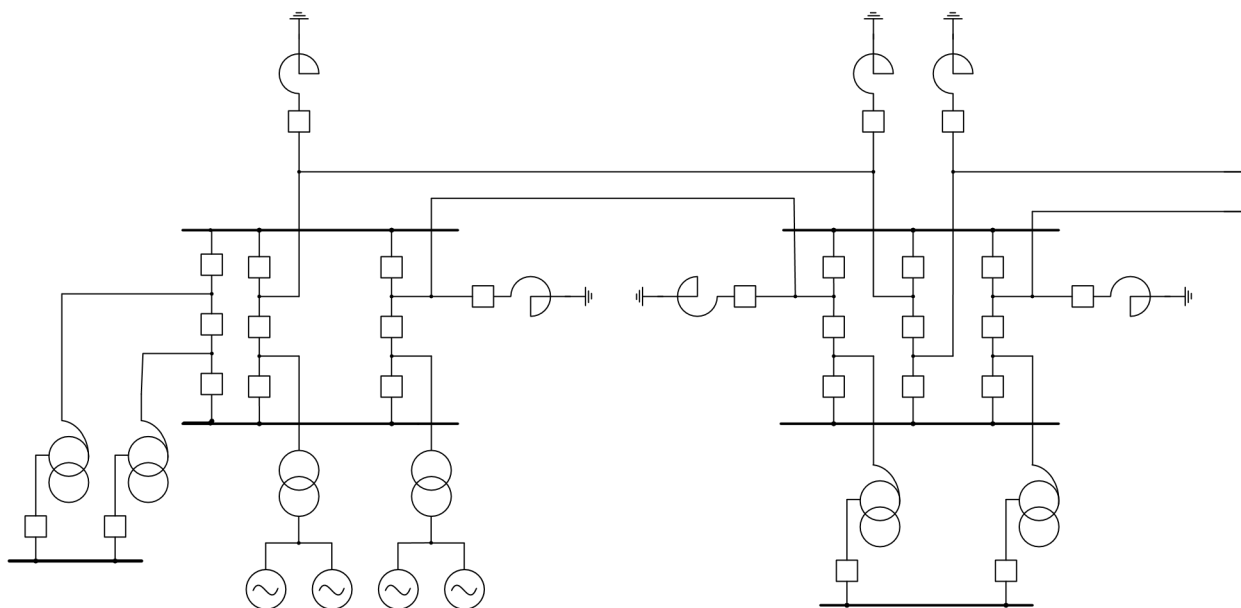


Рисунок 2.4 – Схема соединения для ГЭС напряжением 330/110 кВ и промежуточной подстанции 330/110 кВ

2.3. Выбор трансформаторов ГЭС, промежуточной и приемной подстанций.

2.31. Выбор трансформаторов ГЭС

Выбор трансформаторов ГЭС осуществляется на основании выбранной схемы присоединения генераторов ГЭС к трансформаторам. Мощность повышающего станционного трансформатора определяется как суммарная мощность генераторов, подключенных к его обмотке низкого напряжения и коэффициента мощности генератора. При выборе марки трансформатора необходимо соблюдать соответствие номинальных напряжений заданной марки генератора и обмотки низкого напряжения выбираемого трансформатора. P

$$S_{\text{тр}} = \frac{P_{\text{ген}}}{\cos \varphi_{\text{ген}}} \quad (2.5.)$$

Мощность автотрансформатора связи определяется исходя из заданного значения отбора мощности с шин среднего напряжения станции, которое ввиду удаленности местной нагрузки принимается равным 330 кВ.

$$S_{mp} = \frac{P}{1,4 \cos \varphi_{отб}} \quad (2.6.)$$

2.31. Выбор трансформаторов промежуточной и приемной подстанции.

Ввиду того, что по условиям надежности электроснабжения потребителей промежуточной подстанции требуется установка двух трансформаторов, их мощность должна быть определена по условию 40% перегрузки по известному выражению

$$S_{mp} = \frac{S}{1,4} \text{ сн}$$

Мощность, протекающая через трансформатор, определяется мощностью, потребляемой с шин среднего напряжения, поскольку отпуск мощности с шин низкого напряжения по условию не предусматривается. Мощность, потребляемая с шин среднего напряжения, зависит от принятой для рассматриваемого варианта схемы подстанции. Так, при схеме, когда второй участок электропередачи подключается к шинам среднего напряжения, мощность, потребляемая с них, будет рассчитываться как сумма мощностей потребителей промежуточной подстанции и второго участка линии электропередачи.

В зависимости от указанного в задании значения номинального напряжения отходящей от шин среднего напряжения сети электроснабжения потребителей промежуточной подстанции может потребоваться дополнительная трансформация напряжения, если номинальное напряжение на шинах среднего напряжения трансформаторов, подключенных к шинам

высокого напряжения подстанции, не будет совпадать с ним. Таким образом, потребуется установка еще двух трансформаторов, обеспечивающих требуемое номинальное напряжение сети электроснабжения потребителей. Мощность трансформаторов, обеспечивающих дополнительную трансформацию, определяется аналогичным образом, при этом мощность, потребляемая с шин среднего напряжения, определяется на основании указанной в задании мощностью нагрузки потребителей и коэффициентом мощности.

Если номинальные напряжения второго участка электропередачи и приемной системы совпадают, то отпадает необходимость установки дополнительных трансформаторов и строительства ОРУ приемной системы. Если это условие не выполняется, то требуется установка трансформаторов на подстанции приемной системы. Выбор их осуществляется на основании приведенных выше правил, мощность однозначно определяется на основании полученных ранее значений активной и реактивной мощности, протекающих по второму участку линии электропередачи.

Результаты расчета мощностей и выбора трансформаторов представляются в таблице.

Таблица -Расчет мощностей и выбор трансформаторов

Наименование объекта	Номинальное напряжение	Полная мощность трансформации	Расчетная мощность трансформатора	Марка трансформатора
1 вариант				
ГЭС				
Промежуточная подстанция ВНСН1				
Помежуточная подстанция СН1-СН2				
Приемная подстанция				

2 вариант				
ГЭС				
Промежуточная подстанция ВН-				
СН1				
Промежуточная подстанция СН1-СН2				
Приемная подстанция				

Расчетные данные выбранных трансформаторов представляются в таблице

Наименование	Номинальное напряжение трансформатора	Активное сопротивление, Ом		Индуктивное сопротивление, Ом		Активные потери холостого хода, МВт	Реактивные потери холостого хода, МВАр
ГЭС		ВН	СН	ВН	СН		
Промежуточная подстанция ВНСН1							
Промежуточная подстанция СН1-СН2							
Приемная подстанция							

3. ПРОВЕРКА АПЕРИОДИЧЕСКОЙ СТАТИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Расчет устойчивости выполняется с целью проверки соблюдения нормируемых коэффициентов запаса по статической устойчивости для вариантов выполнения электропередачи.

Исходя из требований к устойчивости, схемы энергосистемы подразделяются на нормальные, когда все сетевые элементы, определяющие устойчивость, находятся в работе, и ремонтные, отличающиеся от нормальной тем, что из-за отключенного состояния одного или нескольких элементов электрической сети уменьшен максимально допустимый переток в каком-либо сечении.

Перетоки мощности в сечениях в установившихся режимах подразделяются следующим образом:

- нормальные (наибольший допустимый переток называется максимально допустимым);
- вынужденные (наибольший допустимый переток называется аварийно допустимым).

Коэффициент запаса статической (апериодической) устойчивости по активной мощности в сечении (K_P) вычисляется по формуле: $P_{np} - (P + P_{нк})$

$$K_P = \frac{P_{np} - (P + P_{нк})}{P_{np}}, \quad (3.1)$$

где P_{np} – предельный по апериодической статической устойчивости переток активной мощности в рассматриваемом сечении;

P – переток в сечении в рассматриваемом режиме, $P > 0$;

$P_{нк}$ – амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности в этом сечении (принимается, что под действием нерегулярных колебаний переток изменяется в диапазоне $P \pm P_{нк}$).

Расчетная амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности сечения может быть определена по выражению:

$$P_{нк} = K \sqrt{\frac{P_{n1} P_{n2}}{P_{n1} + P_{n2}}}, \quad (3.2)$$

где $P_{н1}$, $P_{н2}$ – суммарные мощности нагрузки с каждой из сторон рассматриваемого сечения. Коэффициент K принимается равным 1,5 при ручном регулировании и 0,75 при автоматическом регулировании (ограничении) перетока мощности в сечении.

По условиям устойчивости нормируются минимальные коэффициенты запаса статической апериодической устойчивости по активной мощности в сечениях (таблица 3.1).

Таблица 3.1 – Коэффициенты запаса по активной мощности

Режим, переток в сечении	Минимальные коэффициенты запаса по активной мощности
Нормальный	0,20
Вынужденный (аварийный)	0,08

Для проведения проверочного расчета используется схема замещения электропередачи с двумя источниками энергии: ГЭС и приемная система, представляемая шинами неизменного напряжения и частоты. Эквивалентные параметры схемы замещения (проводимости и сопротивления), а также режимные параметры выражаются в именованных или же в относительных единицах, причем в случае применения именованных единиц рекомендуется все параметры пересчитывать к одной ступени высшего номинального напряжения электропередачи.

При составлении схемы замещения электропередачи допускаются некоторые упрощения: участки воздушных линий представляются Побразными схемами замещения без учета активных сопротивлений и проводимостей; нагрузки промежуточной подстанции заменяются одной обобщенной расчетной нагрузкой, активная мощность которой равняется сумме заданных нагрузок, а реактивная мощность рассчитывается на основании балансирования с учетом включения компенсирующих устройств в исходном режиме. Обобщенная нагрузка вводится в схему замещения как полное (комплексное) сопротивление, включенное шунтом на землю. Величина этого сопротивления принимается не зависящей от изменения

режимных параметров и вычисляется по известным параметрам нагрузки в исходном режиме.

В схему замещения электропередачи необходимо вводить сопротивления автотрансформаторов связи с системой, если их необходимо применить. Выполняя расчет по проверке устойчивости варианта электропередачи с различными номинальными напряжениями ВЛ на головном и концевом участках, следует учесть сопротивление луча высшего напряжения трехлучевой схемы замещения автотрансформаторов промежуточной подстанции. Сопротивления всех трансформаторов электропередачи находят по справочным материалам, пользуясь известными величинами трансформируемой полной мощности и принятыми номинальными напряжениями ВЛ.

Эквивалентные параметры схемы замещения электропередачи целесообразно рассчитывать по результатам серии последовательных преобразований, когда исходная схема замещения приводится к П- или Г-образной.

При получении коэффициентов запаса устойчивости в нормальном и наиболее тяжелом послеаварийном (отключение одной цепи двухцепной линии) режимах, превышающих нормативные значения (см. таблицу 3.1), считают, что варианты выполнения электропередачи технически приемлемы, и поэтому правомерно их экономическое сравнение.

Если коэффициент запаса в нормальном режиме оказывается меньше нормативного, то пропускная способность электропередачи должна быть увеличена за счет применения специальных устройств, таких как продольная емкостная компенсация, источники реактивной мощности и других.

В тех случаях, когда меньше нормативного получается коэффициент запаса в послеаварийном режиме, в зависимости от того, на каком из участков или же на двух участках предусматривается сооружение двухцепной линии, и от соотношения максимальной передаваемой мощности и наибольшей мощности потребителей подстанции, следует либо определить требуемое снижение передаваемой мощности за счет быстродействующей разгрузки генераторов ГЭС, либо дать рекомендации по сооружению переключательного пункта на трассе двухцепной линии, либо применить специальные устройства.

В качестве примера рассмотрим расчет устойчивости передачи, представленной на рисунке 3.1.

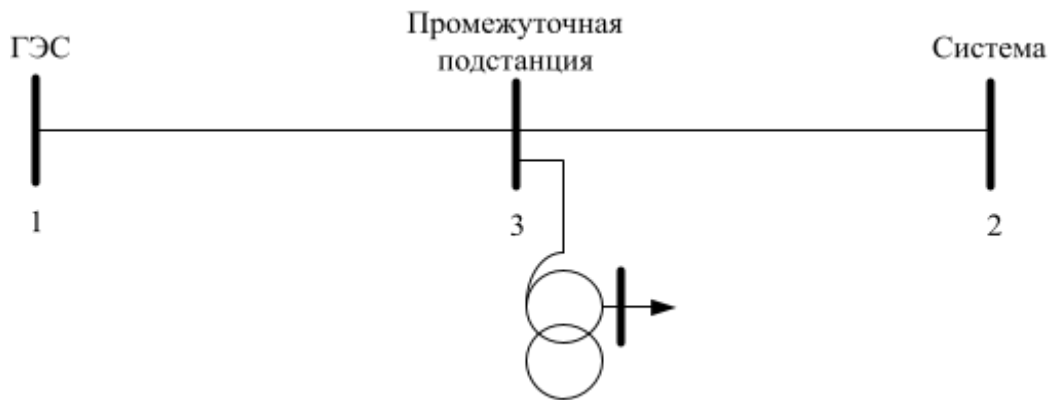


Рисунок 3.1 – Принципиальная схема электропередачи

Исходя из вышеуказанных упрощающих допущений, составляем схему замещения электропередачи (рисунок 3.2).

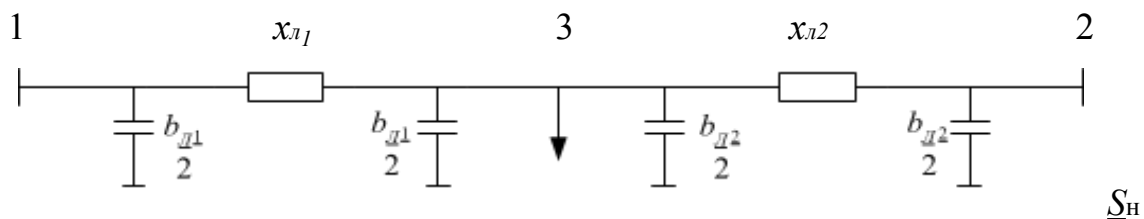


Рисунок 3.2 – Схема замещения электропередачи

Индуктивные сопротивления и емкостные проводимости участков линии следует определять с учетом распределенности параметров и числа цепей по формулам:

$$x_L = \frac{n x_0 l}{\sqrt{1 - \frac{1}{4} x_0^2 l^2}} \quad b_L = \frac{n b_0 l}{\sqrt{1 - \frac{1}{4} x_0^2 l^2}}$$

где: x_0 , b_0 – удельные параметры для выбранного на участке провода; n – число цепей на участке линии; l – длина участка (км); $\sqrt{1 - \frac{1}{4} x_0^2 l^2}$ – волновая длина каждого из участков линии (рад).

Значение реактивной мощности обобщенной нагрузки S_H определяется из условия баланса реактивной мощности в узле 3 и в предположении, что на шинах ВН промежуточной подстанции (узел 3) и на шинах приемной системы (узел 2) поддерживается номинальное напряжение.

Реактивные мощности, подтекающие к узлу 3 от участков линии 1-3 и 3-2, определяются по формулам круговых диаграмм мощности:

$$Q_{1-3} = \frac{U_{\text{ном}1-3}^2}{Z_{c1-3}} \Delta_{1-3} \text{ctg} \varphi_{1-3} + \sqrt{\frac{k^2}{\sin^2 \varphi_{1-3}} - \frac{P_{13}^2}{U_{\text{ном}1-3}^2}} \frac{Z_{c13}}{U_{\text{ном}1-3}^2}$$

$$Q_{3-2} = \frac{U_2^2}{Z_{c3-2}} \Delta_{3-2} \text{ctg} \varphi_{3-2} - \sqrt{\frac{k^2}{\sin^2 \varphi_{3-2}} - \frac{P_{32}^2}{U_{\text{ном}3-2}^2}} \frac{Z_{c32}}{U_{\text{ном}3-2}^2}$$

где: $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение участка линии 1-3 или 3-2;

$Z_c = \frac{1}{\pi \epsilon_0 \epsilon_r} \sqrt{\frac{\mu_0}{\epsilon_0}}$ – волновое сопротивление каждого из участков линии; n

k – перепад напряжения на участках линии (здесь принимается $k=1$); P – активная мощность, протекающая по участку в режиме максимальных нагрузок. Следует учесть, что для участка 3-2 электропередачи максимальная мощность соответствует режиму, когда на промежуточной подстанции потребление активной мощности наименьшее (см. рис. 1.1), т.е.

$$P_{3-2} = P_{1-2} - 0,5P_{\text{пс}}.$$

Далее определяется реактивная мощность обобщенной нагрузки:

$$Q_H = Q_{1-3} - Q_{3-2}$$

Таким образом, полная мощность обобщенной нагрузки промежуточной подстанции с учетом необходимых компенсирующих устройств равна:

$$\underline{S}_H = P_H + jQ_H$$

где: P_H – мощность нагрузки промежуточной подстанции в режиме зимнего минимума.

Комплексное сопротивление обобщенной нагрузки равно:

$$\underline{Z}_H = \frac{U_{32}^2}{P_H - jQ_H}$$

В схеме замещения следует все проводимости перевести в сопротивления, поэтому находим

$$\underline{Z}_{10} = \frac{1}{b_{Л1}} - j2; \underline{Z}_{20} = \frac{1}{b_{Л2}} - j2; \underline{Z}_{30} = \frac{1}{b_{Л1} + b_{Л2}} - j2$$

Схема замещения после перевода значений мощностей и проводимостей в сопротивления представлена на рисунке 3.3.

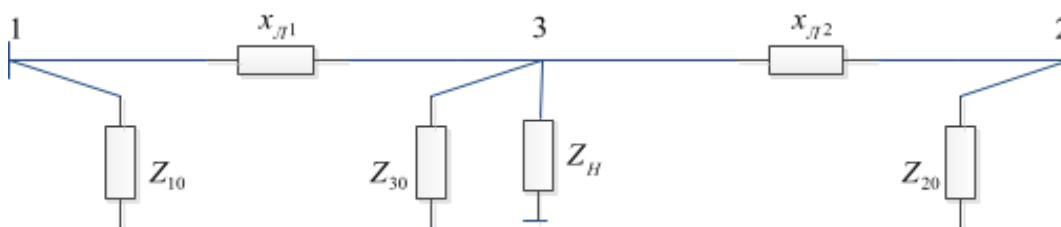


Рисунок 3.3 – Схема замещения электропередачи после перевода значений мощностей и проводимостей

Преобразуем схему замещения к Т-образному виду с целью дальнейшего определения собственных и взаимных проводимостей:

$$\underline{Z}_1 = \frac{\underline{Z}_H \cdot \underline{Z}_{30}}{\underline{Z}_H + \underline{Z}_{30}}$$

Схема примет вид, показанный на рисунке 3.4.

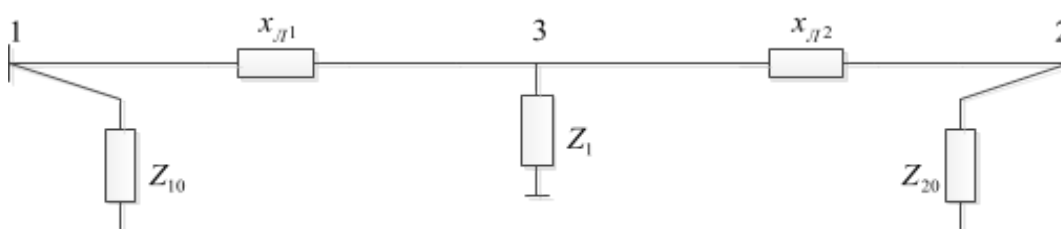


Рисунок 3.4 – Схема замещения после первого этапа преобразований

Произведем преобразование треугольника со сторонами Z_{10} , $x_{л1}$ и Z_1 в звезду:

$$\underline{Z}_2 = \frac{\underline{Z}_{10} \cdot jx_{л1}}{\underline{Z}_{10} + jx_{л1} + \underline{Z}_1}$$

$$\underline{Z}_3 = \frac{\underline{Z}_{10} \cdot \underline{Z}_1}{\underline{Z}_{10} + jx_{л1} + \underline{Z}_1}$$

$$\underline{Z}_4 = \frac{\underline{Z}_1 \cdot jx_{л1}}{\underline{Z}_{10} + jx_{л1} + \underline{Z}_1}$$

$$\underline{Z}_5 = +\underline{Z}_4 \cdot jx_{л2}$$

После второго этапа преобразований схема замещения имеет вид, изображенный на рисунке 3.5.

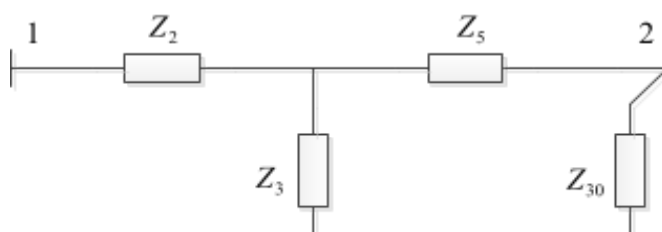


Рисунок 3.5 – Схема замещения после второго этапа преобразования

Произведем преобразование треугольника со сторонами Z_3 , Z_5 и Z_{30} в звезду:

$$\begin{aligned} Z_6 &= \frac{Z_3 \cdot Z_5}{Z_3 + Z_5 + Z_{30}} \\ Z_7 &= \frac{Z_3 \cdot Z_{30}}{Z_3 + Z_5 + Z_{30}} \\ Z_8 &= \frac{Z_5 \cdot Z_{30}}{Z_3 + Z_5 + Z_{30}} \\ Z_9 &= Z_2 + Z_6 \end{aligned}$$

После третьего этапа преобразований схема замещения имеет вид, изображенный на рисунке 3.6.

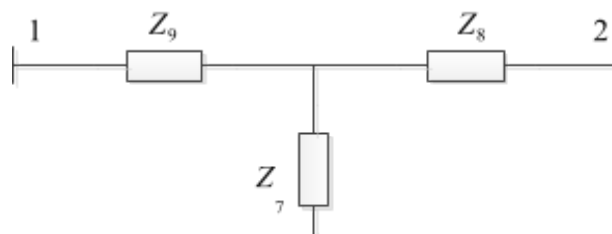


Рисунок 3.6 – Схема замещения после третьего этапа преобразования.

Определим собственные и взаимные сопротивления между узлами 1 и 2:

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{11} &= \underline{Z}_9 + \frac{\underline{Z}_8 \cdot \underline{Z}_7}{\underline{Z}_7 + \underline{Z}_8} = z_{11} \angle \varphi_{11} \\ \varphi_{11} &= 90^\circ - \varphi_{11} \\ \underline{Z}_{12} &= \underline{Z}_8 + \frac{\underline{Z}_8 \cdot \underline{Z}_9}{\underline{Z}_7 + \underline{Z}_8} = z_{12} \angle \varphi_{12} \end{aligned}$$

Определим пропускную способность линии электропередачи по формуле

$$P_{np} = \frac{U_1 U_2}{Z_{12}} \sin \varphi_{11} + \frac{U_1^2}{Z_{11}} \sin \varphi_{11} + \frac{U_2^2}{Z_{22}} \sin \varphi_{22}, \quad (3.2)$$

принимая в ней $U_1 = U_2 = U_{ном}$.

Оценим амплитуду нерегулярных колебаний активной мощности

$$P_{нк} = 0,75 \sqrt{P_{1-3} P_{3-2}},$$

где P_{1-3} и P_{3-2} – потоки активной мощности на участках линии в режиме наибольших нагрузок.

Далее рассчитывается коэффициент запаса K_p и сравнивается с приведенным в таблице 3.1 для соответствующего режима.

Рассмотрим другой случай, когда необходимо проверить устойчивость электропередачи, состоящей из двух участков с разными номинальными напряжениями (рисунок 3.7).



Рисунок 3.7 – Принципиальная схема электропередачи

где: x_B – индуктивное сопротивление обмотки ВН автотрансформаторов промежуточной подстанции; $x_{л2}^{\square}, b_{л2}^{\square}$ – приведенные к напряжению основной ступени (головной участок линии) параметры второго участка линии, которые определяются по формулам:

[illegible]

Рассчитываются реактивные мощности, подтекающие к промежуточной подстанции по участкам линии 1-3 и 4-2:

$$Q_{13} = U_{\text{ном}13}^2 \left(\frac{k_{13}^2}{\sin^2 \alpha_{13}} - P_{13} \frac{Z_{c13}^2}{U_{\text{ном}13}^2} \right) + \frac{U_{\text{ном}42}^2}{Z_{c42}^2} \Delta k_{42} \text{ctg} \alpha_{42}$$

Определяются потери реактивной мощности в обмотках ВН автотрансформаторов промежуточной подстанции:

$$Q_B = P_1 U_{\text{ном}2} + Q_{12} X_B$$

Тогда полная мощность обобщенной нагрузки равна

$$\underline{S}_n = P_n + jQ_n = P_n + j(Q_{13} - \Delta Q_B - Q_{42})$$

Находим приведенное напряжение в узле 4:

$$U_4 = \sqrt{U_{13}^2 - U_{13}^2 \left(\frac{P_{\text{ном}} - Q_{1\text{ном}} X_B}{U_{13}^2} + \frac{P_{1\text{ном}} X_{1-B3}}{U_{13}^2} \right)}$$

Комплексное сопротивление обобщенной нагрузки равно:

$$Z_n = \frac{U_{42}}{P_n - jQ_n}$$

После перевода всех проводимостей схемы замещения в сопротивления, получим следующую схему (рисунок 3.9).

Дальнейшие преобразования схемы замещения аналогичны описанным ранее и должны сводиться к определению собственной проводимости узла 1 (Z_{11}) и взаимной проводимости Z_{12} .

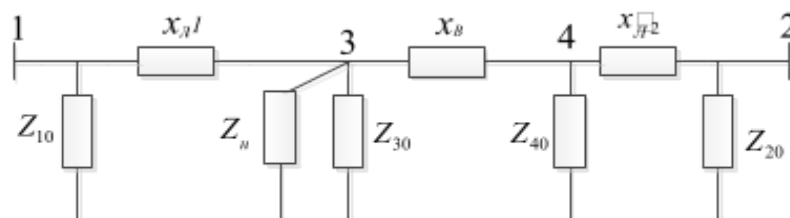


Рисунок 3.9 – Схема замещения электропередачи после перевода значений мощностей и проводимостей

При расчете пропускной способности линии электропередачи P_{np} по формуле (3.2) в качестве U_2 в данном случае следует подставлять номинальное напряжение основной ступени (головного участка линии).

4. ВЫБОР КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ

Частичная компенсация суммарной ёмкостной проводимости длинной линии при помощи шунтирующих реакторов необходима для обеспечения нормальных условий работы передачи в режимах холостого хода и малых нагрузок. Она необходима также при подъёме напряжения с нуля и, в некоторой мере, для повышения пропускной способности передачи.

Режим холостого хода линии существует при односторонних включениях и отключениях линии и характеризуется наличием большой избыточной реактивной мощности, генерируемой линией.

Зарядная мощность линии может значительно превышать номинальную мощность генератора, подключаемого к передаче, что приведёт к недопустимой его перегрузке. С наличием большой зарядной мощности связано и повышение напряжения на линии электропередачи.

Для компенсации зарядной мощности линий применяются шунтирующие реакторы, число которых выбирается исходя из их 70%-ной компенсации зарядной мощности.

Зарядная мощность линии:

$$Q_{зар} = 2 \cdot P \cdot \operatorname{tg} \varphi_c \cdot \frac{l}{2}, \quad (4.1)$$

где $P_c = \frac{U_{НОМ}^2}{Z_c}$ - натуральная мощность линии при максимальном Z_c

напряжении, МВт; $Z_c = \frac{1}{\sqrt{3} \cdot b_0}$ (Ом); $\varphi_c = l \cdot \sqrt{3} \cdot b_0$ (рад); n - число цепей рабочем

на участке линии; l - длина участка (км);

Число шунтирующих реакторов выбирается по условию

$$n_{шр} = \frac{0,7 \cdot Q_{зар}}{Q_{шр}}; \quad (4.2)$$

где $Q_{шр}$ - номинальная мощность трехфазного (трехфазной группы однофазных) реактора.

Марка шунтирующих реакторов для каждого участка по рассматриваемым вариантам выбирается согласно [1]. Если $n_{шр}$ четное, то реакторы устанавливаются поровну по концам линии. При нечетном $n_{шр}$, со стороны втекания в линию активной мощности устанавливается на один реактор больше.

Результаты выбора шунтирующих реакторов рекомендуется свести в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 - Выбор шунтирующих реакторов

Наименование показателя	Вариант 1		Вариант 2	
	Участок 1	Участок 2	Участок 1	Участок 2

Номинальное напряжение, кВ				
Марка провода фазы				
Удельное индуктивное сопротивление фазы, Ом				
Удельная емкостная проводимость фазы, См				
Длина участка, км				
Волновая длина участка линии, рад				
Зарядная мощность участка линии, Мвар				
Марка реактора				
Число реакторов				

Если при проверке статической устойчивости электропередачи (п. 3) реактивная мощность обобщенной нагрузки Q_n получилась отрицательной, это означает, что необходимо предусмотреть выработку реактивной мощности на промежуточной подстанции с помощью компенсирующих устройств (КУ): синхронных компенсаторов (СК) или статических тиристорных компенсаторов (СТК), устанавливаемых на стороне низкого напряжения промежуточной подстанции.

Выбор числа и мощности КУ производится из условий баланса реактивных мощностей.

В случае, когда электропередача выполняется двумя участками с одинаковым номинальным напряжением (рисунок 3.1), расчетная схема для определения мощности КУ $Q_{ку}$ показана на рисунке 4.1.

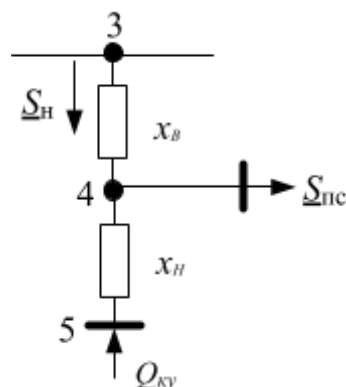


Рисунок 4.1 – Схема для расчета мощности КУ

На рисунке 4.1 обозначены: x_B, x_H – индуктивные сопротивления обмоток ВН и НН автотрансформаторов промежуточной подстанции;

$\underline{S}_{\text{пс}} = P_{\text{пс}} + jQ_{\text{пс}}$ – максимальная мощность потребителей промежуточной подстанции.

Определяем потери реактивной мощности в обмотках ВН автотрансформаторов и напряжение в узле 4, принимая $U_3 = U_{\text{ном}}$:

$$\Delta Q_B = \frac{P_u^2 + Q_u^2}{U_3^2} x_B$$

$$U_4 = \sqrt{\left[U_3 - \frac{Q_u x_B}{U_3} \right]^2 + \left[\frac{P_u x_B}{U_3} \right]^2}$$

Реактивная мощность в начале ветви 4-5 равна

$$Q_{4-5} = Q_H + Q_{\text{пс}} + \Delta Q_B$$

Тогда реактивная мощность, которую должны вырабатывать КУ в режиме максимальных нагрузок с учетом потерь в обмотках НН автотрансформаторов, равна:

$$Q_{\text{ку}} = Q_{4-5} + \frac{Q}{U_4^2} x_H \quad (4.3)$$

В случае, когда электропередача выполняется двумя участками с разными номинальными напряжениями (рисунок 3.7), расчетная схема для определения мощности КУ $Q_{\text{ку}}$ показана на рисунке 4.2.

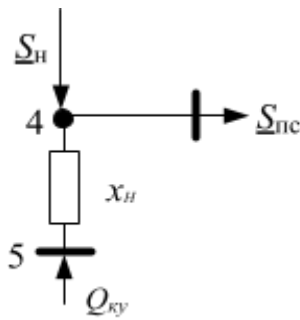


Рисунок 4.2 – Схема для расчета мощности КУ

В этом случае реактивная мощность в начале ветви 4-5 равна

$$Q_{4-5} = Q_n + Q_{пс}$$

Реактивная мощность $Q_{кy}$, которую должны вырабатывать КУ в режиме максимальных нагрузок с учетом потерь в обмотках НН автотрансформаторов, определяется так же, как и в предыдущем случае по формуле (4.3).

По найденному значению $Q_{кy}$ по [1] выбираются число и мощность СК (или СТК), которые необходимо установить на шинах НН промежуточной подстанции, так, чтобы $Q_{СК} \geq Q_{кy}$.

5. РАСЧЕТ И ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

5.1 Цель и задачи анализа режимов электропередачи

Цель выполняемых в курсовом проекте расчетов установившихся режимов электропередачи состоит в анализе и оптимизации работы оборудования электропередачи во всем многообразии возможных режимных ситуаций.

В курсовом проекте для двух намеченных вариантов выполняется расчет следующих режимов электропередачи:

- 1) Расчеты и оптимизация нормальных (исходных) рабочих режимов.
- 2) Расчеты послеаварийных (вынужденных) режимов.

3) Расчеты синхронизационных режимов передачи.

4) Расчеты режимов холостого хода второго участка электропередачи.

Задачи расчета и анализа режимов зависят от конкретной рассматриваемой режимной ситуации, а именно:

1) При расчете и оптимизации нормальных режимов, когда все основное оборудование находится в работе, основными задачами являются обеспечение нормальных уровней напряжения в узлах электропередачи, обеспечение требований системы и генераторов ГЭС по режиму реактивной мощности и минимизация потерь активной мощности.

2) В послеаварийных режимах, когда какой-либо элемент электропередачи отключен, основной задачей расчета является отыскание такого сочетания схемно-режимных параметров, при которых электропередача может функционировать без значительного ущерба для потребителей и энергосистемы.

3) Синхронизационные режимы возникают при необходимости подключения ГЭС к системе, и здесь главной задачей является обеспечение равенства напряжений на открытом конце линии и на шинах, к которым она должна быть подключена. При этом должны быть соблюдены все режимные ограничения для генераторов станции.

4) При анализе режимов холостого хода второго участка электропередачи, соединяющего промежуточную подстанцию с системой, основной задачей расчетчика является снижение ниже предельно допустимых уровней напряжения на линии.

5.2 Подготовка исходной информации для расчетов

Расчеты и оптимизация режимов электропередачи выполняются с помощью программного комплекса RastrWin3.

Перед проведением расчетов нужно подготовить исходные данные по схеме замещения, нагрузкам и генераторам в форме, понятной в RastrWin3. Для этого необходимо:

- 1) Нарисовать схему замещения электропередачи с указанием всех узлов и ветвей.
- 2) Пронумеровать все узлы схемы замещения, включая все промежуточные узлы.
Например, электрическая станция представляется двумя узлами – шины генераторного напряжения и шины за повышающими трансформаторами (шины ВН ГЭС). Номер узла должен быть уникальным положительным числом, сквозная нумерация необязательна. Выбранные номера узлов следует нанести на схему сети.
- 3) Для каждого узла определить его номинальное напряжение и нанести на схему.
- 4) Для узла нагрузки промежуточной подстанции определить активную и реактивную мощность потребления для четырех режимов (зимние и летние максимумы и минимумы).
- 5) Для генераторного узла (генераторы ГЭС) определить активную мощность генерации для зимы и лета, пределы регулирования реактивной мощности ($Q_{\min} \div Q_{\max}$) и заданный (фиксированный) модуль напряжения ($V_{\text{зд}}$). Минимальная реактивная мощность $Q_{\min}$ соответствует $\cos\varphi = 0,97$ ($\text{tg}\varphi = 0,25$) при опережающем токе и задается со знаком «минус», а максимальная $Q_{\max}$, как правило, $\cos\varphi = 0,85$ ($\text{tg}\varphi = 0,62$) при отстающем токе и задается положительной. В ходе расчета режима RastrWin3 контролирует реактивную мощность и при нарушении одного из заданных пределов фиксирует реактивную мощность на его значении и освобождает модуль напряжения.
- 6) Для узла подключения компенсаторов на промежуточной подстанции (при необходимости их установки) также задаются пределы регулирования реактивной мощности ($Q_{\min} \div Q_{\max}$) и модуль напряжения ($V_{\text{зд}}$), которые определяются по каталожным данным компенсатора.
- 7) При наличии в узле шунтов на землю – шунтирующих реакторов (ШР) – определить их проводимость (в микросименсах) и нанести на схему.
- 8) Для линий электропередачи (ЛЭП) определить продольное сопротивление и проводимость на землю (проводимость задается в микросименсах и емкостный

характер отражается знаком «минус»). Параметры схемы замещения ЛЭП определяются с учетом эффекта распределенности по формулам:

$$R_{\text{Л}} = -1 n r l_0 \frac{1 - e^{-\gamma l}}{\gamma} \approx -32 \frac{r l_0}{\gamma} \quad \text{②}$$

$$X_{\text{Л}} = -1 n x l_0 \frac{1 - e^{-\gamma l}}{\gamma} \approx -62 \frac{x l_0}{\gamma} \quad \text{③}$$

$$B_{\text{Л}} = n b l_0 \frac{1 + e^{-\gamma l}}{\gamma} \approx 122 \frac{b l_0}{\gamma} \quad \text{④}$$

где: r_0, x_0, b_0 – удельные параметры для провода ЛЭП; n – число цепей линии; l – длина линии (км); $\gamma = l x_0 b_0$ – волновая длина линии (рад).

- 9) Для трансформаторов определить сопротивление $R+jX$, приведенное к стороне ВН, проводимость шунта на землю $G+jB$ и коэффициент трансформации, равный отношению низшего номинального напряжения к высшему (т.е. коэффициент трансформации будет меньше единицы). Сопротивления и проводимости определяются с учетом количества параллельно работающих трансформаторов.
- 10) Автотрансформаторы и трехобмоточные трансформаторы представить по схеме звезда с промежуточным узлом и тремя ветвями, две из которых имеют коэффициенты трансформации меньше единицы, а одна, соответствующая стороне ВН – равный 1. Проводимость шунта на землю $G+jB$ всего трансформатора задается в ветви ВН. Если в трехобмоточном трансформаторе (автотрансформаторе) обмотка НН не используется, его можно представить в виде одной ветви.
- 11) Задать в качестве балансирующего узла (База) шины энергосистемы и принять в нем модуль напряжения равным номинальному. Для этого узла определить для всех режимов ограничение по реактивной мощности Q_{max} , получаемой из системы из условия $\cos \varphi_c \geq 0,92$ ($\text{tg} \varphi_c \leq 0,43$). При этом для каждого режима приближенно определяется активная мощность, поступающая

в систему, как разность между активной мощностью, выдаваемой ГЭС в электропередачу, и активной мощностью потребителей промежуточной подстанции. По полученному значению P_c определяется $Q_{\max} = P_c \cdot \operatorname{tg} \varphi_c$.

В качестве примера рассмотрим следующую схему электропередачи (рисунок 5.1).

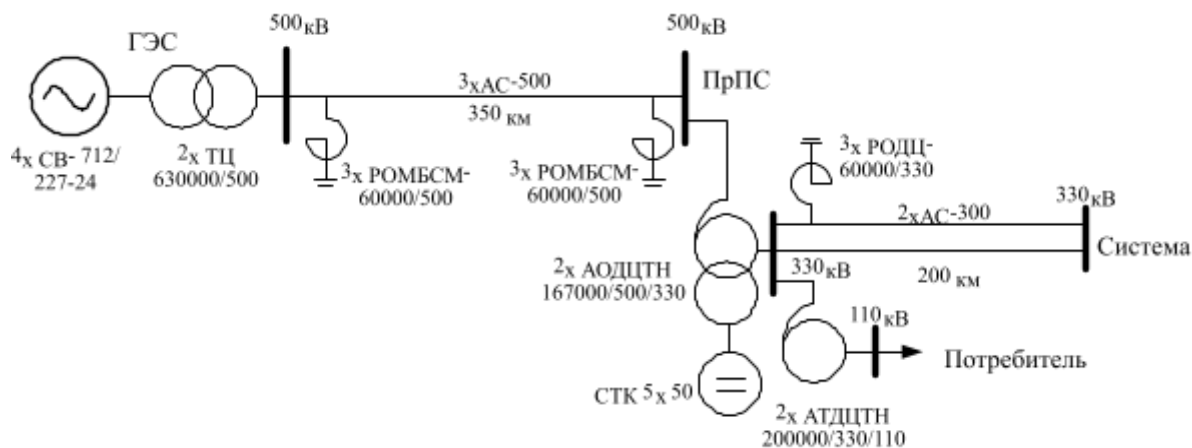
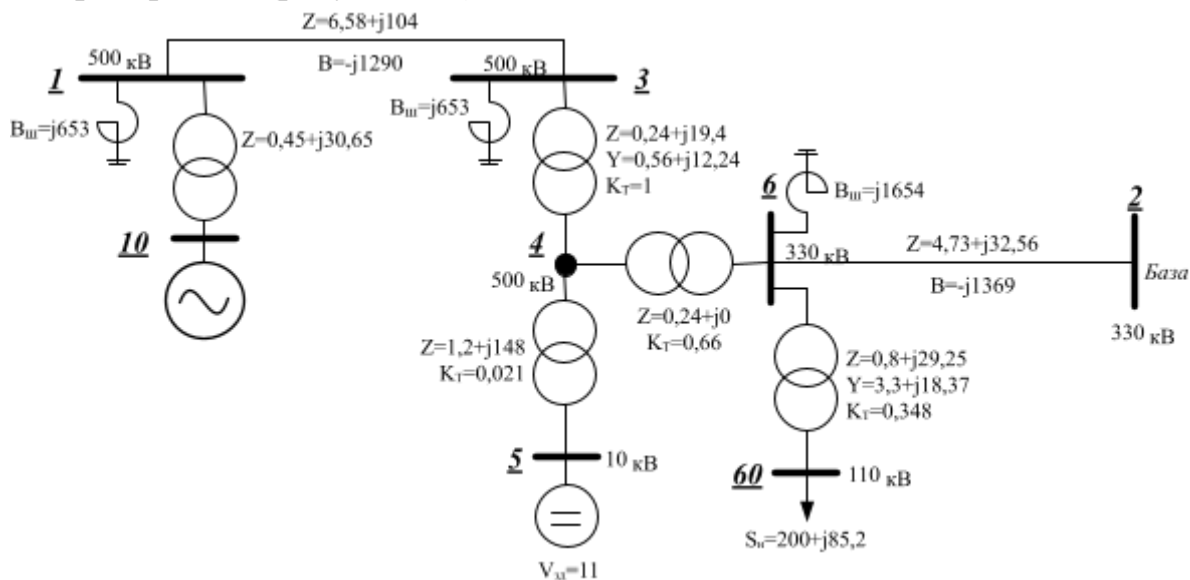


Рисунок 5.1 – Схема электропередачи

Согласно вышеописанным правилам составляем схему замещения электропередачи (рисунок 5.2).



$$Y=4+j17,64 \quad K_T=0,038$$

$$20 \text{ кВ}$$

$$P_r=930,8$$

$$V_{н}=20$$

Рисунок 5.2 – Схема замещения электропередачи

На схеме замещения (рисунок 5.2) номера узлов указаны жирным шрифтом с подчеркиванием. Мощности генерации и нагрузки на схеме указаны для режима зимнего максимума.

Для всех исследуемых режимов данные об узлах генерации и нагрузки для рассматриваемого примера представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Данные об узлах генерации и нагрузки

Режим	ГЭС			Потребитель		СТК		Система
	P_{Γ}	$Q_{\min}$	$Q_{\max}$	$P_{\text{н}}$	$Q_{\text{н}}$	$Q_{\min}$	$Q_{\max}$	$Q_{\max}$
Зима макс.	930,8	-232,7	577,1	200	85,2	-200	250	314,2
Зима мин.	930,8	-232,7	577,1	100	42,6	-200	250	357,2
Лето макс.	618,8	-154,7	383,7	160	68,2	-200	250	197,3
Лето мин.	618,8	-154,7	383,7	60	25,6	-200	250	240,3

Данные об узлах, необходимые для расчета режима зимнего максимума в программе RastrWin, приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Данные об узлах

Тип	Номер	Название	$U_{\text{ном}}$	$P_{\text{н}}$	$Q_{\text{н}}$	P_{Γ}	$V_{\text{зд}}$	$Q_{\min}$	$Q_{\max}$	$B_{\text{ш}}$
Нагр	1	ВН ГЭС	500							653
База	2	Система	330						314,2	
Нагр	3	ВН ПрПС	500							653
Нагр	4	Ср. точка	500							
Ген	5	СТК	10				11	-200	250	
Нагр	6	СН ПрПС	330							1654
Ген	10	Генераторы	20			930,8	20	-232,7	577,1	

Нагр	60	Потребитель	110	200	85,2					
------	----	-------------	-----	-----	------	--	--	--	--	--

Данные о ветвях, необходимые для расчета режима зимнего максимума в программе RastrWin, приведены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Данные о ветвях

Тип	N _{нач}	N _{кон}	R	X	G	B	K _т
Тр-р	1	10	0,45	30,65	4	17,6	0,038
ЛЭП	1	3	6,58	104		-1290	
ЛЭП	6	2	4,73	32,56		-1369	
Тр-р	3	4	0,24	19,4	0,6	12,24	1
Тр-р	4	5	1,2	148			0,012
Тр-р	4	6	0,24				0,66
Тр-р	6	60	0,8	29,25	3,3	18,37	0,348

В таблице 5.3 для трансформаторных ветвей в качестве номера начала ветви N_{нач} следует указывать номер узла ВН трансформатора, т.к. параметры ветви (сопротивления и проводимости) считаются приведенными к этому напряжению. В ветви обмотки ВН трехобмоточного трансформатора (автотрансформатора) обязательно указывать K_т=1, чтобы программа распознавала ее как трансформаторную ветвь (ветвь 3 – 4 рассматриваемого примера).

Кроме данных об узлах и ветвях следует подготовить данные для выполнения расчетов по оптимизации режимов.

Для проведения оптимизации в исходных данных должны быть заданы узлы с источниками реактивной мощности и регулируемые трансформаторы. Узел считается источником реактивной мощности, если в нем задано $Q_{\min} < Q_{\max}$, и $U_{\min} \leq U_{\text{ном}} \leq U_{\max}$. В таком узле программа может изменять заданный модуль напряжения ($U_{\text{ном}}$).

Ветвь считается регулируемым трансформатором, если в ней задано $K_{\text{тmin}} \leq K_{\text{т}} \leq K_{\text{тmax}}$. В такой ветви программа будет изменять коэффициент трансформации.

Узлы считаются контролируруемыми по напряжению, если в них задано $U_{\min} < U_{\max}$. В таких узлах расчетное напряжение в исходном режиме может не попадать в диапазон $U_{\min} \div U_{\max}$. Тогда в ходе оптимизации будет осуществлен ввод режима в допустимую область.

Минимальный уровень напряжения $U_{\min}$ определяется возможностями РПН трансформаторов увеличить уровень напряжения у потребителя до приемлемого значения, а максимальный уровень $U_{\max}$ обусловлен допустимым максимальным рабочим напряжением. Коэффициенты

трансформации $K_{\text{тmin}}$ и $K_{\text{тmax}}$ определяются по паспортным данным РПН трансформаторов.

В таблице 5.4 приведены значения напряжений $U_{\min}$ и $U_{\max}$ для рассматриваемого примера.

Таблица 5.4 – Задаваемые диапазоны напряжений в узлах

Узел	$U_{\min}$	$U_{\max}$
1	450	525
2		
3	450	525
4	450	525
5	10	12
6	300	363
10	18	22
60	110	121

Также следует определить диапазоны изменения коэффициентов трансформации трансформаторов $K_{\text{тmin}} \div K_{\text{тmax}}$, с помощью которых может осуществляться оптимизация режима. В таблице 5.5 приведены эти данные для рассматриваемого примера, в котором трансформаторы имеют РПН с диапазоном регулирования $\pm 6 \times 2\%$.

Таблица 5.5 – Диапазоны регулирования $K_{\text{т}}$

$N_{\text{нач}}$	$N_{\text{кон}}$	$K_{\text{тmin}}$	$K_{\text{тmax}}$
------------------	------------------	-------------------	-------------------

4	6	0,581	0,739
6	60	0,307	0,39

Для этих же трансформаторов следует подготовить данные по ступеням изменения K_T (анцапфам) в виде таблицы 5.6 (правила ее заполнения приведены в документации пользователя ПК RastrWin).

Таблица 5.6 – Информация по анцапфам

N_bd	Тип	Место	Кнейт	V_нр	V_рег	N_анц	Шаг	N_анц	Шаг
1	РПН	СН	1	500	330	6	-2	6	2
2	РПН	СН	1	330	115	6	-2	6	2

5.3 Ввод исходной информации

После запуска ПК RastrWin надо выбрать меню **Открыть–Узлы–Узлы** и **Открыть–Ветви–Ветви**. На экране появятся два окна, содержащие пустые таблицы для ввода узлов и ветвей.

Экранный редактор может находиться в двух режимах: просмотр и коррекция. В режиме просмотра блокированы все функции ввода и редактирования. По умолчанию при первом входе редактор находится в режиме просмотра. Режим переключается клавишами **F2** или **Enter**.

Ввод информации рекомендуется начинать с данных по узлам. Для этого в таблицу **Узлы** следует перенести данные, подготовленные в соответствии с таблицей 5.2. Для базового узла и узлов генерации в меню **Тун** надо выбрать строку **База** или **Ген**.

Далее производится ввод данных о ветвях схемы замещения электропередачи в соответствии с подготовленной таблицей 5.3. При этом программа предоставляет возможность выбора узлов начала и конца ветви из ранее введенного списка.

При вводе данных о ветвях может оказаться, что в таблице **Ветви** на экране отсутствует какая-либо колонка (обычно отсутствует колонка G). Для того, чтобы отобразить ее, следует в любом месте заглавной строки таблицы нажать правую клавишу «мыши» и выбрать пункт меню **Выбор колонок**. Из всплывающего списка

следует выбрать строку с названием «G – Проводимость на землю», нажать правую клавишу «мыши» и выбрать пункт всплывающего меню **Показать колонку**. Появившуюся в таблице колонку можно переместить на любое место путем «перетаскивания». Чтобы колонка постоянно отображалась на экране следует еще раз в любом месте заглавной строки таблицы нажать правую клавишу «мыши» и выбрать пункт меню **Запомнить...**

Введенной в таблицы **Узлы** и **Ветви** информации достаточно для выполнения расчетов исходных режимов зимних и летних максимумов и минимумов, однако для удобства анализа результатов расчетов имеет смысл ввести также информацию, подготовленную в таблицах 5.4 – 5.6.

Для этого следует выбрать меню **Открыть – Оптимизация – Оптимизация-узлы** и в появившуюся таблицу ввести данные из таблицы 5.4. Далее выбирается меню **Открыть – Оптимизация – Оптимизация трансформаторы** и вводятся данные из таблицы 5.5. Также путем выбора меню **Открыть – Оптимизация – Анцапфы** производится ввод данных из таблицы 5.6.

5.4 Расчет и анализ исходных режимов

Расчет режима выполняется ПК RastrWin после выбора меню **Расчеты – Режим** или нажатия соответствующей «иконки» на панели или клавиши **F5**.

Для повышения точности результатов расчета можно изменить ее с принятой по умолчанию $dP = 1$, например, на $dP = 0,1$ путем выбора меню **Расчеты – Параметры – Режим** и изменения значения в первой строке таблицы.

В курсовом проекте следует выполнить расчет и произвести анализ четырех исходных режимов: зимних и летних максимумов и минимумов.

Цель выполняемых расчетов – путем изменения количества и места включенных в работу шунтирующих реакторов добиться приемлемых уровней напряжения во всех узлах электропередачи при соблюдении условий:

- 1) минимально возможное количество работающих реакторов;

- 2) минимизация (по возможности) потерь мощности в электропередаче;
- 3) соблюдение ограничений на потребляемую из системы реактивную мощность.

Расчеты следует начинать с режима, когда все реакторы, принятые ранее к установке в проекте, включены и, постепенно отключая их, добиться выполнения вышеперечисленных условий. Может оказаться, что принятых ранее к установке реакторов в каком-либо режиме недостаточно или требуется их установка в другом месте.

Для каждого режима следует определить потери активной мощности $\Delta P_{\text{исх}}$ как разность между выработкой ГЭС и суммой потребления активной мощности на промежуточной подстанции и системы.

Вообще в ходе выполнения вариантных расчетов следить за изменением потерь мощности удобно по изменению показателя $P_{\text{г}}$ для системы в таблице *Узлы*: увеличение $P_{\text{г}}$ означает такое же снижение потерь активной мощности в электропередаче.

По результатам расчетов всех четырех исходных режимов следует сформировать следующие данные, приведенные в таблице 5.7 для рассматриваемого примера.

Таблица 5.7 – Результаты расчета исходных режимов

Режим	$\Delta P_{\text{исх}}$, МВт	Количество включенных ШР			
		ВН ГЭС	ВН ПрПС	СН ПрПС	Система
Зима макс.					
Зима мин.					
Лето макс.					
Лето мин.					

5.5 Оптимизация нормальных режимов электропередачи

Оптимизация режима по реактивной мощности выполняется для выбора модулей напряжения ($V_{iГ}$) в узлах-источниках реактивной мощности (ИРМ) и коэффициентов трансформации (K_T) в трансформаторах, имеющих регулирование под нагрузкой (РПН). Обычно эти устройства используют для поддержания напряжений в заданных пределах

$$V_{imin} \leq V_i \leq V_{imax}, \quad (5.1)$$

и уменьшения потерь активной мощности. Решение этой двудеиной задачи сводится к минимизации целевой функции:

$$\min F = \Delta P_{\Sigma} + K_{\text{ш}} \Sigma \delta V_i \quad (5.2)$$

где ΔP_{Σ} – суммарные потери активной мощности в сети;

$\Sigma \delta V_i$ – сумма нарушений ограничений (5.1) в контролируемых узлах; $K_{\text{ш}}$ – штрафной коэффициент, связывающий в одной формуле мощность и напряжение, который подбирается эмпирически.

Перед началом расчетов оптимальных режимов следует для трансформаторных ветвей с РПН указать соответствие регуляторов внесенным в базу данных анцапф согласно таблице 5.6. Для этого в таблице **Ветви** в колонке «БД_анц» необходимо указать соответствующие номера.

Для рассматриваемого примера эти данные приведены в таблице 5.8.

Таблица 5.8 – Номера регуляторов

$N_{\text{нач}}$	$N_{\text{кон}}$	БД_анц
4	6	1
6	60	2

Расчет оптимального режима выполняется ПК RastrWin после выбора меню **Расчеты – Оптимизация Q/V** или нажатия соответствующей «иконки» на панели.

В результате оптимизации режима ПК выдает оптимальные значения коэффициентов трансформации трансформаторов с РПН (в колонке « $K_{т/г}$ » таблицы **Ветви**) и соответствующие им анцапфы (в колонке « $N_{\text{анц}}$ »), а также оптимальные уровни напряжения в узлах с ИРМ (колонки « V » или « $V_{\text{зд}}$ » в таблице **Узлы**).

Если при анализе результатов оптимизации обнаружено нарушение одного из ограничений, а именно:

- напряжение хотя бы в одном узле выходит за пределы $V_{imin} \leq V_i \leq V_{imax}$;
- нарушены ограничения по генерации реактивной мощности в какомлибо узле с ИРМ;

то данный режим не является оптимальным.

Для введения режима в допустимую область существует два способа:

- 1) Ужесточение штрафа за выход напряжения за допустимые пределы путем увеличения штрафного коэффициента $K_{ш}$ вплоть до нескольких тысяч (меню **Расчеты – Параметры – Оптимизация**).
- 2) Изменение заданных пределов V_{imin} , V_{imax} , Q_{min} , Q_{max} в сторону их ужесточения.

Первый способ является предпочтительным.

Решение задачи оптимизации режимов с помощью ПК RastrWin не предполагает изменение напряжения в базисном узле (узел 2 – Система в рассматриваемом примере).

Считая, что энергосистема в состоянии поддерживать на шинах приемной подстанции любое напряжение в допустимых пределах, следует путем проведения вариантных расчетов для каждого из четырех нормальных режимов определить такое значение напряжения в базисном узле, которое обеспечивает минимум потерь активной мощности. Для этого следует изменять значение «V» в этом узле в таблице **Узлы**, выполнять расчет оптимизации режима и добиться максимального по модулю значения «P_г» для этого узла при выполнении всех ограничений.

Для найденных оптимальных режимов необходимо рассчитать снижение потерь активной мощности по сравнению с исходным режимом:

$$\delta P = \Delta P_{исх} - \Delta P_{опт}.$$

Результаты выполненных расчетов следует представить в виде таблиц

5.9 и 5.10 (приведены для рассматриваемого примера).

При выполнении каждого расчета оптимального режима следует после выбора меню **Расчеты – Оптимизация Q/V** или нажатия соответствующей «иконки» на

панели также выполнять расчет установившегося режима путем выбора меню **Расчеты – Режим** или нажатия соответствующей «иконки» на панели.

Таблица 5.9 – Оптимальные уровни напряжений ИРМ и системы

Режим	Узел	Название	U _{опт} , кВ	$\Delta P_{\text{опт}}$, МВт	δP , МВт
Зима макс.	2	Система			
	5	СТК			
	10	Генераторы			
Зима мин.	2	Система			
	5	СТК			
	10	Генераторы			
Лето макс.	2	Система			
	5	СТК			
	10	Генераторы			
Лето мин.	2	Система			
	5	СТК			
	10	Генераторы			

Таблица 5.10 – Оптимальные коэффициенты трансформации

Режим	Ветвь	K _{топт}	N анцапфы
Зима макс.	4 – 6		
	6 – 60		
Зима мин.	4 – 6		
	6 – 60		
Лето макс.	4 – 6		
	6 – 60		
Лето мин.	4 – 6		
	6 – 60		

5.6 Расчеты послеаварийных (вынужденных) режимов

В качестве послеаварийного рассматривается наиболее тяжелый режим передачи, возникающий при отключении одной цепи на том участке передачи, по которому передается наибольшая мощность. Если оба участка электропередачи выполнены

Согласно графикам работы ГЭС и потребителей промежуточной подстанции наиболее тяжелым режимом электропередачи будет режим зимнего минимума. При этом изменяются перетоки реактивных мощностей, возрастают токи в фазах оставшихся в работе участков передачи, снижаются напряжения в узловых точках передачи, уменьшается ее пропускная способность.

Специфика расчета определяется принятой схемой передачи и соотношением мощностей ГЭС и нагрузки промежуточной подстанции.

В курсовом проекте должны быть рассмотрены:

2. Уровни напряжения на шинах высшего и среднего напряжений промежуточной подстанции. Значения напряжения на шинах, от которых питается нагрузка, должны быть в пределах, обеспечивающих ее нормальную работу. При этом необходимо учесть возможность регулирования напряжения с помощью РПН автотрансформаторов подстанции и трансформаторов распределительной сети.

Таблица 5.11 – Послеаварийный режим (характеристика режима)

[illegible]

5.7 Синхронизационные режимы передачи

5.7.1 Задачи расчета

Под синхронизационным режимом понимается режим одностороннего включения передачи, когда линия головного участка отключена с какой-либо одной стороны – или со стороны промежуточной подстанции (рисунок 5.3), или со стороны ГЭС (рисунок 5.4). С другой стороны эта линия включена под напряжение. Если головной участок имеет две цепи, то под напряжением находится только одна цепь, вторая отключена с двух сторон (рисунок 5.5).

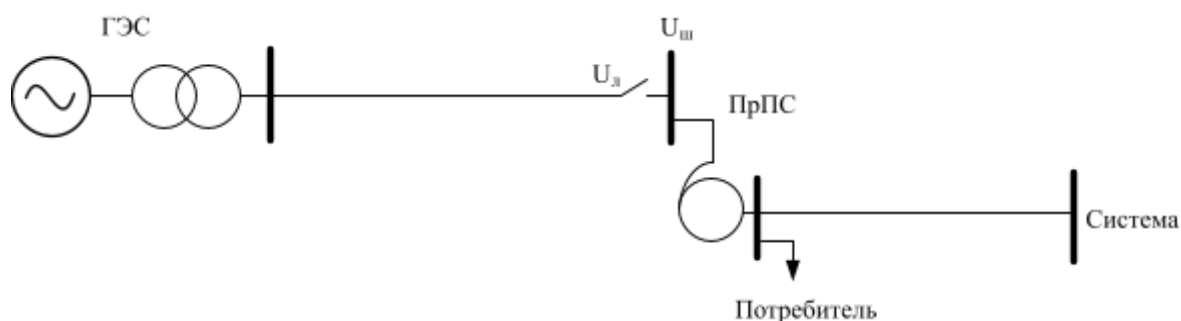


Рисунок 5.3 – Отключение линии со стороны промежуточной подстанции

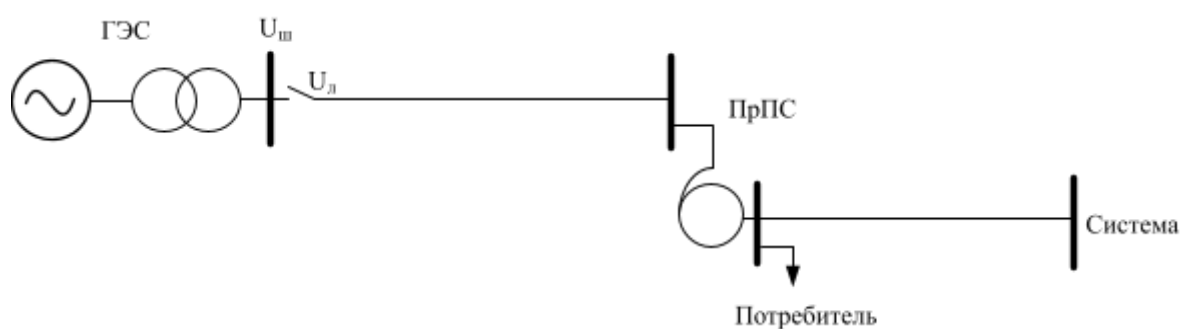


Рисунок 5.4 – Отключение линии со стороны ГЭС

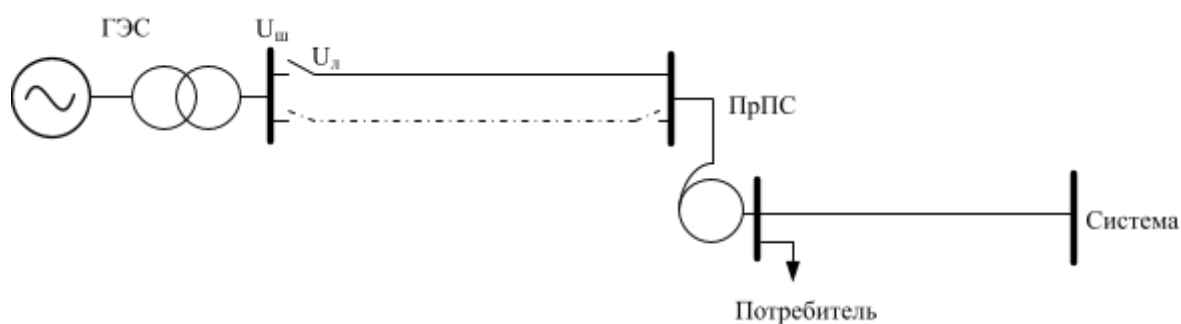


Рисунок 5.5 – Случай двухцепной ЛЭП

В курсовом проекте рассматриваются два случая точной синхронизации генераторов передающей станции с приемной системой:

- 1) Синхронизация на шинах промежуточной подстанции.
- 2) Синхронизация на шинах передающей станции.

Как при одном, так и при другом виде синхронизации возможно возникновение некоторых недопустимых режимов, к числу которых относится повышение напряжения на отключенном конце линии сверх кратковременно допустимых значений, перегрузка генераторов стекающей с линии реактивной мощностью.

Выявление недопустимых режимов, разработка мероприятий по введению режимных параметров в допустимые пределы и являются целью расчетов настоящего раздела курсового проекта. Таким образом, задачи расчета двух упомянутых выше синхронизационных режимов заключаются в следующем:

- 1) Определение напряжений на открытом и питающем конце линии головного участка в соответствии с условиями синхронизации.
- 2) В случае, если величины этих напряжений выходят за допустимые значения, разработка мероприятий по их нормализации,
- 3) Определение величины реактивной мощности, стекающей с линии, и, в случае необходимости, разработка способов ее компенсации.

5.7.2 Расчет режима при синхронизации на шинах промежуточной подстанции

В этом случае линия головного участка передачи включена со стороны ГЭС и отключена на промежуточной подстанции (рисунок 5.3). При этом промежуточная подстанция сохраняет питание от приемной системы по второму участку передачи. Напряжение на шинах подстанции $U_{ш}$ определяется, исходя из того, что синхронизация осуществляется в режиме максимальных нагрузок промежуточной подстанции. Регулирование перетока реактивной мощности из системы с учетом заданных ограничений по коэффициенту мощности системы, напряжению на шинах

нагрузки, диапазону регулирования коэффициента трансформации автотрансформаторов подстанции осуществляется с помощью компенсаторов на подстанции и шунтирующих реакторов на обоих участках электропередачи. Расчет ведется методом систематизированного подбора.

Для соблюдения условий точной синхронизации необходимо, чтобы напряжение на отключенном конце головного участка было равно напряжению на шинах промежуточной подстанции ($U_{\text{л}} = U_{\text{ш}}$). Изменение напряжения на отключенном конце осуществляется путем изменения напряжения в начале линии за счет регулирования возбуждения генераторов станции, включенных на разомкнутую линию.

В некоторых случаях может потребоваться настолько глубокое снижение напряжения на передающем конце, что это не может быть допущено по условиям работы собственных нужд генераторов и их систем возбуждения. В этих случаях должно быть рассмотрено применение реакторов. Для решения поставленной задачи необходимо использовать уже имеющиеся реакторы, выбранные при расчете других режимов. Условия точной синхронизации в этом случае должны выполняться путем одновременного применения реакторов и регулирования возбуждения генераторов.

Если связь промежуточной подстанции с системой осуществляется на среднем напряжении, для выполнения условий точной синхронизации может быть использовано устройство РПН автотрансформаторов подстанции.

Стекающая с линии реактивная мощность при отсутствии компенсирующих устройств будет поглощаться генераторами станции, включенными на эту линию, что может привести к их перегреву. Поскольку напряжение на зажимах генераторов в этом режиме, как правило, оказывается меньше номинального, критерием допустимой загрузки генератора должен служить ток статора. Необходимо, чтобы этот ток не превышал номинального значения. Если это условие не выполняется, в начале линии необходимо включать реакторы, используя при этом уже имеющиеся или дополнительно устанавливаемые ШР.

5.7.3 Синхронизация на шинах передающей станции

В этом случае линия, через которую осуществляется синхронизация, включена со стороны промежуточной подстанции и отключена со стороны ГЭС (рисунок 5.4). Напряжение на шинах промежуточной подстанции, как и в предыдущем случае, определяется обычным путем. При этом необходимо за счет регулирования коэффициента трансформации автотрансформаторов и мощности компенсаторов промежуточной подстанции обеспечить требуемый уровень напряжения на шипах, от которых питается нагрузка.

Характерная особенность этого режима состоит в том, что зарядная мощность линии, по которой осуществляется синхронизация, стекает в сторону подстанции. Здесь необходимо рассмотреть мероприятия по компенсации этой мощности путем перевода компенсаторов в режим потребления и включения, если потребуется, имеющихся реакторов. В случае необходимости выбранная ранее мощность компенсирующих устройств должна быть скорректирована с учетом требований данного режима.

Напряжение на открытом конце линии не должно превосходить допустимых значений. Снижение напряжения может быть осуществлено за счет включения реакторов на открытом конце линии, а также за счет регулирования с помощью РПН напряжения на шинах высшего напряжения промежуточной подстанции. Последнее возможно лишь в случае, когда связь с системой осуществляется на среднем напряжении.

В качестве результатов расчетов обоих синхронизационных режимов представляются таблицы *Узлы* и *Ветви*.

5.8 Режимы холостого хода второго участка электропередачи

В курсовом проекте следует выполнить два расчета режима холостого хода участка электропередачи, соединяющего промежуточную подстанцию и систему:

- 1) линия включена со стороны промежуточной подстанции и отключена со стороны системы;

2) линия включена со стороны системы и отключена со стороны промежуточной подстанции.

В обоих случаях предполагается, что в работе находится только одна цепь второго участка, остальные – отключены с двух сторон.

Цель расчетов – определение числа и мест установки ШР, необходимых для нормализации напряжений на разомкнутом конце линии, в других узлах электропередачи и соблюдения условий по перетокам реактивной мощности. В качестве исходных режимных данных используются данные режима летнего минимума.

При выполнении первого расчета (линия включена со стороны промежуточной подстанции) помимо включения реакторов может потребоваться регулирование напряжения с помощью РПН трансформаторов промежуточной подстанции и компенсаторов, установленных на ней, и даже напряжения генераторов ГЭС.

Во втором случае расчета (линия включена со стороны системы) помимо включения ШР может потребоваться снижение напряжения системы.

В качестве результатов расчетов обоих режимов представляются таблицы **Узлы** и **Ветви**.

ЛИТЕРАТУРА

Основная литература

1. Герасименко, А. А. Передача и распределение электрической энергии : учеб. пособие / А. А. Герасименко, В. Т. Федин. – Ростов н/Д : Феникс ; Красноярск : Издательские проекты, 2006. – 720 с. : ил. – (Высшее образование). – Библиогр.: с. 667-671. – ISBN 5-222-08485-X (Феникс). – ISBN 5-98399-023-3 (Издательские проекты)

2. Электрические сети сверх- и ультравысокого напряжения ЕЭС России.
Теоретические и практические основы: в 3-х томах / под общей редакцией
А.Ф. Дьякова. – М.: НТФ «Энергопрогресс»
Корпорации «ЕЭЭК», 2012.
3. Воронцова О.А. Основы механического расчета опор воздушных линий
электропередачи [Электронный ресурс] : учебнометодическое пособие /
О.А. Воронцова, Т.В. Дружинина, А.А.
Мироненко. — Электрон. текстовые данные. — Екатеринбург:
Уральский федеральный университет, 2015. — 60 с. — 978-5-7996-
1398-3. — Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/66182.html>

Дополнительная литература

1. Справочник по проектированию электрических сетей / [И. Г.
Карапетян, Д. Л. Файбисович, И. М. Шапиро] ; под ред. Д. Л.
Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с. : ил. –
Библиогр.: с. 370-373. – ISBN 978-5-4248-0049-8
 2. Лыкин, А. В. Математическое моделирование электрических систем и их
элементов : Учебное пособие / Лыкин А. В. – Новосибирск :
Новосибирский государственный технический университет, 2013. – 227 с.
– Книга находится в базовой версии ЭБС IPRbooks. – ISBN
978-5-7782-2262-5
 3. Идельчик, В. И. Электрические системы и сети : учебник для вузов / В. И.
Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 592с. : ил. –
Гриф: Доп. МО. – Библиогр.: с. 585-586. – ISBN 5-283-01012-0
- НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Методические рекомендации

по организации самостоятельной работы обучающихся по дисциплине «ДАЛЬНИЕ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ СВЕРХВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ»

для студентов направления подготовки /специальности

Направление подготовки **13.04.02 Электроэнергетика и электротехника**

Направленность **Мониторинг и управление режимами электрических сетей на базе интеллектуальных информационно-измерительных систем и технологий**

(ЭЛЕКТРОННЫЙ ДОКУМЕНТ)

Методические указания по самостоятельной работе составлены в соответствии с рабочей программы дисциплины «Дальние электропередачи сверхвысокого напряжения» и Положения об учебно-методическом комплексе дисциплины к подготовке выпускника для получения квалификации: магистр.

Утверждены на заседании кафедры АЭСиЭ (протокол №_ от " " 2026 г.).

Предназначены для студентов, обучающихся по направлению 13.04.02

«Электроэнергетика и электротехника», Магистерская программа "Мониторинг и управление режимами электрических сетей на базе интеллектуальных информационно-измерительных систем и технологий"

Составитель:

Доцент кафедры АЭС и Э, канд.техн.наук Костюков Д.А.

1. СТРУКТУРА САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ	23
2. МЕТОДИКА САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ	23
2.1. Методика самостоятельной работы по подготовке к практическим занятиям	23
2.2. Методика самостоятельной работы при подготовке к лабораторным работам	23
2.3. Методика самостоятельной работы при выполнении курсового проекта	23
2.4. Методика самостоятельной работы по подготовке к экзамену	24
3. УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКОЕ И ИНФОРМАЦИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ	26

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Дисциплина «Дальние электропередачи сверхвысокого напряжения» является основной, призванной формировать профессиональную подготовку магистрантов, обучающихся по направлению 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника», магистерская программа "Мониторинг и управление режимами электрических сетей на базе интеллектуальных информационно-измерительных систем и технологий" в соответствии с Федеральным государственным образовательным стандартом высшего образования. Самостоятельная работа, наряду с аудиторными занятиями, составляет основу успешного освоения учебного курса, приобретения профессионализма и повышения компетентности.

В соответствии с целями основной образовательной программы и задачами профессиональной деятельности магистр по направлению 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника», магистерская программа "Мониторинг и управление режимами электрических сетей на базе интеллектуальных информационно-измерительных систем и технологий" должен обладать следующими компетенциями:

ПК-2: Способен анализировать режимы работы объектов электроэнергетических систем и сетей

ПК-3: Способен участвовать в проектировании электроэнергетических систем и сетей

В ходе изучения дисциплины студент должен:

знать: конструкции линий СВН, способы представления протяженных линий в расчетных схемах, методики расчета максимальных и минимальных режимов электропередач, современные тенденции развития техники передачи электроэнергии на большие расстояния, схемы электроэнергетических систем и сетей, конструктивное выполнение воздушных и кабельных линий электропередачи;

уметь: применять методы расчета параметров линий СВН для конкретных случаев, выбирать конструктивные элементы электропередач СВН, выполнять расчеты режимов дальних электропередач. **овладеть:** методами представления дальних электропередач в расчетах.

способами повышения пропускной способности линий СВН,
навыками оптимизации режимов дальних электропередач

Необходимо знать и помнить основные математические соотношения, характеризующие работу электроэнергетических систем, знать главные расчётные формулы, векторные диаграммы, иметь представление о смежных технических дисциплинах.

1. СТРУКТУРА САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ

Общий объём самостоятельной работы составляет 67,5 астр. час.

2. МЕТОДИКА САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ

2.1. Методика самостоятельной работы по подготовке к практическим занятиям

Практические занятия по дисциплине предполагают изучение основных методик выбора основного электротехнического оборудования электропередач СВН, расчета устойчивости, нормальных, аварийных и особых режимов. В ходе самостоятельной подготовки к практическим занятиям студенты выполняют расчеты, представляемые в виде письменных отчетов, правильность которых проверяет преподаватель и делает соответствующие пометки в журнале.

2.2 Методика самостоятельной работы при подготовке к лабораторным работам

В структуре самостоятельной работы предусмотрено выполнение и оформление лабораторных работ. Лабораторные работы выполняются на компьютере с помощью программ, моделирующих различные аспекты функционирования дальних электропередач. Лабораторные работы могут выполняться в компьютерном классе. Оформление результатов, полученных в ходе выполнения

лабораторных работ, выполняется студентом самостоятельно в соответствии с требованиями, изложенными в «Методических указаниях по выполнению лабораторных работ» по дисциплине.

2.3 Методика самостоятельной работы при выполнении курсового проекта

В структуре самостоятельной работы предусмотрено выполнение и оформление курсового проекта по дисциплине. Курсовой проект выполняется по индивидуальному заданию, выдаваемому каждому студенту. Методические вопросы выполнения разделов курсового проекта рассматриваются на практических занятиях по дисциплине.

2.4. Методика самостоятельной работы по подготовке к экзамену

Экзаменационная сессия – очень тяжелый период работы для студентов и ответственный труд для преподавателей. Главная задача экзаменов – проверка качества усвоения содержания дисциплины.

На основе такой проверки оценивается учебная работа не только студентов, но и преподавателей: по результатам экзаменов можно судить и о качестве всего учебного процесса. При подготовке к экзамену студенты повторяют материал курсов, которые они слушали и изучали в течение семестра, обобщают полученные знания, выделяют главное в предмете, воспроизводят общую картину для того, чтобы яснее понять связь между отдельными элементами дисциплины.

При подготовке к экзаменам основное направление дают программы курса и конспект, которые указывают, что в курсе наиболее важно. Основной материал должен прорабатываться по учебнику, поскольку конспекта недостаточно для изучения дисциплины. Учебник должен быть проработан в течение семестра, а перед экзаменом важно сосредоточить внимание на основных, наиболее сложных разделах. Подготовку по каждому разделу следует заканчивать восстановлением в памяти его краткого содержания в логической последовательности.

До экзамена обычно проводится консультация, но она не может возместить отсутствия систематической работы в течение семестра и помочь за несколько

часов освоить материал, требующийся к экзамену. На консультации студент получает лишь ответы на трудные или оставшиеся неясными вопросы. Польза от консультации будет только в том случае, если студент до нее проработает весь материал. Надо учиться задавать вопросы, вырабатывать привычку пользоваться справочниками, энциклопедиями, а не быть на иждивении у преподавателей, который не всегда может тут же, «с ходу» назвать какой-либо факт, имя, событие.

На экзамене нужно показать не только знание предмета, но и умение логически связно построить устный ответ.

Получив билет, надо вдуматься в поставленные вопросы для того, чтобы правильно понять их. Нередко студент отвечает не на тот вопрос, который поставлен, или в простом вопросе ищет скрытого смысла. Не поняв вопроса и не обдумав план ответа, не следует начинать писать. Конспект своего ответа надо рассматривать как план краткого сообщения на данную тему и составлять ответ нужно кратко. При этом необходимо показать умение выражать мысль четко и доходчиво.

Отвечать нужно спокойно, четко, продуманно, без торопливости, придерживаясь записи своего ответа.

На экзаменах студент показывает не только свои знания, но и учится владеть собой. После ответа на билет могут следовать вопросы, которые имеют целью выяснить понимание других разделов курса, не вошедших в билет. Как правило, на них можно ответить кратко, достаточно показать знание сути вопроса. Часто студенты при ответе на дополнительные вопросы проявляют поспешность: не поняв смысла того, что у них спрашивают, начинают отвечать и нередко говорят не по сути.

Студент должен знать, что на экзамене осуществляется не только контроль и выставляется оценка, но это еще и дополнительная возможность, систематизация знаний. Если говорить о сверхзадаче экзаменатора, то она состоит в уяснении не только и не столько того, что студент выучил, сколько того, чему он научился и что останется у него после экзамена, поскольку этот остаток будет характеризовать образовательный уровень студента.

Следует помнить, что необходимым условием правильного режима работы в период экзаменационной сессии является нормальный сон, поэтому подготовка к экзаменам не должна быть в ущерб сну. Установлено, что сильное эмоциональное напряжение во время экзаменов неблагоприятно отражается на нервной системе и многие студенты из-за волнений не спят ночи перед экзаменами. Обычно в сессию студенту не до болезни, так как весь организм озабочен одним – сдать экзамены. Но это еще не значит, что последствия неправильно организованного труда и чрезмерной занятости не скажутся потом. Поэтому каждый студент помнить о важности рационального распорядка рабочего дня и о своевременности снятия или уменьшения умственного напряжения.

3 УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКОЕ И ИНФОРМАЦИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ

Для успешного освоения дисциплины, необходимо выполнить следующие виды самостоятельной работы, используя рекомендуемые источники информации

Основная литература

- 1 Герасименко, А. А. Передача и распределение электрической энергии : учеб. пособие / А. А. Герасименко, В. Т. Федин. - Ростов н/Д : Феникс ; Красноярск : Издательские проекты, 2008. - 715 с. : ил. - (Высшее образование). - Библиогр.: с. 667-671. - ISBN 978-5-222-13221-0
- 2 Электрические сети сверх- и ультравысокого напряжения ЕЭС России : Теоретические и практические основы : В 3 т. / под ред. А. Ф. Дьякова, Т.З, Электропередачи переменного тока специального исполнения. Электропередачи и вставки постоянного тока. - М. : НТФ "Энергопрогресс" Корпорации "ЕЭЭК", 2012. - 368 с. : ил. -

Дополнительная литература

- 1 Веников, В. А. Дальние электропередачи переменного и постоянного тока : учеб. пособие для вузов / В. А. Веников, Ю. П. Рыжов. - М. : Энергоатомиздат, 1985. - 272 с. : ил. - (Для студентов вузов). - Библиогр.: с. 271

Учебно-методическое обеспечения самостоятельной работы обучающихся по дисциплине

- 1 А.В. Коржов «Дальние электропередачи сверхвысокого напряжения» Учебное пособие для самостоятельной работы- Челябинск, Изд-во ЮУрГУ 2006 -76стр
- 2 Пейзель В.М Методические указания по выполнению курсового проекта по курсу «Дальние электропередачи».- Ставрополь: СКФУ 2018
3. Пейзель В.М Методические указания по практическим занятиям по курсу «Дальние электропередачи».- Ставрополь: СКФУ 2018
4. Пейзель В.М Методические указания по лабораторным работам по курсу «Дальние электропередачи».- Ставрополь: СКФУ 2018
5. Пейзель В.М Методические указания по самостоятельной работе по курсу «Дальние электропередачи».- Ставрополь: СКФУ 2018

Перечень ресурсов информационно-телекоммуникационной сети «Интернет», необходимых для освоения дисциплины:

- 1 <http://tpu.ru/> - Сайт Национального Исследовательского Томского Политехнического Университета
- 2 <http://www.mpei.ru> – Сайт Национального Исследовательского Университета. Московский Энергетический Институт (МЭИ)

3 <http://www.ncfu.ru/> - Сайт СКФУ: электронный конспект лекций

4 <http://www.news.elteh.ru/> Сайт: новости электротехники.

Информационно – справочное издание