

НЕГОСУДАРСТВЕННОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
МОСКОВСКИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ

Кафедра Энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Проректор по учебно-методической работе

Яблоновская Т.В.

«__» _____ 20__ г.

Учебно-методический комплекс

Раздел Методические указания к выполнению курсовой работы
учебное пособие, практикум или иное

по дисциплине

Дальние электропередачи сверхвысокого напряжения
наименование дисциплины

для студентов по направлению подготовки
13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
код, наименование направления (специальности)

Зав. кафедрой

к.т.н. Антаненкова Ирина Сергеевна

уч. степень, уч. звание, ФИО

подпись

«__» _____ 20__ г.

Разработчик (составитель) УМК

Мурачёв Александр Сергеевич

уч. степень, уч. звание, ФИО

подпись

«__» _____ 20__ г.

Москва, 2014 г.

Оглавление:

1. Введение	3
2. Характеристика исходных данных.....	4
3. Содержание проекта.....	7
4. Определение параметров режимов идеализированной линии.....	8
5. Расчет параметров режима реальной линии.....	12
6. Определение параметров режима одностороннего включения ЛЭП и пропускной способности рассматриваемой электропередачи.....	17
7. Приложение 1. Пример расчета курсовой работы.....	22
8. Приложение 2. Расчетные данные сталеалюминевых проводов марки АС.....	37
9. Приложение 3. Расчетные данные ВЛ 220 кВ и выше.....	38
10. Приложение 4. Основные технические характеристики ГЭС.....	39
11. Приложение 5. Диаграмма мощности гидрогенератора.....	41
12. Приложение 6. Параметры трансформаторов и автотрансформаторов	42
13. Приложение 7. Устройства компенсации реактивной мощности.....	47

Введение

Методическое пособие содержит основные рекомендации, отражающие особенности расчета электропередач сверхвысокого напряжения, связанные с учетом волновых процессов в протяженных линиях электропередач, необходимые для выполнения курсовой работы студентами бакалаврами по направлению 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника».

Курсовая работа оформляется в виде расчетно-пояснительной записки, набранной на ПК в редакторе Word шрифтом Times New Roman, размер шрифта 14 кегль, межстрочный интервал - 1,5.

Желательный объем пояснительной записки 20-25 страниц формата А4.

Пояснительная записка составляется последовательно в соответствии с содержанием работы. Текст работы следует делить на разделы. Заголовок и текст каждого раздела нужно начинать с новой страницы. Разделы следует нумеровать арабскими цифрами и записывать с абзацного отступа с прописной буквы без точки в конце, выделяя жирным шрифтом.

Иллюстрации, таблицы должны иметь нумерацию соответствующего раздела, и пояснительные данные (Рис. 1- Блок-схема прибора). При переносе таблицы на другой лист над ней помещают слова «Продолжение таблицы» с указанием номера в левом верхнем углу. Все расчеты должны иметь соответствующие объяснения и комментарии, а также ссылки на использованные источники, которые следует приводить в квадратных скобках.

Приложения оформляются как продолжение данного документа на последующих его листах. В тексте работы должны быть ссылки на все приложения. Каждое приложение начинается с новой страницы с указанием наверху справа страницы слова «Приложение», его обозначения и наименования отдельной строкой.

При выполнении курсовой работы поля текста составляют: слева - 25 мм, сверху и снизу - 20мм, справа - 15 мм.

Нумерация страниц должна быть сквозной, первой страницей считается титульный лист, номер страницы на нем не ставится. Обозначение страниц начинается со второго листа.

1. Характеристика исходных данных

В качестве исходных данных к заданию приводятся две возможные типовые схемы одноцепных электропередач сверхвысокого напряжения (СВН) (рис. 1):

- первая схема представляет собой электропередачу от удаленной электростанции в приемную систему (связь с приемной системой осуществляется через автотрансформатор (АТ) связи);
- вторая схема соответствует межсистемной связи двух энергосистем, находящихся на значительном удалении друг от друга (АТ связи установлены на приемном и передающем концах).

Для обеих схем предполагается, что передающий конец электропередачи находится слева (со стороны U_1), приемный конец-справа (со стороны U_2).

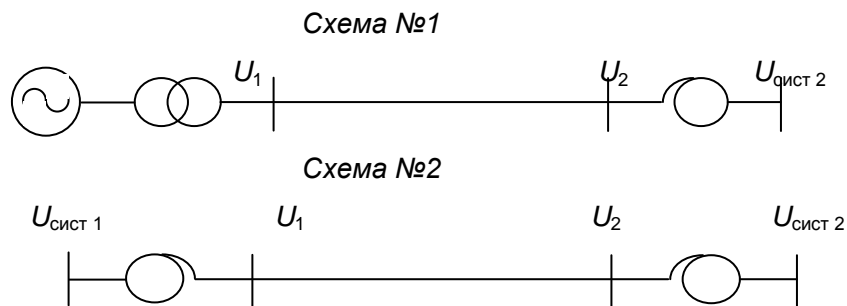


Рис. 1. Типовые схемы электропередачи.

Для схемы № 1 в качестве источника питания предлагается рассматривать ГЭС, что позволяет упростить расчеты за счет возможности поддержания неизменным напряжения в начале линии. Это становится возможным благодаря применению на генераторах ГЭС регуляторов возбуждения сильного действия.

Для схемы № 2 принимаются неизменными напряжения на шинах обеих систем - $U_{\text{сист } 1}$, $U_{\text{сист } 2}$. Также необходимо считать, что все АТ оснащены устройствами РПН, что позволяет принимать в расчете установившихся режимов напряжение в начале линии данной схемы неизменным.

В качестве исходных данных к курсовому проекту, помимо номера схемы, заданы:

- $U_{\text{ном}}$, кВ – номинальное напряжение ЛЭП;
- L , км – длина ЛЭП;
- $P_{\text{нб}}$, МВт – наибольшая передаваемая мощность в зимний период;
- $P_{\text{лм}}$, МВт – наименьшая мощность, передаваемая летом (в долях от $P_{\text{нб}}$);
- Марка и количество расщепленных проводов в фазе;
- a , см – шаг расщепления;
- $D_{\text{мф}}$, м – расстояние между фазами;
- m – коэффициент гладкости проводов;

- δ – относительная среднегодовая плотность воздуха;
- $t_{я}$, °С – среднемесячное значение температуры в январе;
- $t_{и}$, °С – среднемесячное значение температуры в июле;
- $T_{нб}$, ч – время использования максимальной нагрузки электропередачи;
- $\cos\varphi$ – коэффициент мощности на шинах приёмной системы (в режимах передачи наибольшей и наименьшей мощности);

На шинах приемной подстанции для обеих схем необходимо поддерживать заданный коэффициент мощности во всех рассматриваемых режимах. Однако в режиме передачи наименьшей мощности (режим НМ) система способна дополнительно принять избыточную реактивную мощность. В случае, если полученные в расчетах параметры режима линии расходятся с возможностями приемной системы, указанными в задании, необходимо ввести эти параметры в допустимую область путем установки соответствующих компенсирующих устройств (КУ). В качестве основных устройств по компенсации реактивной мощности следует рассматривать Синхронные компенсаторы (СК), подключаемые со стороны низкой обмотки АТ, либо реакторные группы. Мощность КУ и места их установки определяются в процессе расчета.

Исходные данные для разработки проекта студентом выбираются по прилагаемым ниже таблицам в соответствии с трехзначным цифровым кодом - номером последних трех цифр ИНС. Сумма этих трех последних чисел ИНС определяет номер строки исходных данных из Таблицы 1 (например, для номера 015-05**129**: 1+2+9=12, следовательно, №12 таблиц ниже).

Для четного номера варианта из Таблицы 1 берется Схема № 1, для нечетного – Схема № 2.

Таблица 1. Исходные данные к курсовой работе.

№	$U_{ном}$, кВ	l , км	$P_{нб}$, МВт	$P_{нм}$, %	Провода	a , см	D , м
1	330	390	430	40	2x330/30	30	8,5
2	750	540	2500	45	4x400/51	50	16
3	330	300	445	30	2x400/51	35	8
4	500	510	1150	30	3x400/51	50	11,0
5	330	290	480	45	2x500/64	40	8,5
6	330	360	480	40	2x500/64	30	9,1
7	500	460	1080	40	3x330/30	45	12,8
8	750	630	2250	35	5x240/56	60	18
9	330	510	430	40	3x240/56	30	9,1
10	750	480	2500	30	5x400/51	50	18
11	500	410	1300	30	4x300/66	40	12,8
12	330	350	480	30	2x500/64	45	8,5
13	750	600	2380	30	5x240/56	40	18
14	500	620	1300	25	4x300/66	40	11,0

15	750	640	2600	50	5x330/30	40	18
16	500	450	1200	40	3x400/51	30	11,0
17	330	420	415	45	2x400/51	30	8,5
18	750	520	2370	40	5x240/56	60	16
19	500	500	1120	35	3x400/51	35	12,8
20	500	590	1450	50	3x500/64	45	11,5
21	500	480	1300	60	3x400/51	40	11,5
22	500	510	1250	45	3x400/51	50	11,8
23	750	410	2500	40	5x240/56	60	16
24	330	380	480	60	2x400/51	30	8,5
25	500	440	1080	35	3x330/30	40	11,5
26	500	520	1150	45	3x400/51	45	12,8
27	750	480	2300	40	5x240/56	50	16

Таблица 1. Продолжение.

№	<i>m</i>	δ	t°, C январь	t°, C июль	$T_{пб},$ час.	$\cos \varphi$
1	0,85	1,02	0	+25	5300	0,95
2	0,88	1,02	-5	+20	5400	0,96
3	0,86	1,04	-5	+20	6200	0,95
4	0,92	1,07	-20	+20	6300	0,94
5	0,88	1,05	-25	+15	5800	0,93
6	0,85	1,03	-15	+30	5700	0,94
7	0,88	1,06	-20	+25	6100	0,95
8	0,88	1,04	-10	+20	6200	0,96
9	0,89	1,04	-5	+20	5100	0,93
10	0,87	1,06	-20	+20	5500	0,94
11	0,85	1,07	-25	+15	5800	0,96
12	0,94	1,03	-5	+25	5900	0,94
13	0,905	1,02	0	+25	5450	0,93
14	0,914	1,04	-10	+25	6200	0,94
15	0,89	1,05	-5	+15	5800	0,95
16	0,91	1,07	-25	+15	5850	0,96
17	0,88	1,02	-10	+25	5750	0,94
18	0,92	1,04	-5	+20	6100	0,96
19	0,905	1,03	-5	+30	5900	0,94
20	0,88	1,04	-10	+20	6250	0,95
21	0,89	1,07	-25	+15	5950	0,94
22	0,9	1,05	-25	+25	5100	0,96
23	0,88	1,03	-15	+25	5200	0,96
24	0,87	1,05	-10	+20	4800	0,95
25	0,89	1,07	-15	+15	5100	0,97
26	0,87	1,04	-20	+25	4900	0,96
27	0,88	1,05	-20	+15	4900	0,96

2. Содержание работы

Курсовая работа состоит из трех частей. В первой части (п. 1-4) определяются параметры режимов идеализированной линии. Во второй части (п. 5-6) определяются параметры схемы замещения рассматриваемой электропередачи и проводится расчет параметров режима реальной линии. В третьей части (п. 7-8) определяются параметры режима одностороннего включения ЛЭП и определяется пропускная способность всей электропередачи.

Содержание задания:

1. Провести расчет погонных, волновых параметров и натуральной мощности ЛЭП;
2. Для режима наибольшей передаваемой мощности, принимая линию идеализированной, рассчитать и построить профили (эпюры) распределения напряжения, тока, реактивной мощности по длине линии, определить значение среднеквадратичного тока и оценить потери активной мощности в линии, принимая $U_1 = U_2 = U_{\text{нб.расч.}}$;
3. Провести аналогичные расчеты для режима наименьшей передаваемой мощности, приняв $U_1 = U_2 = U_{\text{ном}}$;
4. Исходя из результатов расчета п.2-3 определить точку с наибольшим значением напряжения на ЛЭП и для нее определить значение максимальной напряженности электрического поля на проводах средней фазы. Данное значение сопоставить с рассчитанными значениями допустимой напряженности поля по условиям радиопомех и начальной напряженностью общей короны;
5. Выбрать число и номинальную мощность генераторов, трансформаторов и автотрансформаторов для установки их на концевых подстанциях (исходя из типа заданной схемы: Схема №1, Схема №2);
6. Для режима наибольшей передаваемой мощности (зимний период) и для режима наименьшей передаваемой мощности (летний период) провести расчет потокораспределения по электропередачи и определить требуемую мощность компенсирующих устройств, устанавливаемых на подстанциях;
7. Рассмотреть режим синхронизации (одностороннего включения) при отключении выключателя с приемного конца линии. При необходимости предусмотреть мероприятия по нормализации режима, используя реакторы и регулирование напряжения на отправном конце электропередачи. Построить эпюры напряжения, тока и реактивной мощности;
8. Определить собственную и взаимную проводимость всей электропередачи с учетом концевых устройств для зимнего периода. Оценить пропускную способность электропередачи, определив коэффициент запаса по статической аperiodической устойчивости для режима наибольшей передаваемой мощности;

3. Определение параметров режимов идеализированной линии.

В данной части курсовой работы расчеты следует начинать с определения погонных параметров ЛЭП - r_0 , x_0 , b_0 . Значения данных параметров зависят от конструкции фазы, марки проводов, конструкции опоры (междуфазного расстояния).

Среднегеометрическое расстояние между проводами фаз А, В и С при их произвольном положении определяется как:

$$D_{CP} = \sqrt[3]{D_{AB} \cdot D_{BC} \cdot D_{CA}}.$$

Для одноцепных ЛЭП 330 – 1150 кВ основное применение нашли порталные опоры, таким образом формула для расчета среднегеометрического расстояния между проводами примет вид:

$$D_{CP} = \sqrt[3]{D_{M\Phi} \cdot D_{M\Phi} \cdot 2 \cdot D_{M\Phi}} = D_{M\Phi} \sqrt[3]{2}, \text{ м}$$

Радиус расщепления определяется по формуле:

$$R_p = \frac{a}{2 \cdot \sin \frac{\pi}{n}}, \text{ см}$$

n - количество расщепленных проводов в фазе.

Определим эквивалентный радиус, при этом учет расщепления осуществляется заменой радиуса единичного провода эквивалентным радиусом расщепления фазы:

$$r_{\text{экв}} = R_p \cdot n \sqrt{\frac{D_{\text{ИП}}}{2} \cdot \frac{n}{R_p}}, \text{ см.}$$

где $D_{\text{ИП}}$ – диаметр расщепленного провода, определяемый по справочным материалам (см. Приложение 2).

Емкость средней фазы:

$$C_p = \frac{0,0253}{\lg \frac{D_{CP}}{r_{\text{ЭКВ}}}}, \text{ мкФ/км}$$

Удельное индуктивное сопротивление:

$$x_0 = 0,1445 \cdot \log \frac{D_{CP}}{r_{\text{ЭКВ}}} + \frac{0,0157}{n}, \text{ Ом/км}$$

Удельная емкостная проводимость:

$$b_0 = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\log \frac{D_{CP}}{r_{\text{ЭКВ}}}}, \text{ См/км}$$

Величина $r_0^{+20^\circ\text{C}}$ определяется по справочным данным (см. Приложение 3).

Полученные результаты позволяют определить волновые параметры линии: волновое сопротивление Z_b , фазный коэффициент распространения электромагнитной волны β_0 , волновую длину линии. Следует учесть, что при определении значения β_0 результат будет выражен в радианах на километр. Удобнее перевести его в размерность «эл.град./км» и определить волновую длину заданной линии, выраженную в электрических градусах.

Волновое сопротивление линии:

$$z_B = \sqrt{\frac{z_0}{y_0}} = \sqrt{\frac{r_0 + jx_0}{g_0 + jb_0}}$$

Постоянная распространения электромагнитной волны:

$$\gamma = \sqrt{z_0 \cdot y_0} = \sqrt{(r_0 + jx_0) \cdot (g_0 + jb_0)} = \alpha + j\beta,$$

где α – коэффициент затухания;

β – коэффициент изменения фазы.

С учетом того, что линия принимается идеализированной ($r_0 = 0$, $g_0 = 0$):

$$z_B = \sqrt{\frac{x_0}{b_0}}$$

$$\beta_0 = \sqrt{x_0 \cdot b_0}, \text{ рад/км (эл. град/км)}$$

Волновая длина линии:

$$\lambda = \beta_0 \cdot L$$

Полученное значение волнового сопротивления линии позволяет оценить натуральную мощность линии, определяющую пропускную способность ЛЭП:

$$P_{\text{нат}} = \frac{U_{\text{ном}}^2}{Z_B}$$

При определении параметров режимов передачи наибольшей (режим НБ) и наименьшей (режим НМ) мощности по идеализированной линии напряжения U_1 и U_2 по концам рассматриваемой ЛЭП поддерживаются неизменными за счет систем регулирования возбуждения генераторов и устройств РПН (регулирование напряжения под нагрузкой) автотрансформаторов (значение уровней напряжения по концам ЛЭП - U_1 и U_2 указаны в п. 2, 3 задания). Распределение режимных параметров по ЛЭП определяется из уравнения идеализированной линии в относительных единицах. Вначале определяются значения реактивной мощности по концам идеализированной линии при заданном значении передаваемой активной мощности и напряжений по концам ЛЭП. После этого, используя уравнения тока и напряжения для промежуточных точек линии, находятся комплексные значения напряжения и тока в этих точках. Следует отметить, что как минимум одна из точек должна быть размещена в середине линии.

В качестве наибольшего расчетного напряжения ($U_{\text{нб,расч}}$) для ЛЭП класса напряжения

$U_{\text{ном}} = 500$ и 750 кВ принимается: $U_{\text{нб,расч}} = 1.04U_{\text{ном}}$; для ЛЭП $U_{\text{ном}} = 330$ кВ: $U_{\text{нб,расч}} = 1.075U_{\text{ном}}$.

Величина полной мощности в каждой точке находится как произведение комплексного значения напряжения на сопряженный комплекс тока. Отсюда получаем значение активной и реактивной мощности в каждой точке, что дает возможность построить соответствующие эпюры распределения данных параметров по ЛЭП. Изложенный выше алгоритм применим ко всем нормальным режимам, рассматриваемым в данной части курсового проекта (т.е. для расчета режимов передачи наибольшей и наименьшей мощности).

Величина перепада напряжения K_U по концам ЛЭП:

$$K_U = \frac{U_1}{U_2}$$

Базисная мощность:

$$S_{БАЗ} = \frac{U_2^2}{Z_B}, \text{ МВА}$$

Наибольшая передаваемая мощность в зимний период:

$$P_* = P_{HB} = \frac{P_{HB}}{S_{БАЗ}}, \text{ о.е.}$$

Реактивная мощность в конце линии:

$$Q_* = -ctg \lambda + \sqrt{\frac{K_U^2}{(\sin \lambda)^2} - P_*^2}, \text{ о.е.}$$

Реактивная мощность в начале линии, при $K = 1$

$$Q_1 = -Q_*$$

В случае $K \neq 1$ величины реактивной мощности в начале и конце линии можно оценить:

$$Q_* = -ctg \lambda + \sqrt{\frac{K_U^2}{(\sin \lambda)^2} - P_*^2}, \text{ о.е.}$$

$$Q_1 = K_U^2 \cdot ctg \lambda - \sqrt{\frac{K_U^2}{(\sin \lambda)^2} - P_*^2}, \text{ о.е.}$$

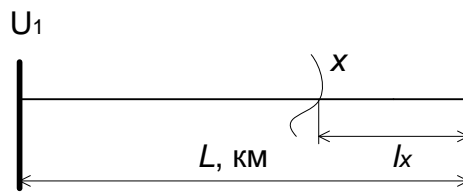
Для построения эпюр распределения напряжения, тока и реактивной мощности вдоль линии используются уравнения длинной линии в относительных единицах:

$$U_x = U_2 [\cos(\beta_0 \cdot l_x) + \frac{Q}{P} \sin(\beta_0 \cdot l_x) + j \cdot \frac{P}{P} \sin(\beta_0 \cdot l_x)]$$

$$I_x = \frac{U_2}{\sqrt{3} \cdot z_{\theta}} [P \cos(\beta_0 \cdot l_x) + j \cdot (\sin(\beta_0 \cdot l_x) - \frac{Q}{P} \cos(\beta_0 \cdot l_x))]$$

$$Q_x = \text{Im}(\sqrt{3} \cdot \dot{U}_x \cdot \hat{I}_x)$$

При этом, за начало отсчета принимается конец линии, точка x находится на расстоянии l_x от конца линии. Фазу напряжения в конце линии принимаем равной 0, т.е. $\dot{U}_2 = U_2 \angle 0^\circ$.



С учетом базисных величин:

$$U_{баз} = U_2, \text{ кВ}$$

$$I_{баз} = I_{нам} = \frac{U_2}{\sqrt{3} \cdot z_{\theta}}, \text{ кА}$$

$$U_{*x} = \cos(\beta_0 \cdot l_x) + Q_{*2} \sin(\beta_0 \cdot l_x) + j \cdot P_{*2} \sin(\beta_0 \cdot l_x)$$

$$I_{*x} = P_{*2} \cos(\beta_0 \cdot l_x) + j \cdot (\sin(\beta_0 \cdot l_x) - Q_{*2} \cos(\beta_0 \cdot l_x))$$

$$Q_x = \text{Im}(\dot{U}_{*x} \cdot \hat{I}_{*x})$$

Для построения эпюр распределения тока, напряжения и реактивной мощности рекомендуется найти значение данных величин как минимум для 5 точек: $l_x = 0$, $l_x = L/4$, $l_x = L/2$, $l_x = (3/4)L$, $l_x = L$. Для величин тока и напряжения определяются значения модуля и фазы во всех рассматриваемых точках.

Средний квадратичный ток:

$$I_{CP.KB} = I_{HAT} \cdot I_{*CP.KB}, \text{ кА}$$

При этом базисное значение среднеквадратичного тока:

$$I_{BAZ} = \frac{U_2}{\sqrt{3} \cdot Z_B}, \text{ кА}$$

Среднеквадратичный ток в относительных единицах:

$$I_{*CP.KB} = \sqrt{1 - \left(\frac{1}{\lambda} + \text{ctg} \lambda \right) \cdot Q_{*2}}, \text{ о.е.}$$

Тогда:

$$I_{CP.KB} = \frac{U_2}{\sqrt{3} \cdot Z_B} \cdot \sqrt{1 - \left(\frac{1}{\lambda} + \text{ctg} \lambda \right) \cdot Q_{*2}}, \text{ кА}$$

Для оценки потерь активной мощности необходимо привести значение величины активного сопротивления к климатическим условиям рассматриваемого режима:

$$r_0 = r_0^{+20} \cdot (1 + 0,004 \cdot (t - 20^\circ C)), \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

Погонное сопротивление для расчета потерь активной мощности необходимо подставлять в формулу расчета потерь с учетом количества расщепленных проводов в фазе.

Потери активной мощности:

$$\Delta P_{HB} = 3 \cdot I_{cp.kb}^2 \cdot r_0 \cdot L, \text{ МВт}$$

Полученные потери в процентах от передаваемой мощности:

$$\Delta P_{HB(HM)}, \% = \frac{\Delta P_{HB(HM)}}{P_{HB(HM)}}$$

По изложенной выше методике проводятся расчеты и строятся эпюры распределения тока, напряжения и реактивной мощности для трех режимов в соответствии с заданием. По полученным значениям также необходимо построить векторные диаграммы тока и напряжения во всех рассматриваемых режимах.

Из полученных результатов в режимах передачи наибольшей и наименьшей мощности необходимо найти максимальное значение напряжения вдоль ЛЭП, которое необходимо для вычисления наибольшей напряженности электрического поля на поверхности проводов средней фазы линии. Полученное значение напряженности следует сравнить с допустимыми значениями по условиям радиопомех и условиям возникновения общей короны.

Из полученных выше расчетов определяется максимальное значение напряжения:

$$U_{\text{max}}, \text{ кВ}$$

Максимальная напряженность электрического поля рассчитывается по формуле:

$$E_{cp}^c = 14,7 \cdot \frac{C_{\Gamma}^c \cdot U_{\max}}{n \cdot r_{np}}, \text{кВ/см}$$

n - количество проводов в расщепленной фазе, указанное в задании (первая цифра перед маркой провода).

Тогда:

$$E_{\text{MAX}}^c = k_y \cdot E_{cp}^c, \text{ где}$$

k_y – коэффициент, учитывающий усиление напряженности вследствие влияния зарядов соседних проводов расщепленной фазы и определяется

$$k_y = 1 + (n - 1) \cdot \frac{r_{np}}{R_p}$$

Наибольшая допустимая напряженность, по условию ограничения радиопомех:

$$E_{\text{ДОП}}'' = 31,1 - 17,4 \cdot \lg(r_{np}), \text{кВ/см} - \text{ для линий номинальным напряжением 330-500 кВ,}$$

$$E_{\text{ДОП}}'' = 32,2 - 17,4 \cdot \lg(r_{np}), \text{кВ/см} - \text{ для линии номинальным напряжением 750 кВ.}$$

Начальная напряженность общего коронирования провода с гладкой чистой поверхностью:

$$E_H = 24,5 \cdot \delta \cdot \left(1 + \frac{0,65}{(r_{np} \cdot \delta)^{0,38}} \right), \text{кВ/см}$$

Тогда наибольшая допустимая напряженность:

$$E_{\text{ДОП}}' = 0,9 \cdot m \cdot E_H, \text{кВ/см}$$

Полученные результаты необходимо проверить по условиям и сделать соответствующие выводы:

$$E_{\text{MAX}}^c < E_{\text{ДОП}}'$$

$$E_{\text{MAX}}^c < E_{\text{ДОП}}''$$

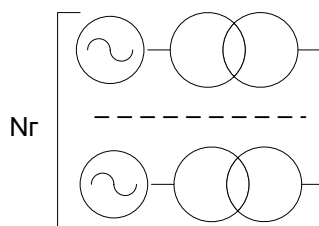
4. Расчет параметров режима реальной линии.

В начале выполнения второй части курсового проекта необходимо для Схемы №1 выбрать количество и тип генерирующих агрегатов на удаленной электростанции и мощность каждого из них, тип и мощность повышающих трансформаторов и автотрансформаторов связи с системой. Для Схемы №2 необходимо выбрать тип автотрансформаторов связи с системой в начале и в конце рассматриваемой ЛЭП. Данный выбор может быть проведен по упрощенному подходу:

1. Количество агрегатов на удаленной электростанции может быть определено с учетом того, что :

- все агрегаты имеют схему блока генератор-трансформатор;
- количество и мощность блоков определяется по заданному в исходных данных значению величины $P_{нб}$ с учетом мощности, расходуемой на собственные нужды станции (~4%). Как говорилось выше, для упрощения расчетов предлагается в качестве типа электростанции выбрать ГЭС. Для выбора рекомендуется брать типовые блоки мощность 100-250 МВт (Приложение 4), а их количество определять как $N_{г} = P_{нб} / (P_{ном.выбранного \text{ блока}})$. В случае Схемы 1 полная мощность генераторного трансформатора (Приложение 6)

должна быть больше или равна полной мощности выбранного к установке генератора. Данные трансформаторы не должны быть оборудованы устройствами РПН;



- местных нагрузка вблизи станции отсутствует.

2. Мощность и количество групп автотрансформаторов на передающей и приемной подстанциях определяется по полной мощности, рассчитанной для идеализированной линии. При этом на всех подстанциях устанавливаются как минимум две группы АТ, мощность каждой из которых определяется с учетом допустимой послеаварийной перегрузки АТ.

Величина коэффициента аварийной перегрузки для АТ составляет $K_{ав} = 1.2$.

Выбор автотрансформаторов для установки в начало или конец проектируемой линии.

Мощность поступающая в линию в режиме передачи наибольшей мощности:

$$\dot{S}_1 = P_{НБ} + j \cdot Q_{*1} \cdot S_{баз}, \text{ МВА}$$

Необходимая мощность автотрансформатора:

$$S_{АТр1} = \frac{S_1}{K_{ав}(n_T - 1)}, \text{ МВА}$$

n_T - количество АТ или групп однофазных АТ.

Полученная мощность - это мощность необходимого трехфазного автотрансформатора или группы автотрансформаторов. Тогда мощность однофазного группового трансформатора:

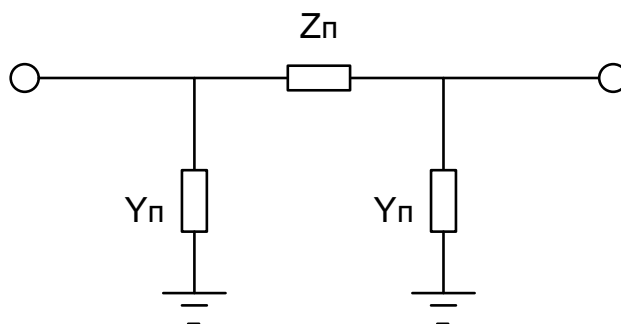
$$S_{АОТр1} = \frac{S_1}{3}, \text{ МВА.}$$

Далее из Приложения 6 выбирается необходимое оборудование. При этом мощность выбранного трехфазного АТ или однофазного АТ должна быть меньше или равна мощности типового трансформатора, указанного в Приложении 6.

При расчете параметров схемы замещения реальной линии необходимо учитывать их распределенность вдоль ЛЭП. При этом рекомендуется использовать наиболее строгий и точный метод расчета – прямой метод с использованием гиперболических функций комплексных переменных. Расчеты режимов НБ и НМ необходимо выполнять при заданных значениях напряжений по концам линии.

В качестве модели ЛЭП можно рассматривать линию в виде «П»- или «Т»-схемы замещения.

Необходимо рассчитать параметры «П» образной схемы замещения для зимнего (режим НБ, январь) и летнего (режим НМ, июль) периодов:

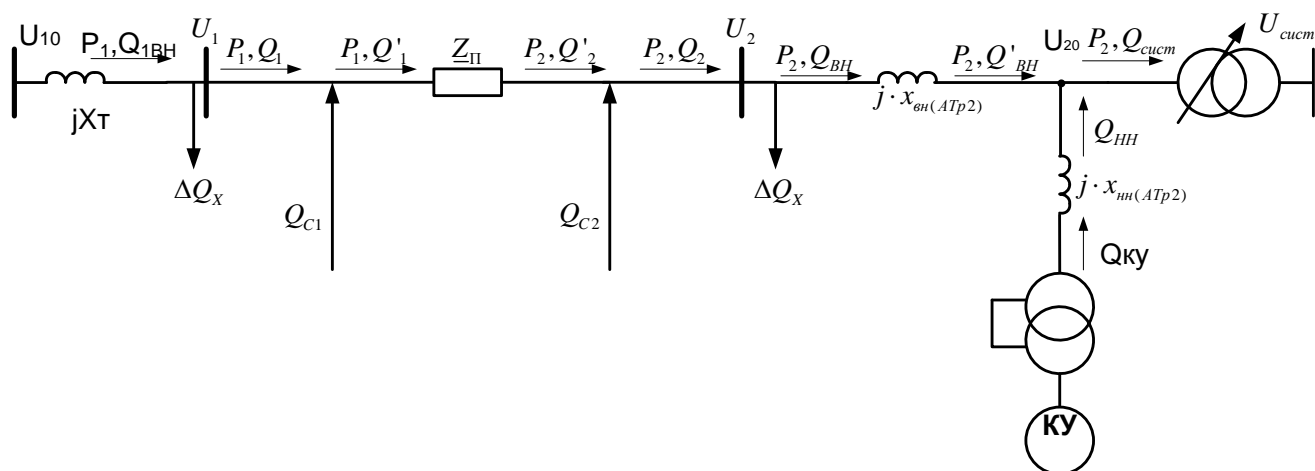


$$\underline{Z}_{\Pi_ЯНВ(ИЮЛЬ)} = Z_B \cdot \left[\frac{r_{0_ЯНВ(ИЮЛЬ)}}{2 \cdot x_0} \cdot (\sin \lambda + \lambda \cdot \cos \lambda) + j \cdot \sin \lambda \right], \text{ Ом}$$

$$\underline{Y}_{\Pi_ЯНВ(ИЮЛЬ)} = \frac{1}{Z_B} \cdot \left[\frac{r_{0_ЯНВ(ИЮЛЬ)}}{2 \cdot x_0} \cdot \frac{\lambda - \sin \lambda}{1 + \cos \lambda} + j \cdot \operatorname{tg} \frac{\lambda}{2} \right], \text{ См}$$

В силу того, что активная составляющая величины \underline{Y}_{Π} значительно меньше ее реактивной составляющей (примерно на два порядка), то последующие расчеты можно упростить, принимая в дальнейшем \underline{Y}_{Π} равное ее мнимой составляющей \underline{b}_{Π} . Потерями активной мощности трансформаторах можно пренебречь, т.е. $\underline{Y}_{\Pi} = j \underline{b}_{\Pi}$

При расчете параметров передачи наибольшей и наименьшей мощности необходимо составить расчетную схему замещения в соответствии с заданной расчетной схемой:



На рисунке указана расчетная схема замещения электропередачи. В случае Схемы №1 напряжение U_{10} представляет собой напряжение на зажимах генераторов, приведенное к высокой стороне повышающих трансформаторов, а сопротивление X_T – их эквивалентное сопротивление (с учетом количества выбранных повышающих трансформаторов, работающих параллельно). В случае Схемы №2 – напряжение U_{10} представляет собой напряжение средней точки АТ 1, а сопротивление X_T – сопротивление высшей обмотки АТ 2 (с учетом количества выбранного числа автотрансформаторов).

Активная мощность в начале линии:

$$P_1 = \frac{U_1^2}{Z_{\Pi}} \cdot \sin(\alpha_{\Pi}) + \frac{U_1 \cdot U_2}{Z_{\Pi}} \cdot \sin(\delta - \alpha_{\Pi}) \quad (1)$$

$$P_1 = P_{НБ}, \text{ МВт}$$

α_{Π} - угол, дополняющий до 90 град угол величины \underline{Z}_{Π} , выраженной в полярной форме.

$$\alpha_{\Pi} = 90 - \text{угл} \underline{Z}_{\Pi}, ^{\circ}$$

Тогда из выражения для активной мощности выше определяем угол $\delta_{\text{ЛЭП}}$:

$$\delta_{\text{ЛЭП}} = \arcsin \left(\frac{P_1 - \frac{U_1^2}{Z_{\Pi}} \cdot \sin \alpha_{\Pi}}{\frac{U_1 \cdot U_2}{Z_{\Pi}}} \right) + \alpha_{\Pi}, ^{\circ}$$

Реактивная мощность:

$$Q_1' = \frac{U_1^2}{Z_{\Pi}} \cdot \cos \alpha_{\Pi} - \frac{U_1 \cdot U_2}{Z_{\Pi}} \cdot \cos(\delta - \alpha_{\Pi}), \text{ МВар}$$

Зарядные мощности Q_{C1} и Q_{C2} :

$$Q_{C1} = U_1^2 \cdot b_{\Pi}, \text{ МВар}$$

$$Q_{C2} = U_2^2 \cdot b_{\Pi}, \text{ МВар}$$

Реактивная мощность в начале линии:

$$Q_1 = Q_1' - Q_{C1}$$

Потери мощности на продольном элементе «П»-схемы:

$$\Delta \dot{S}_{\Pi} = \frac{P_1^2 + Q_1'^2}{U_1^2} \cdot \underline{Z}_{\Pi_ЯНВ(ИЮЛЯ)} = \Delta P_{\Pi} + j \Delta Q_{\Pi}, \text{ МВА}$$

Тогда активная и реактивная мощности в конце линии:

$$P_2 = P_1 - \Delta P_{\Pi}, \text{ МВт}$$

$$Q_2' = Q_1' - \Delta Q_{\Pi}, \text{ МВар}$$

$$Q_2 = Q_2' + Q_{C2}, \text{ МВар}$$

$$Q_{BH} = Q_2 - \Delta Q_{XX\Sigma}, \text{ МВар}$$

Потери реактивной мощности на сопротивлении ВН АТ:

$$\Delta Q_{ATpBH} = \frac{P_2^2 + Q_{BH}^2}{U_2^2} \cdot \frac{X_{ATp_BH}}{m}, \text{ МВар}$$

m - количество АТ или групп однофазных АТ, выбранных в начале Части 2 курсовой работы.

Стоит отметить, что при выборе однофазных автотрансформаторов типа АОДЦТН, данные параметров их схемы замещения (реактивные сопротивления обмотки ВН и НН) в Приложении 6 приведены к трехфазной группе.

$$Q'_{BH} = Q_{BH} - \Delta Q_{ATpBH}, \text{ МВар}$$

Т.к. в исходных данных на курсовой проект задан коэффициент мощности на шинах приемной системы, то необходимо рассчитать величину реактивной мощности, требуемую для передачи в систему:

$$Q_{сисм} = P_2 \cdot \text{tg} \varphi = P_2 \cdot \text{tg}(\arccos \varphi), \text{ МВар}$$

Рассчитаем напряжение в нулевой точке автотрансформатора приёмной ПС:

$$U_{20} = \sqrt{\left(U_2 - \frac{Q_{BH} \cdot \frac{X_{AT_BH}}{m}}{U_2} \right)^2 + \left(\frac{P_2 \cdot \frac{X_{AT_BH}}{m}}{U_2} \right)^2}, \text{ кВ}$$

Для каждого из рассчитываемых режимов необходимо сделать выводы о возможности поддержания данного уровня напряжения посредством устройств РПН.

В ходе расчетов требуется определить мощность компенсирующих устройств (КУ), которые дополнительно могут быть установлены на концевых устройствах по результатам расчетов. В качестве КУ могут быть использованы следующие устройства, обладающие различными характеристиками и разной стоимостью (Приложение 7):

- синхронные компенсаторы (СК);
- управляемые и неуправляемые шунтирующие реакторы (ШР и УШР);
- управляемые и неуправляемые конденсаторные батареи (КБ);
- сочетание управляемого реактора с неуправляемой КБ;
- СТАТКОМы;
- статические тиристорные компенсаторы (СТК).

Эти устройства, в зависимости от их типа, могут быть включены на шины высшего, среднего или низшего напряжения АТ. Неуправляемые реакторы должны включаться на шины высшего напряжения, за исключением 330 кВ. Управляемые реакторы могут быть включены на шины 110 – 500 кВ. Конденсаторные батареи – на шины 10 – 220 кВ. Остальные КУ – на шины 10 кВ. Мощность КУ определяется из уравнения баланса реактивных мощностей в узле включения КУ. В зависимости от точки включения КУ составляется уравнение баланса реактивных мощностей данного узла с учетом потерь реактивной мощности в обмотках АТ.

Мощность компенсирующий устройств:

$$Q_{HH} = Q_{сум} - Q'_{BH}, \text{ МВар}$$

$$Q_{КУ} = Q_{HH} + \frac{Q_{HH}^2}{U_{20}^2} \cdot \frac{X_{АТ_{HH}}}{m}, \text{ МВар}$$

После расчета мощности КУ необходимо сделать выводы о мощности, количестве и типе КУ, которые могут быть установлены на приемной ПС. Если величина $Q_{КУ}$ получается положительная, то на ПС необходимо установить устройства, вырабатывающие реактивную мощность. В качестве наиболее распространенных КУ в режиме НБ можно выбрать СК. Стоит отметить, что количество СК должно быть четным, что позволяет равномерно загрузить шины НН АТ и избежать протекания уравнильных токов.

Также во всех режимах необходимо проверить способность обмотки НН АТ пропустить мощность КУ, полученную выше.

Если величина $Q_{КУ}$ является отрицательной, то это указывает на необходимость потребления реактивной мощности в рассматриваемой точке. В качестве устройств, позволяющих потреблять реактивную мощность в первую очередь необходимо рассматривать шунтирующие реакторы, а их тип и количество определять по значению величины Q_{HH} , т.к. в отличие от СК данное оборудование в большинстве случаев подключается со стороны ВН АТ.

При рассмотрении режима передачи наименьшей мощности (режим НМ) следует учесть, что СК компенсаторы, установленные по результатам расчета режима НБ, могут потреблять реактивную мощность, значение которой определяется как 50% от суммарной номинальной мощности уже установленных СК (по режиму НБ).

В случае схемы 2 на передающей ПС установлены АТ, для которых необходимо провести расчеты, аналогичные расчетам для автотрансформатора приемной системы и сделать соответствующие выводы, в т.ч. определить необходимость компенсации реактивной мощности со стороны передающей системы.

В случае схемы 1 необходимо оценить потери реактивной мощности в повышающих трансформаторах ΔQ_T (на элементе jX_T на схеме замещения электропередачи выше) и определить величину реактивной мощности, выдаваемой или потребляемой каждым из установленных генераторов $Q_G = Q_{\text{ВН}} - \Delta Q_T$, определить коэффициент мощности и уровень напряжения на шинах НН повышающих трансформаторов передающего конца и сделать соответствующие выводы о допустимости полученных результатов (относительно отличия рассчитанного коэффициента мощности каждого генератора от его номинального значения, указанного в Приложении 4). В случае стекания реактивной мощности Q_G в генераторы (значение мощности имеет знак «-»), необходимо определить величину возможного потребления реактивной мощности каждым из выбранных генераторов диаграмме мощности гидрогенераторов (Приложение 5), сопоставить эту величину со значением Q_G и в случае необходимости предложить дополнительные мероприятия компенсации реактивной мощности на передающей станции (например, необходимость установки ШП).

При рассмотрении режима передачи наименьшей мощности, следует учитывать, что передаваемая мощность меньше мощности, передаваемой в режиме наибольших нагрузок. Исходя из этого часть генераторов должны быть отключены, а оставшиеся генераторы полностью покрывать требуемый уровень мощности, передаваемой в систему в режиме НМ. Величина мощности Q_G должна быть скорректирована с учетом вывода части генерирующего оборудования из работы (а так же возможного вывода повышающих трансформаторов этих отключенных генераторов).

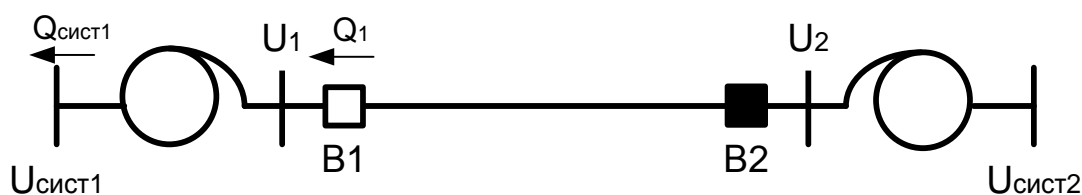
5. Определение параметров режима одностороннего включения ЛЭП и пропускной способности рассматриваемой электропередачи.

Длительность режима одностороннего включения согласно правилам технической эксплуатации не должна превышать 20 минут, поэтому при анализе данного режима следует принять, что напряжение на отключенном конце линии не должно превышать кратковременно допустимое напряжение $U_{\text{кр.доп}}=1,1U_{\text{ном}}$.

Изначально необходимо рассматривать некомпенсированную линию, т.е. линию без реакторов на концевых устройствах. Задав напряжение на открытом конце линии (со стороны отключенного выключателя В2) $U_2=U_{\text{кр.доп}}=1,1U_{\text{ном}}$ необходимо рассчитать напряжение U_1 и сделать выводы о допустимости его уровня. Изменение напряжения со стороны U_1 ЛЭП можно либо путем уменьшения тока возбуждения генераторов (при их наличии), либо путем регулирования отпаяк РПН АТ (при этом значение напряжение $U_{\text{сист.1}}$ можно принять равным номинальному значению). При этом напряжение на зажимах генератора не должно быть ниже

$0,8U_{НОМ}$. В случае, если напряжение U_1 выходит за пределы регулирования РПН в случае Схемы №2 или снижается ниже значения $0,8U_{НОМ}$ в случае Схемы №1, необходимо установить ШР на открытом конце ЛЭП со стороны В2.

ЛЭП, находящаяся под напряжением и отключенная со стороны приемного конца (В2 отключен), характеризуется стоком реактивной мощности в сторону передающего конца линии (Q_1). Реактивная мощность, потребляемая в этом режиме каждым генератором (с учетом потерь этой мощности в трансформаторе) не должна превышать $(0,25 - 0,3)P_{НОМ \text{ генер.}}$. При этом в режиме синхронизации может участвовать максимум 2 генератора из установленных на ПС 1 в случае Схемы №1. В случае, если генераторы не способны потребить всю стекающую с ЛЭП реактивную мощность, необходимо предусмотреть установку в точке U_1 компенсирующих устройств (ШР, УШР) с целью не допустить перегрузки генераторов по реактивной мощности. В случае стока реактивной мощности в систему 1 в Схеме №2 с целью уменьшения величины $Q_{СИСТ1}$ необходимо предусмотреть установку реакторов (ШР, УШР) в точке U_1 . Для ВЛ 330 кВ рекомендуется установка реакторов исходя из снижения величины $Q_{СИСТ1}$ до значения близкого к нулю, для ВЛ 500 и 750 кВ – снижение величины $Q_{СИСТ1}$ в 2-3 раза, либо предусмотреть полную компенсацию реактивной мощности в точке U_1 .



Отключен выключатель В2.

В рассматриваемом режиме напряжение в её конце не должно превышать кратковременно допустимого:

$$U_{КР.ДОП} = 1,1U_{НОМ}, \text{ кВ}$$

Ток $I_2=0$, поэтому в данном случае для некомпенсированной ЛЭП получаем:

$$U_1 = \cos \lambda \cdot U_2 = \cos \lambda \cdot U_{КР.ДОП}, \text{ кВ}$$

Тогда

$$Q_1 = -\frac{U_1^2}{z_B} \cdot \operatorname{tg} \lambda, \text{ МВар}$$

$$Q_{1ВН} = Q_1 + \Delta Q_{XX\Sigma}, \text{ Мвар}$$

$$\Delta Q_{АТрВН} = \frac{Q_{1ВН}^2}{U_1^2} \cdot \frac{X_{АТр-ВН}}{m}, \text{ Мвар}$$

m - количество АТ в случае Схемы №2, либо количество повышающих генераторных трансформаторов в случае Схемы №1 (с учетом количество генераторов, участвующих в синхронизации). В случае Схемы №1 $X_{АТр-ВН} = X_{ГЕНЕРАТОРНОГО/ТРАНСФОРМАТОРА}$

$$Q_{СИСТ1} = Q_{1ВН} + \Delta Q_{АТрВН}$$

Исходя из величины $Q_{СИСТ1}$ необходимо сделать вывод о необходимости снижения реактивной мощности, поступающей в систему 1 в случае Схемы №2 и, если необходимо, предложить тип, количество и марку устанавливаемых реакторов. Для Схемы №1 величину

$Q_{сис1}$ необходимо сравнивать с мощностью, которую могут потребить генераторы, участвующие в режиме синхронизации ЛЭП.

Величина мощности, потребляемая реактором:

$$Q_p = Q_{рном} \cdot \left(\frac{U_1}{U_{рном}} \right)^2, \text{ МВар}$$

Значения номинальной мощности и номинального напряжения реакторов указаны в Приложении 7.

Тогда с учетом установленного реактора:

$$Q_{1BH} = Q_1 + \Delta Q_{XX\Sigma} - Q_p, \text{ МВар}$$

$$\Delta Q_{ATpBH} = \frac{Q_{1BH}^2}{U_1^2} \cdot \frac{X_{ATp-BH}}{m}, \text{ МВар}$$

$$Q_{сис1} = Q_{1BH} + \Delta Q_{ATpBH}, \text{ МВар}$$

Для нового полученного значения реактивной мощности $Q_{сис1}$ (с учетом установки реакторов в начале ЛЭП) проводится проверка загрузки системы 1 или генераторов по реактивной мощности.

По полученным значениям строим эпюры напряжения, тока и реактивной мощности:

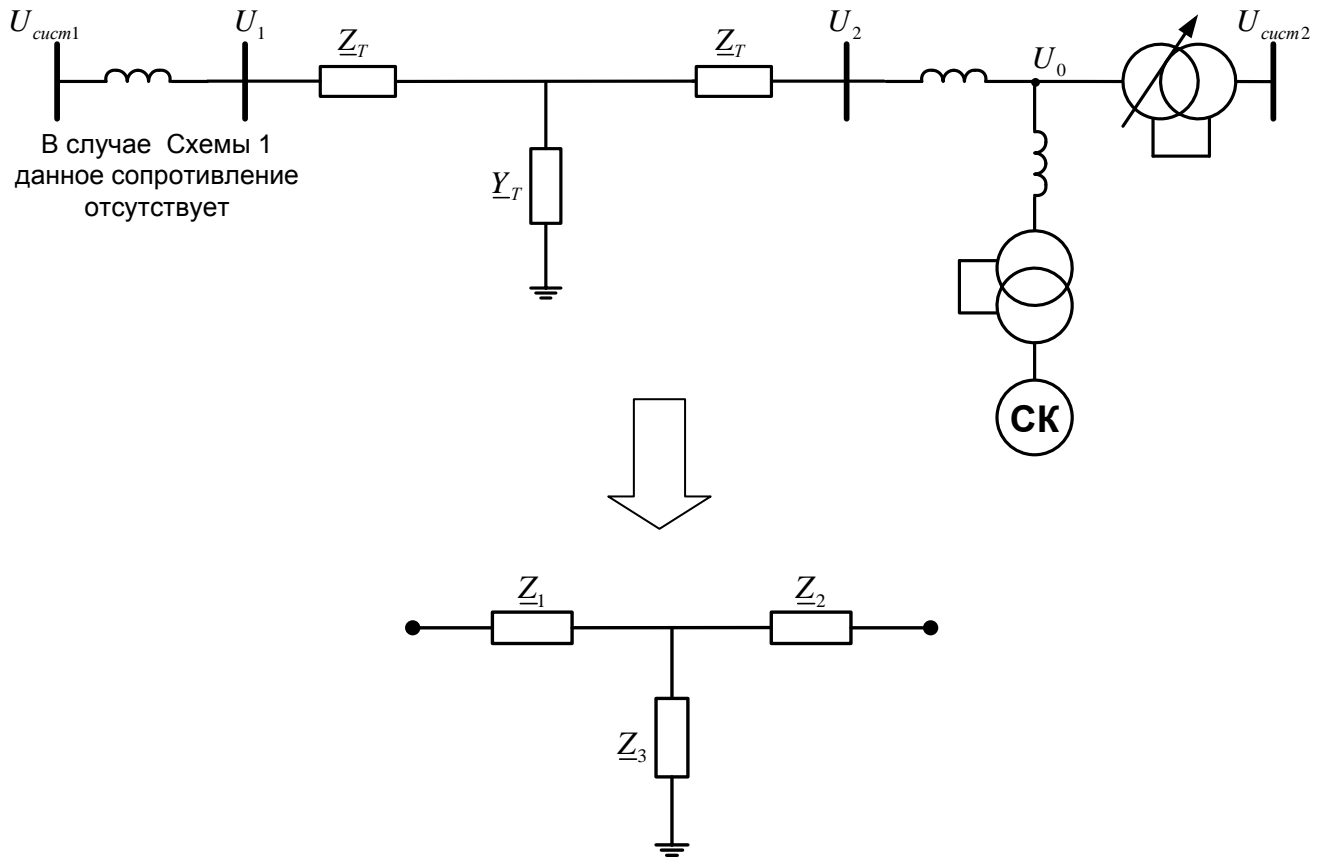
$$U_x = U_2 \cos(\beta_0 \cdot l_x)$$

$$I_x = j \frac{U_2}{\sqrt{3} \cdot z_g} \sin(\beta_0 \cdot l_x)$$

$$Q_x = -\frac{U_1^2}{z_B} \cdot \text{tg}(\beta_0 \cdot l_x)$$

При оценке пропускной способности электропередачи по условию статической апериодической устойчивости помимо сопротивления реальной линии необходимо учитывать эквивалентные сопротивления передающей и приемной системы. Если в схеме № 1 на удаленной электростанции установлены турбогенераторы, сопротивлением передающей системы является суммарное сопротивление трансформаторов генераторных блоков при условии, что генераторы оборудованы АРВ сильного действия. В случае, если эта станция является ГЭС, сопротивлениями трансформаторов можно пренебречь, а как следствие считать напряжение в начале линии (U_1) неизменным, не зависящим от нагрузки генераторов. Для схемы № 2 таким сопротивлением служит общее сопротивление обмоток высшего напряжения автотрансформаторов передающей подстанции. Напряжение на шинах среднего напряжения АТ передающей и приемной систем следует считать неизменным.

Для определения собственного и взаимного сопротивлений рассматриваемой электропередачи необходимо ее свести к виду «Т»-схемы, куда входят реальная линия, автотрансформаторы передающей (в случае Схемы 2) и приемной стороны:



Параметры «Т»-схемы замещения:

$$\underline{Z}_T = Z_B \left[\frac{r_{0ЯНВ}}{2 \cdot x_0} \cdot \frac{\lambda + \sin \lambda}{1 + \cos \lambda} + j \cdot \operatorname{tg} \frac{\lambda}{2} \right], \text{ Ом}$$

$$\underline{Y}_T = \frac{1}{Z_B} \left[\frac{r_{0ЯНВ}}{2 \cdot x_0} \cdot (\lambda \cdot \cos \lambda - \sin \lambda) + j \cdot \sin \lambda \right] = g_T + j \cdot b_T, \text{ См}$$

В силу малости, величиной g_T можно в расчетах пренебречь.

$$\underline{Z}_1 = \underline{Z}_2 = \underline{Z}_T + j \cdot \frac{X_{ATBH}}{m}, \text{ Ом}$$

m - количество групп АТ

Для Схемы №1 - $\underline{Z}_1 = \underline{Z}_T$

$$\underline{Z}_3 = \frac{1}{j \cdot b_T}, \text{ Ом}$$

Собственные сопротивления рассматриваемой ЛЭП:

$$\underline{Z}_{11} = \underline{Z}_1 + \frac{\underline{Z}_2 \cdot \underline{Z}_3}{\underline{Z}_2 + \underline{Z}_3} = Z_{11} \angle \mu_{11}, \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{22} = \underline{Z}_2 + \frac{\underline{Z}_1 \cdot \underline{Z}_3}{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_3} = Z_{22} \angle \mu_{22}, \text{ Ом};$$

Дополняющий угол при собственных сопротивлениях эквивалента электропередачи:

$$\alpha_{11}(\alpha_{22}) = 90 - \mu_{11}(\mu_{22})$$

Взаимное сопротивление рассматриваемой ЛЭП:

$$\underline{Z}_{12} = \underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \frac{\underline{Z}_1 \cdot \underline{Z}_2}{\underline{Z}_3}, \text{ Ом}$$

Дополняющий угол при Z_{12} определяется по аналогии с дополнительным углом α_{11} .
Угол при перепаде напряжения на сопротивлениях ВН концевых устройствах (АТ):

$$\delta_{Amp1} = \arctg \left(\frac{\frac{P_{HB} \cdot \frac{X_{ATT_BH}}{m}}{U_1}}{U_1 + \frac{Q_{1BH} \cdot \frac{X_{ATT_BH}}{m}}{U_1}} \right), \text{ град}$$

$$\delta_{Amp2} = \arctg \left(\frac{\frac{P_2 \cdot \frac{X_{ATT_BH}}{m}}{U_2}}{U_2 - \frac{Q_{BH} \cdot \frac{X_{ATT_BH}}{m}}{U_2}} \right), \text{ град}$$

$$\delta_{\Sigma} = \delta_{Amp1} + \delta_{ЛЭП} + \delta_{Amp2}$$

В случае Схемы №1 угол δ_{Amp1} отсутствует.

Для проверки проведенных вычислений находится мощность в начале ЛЭП:

$$P_0 = \frac{U_{10}^2}{Z_{11}} \cdot \sin \alpha_{11} + \frac{U_{10} \cdot U_{20}}{Z_{12}} \sin(\delta_{\Sigma} - \alpha_{12}), \text{ МВт}$$

U_{10} - напряжение в средней точке АТ 1 для Схемы №2.

U_{10} - для Схемы №1 берется равным напряжению U_1 .

U_{20} - напряжение в средней точке АТ 2.

Полученное значение необходимо сопоставить с мощностью P_{HB} в исходных данных.

Разница между двумя значениями ($\frac{P_0 - P_{HB}}{P_{HB}} \cdot 100\%$) не должна превышать 1,5%.

Кроме оценки пропускной способности по условию устойчивости, следует найти максимально допустимую передаваемую мощность по нагреву проводов в послеаварийных и перегрузочных режимах и сделать соответствующие выводы.

Предельное значение по апериодической статической устойчивости - мощность, которую можно передать по рассматриваемой ЛЭП с учётом концевых устройств для зимнего периода.

$$P_{nped} = \frac{U_{10}^2}{Z_{11}} \cdot \sin \alpha_{11} + \frac{U_{10} \cdot U_{20}}{Z_{12}}, \text{ МВт}$$

U_{10} - напряжение в средней точке АТ 1 (только в схеме №2),

U_{20} - напряжение в средней точке АТ 2.

Коэффициент запаса по апериодической статической устойчивости для данного режима:

$$K_{зАП} = \frac{P_{nped} - P_{HB}}{P_{nped}} \cdot 100\%$$

Полученное значение должно превышать минимальный нормативный показатель в 20%.

Приложение 1.

Пример расчета курсовой работы.

Исходные данные.

$U_{\text{ном}},$ кВ	$l,$ км	$P_{\text{нб}},$ МВт	$P_{\text{нм}},$ %	Провода	$a,$ см	$D,$ м
500	420	700	45	3*АС300/66	40	12

m	δ	$t^{\circ}, \text{С}$ январь	$t^{\circ}, \text{С}$ июль	$T_{\text{нб}},$ час.	$\cos \varphi$ нб нагр	$Q_{\text{сист}}$ избыт	№ сх.
0,88	1,03	-15	+20	5600	0,91	300	2

1. Расчет погонных, волновых параметров и натуральной мощности ЛЭП.

Определим среднегеометрическое расстояние между проводами фаз:

Среднегеометрическое расстояние между проводами фаз А, В и С при их произвольном положении определяется как:

$$D_{CP} = \sqrt[3]{D_{AB} \cdot D_{BC} \cdot D_{CA}}.$$

Для одноцепных ЛЭП 330 – 1150 кВ основное применение нашли порталные опоры, таким образом формула для расчета среднегеометрического расстояния между проводами примет вид:

$$D_{CP} = \sqrt[3]{D_{M\Phi} \cdot D_{M\Phi} \cdot 2 \cdot D_{M\Phi}} = D_{M\Phi} \sqrt[3]{2} = 12 \cdot \sqrt[3]{2} = 15,12 \text{ м}$$

Определим радиус расщепления:

$$R_p = \frac{a_p}{2 \cdot \sin \frac{\pi}{n}} = \frac{40}{2 \cdot \sin \frac{\pi}{3}} = 23,09 \text{ см}$$

Определим эквивалентный радиус:

Учет расщепления осуществляется заменой радиуса единичного провода эквивалентным радиусом расщепления фазы:

$$r_{\text{экв}} = R_p \cdot \sqrt[n]{\frac{D_{\text{ЛП}}}{2} \cdot \frac{n}{R_p}} = 23,09 \cdot \sqrt[3]{\frac{2,45}{2} \cdot \frac{3}{23,09}} = 12,51 \text{ см}, \text{ где } D_{\text{ЛП}} = 2,45 \text{ см}$$

Рассчитаем погонные параметры ЛЭП:

Определим емкость средней фазы:

$$C_p = \frac{0,0253}{\lg \frac{D_{CP}}{r_{\text{ЭКВ}}}} = \frac{0,0253}{\lg \frac{15,12}{12,51 \cdot 10^{-2}}} = 0,01215 \text{ мкФ/км}$$

Определим удельное индуктивное сопротивление:

$$x_0 = 0,1445 \cdot \log \frac{D_{CP}}{r_{\text{ЭКВ}}} + \frac{0,0157}{n} = 0,1445 \cdot \log \frac{15,12}{12,51 \cdot 10^{-2}} + \frac{0,0157}{3} = 0,306 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

Определим удельную емкостную проводимость:

$$b_0 = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\log \frac{D_{CP}}{r_{\text{ЭКВ}}}} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\log \frac{15,12}{12,51 \cdot 10^{-2}}} = 3,64 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}}$$

Определим удельное активное сопротивление:

Для АС 300/66 $r_0^{+20^\circ C} = 0,100 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$, таким образом, для трех проводов в одной фазе:

$$r_{0(n=3)}^{+20^\circ C} = \frac{0,100}{3} = 0,033 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

Рассчитаем волновые параметры ЛЭП:

Волновое сопротивление линии, определяющее волновые свойства ЛЭП:

$$z_a = \sqrt{\frac{z_0}{y_0}} = \sqrt{\frac{r_0 + jx_0}{g_0 + jb_0}}$$

Постоянная распространения электромагнитной волны:

$$\gamma = \sqrt{z_0 \cdot y_0} = \sqrt{(r_0 + jx_0) \cdot (g_0 + jb_0)} = \alpha + j\beta,$$

где α – коэффициент затухания;

β – коэффициент изменения фазы.

Для идеализированной линии:

$$r_0 = 0, \quad g_0 = 0$$

$$z_B = \sqrt{\frac{x_0}{b_0}} = \sqrt{\frac{0,306}{3,64 \cdot 10^{-6}}} = 289,94 \text{ Ом}$$

$$\beta_0 = \sqrt{x_0 \cdot b_0} = \sqrt{0,306 \cdot 3,64 \cdot 10^{-6}} = 1,055 \cdot 10^{-3} \text{ рад/км} = 0,0605 \text{ град/км}$$

Волновая длина линии:

$$\lambda = \beta_0 \cdot L = 0,0605 \cdot 420 = 25,41^\circ$$

Натуральная мощность линии, определяющая пропускную способность ЛЭП:

$$P_{\text{нат}} = \frac{U_{\text{ном}}^2}{Z_B} = \frac{500^2}{289,94} = 862,247 \text{ МВт}$$

2. Расчет режима наибольшей передаваемой мощностей.

$$U_1 = U_2 = U_{\text{НБ.ПАСЧ}} = 1,04 \cdot 500 = 520 \text{ кВ}$$

Базисная мощность:

$$S_{\text{БАЗ}} = \frac{U_2^2}{Z_B} = \frac{520^2}{289,94} = 932,61 \text{ МВА}$$

Наибольшая передаваемая мощность в зимний период:

$$P_{\text{НБ}*} = \frac{P_{\text{НБ}}}{S_{\text{БАЗ}}} = \frac{700}{932,61} = 0,75$$

Реактивная мощность в конце линии:

$$Q_{2*} = -ctg \lambda + \sqrt{\frac{K_U^2}{(\sin \lambda)^2} - P_*^2} = -ctg 25,41 + \sqrt{\frac{1^2}{(\sin 25,41)^2} - 0,75^2} = 0,101$$

Реактивная мощность в начале линии, при $K_U = 1$:

$$Q_{1*} = -Q_{2*}$$

Строятся эпюры напряжения, тока и реактивной мощности вдоль линии. Для этого используются уравнения длинной линии в относительных единицах:

$$U_x = U_2 [\cos(\beta_0 \cdot l_x) + \frac{Q}{P} \sin(\beta_0 \cdot l_x) + j \cdot \frac{P}{Q} \sin(\beta_0 \cdot l_x)]$$

$$I_x = \frac{U_2}{\sqrt{3} \cdot z_g} [P \cos(\beta_0 \cdot l_x) + j \cdot (\sin(\beta_0 \cdot l_x) - \frac{Q}{P} \cos(\beta_0 \cdot l_x))]$$

$$Q_x = \text{Im}(\sqrt{3} \cdot \dot{U}_x \cdot \hat{I}_x)$$

С учетом базисных величин:

$$U_{\text{баз}} = U_2 = 520 \text{ кВ}$$

$$I_{\text{баз}} = I_{\text{нат}} = \frac{U_2}{\sqrt{3} \cdot z_g} = \frac{520}{\sqrt{3} \cdot 289,94} = 1,035 \text{ кА}$$

$$U_x = \cos(\beta_0 \cdot l_x) + \frac{Q}{P} \sin(\beta_0 \cdot l_x) + j \cdot \frac{P}{Q} \sin(\beta_0 \cdot l_x)$$

$$I_x = \frac{P}{Q} \cos(\beta_0 \cdot l_x) + j \cdot (\sin(\beta_0 \cdot l_x) - \frac{Q}{P} \cos(\beta_0 \cdot l_x))$$

$$Q_x = \text{Im}(\dot{U}_x \cdot \hat{I}_x)$$

Рассчитаем напряжение, ток и реактивную мощность в середине линии ($l_x = 210$ км):

$$U_{*210} = \cos(0,0605 \cdot 210) + 0,101 \cdot \sin(0,0605 \cdot 210) + j \cdot 0,75 \cdot \sin(0,0605 \cdot 210) = 1,011 \angle 9,4 \text{ о.е.}$$

$$I_{*210} = 0,75 \cdot \cos(0,0605 \cdot 210) + j \cdot (\sin(0,0605 \cdot 210) - 0,101 \cos(0,0605 \cdot 210)) = 0,742 \angle 9,4 \text{ о.е.}$$

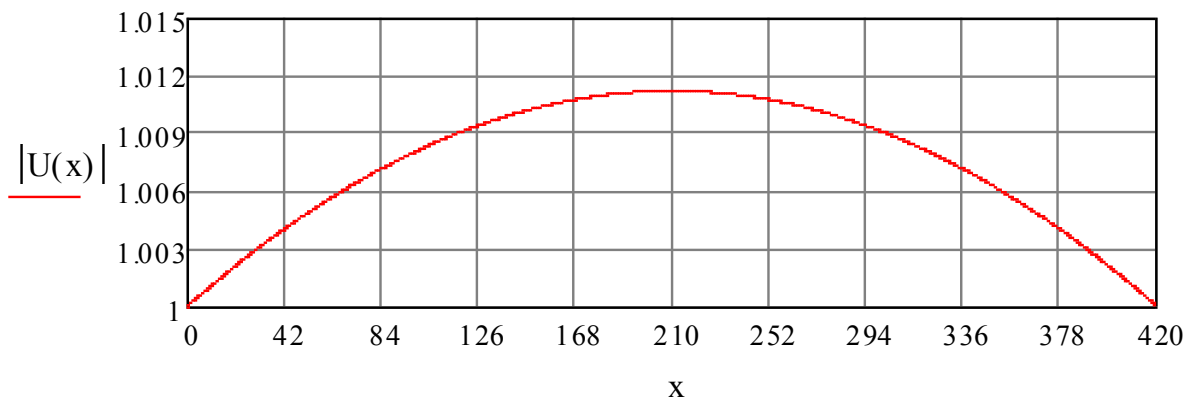
$$Q_x = \text{Im}(1,011 \angle 9,4 \cdot 0,742 \angle -9,4) = \text{Im}(0,75 + j \cdot 0) = 0 \text{ о.е.}$$

Остальные результаты приведем в таблице:

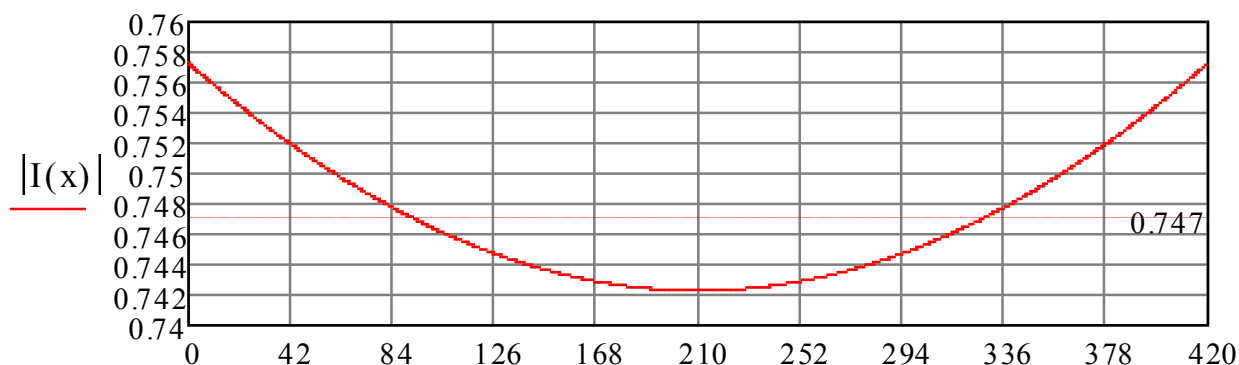
L(x)	0		105		210		315		420	
	модуль	фаза	модуль	фаза	модуль	фаза	модуль	фаза	модуль	фаза
U(x)/U ₂	1	0	1,008	4,7	1,011	9,4	1,008	14,0	1	18,6
I(x)/I _{нат}	0,757	-7,6	0,746	0,8	0,742	9,4	0,746	17,9	0,757	26,3
Q(x)	0,101		0,052		0		-0,052		-0,101	

По результатам вычислений из таблицы:

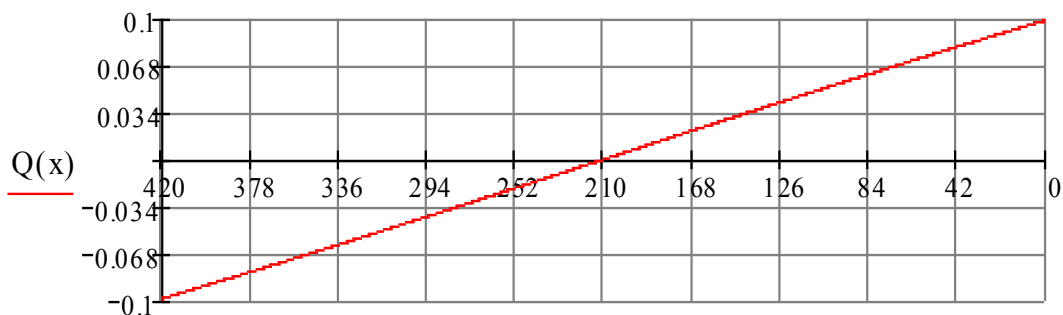
Эпюра распределения напряжения вдоль линии



Эпюра распределения тока вдоль линии



Распределение реактивной мощности вдоль линии



x

Средний квадратичный ток:

$$I_{CP.KB} = \frac{U_2}{\sqrt{3} \cdot Z_B} \cdot \sqrt{1 - \left(\frac{1}{\lambda} + ctg \lambda\right) \cdot Q_2^*}$$

$$I_{*CP.KB} = \sqrt{1 - \left(\frac{1}{\lambda} + ctg \lambda\right) \cdot Q_2^*} = \sqrt{1 - \left(\frac{1}{0,443} + ctg 25,41\right) \cdot 0,101} = 0,747 \text{ o.e.}$$

$$I_{CP.KB} = I_{НАТ} \cdot I_{*CP.KB} = 1,035 \cdot 0,747 = 0,773 \text{ кА}$$

По заданной температуре определяем погонное активное сопротивление:

$$r_{0\text{янг}} = r_0 \cdot (1 + 0,004 \cdot (t_{\text{янг}} - 20^\circ\text{C})) = 0,033 \cdot (1 + 0,004 \cdot (-15 - 20^\circ\text{C})) = 0,028 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

Рассчитаем потери активной мощности:

$$\Delta P_{НБ} = 3 \cdot I_{cp.kB}^2 \cdot r_0 \cdot L = 3 \cdot 0,773^2 \cdot 0,028 \cdot 420 = 21,08 \text{ МВт}$$

Оценим полученные потери в процентах от передаваемой мощности:

$$\Delta P_{НБ}, \% = \frac{\Delta P_{НБ}}{P_{НБ}} \cdot 100\% = \frac{21,08}{700} \cdot 100\% = 3,01\%$$

3. Расчет наименьшей передаваемой мощностей.

$$U_1 = U_2 = U_{НОМ} = 500 \text{ кВ}$$

Базисная мощность:

$$S_{БАЗ} = \frac{U_2^2}{Z_B} = \frac{500^2}{289,94} = 862,25 \text{ МВА}$$

$$U_{баз} = U_2 = 500 \text{ кВ}$$

$$I_{баз} = I_{нат} = \frac{U_2}{\sqrt{3} \cdot z_0} = \frac{500}{\sqrt{3} \cdot 289,94} = 0,996 \text{ кА}$$

Наибольшая передаваемая мощность в летний период:

$$P_{HM}^* = \frac{P_{HM}}{S_{БАЗ}} = \frac{0,45 \cdot 700}{862,25} = 0,37$$

Реактивная мощность в конце линии:

$$Q_2^* = -ctg \lambda + \sqrt{\frac{K_U^2}{(\sin \lambda)^2} - P_*^2} = -ctg 25,41 + \sqrt{\frac{1^2}{(\sin 25,41)^2} - 0,37^2} = 0,196$$

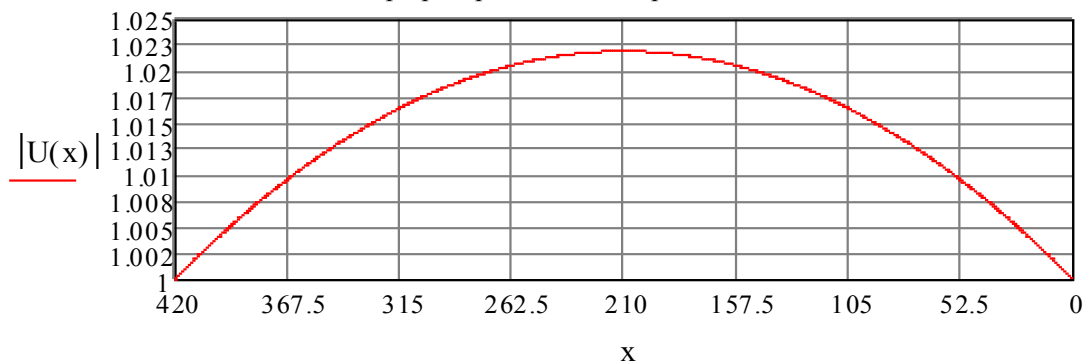
Реактивная мощность в начале линии, при $K_U = 1$:

$$Q_1^* = -Q_2^*$$

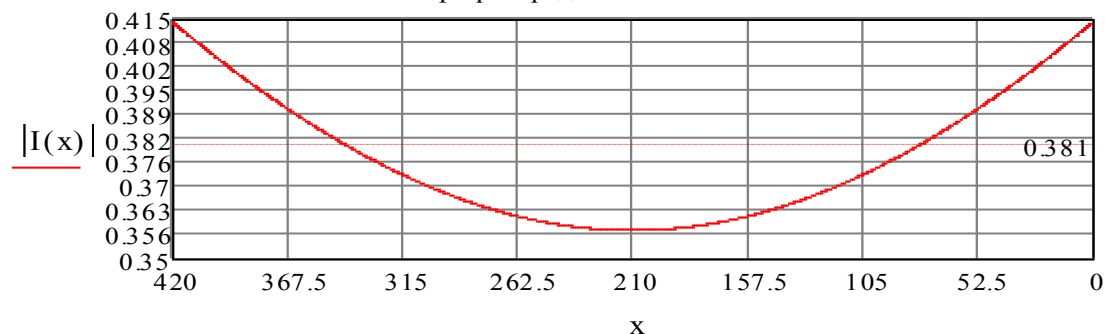
Расчет значений напряжения, тока и реактивной мощности вдоль линии проводится по приведенной выше методике. Результаты расчетов приведены далее в виде таблицы и графиков.

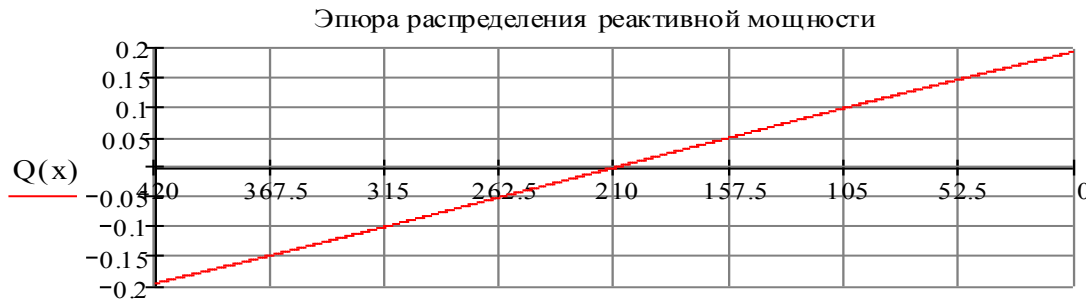
L(x)	0		105		210		315		420	
	модуль	фаза	модуль	фаза	модуль	фаза	модуль	фаза	модуль	фаза
U(x)/U ₂	1	0	1,016	2,3	1,022	4,5	1,016	6,7	1	9,0
I(x)/I _{нат}	0,414	-28,1	0,373	-13,0	0,358	4,5	0,373	22,0	0,414	37,0
Q(x)	0,196		0,1		0		-0,1		-0,196	

Эпюра распределения напряжения по линии



Эпюра распределения тока по линии





Рассчитаем среднеквадратичный ток:

$$I_{CP.KB} = \frac{U_2}{\sqrt{3} \cdot Z_B} \cdot \sqrt{1 - \left(\frac{1}{\lambda} + ctg \lambda \right) \cdot Q_2^*}$$

$$I_{*CP.KB} = \sqrt{1 - \left(\frac{1}{\lambda} + ctg \lambda \right) \cdot Q_2^*} = \sqrt{1 - \left(\frac{1}{0,443} + ctg 25,41 \right) \cdot 0,196} = 0,381 \text{ o.e.}$$

$$I_{CP.KB} = I_{HAT} \cdot I_{*CP.KB} = 0,996 \cdot 0,381 = 0,379 \text{ кА}$$

По заданной температуре определяем погонное активное сопротивление:

$$r_{0_июл} = r_0 \cdot (1 + 0,004 \cdot (t_{июл} - 20^\circ C)) = 0,033 \cdot (1 + 0,004 \cdot (20^\circ C - 20^\circ C)) = 0,033 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

Рассчитаем потери активной мощности:

$$\Delta P_{HM} = 3 \cdot I_{cp.kB}^2 \cdot r_0 \cdot L = 3 \cdot 0,379^2 \cdot 0,033 \cdot 420 = 5,97 \text{ МВт}$$

Оценим полученные потери в процентах от передаваемой мощности:

$$\Delta P_{HM}, \% = \frac{\Delta P_{HM}}{P_{HM}} \cdot 100\% = \frac{5,97}{315} \cdot 100\% = 1,90\%$$

4. Расчет величины максимальной напряженности электрического поля на проводах средней фазы.

Значения максимальной напряженности ограничиваются допустимыми значениями, исключающими возникновения общего коронирования проводов и интенсивных радиопомех. Рассчитаем величину максимальной напряженности электрического поля на проводах средней фазы:

Наибольшее значение напряжения по расчетам п.2 и п.3:

$$U_{\max} = 1,011 \cdot U_{НБ.РАСЧ} = 1,011 \cdot 520 = 525,72 \text{ кВ}$$

Максимальная напряженность электрического поля рассчитывается по формуле:

$$E_{cp}^c = 14,7 \cdot \frac{C_\Gamma^c \cdot U_{\max}}{n \cdot r_{np}} = 14,7 \cdot \frac{0,01215 \cdot 525,72}{3 \cdot 1,225} = 25,55 \text{ кВ/см}$$

$$E_{MAX}^c = k_y \cdot E_{cp}^c$$

k_y – коэффициент, учитывающий усиление напряженности вследствие влияния зарядов соседних проводов расщепленной фазы,

$$k_y = 1 + (n - 1) \cdot \frac{r_{np}}{R_p} = 1 + (3 - 1) \cdot \frac{1,225}{23,09} = 1,11$$

$$E_{MAX}^c = 1,11 \cdot 25,55 = 28,36 \text{ кВ/см}$$

Рассчитаем наибольшую допустимую напряженность, по условию ограничения радиопомех:

$$E_{ДОП}'' = 31,1 - 17,4 \cdot \lg(r_{np}) = 31,1 - 17,4 \cdot \lg(1,225) = 29,83 \text{ кВ/см}$$

Рассчитаем начальную напряженность общего коронирования провода с гладкой чистой поверхностью:

$$E_H = 24,5 \cdot \delta \cdot \left(1 + \frac{0,65}{(r_{np} \cdot \delta)^{0,38}} \right) = 24,5 \cdot 1,05 \cdot \left(1 + \frac{0,65}{(1,225 \cdot 1,05)^{0,38}} \right) = 40,92 \text{ кВ/см}$$

Рассчитаем наибольшую допустимую напряженность:

$$E'_{\text{ДОП}} = 0,9 \cdot m \cdot E_H = 0,9 \cdot 0,88 \cdot 40,92 = 32,40 \text{ кВ/см}$$

Таким образом получаем:

$$E_{\text{МАХ}}^c < E'_{\text{ДОП}}$$

$$E_{\text{МАХ}}^c < E''_{\text{ДОП}}$$

Рассматриваемая конструкция фазы может быть применена, так как ограничение напряженности электрического поля по условию радиопомех превышает максимальную напряженность средней фазы.

5. Выбор числа и номинальной мощности трансформаторов и автотрансформаторов для установки их на конечных подстанциях.

Выберем автотрансформатор для установки в начало проектируемой линии. Максимальная мощность поступающая в линию в режиме наибольших нагрузок:

$$\dot{S}_1 = P_{\text{НБ}} + j \cdot Q \cdot S_{\text{баз}} = 700 - j \cdot 0,101 \cdot 932,61 = 700 - j \cdot 94,194 = 706,309 \angle -7,66 \text{ МВА}$$

Рассчитаем необходимую мощность автотрансформатора:

$$S_{\text{АТр1}} = \frac{S_1}{K_{\text{ав}}(n_T - 1)} = \frac{706,309}{1,2 \cdot (2 - 1)} = 588,591 \text{ МВА}$$

Данная мощность, есть не что иное, как мощность необходимого трехфазного автотрансформатора или группы автотрансформаторов. Определим мощность, для однофазного, группового трансформатора:

$$S_{\text{АОТр1}} = \frac{S_1}{3} = \frac{588,591}{3} = 196,197 \text{ МВА}$$

Исходя из этого, для передающей ПС выбираем две группы из трех однофазных трансформаторов 2*(3*АОДЦТН-267000/500/220)

Выберем автотрансформатор для установки в конец проектируемой линии. Максимальная мощность поступающая в систему в режиме наибольших нагрузок:

$$\dot{S}_2 = P_{\text{НБ}} + j \cdot Q \cdot S_{\text{баз}} = 700 + j \cdot 0,101 \cdot 932,61 = 700 + j \cdot 94,194 = 706,309 \angle 7,66 \text{ МВА}$$

Рассчитаем необходимую мощность автотрансформатора:

$$S_{\text{АТр1}} = \frac{S_1}{K_{\text{ав}}(n_T - 1)} = \frac{706,309}{1,2 \cdot (2 - 1)} = 588,591 \text{ МВА}$$

Данная мощность, есть не что иное, как мощность необходимого трехфазного автотрансформатора или группы автотрансформаторов. Определим мощность, для однофазного, группового трансформатора:

$$S_{\text{АОТр1}} = \frac{S_1}{3} = \frac{588,591}{3} = 196,197 \text{ МВА}$$

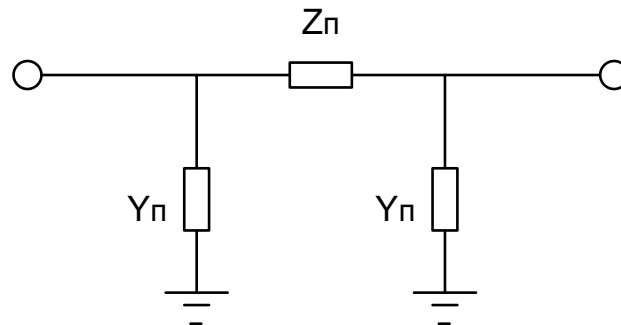
Исходя из этого для принимающей ПС выбираем две группы из трех однофазных трансформаторов 2*(3*АОДЦТН-267000/500/220)

В конце и в начале рассчитываемой линии электропередач устанавливаются одинаковые автотрансформаторы. Необходимые справочные данные снесены в таблицу:

Тип	S _{НОМ} , МВА	U _{НОМ} обмоток, кВ			R _Т , Ом		
		ВН	СН	НН	ВН	СН	НН
АОДЦТН – 267000/500/220	267	500/√3	230/√3	10,5	0,28	0,28	1,12

X _T , Ом			ΔQ _X , Мвар
ВН	СН	НН	
39,8	0	75,6	2,004

6. Расчет потокораспределения в рассматриваемой электропередаче и выбор компенсирующих устройств.



Расчет параметров П – образной схемы замещения для зимнего периода:

$$\underline{Z}_{\Pi_ЯНВ} = Z_B \cdot \left[\frac{r_{0_ЯНВ}}{2 \cdot x_0} \cdot (\sin \lambda + \lambda \cdot \cos \lambda) + j \cdot \sin \lambda \right] =$$

$$= 289,94 \cdot \left[\frac{0,028}{2 \cdot 0,306} \cdot (\sin 25,41 + 0,443 \cdot \cos 25,41) + j \cdot \sin 25,41 \right] = 11,000 + j \cdot 124,411 \text{ Ом}$$

$$\underline{Y}_{\Pi_ЯНВ} = \frac{1}{Z_B} \cdot \left[\frac{r_{0_ЯНВ}}{2 \cdot x_0} \cdot \frac{\lambda - \sin \lambda}{1 + \cos \lambda} + j \cdot \tan \frac{\lambda}{2} \right] = \frac{1}{289,94} \cdot \left[\frac{0,028}{2 \cdot 0,306} \cdot \frac{0,443 - \sin 25,41}{1 + \cos 25,41} + j \cdot \tan \frac{25,41}{2} \right] =$$

$$= 1,153 \cdot 10^{-6} + j \cdot 7,776 \cdot 10^{-4} \text{ См}$$

Расчет параметров П – образной схемы замещения для летнего периода:

$$\underline{Z}_{\Pi_ИЮЛ} = Z_B \cdot \left[\frac{r_{0_ИЮЛ}}{2 \cdot x_0} \cdot (\sin \lambda + \lambda \cdot \cos \lambda) + j \cdot \sin \lambda \right] =$$

$$= 289,94 \cdot \left[\frac{0,033}{2 \cdot 0,306} \cdot (\sin 25,41 + 0,443 \cdot \cos 25,41) + j \cdot \sin 25,41 \right] = 12,964 + j \cdot 124,411 \text{ Ом}$$

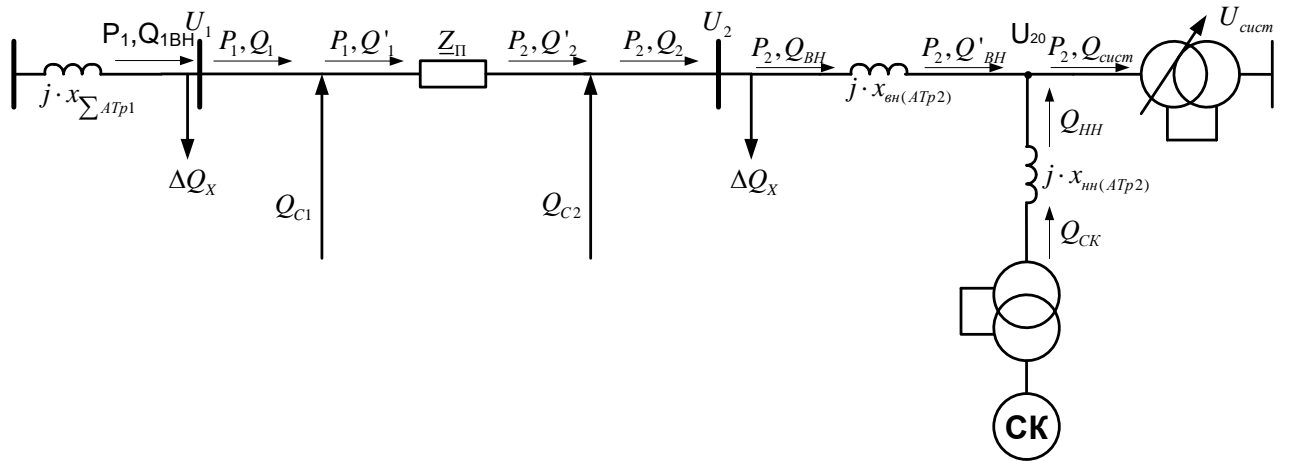
$$\underline{Y}_{\Pi_ИЮЛ} = \frac{1}{Z_B} \cdot \left[\frac{r_{0_ИЮЛ}}{2 \cdot x_0} \cdot \frac{\lambda - \sin \lambda}{1 + \cos \lambda} + j \cdot \tan \frac{\lambda}{2} \right] = \frac{1}{289,94} \cdot \left[\frac{0,033}{2 \cdot 0,306} \cdot \frac{0,443 - \sin 25,41}{1 + \cos 25,41} + j \cdot \tan \frac{25,41}{2} \right] =$$

$$= 1,359 \cdot 10^{-6} + j \cdot 7,776 \cdot 10^{-4} \text{ См}$$

Таким образом получаем $b_{\Pi} = 7,776 \cdot 10^{-4} \text{ См}$

Параметры режима наибольшей передаваемой мощности.

Схема замещения линии электропередач:



Допущение:

Пренебрегаем потерями активной мощности в автотрансформаторах.

Расчет режима наибольшей передаваемой мощности для $U_1=U_2=520$ кВ:

$$P_1 = \frac{U_1^2}{Z_{II}} \cdot \sin(\alpha_{II}) + \frac{U_1 \cdot U_2}{Z_{II}} \cdot \sin(\delta - \alpha_{II}) \quad (1)$$

$$P_1 = P_{HB} = 700 \text{ МВт}$$

Рассчитаем угол α_{II} :

$$\underline{Z}_{II_ЯНВ} = 11,000 + j \cdot 124,411 = 124,896 \angle 84,947 \text{ Ом} \Rightarrow \alpha_{II} = 90 - 84,947 = 5,053^\circ$$

Из формулы 1 находим значение угла $\delta_{ЛЭП}$:

$$\delta_{ЛЭП} = \arcsin \left(\frac{P_1 - \frac{U_1^2}{Z_{II}} \cdot \sin \alpha_{II}}{\frac{U_1 \cdot U_2}{Z_{II}}} \right) + \alpha_{II} = \arcsin \left(\frac{700 - \frac{520^2}{124,896} \sin 5,053}{\frac{520 \cdot 520}{124,896}} \right) + 5,053 = 18,659^\circ$$

Расчет мощностей изображенных на схеме замещения и определение требуемой мощности компенсирующих устройств, дополнительно устанавливаемых на приемной подстанции:

$$\begin{aligned} Q_1' &= \frac{U_1^2}{Z_{II}} \cdot \cos \alpha_{II} - \frac{U_1 \cdot U_2}{Z_{II}} \cdot \cos(\delta - \alpha_{II}) = \\ &= \frac{520^2}{124,896} \cdot \cos 5,053 - \frac{520 \cdot 520}{124,896} \cdot \cos(18,659 - 5,053) = 52,344 \text{ Мвар} \end{aligned}$$

Рассчитаем зарядные мощности Q_{c1} и Q_{c2} :

$$Q_{c1} = U_1^2 \cdot b_{II} = 520^2 \cdot 7,776 \cdot 10^{-4} = 210,263 \text{ Мвар};$$

$$Q_{c2} = U_2^2 \cdot b_{II} = 520^2 \cdot 7,776 \cdot 10^{-4} = 210,263 \text{ Мвар};$$

$$Q_1 = Q_1' - Q_{c1} = 52,344 - 210,263 = -157,919 \text{ Мвар};$$

$$\Delta \dot{S}_{II} = \frac{P_1^2 + Q_1'^2}{U_1^2} \cdot \underline{Z}_{II_ЯНВ} = \frac{700^2 + 52,344^2}{520^2} \cdot (11,000 + j \cdot 124,411) = 20,045 + j \cdot 226,710 \text{ МВА};$$

$$P_2 = P_1 - \Delta P_{II} = 700 - 20,045 = 679,955 \text{ Мвар};$$

$$Q_2' = Q_1' - \Delta Q_{II} = 52,344 - 226,710 = -174,366 \text{ Мвар};$$

$$Q_2 = Q_2' + Q_{c2} = -174,366 + 210,263 = 35,897 \text{ Мвар};$$

$$Q_{BH} = Q_2 - \Delta Q_{XX\Sigma} = 35,897 - 2 \cdot 2,004 = 31,889 \text{ Мвар};$$

$$\Delta Q_{ATpBH} = \frac{P_2^2 + Q_{BH}^2}{U_2^2} \cdot \frac{X_{ATp-BH}}{2} = \frac{679,955^2 + 31,889^2}{520^2} \cdot \frac{39,8}{2} = 52,350 \text{ Мвар};$$

$$Q'_{BH} = Q_{BH} - \Delta Q_{ATpBH} = 35,897 - 52,350 = -16,453 \text{ Мвар};$$

Рассчитаем реактивную мощность поступающую в систему:

$$Q_{сум} = P_2 \cdot \operatorname{tg} \varphi = 679,955 \operatorname{tg}(\arccos 0,91) = 309,797 \text{ Мвар}.$$

Рассчитаем напряжение в нулевой точке автотрансформатора приёмной ПС:

$$U_{20} = \sqrt{\left(U_2 - \frac{Q_{BH} \cdot \frac{X_{ATT-BH}}{2}}{U_2} \right)^2 + \left(\frac{P_2 \cdot \frac{X_{ATT-BH}}{2}}{U_2} \right)^2} = \sqrt{\left(520 - \frac{31,889 \cdot \frac{39,8}{2}}{520} \right)^2 + \left(\frac{679,955 \cdot \frac{39,8}{2}}{520} \right)^2} =$$

$$= 519,664 \text{ кВ}$$

Мы можем поддержать это напряжение, так как автотрансформаторы приёмной ПС оснащены устройствами РПН, позволяющими регулировать напряжение в пределах $\pm 6 \times 2,1\%$.

$$\text{Получаем } Q_{HH} = Q_{сум} - Q'_{BH} = 309,797 - (-16,453) = 326,25 \text{ Мвар};$$

$$Q_{СК} = Q_{HH} + \frac{Q_{HH}^2}{U_0^2} \cdot \frac{X_{ATTpH}}{2} = 326,25 + \frac{326,25^2}{519,664^2} \cdot \frac{75,6}{2} = 348,618 \text{ Мвар}.$$

В качестве КУ можно предложить установить 4 синхронных компенсатора (СК) КСВБ-100-11 (номинальное напряжение 11кВ).

Для проверки осуществимости режима, рассчитаем напряжение в нулевой точке автотрансформатора, передающей ПС:

$$Q_{1BH} = Q_1 + \Delta Q_{XX\Sigma} = -157,919 + 2 \cdot 2,004 = -153,911 \text{ Мвар};$$

$$U_{10} = \sqrt{\left(U_1 + \frac{Q_{1BH} \cdot \frac{X_{ATT-BH}}{2}}{U_1} \right)^2 + \left(\frac{P_1 \cdot \frac{X_{ATT-BH}}{2}}{U_1} \right)^2} = \sqrt{\left(520 - \frac{153,911 \cdot \frac{39,8}{2}}{520} \right)^2 + \left(\frac{700 \cdot \frac{39,8}{2}}{520} \right)^2} =$$

$$= 512,610 \text{ кВ}$$

Можно поддержать значение рассчитанного напряжения, так как автотрансформаторы передающей ПС оснащены устройствами РПН, позволяющими регулировать напряжение в пределах $\pm 6 \times 2,1\%$.

Режим наименьшей передаваемой мощности ($U_1=U_2=U_{ном}$).

$$P_1 = \frac{U_1^2}{Z_{\Pi}} \cdot \sin(\alpha_{\Pi}) + \frac{U_1 \cdot U_2}{Z_{\Pi}} \cdot \sin(\delta - \alpha_{\Pi})$$

$$P_1 = P_{HM} = 315 \text{ МВт}$$

Рассчитаем угол α_{Π} :

$$\underline{Z}_{\Pi_шол} = 12,964 + j \cdot 124,411 = 125,085 \angle 84,051 \text{ Ом} \Rightarrow \alpha_{\Pi} = 90 - 84,051 = 5,949^\circ$$

Из формулы 1 находим значение угла $\delta_{лэп}$:

$$\delta_{лэп} = \arcsin \left(\frac{P_1 - \frac{U_1^2}{Z_{\Pi}} \cdot \sin \alpha_{\Pi}}{\frac{U_1 \cdot U_2}{Z_{\Pi}}} \right) + \alpha_{\Pi} = \arcsin \left(\frac{315 - \frac{500^2}{125,085} \sin 5,949}{\frac{500 \cdot 500}{125,085}} \right) + 5,949 = 9,042^\circ$$

Расчет мощностей изображенных на схеме замещения и определение требуемой мощности компенсирующих устройств, дополнительно устанавливаемых на приемной подстанции:

$$Q_1' = \frac{U_1^2}{Z_{II}} \cdot \cos \alpha_{II} - \frac{U_1 \cdot U_2}{Z_{II}} \cdot \cos(\delta - \alpha_{II}) =$$

$$= \frac{500^2}{125,085} \cdot \cos 5,949 - \frac{500 \cdot 500}{125,085} \cdot \cos(9,042 - 5,949) = -7,852 \text{ Мвар}$$

Рассчитаем зарядные мощности Q_{C1} и Q_{C2} :

$$Q_{C1} = U_1^2 \cdot b_{II} = 500^2 \cdot 7,776 \cdot 10^{-4} = 194,4 \text{ Мвар};$$

$$Q_{C2} = U_2^2 \cdot b_{II} = 500^2 \cdot 7,776 \cdot 10^{-4} = 194,4 \text{ Мвар};$$

$$Q_1 = Q_1' - Q_{C1} = -7,852 - 194,4 = -202,252 \text{ Мвар};$$

$$\Delta \dot{S}_{II} = \frac{P_1^2 + Q_1'^2}{U_1^2} \cdot \underline{Z}_{II-шюл} = \frac{315^2 + 7,852^2}{500^2} \cdot (12,964 + j \cdot 124,411) = 5,149 + j \cdot 49,409 \text{ МВА};$$

$$P_2 = P_1 - \Delta P_{II} = 315 - 5,149 = 309,851 \text{ Мвар};$$

$$Q_2' = Q_1' - \Delta Q_{II} = 7,852 - 49,409 = -41,557 \text{ Мвар};$$

$$Q_2 = Q_2' + Q_{C2} = -41,557 + 194,4 = 152,843 \text{ Мвар};$$

$$Q_{BH} = Q_2 - \Delta Q_{XX\Sigma} = 152,843 - 2 \cdot 2,004 = 148,835 \text{ Мвар};$$

$$\Delta Q_{ATpBH} = \frac{P_2^2 + Q_{BH}^2}{U_2^2} \cdot \frac{X_{ATp-BH}}{2} = \frac{309,851^2 + 148,835^2}{500^2} \cdot \frac{39,8}{2} = 14,439 \text{ Мвар};$$

$$Q'_{BH} = Q_{BH} - \Delta Q_{ATpBH} = 148,835 - 14,439 = 134,396 \text{ Мвар};$$

Рассчитаем реактивную мощность поступающую в систему:

$$Q_{сист} = P_2 \cdot \operatorname{tg} \varphi = 309,851 \operatorname{tg}(\arccos 0,91) = 141,172 \text{ Мвар}.$$

Рассчитаем напряжение в нулевой точке автотрансформатора приёмной ПС:

$$U_{20} = \sqrt{\left(U_2 - \frac{Q_{BH} \cdot \frac{X_{ATT-BH}}{2}}{U_2} \right)^2 + \left(\frac{P_2 \cdot \frac{X_{ATT-BH}}{2}}{U_2} \right)^2} = \sqrt{\left(500 - \frac{148,835 \cdot \frac{39,8}{2}}{500} \right)^2 + \left(\frac{309,851 \cdot \frac{39,8}{2}}{500} \right)^2} =$$

$$= 491,271 \text{ кВ}$$

Возможно поддержать это напряжение, так как автотрансформаторы приёмной ПС оснащены устройствами РПН, позволяющими регулировать напряжение в пределах $\pm 6 \times 2,1\%$.

$$\text{Получаем: } Q_{HH} = Q_{сист} - Q'_{BH} = 141,172 - 134,396 = 6,776 \text{ Мвар};$$

$$Q_{СК} = Q_{HH} + \frac{Q_{HH}^2}{U_0^2} \cdot \frac{X_{ATTpH}}{2} = 6,776 + \frac{6,776^2}{491,271^2} \cdot \frac{75,6}{2} = 6,786 \text{ Мвар}.$$

Выдачу рассчитанной реактивной мощности можно осуществить СК, выбранными к установке по режиму наибольшей передаваемой мощности.

Для проверки осуществимости режима, рассчитаем напряжение в нулевой точке автотрансформатора, передающей ПС:

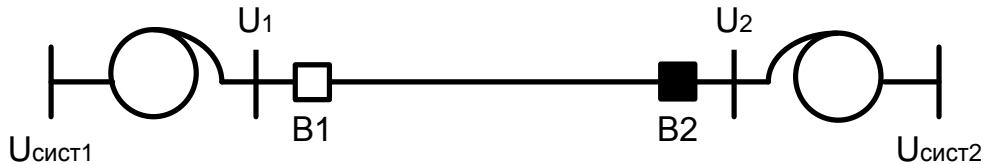
$$Q_{1BH} = Q_1 + \Delta Q_{XX\Sigma} = -202,252 + 2 \cdot 2,004 = -198,244 \text{ Мвар};$$

$$U_{10} = \sqrt{\left(U_1 + \frac{Q_{1BH} \cdot \frac{X_{ATT_BH}}{2}}{U_1} \right)^2 + \left(\frac{P_1 \cdot \frac{X_{ATT_BH}}{2}}{U_1} \right)^2} = \sqrt{\left(500 - \frac{198,244 \cdot 39,8}{500} \right)^2 + \left(\frac{315 \cdot 39,8}{500} \right)^2} =$$

$$= 488,267 \text{ кВ}$$

Возможно поддержать это напряжение, так как автотрансформаторы передающей ПС оснащены устройствами РПН, позволяющими регулировать напряжение в пределах $\pm 6 \times 2,1\%$.

7. Режим синхронизации ЛЭП на приемную ПС (отключен выкл. В2).



Определим напряжение в начале ЛЭП, при котором в рассматриваемом режиме напряжение в её конце не будет превышать кратковременно допустимого:

$$U_{кр.доп} = 1,05U_{наиб.раб} = 1,05 \cdot 525 = 551,25 \text{ кВ}$$

Так как $I_2=0$ из уравнений четырехполюсника имеем:

$$U_1 = \cos \lambda \cdot U_{кр.доп} = \cos 25,41 \cdot 551,25 = 497,922 \text{ кВ}$$

Поддержание данного уровня напряжения можно осуществить за счет регулирования отпаяк РПН АТ 1.

Тогда имеем

$$Q_1 = -\frac{U_1^2}{z_B} \cdot \operatorname{tg} \lambda = -\frac{497,922^2}{289,94} \cdot \operatorname{tg} 25,41 = -406,212 \text{ Мвар}$$

$$Q_{1BH} = Q_1 + \Delta Q_{XX\Sigma} = -406,212 + 2 \cdot 2,004 = -402,204 \text{ Мвар};$$

$$\Delta Q_{ATP_BH} = \frac{Q_{1BH}^2}{U_1^2} \cdot \frac{X_{ATP_BH}}{2} = \frac{402,204^2}{497,922^2} \cdot \frac{39,8}{2} = 19,933 \text{ Мвар};$$

$$Q_{сис1} = Q_{1BH} + \Delta Q_{ATP_BH} = -402,204 + 19,933 = -382,271 \text{ Мвар};$$

Чтобы снизить реактивную мощность, поступающую в систему 1, установим группу однофазных реакторов РОМБ-60000/525 (Приложение 7) в начало ЛЭП. Мощность, потребляемая группой реакторов:

$$Q_p = Q_{рном} \cdot \left(\frac{U_1}{U_{рном}} \right)^2 = 3 \cdot 60 \cdot \left(\frac{497}{525} \right)^2 = 161,312 \text{ Мвар};$$

Тогда имеем:

$$Q_{1BH} = Q_1 + \Delta Q_{XX\Sigma} - Q_p = -406,212 + 2 \cdot 2,004 + 161,312 = -240,892 \text{ Мвар};$$

$$\Delta Q_{ATP_BH} = \frac{Q_{1BH}^2}{U_1^2} \cdot \frac{X_{ATP_BH}}{2} = \frac{240,892^2}{497,922^2} \cdot \frac{39,8}{2} = 7,150 \text{ Мвар};$$

$$Q_{сис1} = Q_{1BH} + \Delta Q_{ATP_BH} = -240,892 + 7,150 = -233,742 \text{ Мвар};$$

По полученным значениям строим эпюры напряжения, тока и реактивной мощности:

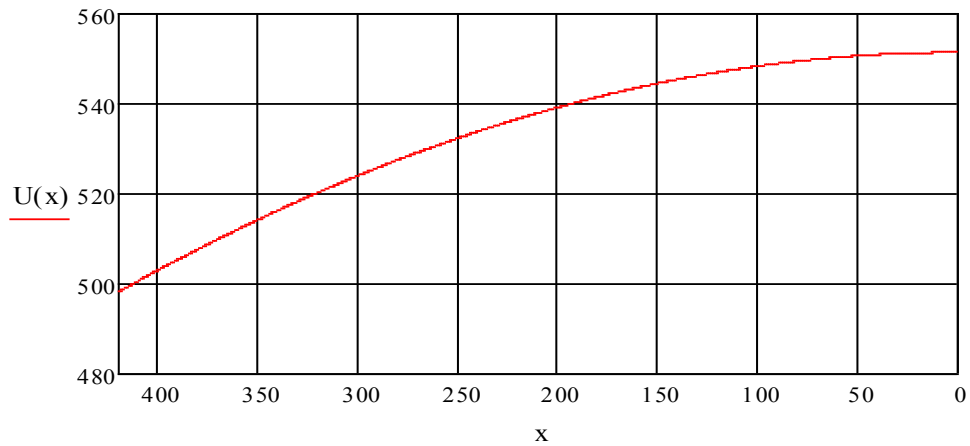
$$U_x = U_2 \cos(\beta_0 \cdot l_x)$$

$$I_x = j \frac{U_2}{\sqrt{3} \cdot z_0} \sin(\beta_0 \cdot l_x)$$

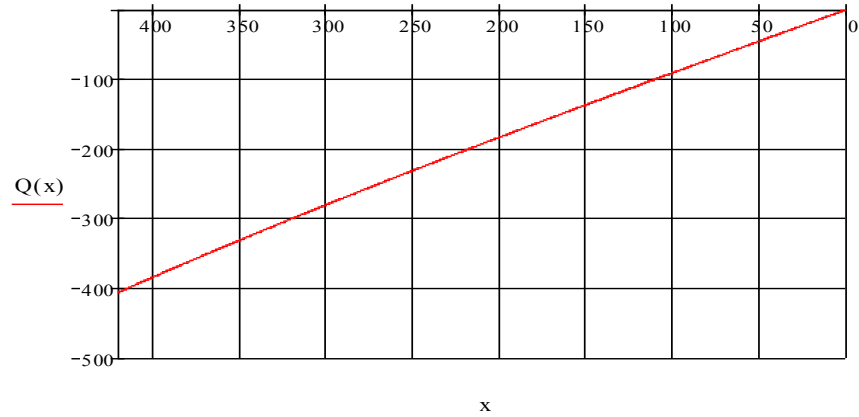
$$Q_x = -\frac{U_1^2}{z_B} \cdot \operatorname{tg}(\beta_0 \cdot l_x)$$

L(x), км	0	105	210	315	420
U(x), кВ	497,922	521,037	537,753	547,865	551,250
I(x), кА	0,471	0,358	0,241	0,121	0,000
Q(x), мВар	406,212	295,394	192,783	95,197	0,000

Эпюра распределения напряжения вдоль линии

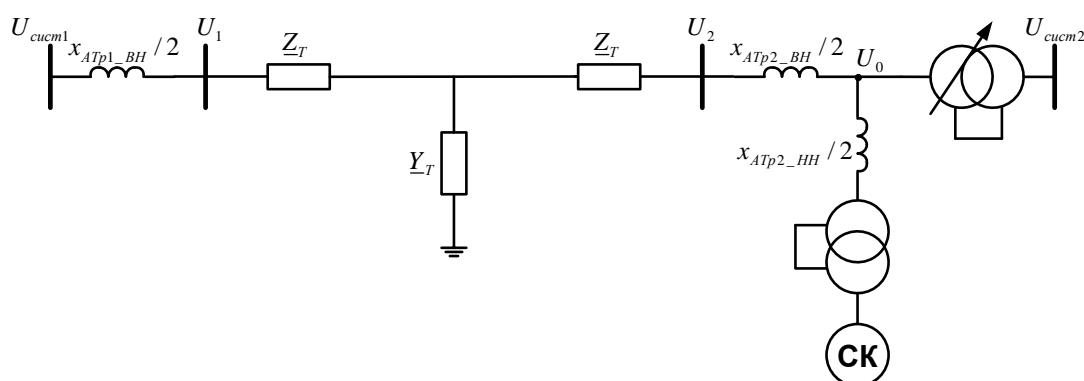


Эпюра распределения реактивной мощности вдоль линии



8. Оценка пропускной способности электропередачи.

T - образная схема замещения ЛЭП с учетом концевых устройств:



Рассчитаем параметры схемы замещения:

$$\underline{Z}_T = Z_B \left[\frac{r_{0ЯНВ}}{2 \cdot x_0} \cdot \frac{\lambda + \sin \lambda}{1 + \cos \lambda} + j \cdot \operatorname{tg} \frac{\lambda}{2} \right] = 289,94 \left[\frac{0,028}{2 \cdot 0,306} \cdot \frac{0,443 + \sin 25,41}{1 + \cos 25,41} + j \cdot \operatorname{tg} \frac{25,41}{2} \right]$$

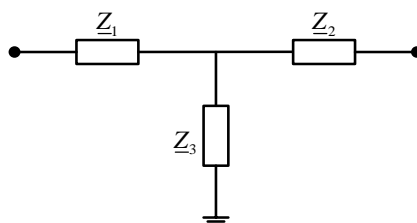
$$= 6,078 + j \cdot 65,367 \text{ Ом}$$

$$\underline{Y}_T = \frac{1}{Z_B} \left[\frac{r_{0ЯНВ}}{2 \cdot x_0} \cdot (\lambda \cdot \cos \lambda - \sin \lambda) + j \cdot \sin \lambda \right] =$$

$$= \frac{1}{289,94} \left[\frac{0,028}{2 \cdot 0,306} \cdot (0,443 \cdot \cos 25,41 - \sin 25,41) + j \cdot \sin 25,41 \right] = -4,568 \cdot 10^{-6} + j \cdot 1,480 \cdot 10^{-3} =$$

$$= 1,48 \cdot 10^{-3} \angle 90,18^\circ$$

Приводим схему замещения к виду:



Рассчитаем $\underline{Z}_1, \underline{Z}_2, \underline{Z}_3$:

$$\underline{Z}_1 = \underline{Z}_2 = \underline{Z}_T + j \cdot \frac{X_{ATBH}}{2} = 6,078 + j \cdot 65,367 + j \cdot \frac{39,8}{2} = 6,078 + j \cdot 95,917 \text{ Ом},$$

Т.к. выбранные автотрансформаторы одинаковы.

$$\underline{Z}_3 = \frac{1}{j \cdot b_T} = \frac{1}{j \cdot 1,48 \cdot 10^{-3}} = -j \cdot 675,68 \text{ Ом}$$

Рассчитаем собственные и взаимные проводимости рассматриваемой ЛЭП:

Так как $\underline{Z}_1 = \underline{Z}_2$, то $\underline{Z}_{11} = \underline{Z}_{22}$

$$\underline{Z}_{11} = \underline{Z}_{22} = \underline{Z}_1 + \frac{\underline{Z}_2 \cdot \underline{Z}_3}{\underline{Z}_2 + \underline{Z}_3} = 6,078 + j \cdot 95,917 + \frac{(6,078 + j \cdot 95,917) \cdot (-j \cdot 675,68)}{6,078 + j \cdot 95,917 - j \cdot 675,68} =$$

$$= 14,333 + j \cdot 207,616 = 208,110 \angle 86,051^\circ \text{ Ом},$$

Дополняющий угол: $\alpha_{11} = \alpha_{22} = 90 - 86,051 = 3,949^\circ$

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{12} &= \underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \frac{\underline{Z}_1 \cdot \underline{Z}_2}{\underline{Z}_3} = \\ &= 6,078 + j \cdot 95,917 + 6,078 + j \cdot 95,917 + \frac{(6,078 + j \cdot 95,917) \cdot (6,078 + j \cdot 95,917)}{-j \cdot 675,68} = \\ &= 10,430 + j \cdot 178,273 = 178,578 \angle 86,652^\circ \text{ Ом}, \\ \text{Дополняющий угол: } \alpha_{12} &= 90 - 86,652 = 3,348^\circ \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \delta_{\text{Amp1}} &= \arctg \left(\frac{\frac{P_{\text{НБ}} \cdot X_{\text{АТТ-ВН}}}{2}}{U_1} \right) = \arctg \left(\frac{\frac{700 \cdot 39,8}{2}}{520} \right) = 4,602^\circ, \\ \delta_{\text{Amp2}} &= \arctg \left(\frac{\frac{P_2 \cdot X_{\text{АТТ-ВН}}}{2}}{U_2} \right) = \arctg \left(\frac{\frac{679,955 \cdot 39,8}{2}}{520} \right) = 4,409^\circ, \end{aligned}$$

$$\delta_{\Sigma} = \delta_{\text{Amp1}} + \delta_{\text{ЛЭП}} + \delta_{\text{Amp2}} = 4,602 + 18,659 + 4,409 = 27,67^\circ,$$

Определим предельную по апериодической статической устойчивости мощность, которую можно передать по рассматриваемой ЛЭП с учётом конечных устройств для зимнего периода.

$$P_{\text{пред}} = \frac{U_{10}^2}{Z_{11}} \cdot \sin \alpha_{11} + \frac{U_{10} \cdot U_{20}}{Z_{12}} = \frac{512,610^2}{208,110} \cdot \sin 3,949 + \frac{512,610 \cdot 519,664}{178,578} = 1578,657 \text{ МВт},$$

Осуществим проверку вычислений. Для рассматриваемого режима – режима наибольшей передаваемой мощности, имеем:

$$\begin{aligned} P_0 &= \frac{U_{10}^2}{Z_{11}} \cdot \sin \alpha_{11} + \frac{U_{10} \cdot U_{20}}{Z_{12}} \sin(\delta_{\Sigma} - \alpha_{12}) = \frac{512,610^2}{208,110} \cdot \sin 3,949 + \frac{512,610 \cdot 519,664}{178,578} \sin(27,67 - 3,4) = \\ &= 701,335 \text{ МВт}, \end{aligned}$$

$$P_0 \approx P_{\text{НБ}} = 700 \text{ МВт}.$$

$$\frac{P_0 - P_{\text{НБ}}}{P_{\text{НБ}}} \cdot 100\% = \frac{701,335 - 700}{700} \cdot 100\% = 0,2\% \text{ (Проверка сошлась)}$$

Определим коэффициент запаса по апериодической статической устойчивости для данного режима:

$$K_{\text{зап}} = \frac{P_{\text{пред}} - P_{\text{НБ}}}{P_{\text{пред}}} \cdot 100\% = \frac{1578,657 - 700}{1578,657} \cdot 100\% = 55,66\% > 20\%$$

Приложение 2.

Расчетные данные сталеалюминевых проводов марки АС, АСК.

Номинальное сечение, мм ² (алюминий/ сталь)	Алюминиевая часть провода		Расчетные данные провода					
	Число проволок	Диаметр проволок, мм	Сопротивление пост. току при 20 °С, Ом/км	Диаметр провода, мм	Сечение, мм ²		Отношение сечения алюминия к стальной части	Удельная масса провода, кг/км
					Алюминия	Стали		
35/6,2	6	2,8	0,777	8,4	36,9	6,15	6	148
50/8		3,2	0,595	9,6	48,2	8,04		195
70/11		3,8	0,422	11,4	68	11,3		276
95/16		4,5	0,301	13,5	95,4	15,9		385
120/19*	26	2,4	0,244	15,2	118	18,8	6,25	471
150/24*	26	2,7	0,204	17,1	148	24,2	6,14	599
185/29*	26	2,98	0,159	18,8	181	29	6,24	728
185/43	30	2,8	0,156	19,6	185	43,1	4,29	846
240/32	24	3,6	0,118	21,6	244	31,7	7,71	921
240/39*	26	3,4	0,122	21,6	236	38,6	6,11	952
240/56	30	3,2	0,120	22,4	241	56,3	4,29	1106
300/39	24	4	0,096	24,0	301	38,6	7,31	1132

Номинальное сечение, мм ² (алюминий/ сталь)	Алюминиевая часть провода		Расчетные данные провода					
	Число проволок	Диаметр проволок, мм	Сопротивление пост. току при 20 °С, Ом/км	Диаметр провода, мм	Сечение, мм ²		Отношение сечения алюминия к стальной части	Удельная масса провода, кг/км
					Алюминия	Стали		
300/48*	26	3,8	0,098	24,1	295	47,8	6,16	1186
300/66	30	3,5	0,100	25,5	288,5	65,8	4,39	1313
300/67	30	3,5	0,100	24,5	288,5	67,3	4,29	1323
300/30	48	2,98	0,086	24,8	335	29,1	11,55	1152
330/43	54	2,8	0,087	25,2	332	43,1	7,71	1255
400/18	42	3,4	0,076	26,0	381	18,8	20,27	1199
400/51	54	3,05	0,073	27,5	394	51,1	7,71	1490
400/64	26	4,37	0,074	27,7	390	63,5	6,14	1572
400/93	30	4,15	0,071	29,1	406	93,2	4,35	1851
500/26	42	3,9	0,058	30,0	502	26,6	18,86	1592
500/64	54	3,4	0,058	30,6	490	63,5	7,71	1832
600/72	84	3,7	0,050	33,2	580	72,2	8,04	2170
1000/86	76	4,1	0,029	42,4	1003,2	56,3	17,96	3210

* Провод марки АСК изготавливается для указанных сечений.

Приложение 3.

Расчетные данные ВЛ 220 кВ и выше со сталеалюминевыми проводами

Номинальное сечение, мм ² (алюминий/ сталь)	Число проводов в фазе, шт.	r_0 , Ом/км при 20 °С	1150 кВ		750 кВ		500 кВ		330 кВ		220 кВ	
			x_0 , Ом/км	$b_0 \cdot 10^{-6}$, см/км	x_0 , Ом/км	$b_0 \cdot 10^{-6}$, см/км	x_0 , Ом/км	$b_0 \cdot 10^{-6}$, см/км	x_0 , Ом/км	$b_0 \cdot 10^{-6}$, см/км	x_0 , Ом/км	$b_0 \cdot 10^{-6}$, см/км
240/32	1	0,1180	—	—	—	—	—	—	—	—	0,435	2,604
	2	0,0590	—	—	—	—	—	—	0,331	3,79	—	—
240/56	5	0,0240	—	—	0,308	3,76	—	—	—	—	—	—
300/39	1	0,0960	—	—	—	—	—	—	—	—	0,429	2,645
	2	0,0480	—	—	—	—	—	—	0,328	3,41	—	—
300/48	8	0,0123	0,266	4,433	—	—	—	—	—	—	—	—
300/66	3	0,330	—	—	—	—	0,31	3,97	—	—	—	—
	5	0,0200	—	—	0,288	4,11	—	—	—	—	—	—
330/43	3	0,0290	—	—	—	—	0,308	3,604	—	—	—	—
	8	0,0109	0,27	4,38	—	—	—	—	—	—	—	—
400/51	1	0,0730	—	—	—	—	—	—	—	—	0,42	2,701
	2	0,0365	—	—	—	—	—	—	0,323	3,46	—	—
	3	0,0243	—	—	—	—	0,306	3,623	—	—	—	—
	5	0,0146	—	—	0,286	4,13	—	—	—	—	—	—
400/64	4	0,0187	—	—	0,289	4,13	—	—	—	—	—	—
500/64	1	0,0590	—	—	—	—	—	—	—	—	0,413	2,740
	2	0,0295	—	—	—	—	—	—	0,32	3,497	—	—
	3	0,0197	—	—	—	—	0,304	3,645	—	—	—	—
	4	0,0148	—	—	0,303	3,9	—	—	—	—	—	—

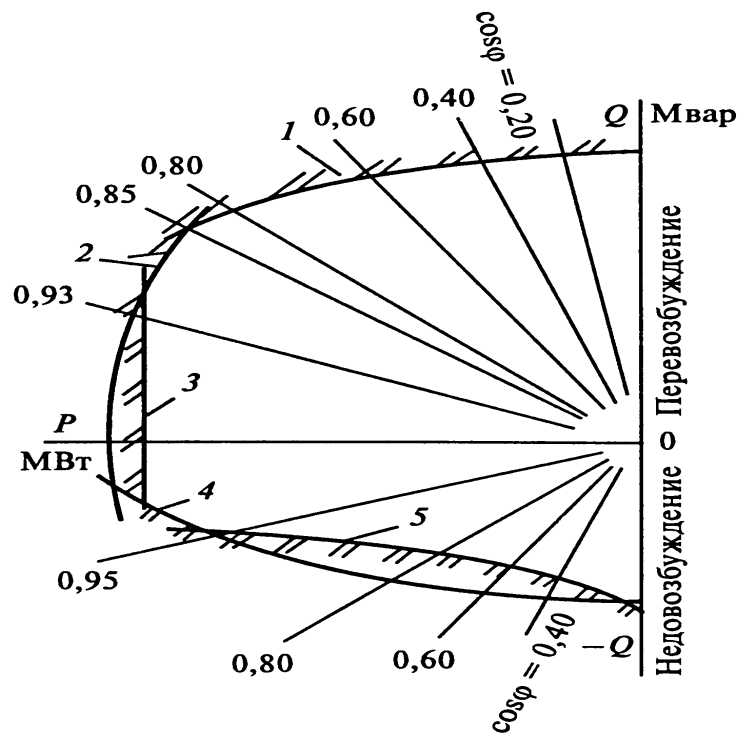
Приложение 4.

Основные технические характеристики гидрогенераторов.

Тип	P , МВт	$\cos \varphi$	Q , Мвар	$U_{ном}$, кВ	КПД, %	$X''_{d'}$, %	$X'_{d'}$, %	$X_{d'}$, %	$X_{e'}$, %	$X_{2'}$, %	$X_{0'}$, %	ОКЗ	GD^2 , т·м ²	Част. вращ. 1/мин	$T_{d0'}$, с
Серия ВГС															
ВГС-1525/135-120	57,2	0,85	35,8	10,5	97,2	29,0	34,0	66	17,5	—	11,5	1,78	73 000	50	3,81
ВГС-1260/147-68	82,5	0,85	52,3	13,8	97,5	21,0	28,0	76	14,0	—	—	1,47	37 000	88,2	5,0
ВГС- 1260/200-60	150	0,85	93,0	15,75	97,6	25,0	35,0	102	16,0	—	—	1,10	58 000	100	8,2
ВГС-930/233-30	294	0,85	182,0	15,75	98,25	19,0	33,0	147	12,4	20	—	0,75	—	200	—
ВГСВФ-940/235-30	353	0,85	219,0	15,75	98,2	24	38	131	—	25	—	0,8	—	200	—
Серия СВ															
СВ-375/195-12	52,4	0,8	39,2	10,5	97,4	16,0	28,0	130	—	—	—	0,86	4000	—	—
СВ-430/210-14	55	0,8	41,3	10,5	97,55	18,0	28,0	114	—	19,0	—	1,01	825	428	5,45
СВ-1250/1 70-96	55	0,8	41,3	13,8	97,3	33,0	33,0	77,0	—	—	—	—	—	—	—
СВ-660/165-32	57	0,8	42,7	10,5	97,5	19,0	29,0	104	—	20,1	—	1,12	4500	188	5,80
СВ-1340/140-96	57,2	0,8	43,0	13,8	96,7	21,0	29,0	63,0	12,1	21,2	8,0	1,78	51 700	62	4,33
СВН(СВК,СВКС)- 1340/150-96	57,2	0,8	43,0	13,8	96,88	21,0	29,0	63,0	12,1	—	—	1,63	73 000	50	3,81
СВ-780/137-32	63	0,85	39,4	10,5	97,95	17,0	26,0	88,0	10,4	—	—	—	—	—	—
СВ-640/170-24	67	0,85	41,5	13,8	97,62	20,0	27,0	107	—	—	—	1,03	4000	250	—
СВ-1130/140-48	117,7	0,85	88,5	13,8	98	21,0	26,0	91,0	—	22	10	-	7250	125	—
СВ-850/ 190-48	75	0,85	46,9	13,8	97,55	23,0	28,0	91,0	—	—	—	—	—	—	—
СВ-850/1 90-48	72,5	0,85	45,0	16,5	97,5	23,0	32,0	87,0	—	23,1	11,0	1,30	14 080	125	6,75
СВБ-750/211-40	75	0,85	46,9	13,8	97,85	23,0	28,0	91,0	15,6	—	—	—	—	—	—

СВВ-780/190-32	77	0,85	48,2	13,8	97,66	15,0	24,0	85,0	9,6	—	—	—	9500	188	—
СВ-850/190-40	90	0,9	43,2	16,5	98,0	19,0	27,0	87,0	—	19,8	9,1	1,52	16 000	150	6,48
СВ-850/190-40	100	0,9	48,0	13,8	98,2	26,0	37,0	97,0	17,2	26,2	12,0	1,10	16 000	180	7,6
СВ-1500/170-96	100	0,85	62,5	13,8	97,5	21,0	29,0	65,0	—	21,7	8,9	1,75	88 000	—	5,02
СВ-1225/130-56	108,5	0,85	68,0	13,8	98,29	24,0	34,0	93,0	16,0	—	—	—	—	—	—
СВ-1500/200-88	127,8	0,9	56	13,8	97,6	15,0	20,0	52,0	—	15	—	—	25 000	68,2	—
СВ-855/235-32	150	0,9	72,0	13,8	98,07	17,0	28,0	100	—	16,5	5,1	1,12	18 000	187,5	—
СВ-1500/175-84	171	0,9	82,0	15,75	98,3	26,0	37,0	110	—	28,0	10,0	0,97	82 000	71,5	6,5
СВ-1190/250-48	225	0,85	140	15,75	97,44	24,0	35,0	107	16,4	24,4	13,6	1,04	57 200	125	9,5
СВ-712/227-24	260	0,85	162	15,75	98,15	28,8	42,0	165	17,8	27,0	10,0	0,64	8 000	250	8,8
СВ-1100/250-36	300	0,85	187	15,75	98,4	20	33,0	130	—	20,0	40,0	—	43 000	165,7	5,1
Серия СВФ															
СВФ-1500/130-88	128	0,8	96,0	13,8	96,3	40,0	57,0	175	—	40,9	12,5	0,62	110 000	68,2	3,44
СВФ-990/230-36	300	0,85	183	15,75	98,2	24,0	37,0	134	13,6	—	—	—	—	—	—
СВФ-1690/175-64	500	0,85	310	15,75	98,25	30,0	42,0	158	—	30,7	8,4	0,67	187 000	93,8	5,10
СВФ-1285/275-42	640	0,9	315	15,75	98,3	29,5	43,0	158	—	30,5	15,0	0,66	102 000	142,8	5,10
Капсульные гидрогенераторы															
СГКВ-480/115-64	20	1,0	0	3,15	96,3	45,0	57,0	194	—	—	—	0,58	—	93,8	—
СГВК-720/140-80	45	0,98	5,0	6,3	97,0	39,0	76,0	106	—	—	—	0,68	3000	75	—
Обратимые гидрогенераторы															
СВО-733/130-36	33,4	0,73/0,91	35/19,0	10,5	96,9	22,0	33,0	103	—	—	22,0	—	—	—	5,75
	40	0,9	19,2	10,0	97,4	24,0	37,0	114	—	—	24,0	—	—	—	5,75
В ГДС-1005/245-40	200	0,85	124	15,75	98,4	32,0	45,0	142	—	33	12,0	0,8	32 000	150	12,8

Приложение 5.
Диаграмма мощности гидрогенератора.



Приложение 6.
 Параметры трансформаторов и автотрансформаторов.

Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 330 кВ

Тип	$S_{ном}$, МВА	Регулирование напряжения	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$U_{ном}$ обмоток, кВ		u_x , %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %	R_x , Ом	X_x , Ом	ΔQ_x , квар
			ВН	НН							
ТРДНС-40000/330	40	РПН в нейтрали ВН $\pm 12\%$, 12 ступеней	330	6,3–6,3; 6,3–10,5; 10,5–10,5	11	180	80	1,4	12,3	299	560
ТРДЦН-63000/330	63		330	6,3–6,3; 6,3–10,5; 10,5–10,5	11	265	120	0,7	7,3	190	441
ТДЦ-125000/330	125	Без регули- рования	347	10,5; 13,8	11	360	145	0,5	2,78	106	625
ТДЦ-200000/330	200		347	13,8; 15,75; 18	11	560	220	0,45	1,68	66,2	900
ТДЦ-250000/330	250		347	13,8; 15,75	11	605	240	0,45	1,2	52,9	1125
ТЦС-400000/330, ТДЦ-400000/330	400		347	15,75; 20	11,5	810	365	0,4	0,6	34,7	1600
ТЦ-630000/330	630		347	15,75; 20; 24	11,5	1300	405	0,35	0,4	21	2205
ТЦ-1000000/330	1000		347	24	11,5	2200	480	0,4	0,26	13,2	4000
ТЦ-1250000/330	1250		347	24	14,5	2300	750	0,75	0,2	11	5375

Трехфазные и однофазные автотрансформаторы 330 кВ

Тип	$S_{ном},$ МВ·А		Регулирование напряжения	Каталожные данные										Расчетные данные							
	АТ	обмотки НН		$U_{ном},$ обмоток, кВ			$u_k, \%$			$\Delta P_k, \text{кВт}$			$\Delta P_r, \text{кВт}$	$I_r, \%$	$R_r, \text{Ом}$			$X_r, \text{Ом}$			$\Delta Q_r, \text{квар}$
				ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н	В-С	В-Н	С-Н			ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
АТДЦТН- 125000/ 330/110	125	63	РПН в линии СН $\pm 12 \%$, ± 6 ступеней	330	115	6,6; 11; 15,75; 38,5	10	35	24	370	—	—	115	0,5	1,3	1,3	2,6	91,5	0	213,4	625
АТДЦТН- 200000/ 330/110	200	80		330	115	6,6; 10,5; 38,5	10	34	22,5	600	—	—	180	0,5	0,8	0,8	2,0	58,5	0	126,6	1000
АТДЦТН- 250000/ 330/150	250	100		330	158	10,5; 38,5	10,5	54	42	660	490	400	165	0,5	1,07	0,08	4,3	49	0	186,2	1250
АТДЦТН- 240000/ 330/220	240	60	Без ре- гулирова- ния	330	242	11; 38,5	7,3/ 9,6	70/ 74	60	430/ 560	260	250	130	0,5	0,4/ 0,53	0,4/ 0,53	7,3/ 7,2	39,2/ 59,2	0	278,4/ 312,1	1200
АО ДЦТН- 133000/ 330/220	133	33	РПН в линии СН $\pm 12 \%$, ± 6 ступеней	330/ $\sqrt{3}$	230/ $\sqrt{3}$	10,5; 38,5	9	60,4	48,5	280	125	105	55	0,15	0,62	0	3,5	28,7	0	136,5	599

Трехфазные и однофазные двухобмоточные трансформаторы 500–750–1150 кВ (без регулирования напряжения)

Тип	$S_{\text{ном}}, \text{MVA}$	Каталожные данные						Расчетные данные (на три фазы)		
		$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		$u_k, \%$	$\Delta P_k, \text{кВт}$	$\Delta P_x, \text{кВт}$	$I_x, \%$	$R_r, \text{Ом}$	$X_r, \text{Ом}$	$\Delta Q_x, \text{квар}$
		ВН	НН							
ТДЦ-250000/500, ТЦ-250000/500	250	525	13,8; 15,75; 20	13	600	250	0,45	2,65	143	1125
ТДЦ-400000/500, ТЦ-400000/500	400	525	13,8; 15,75; 20	13	800	350	0,4	1,4	89,5	1600
ТЦ-630000/500	630	525	15,75; 20; 24	14	1300	500	0,35	0,9	61,3	2205
ТЦ-1000000/500	1000	525	24	14,5	2000	600	0,38	0,55	40	3800
ОЦ-533000/500*	533	$525/\sqrt{3}$	$24-24/\sqrt{3}$	13,5	1400	300	0,3	0,45	23,3	4797
ОРЦ-417000/750*	417	$787/\sqrt{3}$	20–20; 24–24	14	800	400	0,3	0,96	69,3	3753
ОРЦ-417000/1150*	417	$1200/\sqrt{3}$	20–20	15	817	350	0,3	2,26	173	3753

* Обмотка НН выполняется расщепленной на две мощностью 50 % каждая.

Трехфазные и однофазные автотрансформаторы 500–750–1150 кВ

Тип	$S_{\text{ном}}$, МВ·А		Регулирование напряжения	Каталожные данные									Расчетные данные (на три фазы)						
	АТ	обмотки НН		$U_{\text{ном}}$, обмоток, кВ			u_x , %			$\Delta P_{\text{к}}$, ВН-СН кВт	$\Delta P_{\text{л}}$, кВт	I_x , %	R_x , Ом			X_x , Ом			ΔQ_x , квар
				ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН				ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
АТДЦТН-250000/500/110	250	100	РПН в нейтрали ВН от 0–11,8 % до +11 %, ±8 ступеней	500	121	10,5; 38,5	10,5 13	24 33	13 18,5	550 640	270 230	0,45 0,45	1,7 2,28	0,47 0,28	3,52 5,22	107,5 137,5	0 0	132,5 192,5	1125 1125
АТДЦТН-500000/500/2200	500	110	РПН в линии СН ±12 %, ±8 ступеней РПН в нейтрали ВН от –12 % до +10 %, ±8 ступеней	500 500	230 230	10 20	12 12	*** 50	*** 35	1050 950	220 150	0,3 0,15	1,05 0,95	1,05 0,95	4,8 4,3	60 67,5	– 0	– 178	1500 750
АОДЦТН-167000/500/220	167	50; 67; 83	РПН в линии СН ±12 %, ±6 ступеней	500/ $\sqrt{3}$	230/ $\sqrt{3}$	10,5; 11; 15,75; 20; 38,5	11	35	21,5	325	125	0,4	0,65; 0,58; 0,66	0,32; 0,39; 0,31	2,8; 2,9; 2,7	61,1	0	113,5	2004
АОДЦТН-167000/500/330	167	33	РПН в линии СН ±12 %, ±6 ступеней	500/ $\sqrt{3}$	330/ $\sqrt{3}$	10,5; 38,7	9,5	67	61	320	70	0,3	0,48	0,48	2,4	38,8	0	296	1503

АОДЦТН- 267000/ 500/220	267	67	РПН в линии СН ±12 %, ±8 ступеней	$\frac{500}{\sqrt{3}}$	$\frac{230}{\sqrt{3}}$	10,5; 15,75; 38,5	11,5	37	23	490	150	0,35	0,28	0,28	1,12; 0,9; 0,6	39,8	0	75,6	2803
АОДЦТН- 333000/ 750/330	333	120	РПН в нейтрали ВН от -12,2 % до +9,9 %, ±20 ступеней	$\frac{750}{\sqrt{3}}$	$\frac{330}{\sqrt{3}}$	15,75	10	28	17	580	250	0,35	0,49	0,49	1,36	59,1	0	98,5	3497
АОДЦТН- 417000/ 750/500	417	120	РПН в нейтрали ВН от -7,3 % до +5,4 %, ±20 ступеней	$\frac{750}{\sqrt{3}}$	$\frac{500}{\sqrt{3}}$	10,5; 15,75	11,5	81	68	700	280	0,2	0,12	0,12	2,2; 3,24	55,1	0	309	2502
АОДЦТ*- 667000/ 1150/500	667	180	—	$\frac{1150}{\sqrt{3}}$	$\frac{500}{\sqrt{3}}$	20	11,5	35	22	1290	360	0,35	0,83	0,42	3,7	80,9	0	150,4	7004
АОДЦТ**- 667000/ 1150/500	667	180	—	$\frac{1150}{\sqrt{3}}$	$\frac{500}{\sqrt{3}}$	20	11,5	35	22	1100	270	0,35	0,7	0,36	3,2	80,9	0	150,4	7004

Приложение 7.

Устройства компенсации реактивной мощности.

Синхронные компенсаторы

Тип	$S_{ном}$, МВА	$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, кА	Реактивное сопротивление, %					ΔP , кВт	GD^2 , т·м ²	S_{max} при отстающем токе, Мвар	Частота вращения ротора, 1/мин
				X'_d	X''_d	X_d	X''_q	X_q				
КСВБ-50-11 (КСВБО-50-11)	50	11	2,62	26	43	220	—	118	800	31	20 (33)	750
КСВБ-100-11 (КСВБО-100-11)	100	11	5,25	20	40	210	—	126	1350	55	50 (82,5)	750
КСВБ-160-15 (КСВБО-160-15)	160	15,75	5,86	20	45	200	—	125	1750	75,7	80 (132)	750
КСВВ-320-20 (проект)	320	20	9,23	25	48	200	26	120	3800	150	160– 210	750

Управляемый масляный шунтирующий реактор 500 кВ (однофазный)

Тип	Мощность, МВА	Номинальное напряжение, кВ
РОУДЦ (в стадии разработки)	60	$525/\sqrt{3}$

Шунтирующие реакторы 6–1150 кВ

Тип	$U_{ном}, \text{кВ}$	$I_{ном}, \text{А}$	$S_{ном}, \text{МВА}$	$\Delta P, \text{кВт}$
Трехфазные				
РТД	38,5	300	20	120
РТМ	11	170	3,3	40
РТМ	6,6	290	3,3	40
Однофазные				
РОДЦ	$1200/\sqrt{3}$	430	300	3×720 (МЭЗ)
РОМБС	$787/\sqrt{3}$	242	110	3×200 (МЭЗ)
РОМБСМ	$525/\sqrt{3}$	198	60	3×120 (МЭЗ) и 3×106 (ЗТЗ)
РОДБС	$121/\sqrt{3}$	475	33,3	3×180
РОМ	$38,5/\sqrt{3}$	1350	30	3×180
РОМ	$11/\sqrt{3}$	173	1,1	3×20
	$6,6/\sqrt{3}$	288	1,1	3×20

УШР

Мощность, МВА	Напряжение, кВ	Ток, А
32	121	153
63	121	301
63	242	151
100	242	239
100	347	167
180	347	300
180	525	198

