

## ВВЕДЕНИЕ

Передача электроэнергии от электростанции к потребителям — одна из важнейших задач энергетики. Электроэнергия передаётся преимущественно по воздушным линиям электропередачи (ЛЭП) переменного тока, хотя наблюдается тенденция ко всё более широкому применению кабельных линий и линий постоянного тока. Необходимость передачи электроэнергии на расстояние обусловлена тем, что она вырабатывается крупными электростанциями с мощными агрегатами, а потребляется сравнительно маломощными электроприёмниками, распределёнными на значительной территории. Тенденция к концентрации мощностей объясняется тем, что с их ростом снижаются относительные затраты на сооружение электростанций и уменьшается стоимость вырабатываемой электроэнергии. От эффективности ее передачи на расстояние зависит работа единых электроэнергетических систем, охватывающих обширные территории.

Все элементы системы функционально связаны единством генерирования, передачи и потребления электрической энергии. В нормальном, рабочем состоянии система должна надёжно обеспечить потребителя электроэнергией нормированного, достаточно постоянного качества. При этом желательно, чтобы режим системы был совершенно неизменным. Однако такого полностью установившегося режима реально существовать не может. Нагрузка системы колеблется: непрерывно происходят «малые изменения» числа подключенных потребителей, их мощности, состава. Кроме этих малых отклонений также довольно часто происходят «большие изменения», связанные с изменениями величины вырабатываемых и потребляемых мощностей и конфигурации системы (включения и отключения генераторов, линий электропередач, трансформаторов). Электрическая система, как и любая другая, может иногда подвергаться аварийным воздействиям. Аварии могут быть вызваны нарушением режима системы или отдельных ее элементов. Изучение таких режимов работы требует особого внимания. Необходимо рассмотрение не только электромагнитных, обуславливающих возможность получения, передачи и потребления электроэнергии, но и механических явлений в ее элементах: в первичных двигателях, их автоматических регуляторах, генераторах, двигателях нагрузки, где электрическая энергия вновь преобразуется в механическую. Таким образом, необходимо рассматривать и электрическое и механическое состояние системы.

## 1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Номинальное напряжение питающей сети: 110 кВ;

Длины линий электропередачи на участках:

Таблица 1.1 – Длины линий электропередач

Участок ЛЭП	Aa	Ab	Bb	Bc	ac
Длина, км	25	96	31	106	54

Электрическая система: **В**

Отклонения напряжения на шинах:

в режиме наибольших нагрузок: +4%

в режиме наименьших нагрузок: 0%

Электростанция: **А**

Тип генератора: ВГС 525/100-32

Номинальное напряжение генератора: 10,5 кВ

Количество генераторов: 4

Мощность собственных нужд электростанции: 8%

Характеристики нагрузок подстанций:

Таблица 1.2 – Характеристики нагрузок подстанций

Показатель	А		а		b		c	
	СН	НН	СН	НН	СН	НН	СН	НН
Номинальное напряжение распределительной сети, кВ	38,5	10,5	--	6,6	38,5	11	--	10,5
Максимальная активная мощность потребителей, МВА	27	24	--	30	25	32	--	37
Коэффициент мощности	0,9	0,91	--	0,86	0,88	0,87	--	0,89
Время использования максимальной нагрузки, час/год	2700	6200	--	3000	7200	1800	--	2600
Категория потребителя	1-3	1-3	--	2, 3	1-3	1-3	--	2, 3

Стоимость электроэнергии 0,815 руб/кВт·ч

## **2. ВЫБОР РАСЧЕТНЫХ РЕЖИМОВ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ МОЩНОСТИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ПОДСТАНЦИЙ**

Расчет электрических сетей выполняют с целью определения токовых нагрузок отдельных линий электропередачи, трансформаторов, а так же напряжений в узлах с нагрузками потребителей (нагрузочные узлы). С ростом номинальных напряжений увеличивается относительная протяженность линий электропередач, повышаются их индуктивные сопротивления, поскольку они мало меняются при увеличении площади сечения проводов. В этих условиях очень важно выявить узлы питающих сетей с недопустимо низкими уровнями напряжений и принять необходимые меры.

### **2.1. Выбор расчётных режимов питающей электрической сети**

Рассмотрим три основных режима работы электрической сети:

- Нормально установившийся режим максимальных нагрузок;
- Нормально установившийся режим минимальных нагрузок (значения мощностей нагрузок потребителей равны 30% от мощностей в режиме максимальных нагрузок);
- Послеаварийный режим (в установившемся режиме значения мощностей нагрузок потребителей равны мощностям в режиме максимальных нагрузок);

В режимах максимальной и минимальной нагрузок в работе находятся все генераторы и все трансформаторы подстанций. Параметры системы близки к номинальным значениям или отклоняются на величину, соответствующую нормативным документам. Схема питания в этих режимах - кольцевая. В послеаварийном режиме отключен головной участок ЛЭП (участок, по которому протекает наибольшая мощность), он наступает после локализации аварии. Главное для ПАВ режима – обеспечение требуемой надёжности работы системы и бесперебойного питания потребителей первой и второй категорий.

Схема электрической сети приведена на рисунке 2.1.

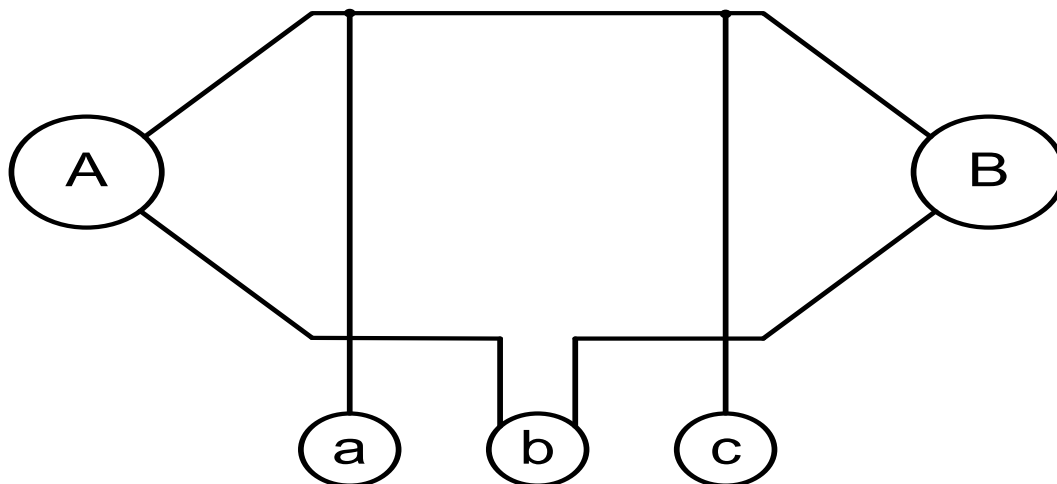


Рисунок 2.1 – Расчётная схема электрической сети

Характеристики генератора ВГС-525/100-32: вертикальный, синхронный гидрогенератор с форсированным воздушным охлаждением обмоток ротора, система возбуждения – статическая полупроводниковая [1].

$S_{ном}=15. \text{ MVA}$

$P_{ном}=12. \text{ MVA}$

$\cos \varphi_n=0,8$

$U_{ном}=10,5. \text{ кВ}$

$X_d''=0.19$

$X_d'=0.33$

$X_d=0.97$

$\eta=96.5\%$

## 2.2. Определение мощностей потребителей на шинах подстанций

Расчет нагрузок для электростанции А в режиме максимальных нагрузок:

Активная мощность генератора:

$$P_{\Sigma_{ген}} = n \cdot P_{ном} = 4 \cdot 12 = 48 \text{ MVA} , \quad (2.2.1)$$

где  $n$  – число генераторов.

Активная мощность потребителей генераторных шин:

$$P_{нагрНН} = 24 \text{ MBm} . \quad (2.2.2)$$

Активная мощность собственных нужд:

$$P_{собс.нужд} = \frac{S_{сн}}{100} \cdot P_{\Sigma_{ген}} = \frac{8}{100} \cdot 48 = 3,84 \text{ MBm} . \quad (2.2.3)$$

Активная мощность генераторных шин:

$$P_{г.ш.} = -P_{\Sigma_{ген}} + P_{нагрНН} + P_{собс.нужд} = -48 + 24 + 3,84 = -20,16 \text{ МВт} . \quad (2.2.4)$$

Активная мощность трансформатора электрической станции на стороне высокого напряжения:

$$P_{ВН} = P_{СН} + P_{г.ш.} = 27 - 20,16 = 6,84 \text{ МВт} . \quad (2.2.5)$$

Реактивная мощность генератора:

$$Q_{\Sigma_{ген}} = n \cdot Q_{ген} = 4 \cdot \sqrt{15^2 - 12^2} = 4 \cdot 9 = 36 \text{ МВАр} . \quad (2.2.6)$$

Реактивная мощность потребителей генераторных шин:

$$Q_{нагрНН} = P_{нагрНН} \cdot \operatorname{tg} \varphi_n = 24 \cdot 0,456 = 10,935 \text{ МВАр} . \quad (2.2.7)$$

Реактивная мощность собственных нужд:

$$Q_{собс.нужд} = \frac{S_{сн}}{100} \cdot Q_{\Sigma_{ген}} = \frac{8}{100} \cdot 36 = 2,88 \text{ МВАр} . \quad (2.2.8)$$

Реактивная мощность генераторных шин:

$$Q_{г.ш.} = -Q_{\Sigma_{ген}} + Q_{нагрНН} + Q_{собс.нужд} = -36 + 10,935 + 2,88 = -22,185 \text{ МВАр} . \quad (2.2.9)$$

Реактивная мощность потребителей СН:

$$Q_{нагрСН} = P_{нагрСН} \cdot \operatorname{tg} \varphi_n = 27 \cdot 0,484 = 13,077 \text{ МВАр} . \quad (2.2.10)$$

Реактивная мощность трансформатора электрической станции на стороне высокого напряжения:

$$Q_{ВН} = Q_{СН} + Q_{г.ш.} = 13,077 - 22,185 = -9,108 \text{ МВАр} . \quad (2.2.11)$$

Расчет нагрузок для подстанции а в режиме минимальных нагрузок:

Все мощности потребителей принимаем в размере 30% от максимального режима, число генераторов в работе – то же.

Активная мощность трансформатора подстанции на стороне высокого напряжения:

$$P_{ВН} = P_{НН} = 30 \cdot 0,3 = 9 \text{ МВт} . \quad (2.2.12)$$

Реактивная мощность потребителей НН:

$$Q_{нагрнн} = P_{нагрнн} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{нн} = 9 \cdot 0,593 = 5,337 \text{ МВАр} . \quad (2.2.13)$$

Реактивная мощность трансформатора подстанции на стороне высокого напряжения:

$$Q_{ВН} = Q_{НН} = 5,337 \text{ МВАр} . \quad (2.2.14)$$

Для режимов максимальных и минимальных нагрузок остальные подстанции рассчитываем аналогично. Для ПАВ режима мощности нагрузок равны мощностям в МАХ редиме.

Данные расчетов сведём в таблицу 2.2.1.

Таблица 2.2.1 – Мощности нагрузок на шинах подстанций в расчётных режимах

Подстанция		Мощность на шинах подстанций					
		Режим максимальных нагрузок			Режим минимальных нагрузок		
		P, МВт	Q, МВАр	S, МВА	P, МВт	Q, МВАр	S, МВА
А	ВН	6.84	-9.108	-11.39	-28.86	-25.917	-38.789
	СН	27	13.077	30	8.1	3.92	8.999
	НН	-20.16	-22.185	-29.977	-36.96	-29.837	-47.5
а	ВН	30	17.801	34.884	9	5.337	10.463
	СН	–	–	–	–	–	–
	НН	30	17.801	34.884	9	5.337	10.463
b	ВН	57	31.629	65.187	17.1	9.488	19.556
	СН	25	13.494	28.409	7.5	4.084	8.54
	НН	32	18.132	36.78	9.6	5.44	11.034
с	ВН	37	18.956	41.573	11.1	5.683	12.47
	СН	–	–	–	–	–	–
	НН	37	18.956	41.583	11.1	5.683	12.47

Предполагая, что все потребители определены эквивалентной суммарной трехфазной симметричной нагрузкой, рассчитали три режима работы электропередачи. Под максимальным режимом понимаем не максимально возможное потребление мощности за единицу времени, а усредненное потребление мощности за наиболее нагруженные полчаса. Расчет минимального режима требуется для нахождения наибольшего уровня напряжения в системе. ПАВ режим определяет способность оборудования подстанций и ЛЭП поддерживать работы потребителей после аварий, выдерживать электрические перегрузки. Мощности на шинах ВН подстанций являются исходными данными для последующих расчетов.

### **3. ВЫБОР КОЛИЧЕСТВА И ТИПОВ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПОДСТАНЦИЙ**

#### **3.1. Выбор количества трансформаторов**

В системах электроснабжения промышленных предприятий понизительные подстанции используют для преобразования и распределения электроэнергии, получаемой обычно от энергосистем. На всех подстанциях для изменения напряжения переменного тока служат силовые трансформаторы различного конструктивного исполнения, выпускаемые в широком диапазоне номинальных мощностей и напряжений.

Выбор трансформаторов заключается в определении их требуемого числа, типа, номинальных напряжений и мощности, а также группы и схемы соединения обмоток.

Обычно на подстанции выбирают один или два трансформатора. Два трансформатора устанавливают на подстанциях, питающих электроприемники I или II категории и не имеющих на вторичном напряжении связи с другими подстанциями. Чтобы оба трансформатора могли надежно резервировать друг друга, их запитывают от независимых источников по не зависящим друг от друга линиям. Ввиду того, что взаимное резервирование трансформаторов должно быть равнозначным, их выбирают одинаковой мощности. При наличии электроприемников, допускающих перерыв электроснабжения на время доставки резерва, или при резервировании, осуществляемом по линиям низшего напряжения от соседних ТП, т. е. для потребителей III и II категорий, принимаем один трансформатор[2].

Так как на шинах всех расчётных подстанций имеются потребители первой категории, то число трансформаторов на всех подстанциях принимаем не менее двух, обеспечивая этим холодный резерв.

#### **3.2. Определение мощности трансформаторов подстанций**

Основным фактором, определяющим требуемую номинальную мощность трансформатора, является допустимая относительная аварийная нагрузка. По ГОСТ 14209-97 она определяется по соображениям допустимого дополнительного теплового износа изоляции трансформатора за время аварийного режима с учетом температуры охлаждающей среды, типа

трансформатора и формы суточного графика нагрузки в аварийных условиях.

В зависимости от исходных данных различают два метода выбора номинальной мощности трансформаторов:

- по заданному суточному графику нагрузки цеха за характерные сутки года для нормальных и аварийных режимов;
- по расчетной мощности для тех же режимов.

Определяем типы трансформаторов по классу напряжения сети и расчетной мощности потребителей.

#### Электростанция А:

Из таблицы 2.2.1: Наибольшая мощность  $S_{наиб} = 29,977 МВА$

Напряжения средней и низкой стороны данной подстанции находятся в разных классах (10,5 и 38,5 кВ), следовательно, выбираем один трехобмоточный трансформатор типа ТДТН-40000/110 и один ставим в резерв. Выбор обосновываем возможностью увеличения нагрузки и экономическими соображениями.

1+1 ТДТН-40000/110 – трехфазный трехобмоточный трансформатор с масляной системой охлаждения, дутье, РПН

ВН: 115 кВ  $U_{\kappa_{ВН-СН}} = 10,5\%$   $P_X = 39 кВт$

СН: 38,5 кВ  $U_{\kappa_{ВН-НН}} = 17,5\%$   $P_K = 200 кВт$

НН: 11 кВ  $U_{\kappa_{СН-НН}} = 6,5\%$   $I_X = 0,6\%$

Проверяем по коэффициенту загрузки::

$$K_{загр} = \frac{S_{наиб}}{n \cdot S_{номТ}} = \frac{29,997}{1 \cdot 40} = 0,749 > 0,7 - \text{удовлетворяет коэффициенту загрузки,}$$

выбор сделан верно.

Аналогично выбираем для подстанции б.

Трехобмоточные трансформаторы имеют обмотки высшего напряжения ВН и среднего напряжения СН соединенные в звезду. Обмотка низшего напряжения соединена в треугольник.

#### Подстанция а:

Из таблицы 2.2.1: Наибольшая мощность  $S_{наиб} = 34,884 МВА$

Согласно напряжениям высшей ВН и низшей НН сторон выбираем четыре двухобмоточных трансформатора типа ТДН-10000/110 и один ставим в



резерв. Выбор обосновываем возможностью увеличения нагрузки и экономическими соображениями.

4+1 ТДН-10000/110 – трехфазный двухобмоточный трансформатор, дутье, РПН

ВН: 115 кВ

$$U_{к_{ВН-НН}} = 10,5\%$$

$$P_X = 14 \text{ кВт}$$

НН: 6,6 кВ

$$I_X = 0,9\%$$

$$P_K = 58 \text{ кВт}$$

Проверяем по коэффициенту загрузки::

$$K_{загр} = \frac{S_{наиб}}{n \cdot S_{номТ}} = \frac{34,884}{4 \cdot 10} = 0,872 > 0,7 - \text{удовлетворяет коэффициенту загрузки,}$$

выбор сделан верно.

Аналогично выбираем для подстанции с.

Обмотки высшего напряжения двухобмоточных трансформаторов соединены в звезду, а обмотки низшего – в треугольник.

Результаты выбора сводим в таблицу 3.2.1.

Таблица 3.2.1 – Трансформаторы подстанций и их основные параметры

Подстанция	Тип трансформатора	Количество	Номинальная мощность	Номинальное напряжение обмоток, кВ			Ток XX, %	Напряжение кз обмоток Uк, %			Потери, кВт		Параметр РПН
			Sном, МВА	Uвн	Uсн	Uнн		ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	ΔРxx	ΔРкз	
А	ТДТН-40000/110	1+1	40	115	38,5	11	0,6	10,5	17,5	6,5	39	200	±9 ступеней по 1,78%
а	ТДН-10000/110	4+1	10	115	–	6,6	0,9	10,5			14	58	±9 ступеней по 1,78%
б	ТДТН-63000/110	1+1	63	115	38,5	11	0,55	10,5	18	7	53	290	±9 ступеней по 1,78%
с	ТДН-16000/110	3+1	16	115	–	11	0,7	10,5			18	85	±9 ступеней по 1,78%

Выбор типа трансформатора является технико-экономической задачей. Масляные трансформаторы обладают хорошим отводом тепла от обмоток и сердечника, хорошей диэлектрической пропиткой изоляции, надежной защитой активных частей от воздействия окружающей среды, дешевизной. Их

недостаток — возможность возникновения пожара, взрыва или выброса продуктов разложения масла при случайном повреждении изоляции, приводящая к дуговому короткому замыканию (КЗ) внутри бака трансформатора, особенно при отказе или неправильном срабатывании защиты. Такие трансформаторы используют для наружной установки или для установки в специальных трансформаторных помещениях подстанций.

Общим условием является выбор наиболее мощных агрегатов для снижения потерь, однако необходимость обеспечения холодного резерва на подстанциях приведёт к удорожанию подстанций при выборе наиболее мощных трансформаторов. Исходя из всех требований, на расчётных подстанциях предложены схемы одним, тремя и четырьмя работающими трансформаторами, и по одному трансформатору в холодном резерве.

#### **4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРИВЕДЕННЫХ НАГРУЗОК ПОДСТАНЦИЙ**

Под приведённой нагрузкой подстанции понимается нагрузка на шинах ВН с учётом потери мощности в трансформаторе. Потери мощности, обусловленные нагревом проводников, определяются сопротивлениями, проводимостями и квадратами протекающих по ним токов, согласно закону Джоуля-Ленца. В электрических расчетах рассмотрим не сами электротехнические установки, а их схемы замещения, представляющие собой комбинации соединенных определенным образом сопротивлений и проводимостей.

##### **4.1. Определение параметров схемы замещения трансформаторов**

Для расчёта потерь мощности составим Г-образную схему замещения трехобмоточного трансформатора.

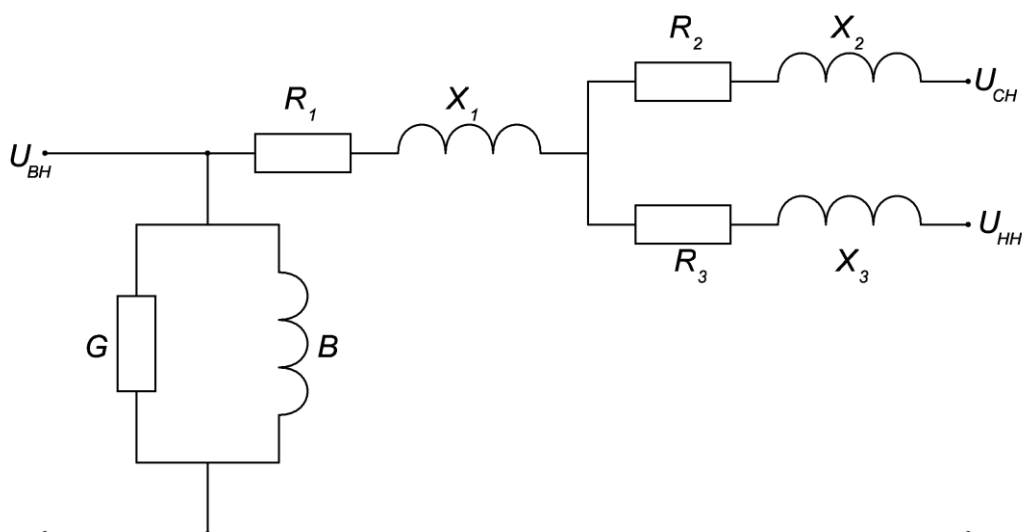


Рисунок 4.1.1 – Г-образная схема замещения трёхобмоточного трансформатора

Параметры схемы замещения трансформатора приведены к стороне высокого напряжения 110 кВ. Каждая обмотка представлена своими приведенными сопротивлениями. Ветвь намагничивания предусмотрена на первичных зажимах схемы замещения.

Для трансформатора ТДТН-40000/110 (подстанция А):

Активное сопротивление определим по формуле:

$$R_{T1} = R_{T2} = R_{T3} = \frac{0,5 \cdot \Delta P_K}{S_{номT}^2} \cdot \frac{U_{ном}^2}{n_T} = \frac{0,5 \cdot 0,2 \cdot 115^2}{40^2 \cdot 1} = 0,827 Ом. \quad (4.1.1)$$

Определим напряжения короткого замыкания каждой обмотки по формулам:

$$U_{кВ} = 0,5 \cdot (U_{ВН} + U_{ВС} - U_{СН}) = 0,5 \cdot (10,5 + 17,5 - 6,5) = 10,75\% . \quad (4.1.3)$$

$$U_{кС} = 0,5 \cdot (U_{ВС} + U_{СН} - U_{ВН}) = 0,5 \cdot (10,5 + 6,5 - 17,5) = -0,25\% . \quad (4.1.4)$$

$$U_{кН} = 0,5 \cdot (U_{СН} + U_{ВН} - U_{ВС}) = 0,5 \cdot (6,5 + 17,5 - 10,5) = 6,75\% . \quad (4.1.5)$$

Определим реактивные сопротивления обмоток.

$$X_1 = \frac{U_{кВ}}{100} \cdot \frac{U_{ВН}^2}{S_{номT} \cdot n_T} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{115^2}{40 \cdot 1} = 35,542 Ом. \quad (4.1.6)$$

$$X_2 = \frac{U_{кС}}{100} \cdot \frac{U_{ВН}^2}{S_{номT} \cdot n_T} = \frac{-0,25}{100} \cdot \frac{115^2}{40 \cdot 1} = -0,827 Ом. \quad (4.1.7)$$

$$X_3 = \frac{U_{\kappa H}}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{номТ} \cdot n_T} = \frac{6,75}{100} \cdot \frac{115^2}{40 \cdot 1} = 22,317 \text{ Ом} . \quad (4.1.8)$$

Определим активную и реактивную проводимости:

$$G_T = \frac{\Delta P_{XX}}{U_{ном}^2} \cdot n_T = \frac{0,039}{115^2} \cdot 1 = 2,949 \cdot 10^{-6} \text{ См} . \quad (4.1.9)$$

$$B_T = \frac{I_{XX}}{100} \frac{S_{номТ}}{U_{ном}^2} \cdot n_T = \frac{0,6}{100} \cdot \frac{40}{115^2} \cdot 1 = 18,147 \cdot 10^{-6} \text{ См} . \quad (4.1.10)$$

У двухобмоточного трансформатора продольный элемент Г-образной схемы замещения состоит из суммарных активного и реактивного сопротивлений обеих обмоток, приведенных к одному напряжению.

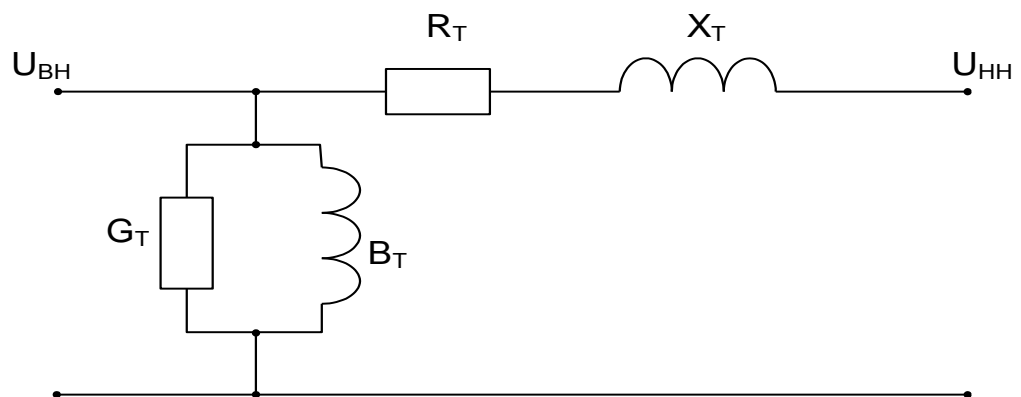


Рисунок 4.1.2 – Г-образная схема замещения двухобмоточного трансформатора

Для трансформатора ТДН-10000/110 (подстанция а):

Активное сопротивление определим по формуле:

$$R_T = \frac{\Delta P_K}{S_{номТ}^2} \cdot \frac{U_{ном}^2}{n_T} = \frac{0,058 \cdot 115^2}{10^2 \cdot 4} = 1,918 \text{ Ом} . \quad (4.1.11)$$

Определим реактивное сопротивление обмотки:

$$X_T = \frac{U_{\kappa}}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{номТ} \cdot n_T} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{10 \cdot 4} = 34,716 \text{ Ом} . \quad (4.1.12)$$

Определим активную и реактивную проводимости:

$$G_T = \frac{\Delta P_{XX}}{U_{ном}^2} \cdot n_T = \frac{0,014}{115^2} \cdot 4 = 4,236 \cdot 10^{-6} \text{ См} . \quad (4.1.13)$$

$$B_T = \frac{I_{XX}}{100} \frac{S_{номТ}}{U_{ном}^2} \cdot n_T = \frac{0,9}{100} \cdot \frac{10}{115^2} \cdot 4 = 27,22 \cdot 10^{-6} \text{ См} . \quad (4.1.14)$$

Расчет параметров схем замещения трансформаторов подстанций b и c ведем аналогично. Данные заносим в таблицу 4.1.1.

Таблица 4.1.1 – Параметры схем замещения трансформаторов

Параметр	Подстанция			
	A	a	b	c
$R_T$ , Ом	0,827	1,918	0,843	1,464
$U_{кВ}$ , %	10,75	10,5	10,75	10,5
$U_{кС}$ , %	-0,25		-0,25	
$U_{кН}$ , %	6,75		7,25	
$X_{T1}$ , Ом	35,542	34,716	22,567	28,930
$X_{T2}$ , Ом	-0,827		-0,525	
$X_{T3}$ , Ом	22,317		15,219	
$G_T$ , См	$2,949 \cdot 10^{-6}$	$4,326 \cdot 10^{-6}$	$4,008 \cdot 10^{-6}$	$4,083 \cdot 10^{-6}$
$B_T$ , См	$18,147 \cdot 10^{-6}$	$27,22 \cdot 10^{-6}$	$26,2 \cdot 10^{-6}$	$25,406 \cdot 10^{-6}$

Применяя Г-образную схему замещения, получают некоторую погрешность. Потери в опыте холостого хода состоят в основном из потерь в стали. Однако небольшие потери имеются и в первичной обмотке трансформатора. Применяя такую схему замещения, все потери XX как бы переносят в стальной сердечник. Возникающая при этом погрешность очень мала и практически не влияет на результаты расчетов.

Знак «минус» говорит о появлении емкостной составляющей. У трансформаторов большой мощности (более 6,3 МВА) значения реактивных сопротивлений X почти не отличаются от полных Z.

## 4.2. Определение приведённых нагрузок

Постоянные потери мощности в трансформаторе идут на создание магнитного поля и перемагничивание сердечника, они не зависят от режима работы. Переменные потери определяются для каждого звена схемы замещения отдельно, исходя из мощности в конце данного звена.

Рассчитаем приведенные нагрузки подстанций с учетом потерь мощности.

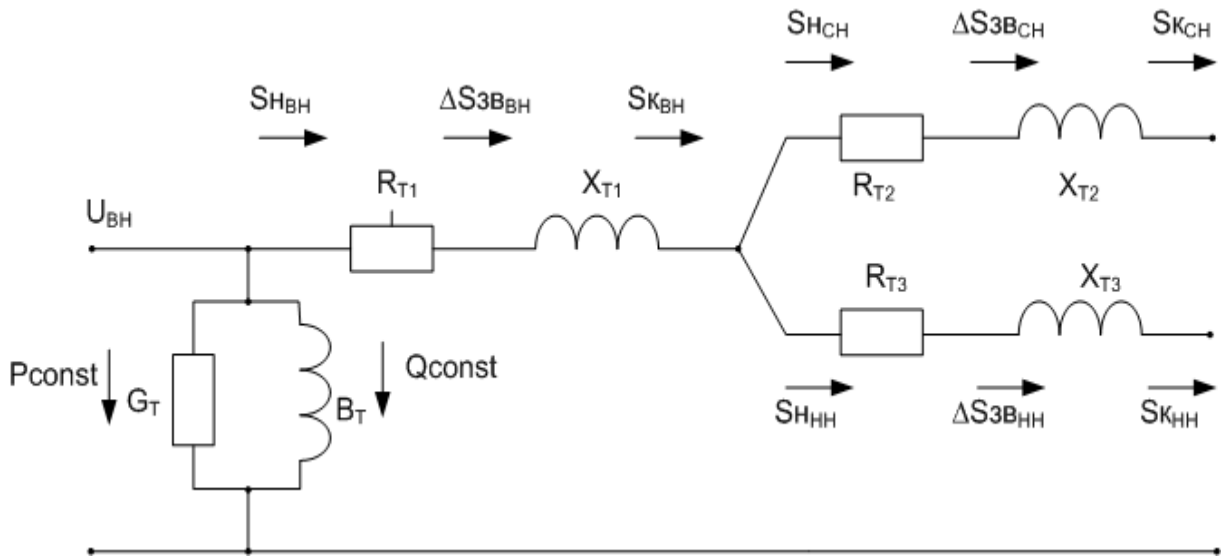


Рисунок 4.2.1 – Распределение мощностей в Г-образной схеме замещения трёхобмоточного трансформатора

Режим наибольших нагрузок, электростанция А:

Постоянные потери:

$$\Delta P_{const} = G_T \cdot U_{ном}^2 = 2,949 \cdot 10^{-6} \cdot 115^2 \cdot 10^6 = 0,039 MBm . \quad (4.2.1)$$

$$\Delta Q_{const} = B_T \cdot U_{ном}^2 = 18.147 \cdot 10^{-6} \cdot 115^2 \cdot 10^6 = 0,24 MBAr . \quad (4.2.2)$$

Мощность в конце звеньев ВН и НН берём из таблицы 2.2.1.

Потери мощности в звене НН:

$$\Delta P_{36HH} = \frac{P_{HH}^2 + Q_{HH}^2}{U_{ном}^2} \cdot R_{T3} = \frac{20,16^2 + 22,185^2}{115^2} \cdot 0,827 = 0,056 MBm . \quad (4.2.3)$$

$$\Delta Q_{36HH} = \frac{P_{HH}^2 + Q_{HH}^2}{U_{ном}^2} \cdot X_{T3} = \frac{20,16^2 + 22,185^2}{115^2} \cdot 22.317 = 1,516 MBAr . \quad (4.2.4)$$

Мощность в начале звена НН

$$P_{начHH} = P_{конHH} + \Delta P_{36HH} = -20,16 + 0,056 = -20,104 MBm . \quad (4.2.5)$$

$$Q_{начHH} = Q_{конHH} + \Delta Q_{36HH} = -22.185 + 1.516 = -20,669 MBAr . \quad (4.2.6)$$

Потери мощности в звене СН:

$$\Delta P_{36CH} = \frac{P_{CH}^2 + Q_{CH}^2}{U_{ном}^2} \cdot R_{T2} = \frac{27^2 + 13,077^2}{115^2} \cdot 0,827 = 0,056 MBm . \quad (4.2.7)$$

$$\Delta Q_{36CH} = \frac{P_{CH}^2 + Q_{CH}^2}{U_{ном}^2} \cdot X_{T2} = \frac{27^2 + 13,077^2}{115^2} \cdot (-0,827) = -0,056 MBAr . \quad (4.2.8)$$

Мощность в начале звена СН

$$P_{начCH} = P_{конCH} + \Delta P_{36CH} = 27 + 0,056 = 27,056 MBm . \quad (4.2.9)$$

$$Q_{начCH} = Q_{конCH} + \Delta Q_{36CH} = 13,077 - 0,056 = 13,021 MBAr . \quad (4.2.10)$$

Мощность в конце звена ВН

$$P_{конВН} = P_{начCH} + P_{начНН} = 27,056 - 20,104 = 6,952 MBm . \quad (4.2.11)$$

$$Q_{конВН} = Q_{начCH} + Q_{начНН} = 13,021 - 20,669 = -7,648 MBAr . \quad (4.2.12)$$

Потери мощности в звене ВН:

$$\Delta P_{36ВН} = \frac{P_{конВН}^2 + Q_{конВН}^2}{U_{ном}^2} \cdot R_{T1} = \frac{6,952^2 + 7,648^2}{115^2} \cdot 0,827 = 0,00668 MBm . \quad (4.2.13)$$

$$\Delta Q_{36ВН} = \frac{P_{конВН}^2 + Q_{конВН}^2}{U_{ном}^2} \cdot X_{T1} = \frac{6,952^2 + 7,648^2}{115^2} \cdot 35,542 = 0,287 MBAr . \quad (4.2.14)$$

Мощность в начале звена ВН

$$P_{начВН} = P_{конВН} + \Delta P_{36ВН} = 6,952 + 0,00668 = 6,959 MBm . \quad (4.2.15)$$

$$Q_{начВН} = Q_{конВН} + \Delta Q_{36ВН} = -7,648 + 0,287 = -7,361 MBAr . \quad (4.2.16)$$

Приведённая нагрузка подстанции:

$$P_{прив} = P_{начВН} + \Delta P_{const} = 6,959 + 0,039 = 6,998 MBm . \quad (4.2.17)$$

$$Q_{прив} = Q_{начВН} + \Delta Q_{const} = -7,361 + 0,24 = -7,121 MBAr . \quad (4.2.18)$$

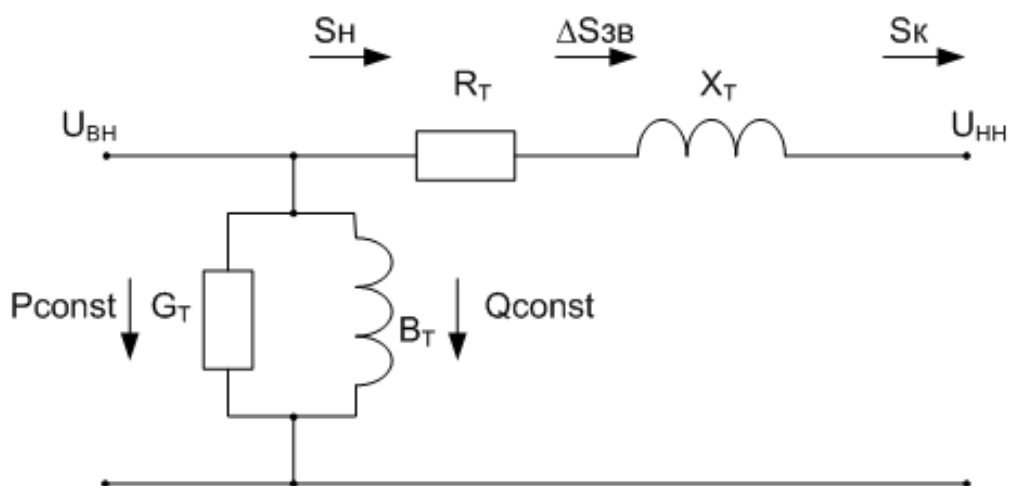


Рисунок 4.2.2 – Распределение мощностей в Г-образной схеме замещения двухобмоточного трансформатора

Режим наименьших нагрузок, подстанция а:

Постоянные потери:

$$\Delta P_{const} = G_T \cdot U_{ном}^2 = 4,236 \cdot 10^{-6} \cdot 115^2 \cdot 10^6 = 0,056 MBm . \quad (4.2.19)$$

$$\Delta Q_{const} = B_T \cdot U_{ном}^2 = 27,22 \cdot 10^{-6} \cdot 115^2 \cdot 10^6 = 0,36 MBAr . \quad (4.2.20)$$

Мощность в конце звеньев ВН и НН берём из Таблицы №1.

Потери мощности в звене:

$$\Delta P_{зв} = \frac{P^2 + Q^2}{U_{ном}^2} \cdot R_T = \frac{9^2 + 5,337^2}{115^2} \cdot 1,918 = 0,015 MBm . \quad (4.2.21)$$

$$\Delta Q_{зв} = \frac{P^2 + Q^2}{U_{ном}^2} \cdot X_T = \frac{9^2 + 5,337^2}{115^2} \cdot 34,716 = 0,278 MBAr . \quad (4.2.22)$$

Мощность в начале звена:

$$P_{нач} = P_{кон} + \Delta P_{зв} = 9 + 0,015 = 9,015 MBm . \quad (4.2.23)$$

$$Q_{нач} = Q_{кон} + \Delta Q_{зв} = 5,337 + 0,278 = 5,615 MBAr . \quad (4.2.24)$$

Приведённая нагрузка подстанции:

$$P_{прив} = P_{нач} + \Delta P_{const} = 9,015 + 0,056 = 9,071 MBm . \quad (4.2.25)$$

$$Q_{прив} = Q_{нач} + \Delta Q_{const} = 5,615 + 0,36 = 5,975 MBAr . \quad (4.2.26)$$

Аналогичным образом рассчитываем все подстанции для режимов максимальных и минимальных нагрузок. Данные расчетов сводим в таблицу 4.2.1.

Все расчеты выполнялись на номинальное напряжение ЛЭП, так как необходим расчет на один класс напряжения. Схемы замещения подстанции учитывают количество включенных трансформаторов и режим работы, поэтому все величины принимаем пропорционально  $n_T$ . Приведённые нагрузки подстанций рассчитываются с учётом покрытия потерь в трансформаторах. Без учёта данных потерь возможна перегрузка трансформаторов или недовыдача мощности потребителям.



Таблица 4.2.1 – Приведённые нагрузки подстанций

Подстанция, режим	А		а		b		с	
Параметр	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN
$\Delta P_{const}$ , МВт	0,039	0,039	0,056	0,056	0,053	0,053	0,054	0,054
$\Delta Q_{const}$ , МВАр	0,24	0,24	0,36	0,36	0,347	0,347	0,336	0,336
$\Delta P_{звCH}$ , МВт	0,056	0,005	–	–	0,03	0,003	–	–
$\Delta Q_{звCH}$ , МВАр	-0,056	-0,005	–	–	-0,032	-0,0032	–	–
$\Delta P_{звНН}$ , МВт	0,056	0,141	0,177	0,015	0,049	0,0044	0,191	0,018
$\Delta Q_{звНН}$ , МВАр	1,516	3,816	3,194	0,278	1,522	0,137	3,79	0,347
$P_{начCH}$ , МВт	27,056	8,105	–	–	25,03	7,503	–	–
$Q_{начCH}$ , МВАр	13,021	3,915	–	–	13,462	4,081	–	–
$P_{начНН}$ , МВт	-20,104	-36,819	30,177	9,015	32,049	9,604	37,191	11,118
$Q_{начНН}$ , МВАр	-20,669	-28,321	20,995	5,615	19,684	5,577	22,746	6,03
$P_{конВН}$ , МВт	6,952	-28,714	–	–	57,079	17,107	–	–
$Q_{конВН}$ , МВАр	-7,648	-24,406	–	–	33,146	9,658	–	–
$\Delta P_{звВН}$ , МВт	0,007	0,089	–	–	0,159	0,014	–	–
$\Delta Q_{звВН}$ , МВАр	0,287	3,803	–	–	7,425	0,654	–	–
$P_{начВН}$ , МВт	6,959	-28,625	–	–	57,238	17,121	–	–
$Q_{начВН}$ , МВАр	-7,361	-20,603	–	–	40,571	10,312	–	–
$P_{прив}$ , МВт	6,998	-28,586	30,233	9,071	57,291	17,174	37,245	11,172
$Q_{прив}$ , МВАр	-7,121	-20,363	21,355	5,975	40,918	10,659	23,082	6,366

Знак «минус» в расчетах говорит о том, что мощность выдается в сеть, а не потребляется. Наибольшие постоянные потери прослеживаются на подстанции а, наибольшие потери в звене – на стороне ВН. На подстанциях а и с нагрузка на шинах ВН увеличилась, так как активные и реактивные сопротивления трансформаторов отнесены к первичному напряжению и имеют значения в  $(U1/U2)^2$  раз больше, чем если бы схема была приведена ко вторичному напряжению.

## 5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ МОЩНОСТИ В СЕТИ

Наибольшая мощность, передаваемая по участку сети, представляет собой сумму наибольших нагрузок, питаемых через рассматриваемый участок. При этом активные и реактивные мощности суммируем независимо друг от

друга. На этом этапе не учитываем потери в линиях питающей сети. Потери реактивной мощности в индуктивных сопротивлениях линий при максимальных нагрузках почти полностью компенсируются зарядной емкостью линии. Активные потери зависят от того, какова площадь сечения проводов, и на этом этапе расчета неизвестны. Они невелики и не могут оказать заметного влияния на значение наибольшей мощности, передаваемой по рассматриваемому участку сети.

Преобразуем исходную схему в схему с одним источником питания, для этого условно разрежем схему, по источнику питания.

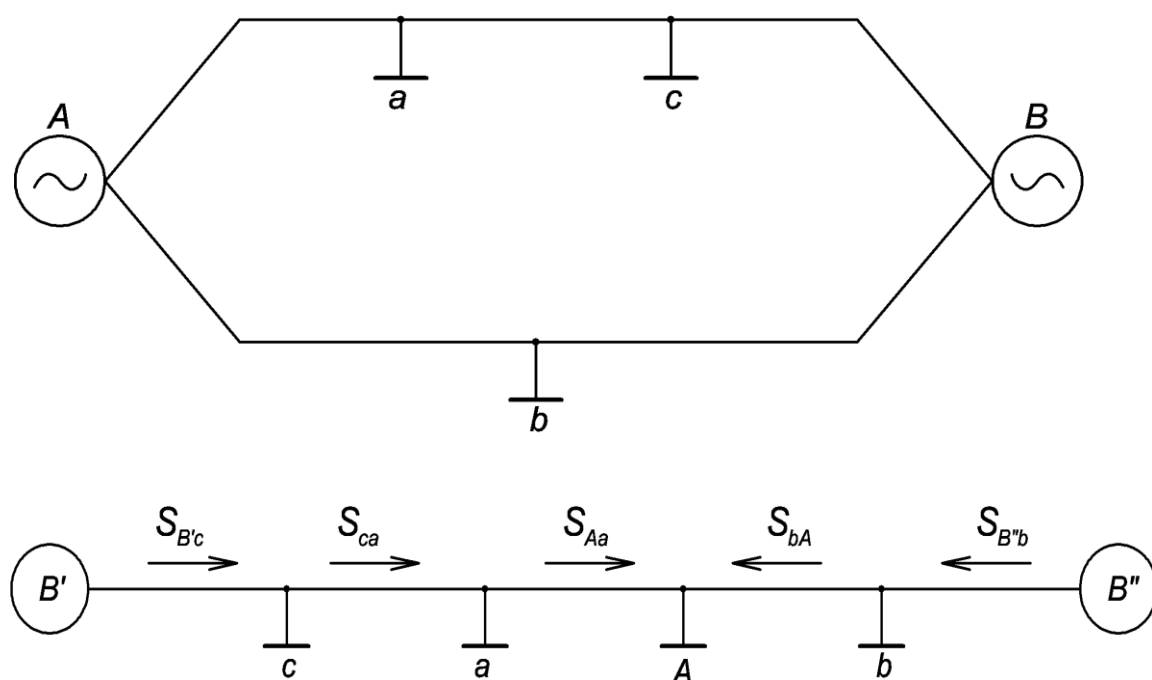


Рисунок 5.1.– Преобразование исходной схемы  
в схему с одним источником питания

В расчете предполагаем, что электростанция представляет собой «потребитель с мощностью, выдаваемой в сеть». Мощность на головных участках находим методом наложения нагрузок, мощность остальных участков – по первому закону Кирхгофа.

Для режима максимальных нагрузок:

Рассчитаем мощности, протекающие по плечам между нагрузками:

$$S_{B'c} = \frac{1}{L} \cdot [S_{i\partial\partial\hat{a}\hat{b}} \cdot (L - L_{B'c}) + S_{i\partial\partial\hat{a}\hat{a}} \cdot (L - L_{B'c} - L_{ca}) + S_{i\partial\partial\hat{a}\hat{A}} \cdot (L - L_{\hat{A}'c} - L_{ca} - L_{aA}) + S_{i\partial\partial\hat{a}\hat{b}} \cdot L_{B''b}] = \frac{1}{312} \cdot [(37.245 + 23.082i) \cdot (312 - 106) + (30.233 + 21.355i) \cdot (312 - 106 - 54) + (6.998 - 7.121i) \cdot (312 - 106 - 54 - 25) + (57.291 + 40.918i) \cdot 31] = 47.861 + 26.811i \text{ } \hat{A}\hat{A} \quad (5.1)$$

$$S_{B''b} = \frac{1}{L} \cdot [S_{i\partial\partial\hat{a}\hat{b}} \cdot (L - L_{B''b}) + S_{i\partial\partial\hat{a}\hat{A}} \cdot (L - L_{B''b} - L_{bA}) + S_{i\partial\partial\hat{a}\hat{a}} \cdot (L - L_{\hat{A}''b} - L_{bA} - L_{aA}) + S_{i\partial\partial\hat{a}\hat{c}} \cdot L_{B'c}] = \frac{1}{312} \cdot [(57.291 + 40.918i) \cdot (312 - 31) + (6.998 - 7.121i) \cdot (312 - 31 - 96) + (31.233 + 21.355i) \cdot (312 - 31 - 96 - 25) + (37.245 + 23.082i) \cdot 106] = 83.906 + 51.423i \text{ } \hat{A}\hat{A} \quad (5.2)$$

Распределение мощностей по остальным участкам

$$S_{ca} = S_{B'c} - S_{привC} = 47,861 + 26,811i - 37,245 - 23,082i = 10,616 + 3,729i \text{ } MBA. \quad (5.3)$$

$$S_{aA} = S_{ca} - S_{привa} = 10,616 + 3,729i - 30,233 - 21,355i = -19,617 - 17,626i \text{ } MBA. \quad (5.4)$$

$$S_{bA} = S_{B''b} - S_{привb} = 83,906 + 51,423i - 57,291 - 40,918i = 26,615 + 10,505i \text{ } MBA. \quad (5.5)$$

Проверка баланса: сумма мощностей на головных участках ЛЭП должна быть равна сумме приведённых мощностей подстанций  $S_{B''b} + S_{B'c} = \sum S_{привi} = 131,767 + 78,234i$  - выполняется, значит расчет выполнен верно.

Для режима минимальных нагрузок распределение мощностей находим аналогично, проверка баланса  $S_{B''b} + S_{B'c} = \sum S_{привi} = 8,831 + 2,637i$  так же выполняется.

Для послеаварийного режима:

Для расчёта данного режима отключаем тот головной участок, мощность на котором максимальна в предыдущих режимах. Расчёт проводим как для линии с односторонним питанием.

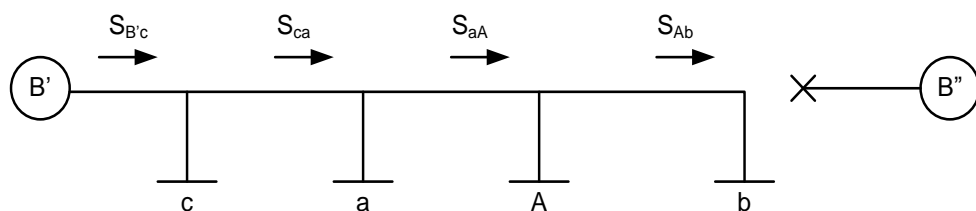


Рисунок 5.2 – Схема послеаварийного режима

### Мощность на головном участке

$$S_{B'c} = \sum S_{i\partial\partial\partial i} = S_{i\partial\partial\partial\bar{a}\bar{n}} + S_{i\partial\partial\partial\bar{a}a} + S_{i\partial\partial\partial\bar{a}A} + S_{i\partial\partial\partial\bar{a}b} = 6.998 - 7.121i + 30.233 + 21.355i + 57.291 + 40.918i + 37.245 + 23.082i = 131.767 + 78.234i \text{ } \dot{\text{A}}\dot{\text{A}} \quad (5.6)$$

### Распределение мощностей по остальным участкам

$$S_{ca} = S_{B'c} - S_{\text{прив}C} = 131,767 + 78,234i - 37,245 - 23,082i = 94,522 + 55,152i \text{ } MBA . \quad (5.7)$$

$$S_{aA} = S_{ca} - S_{\text{прив}a} = 94,522 + 55,152i - 30.233 - 21.355i = 64,289 + 33,797i \text{ } MBA . \quad (5.8)$$

$$S_{Ab} = S_{aA} - S_{\text{прив}A} = 64,289 + 33,797i - 6,998 + 7,121i = 57,291 + 40,918i \text{ } MBA . \quad (5.9)$$

Результаты расчётов сведём в Таблицу 5.

Таблица 5 – Мощности участков ЛЭП

Участок ЛЭП	Режим работы		
	MAX	MIN	ПАВ
B'c	47.861+26.811i	1.866-0.116i	131.767+78.234i
ca	10.616+3.729i	-9.306-6.482i	94.767+78.234i
aA	-19.617-17.626i	-18.337-12.457i	64.289+33.797i
bA	26.615+10.505i	-10.209-7.906i	57.291+40.918i
B''b	83.906+51.423i	6.965+2.753i	отключен

Предварительное распределение мощностей находится без учёта потерь в линиях и позволяет приблизительно оценить направления потоков мощности и выбрать необходимые для передачи этой мощности проводники. Знаки «минус» свидетельствуют о противоположном направлении мощностей, выбранному на рисунке 4.

Схемы предварительного распределения мощностей:

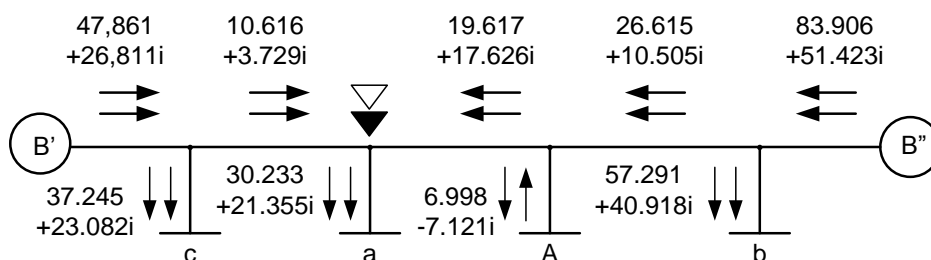


Рисунок 5.3 – Предварительное распределение мощностей для режима максимальных нагрузок

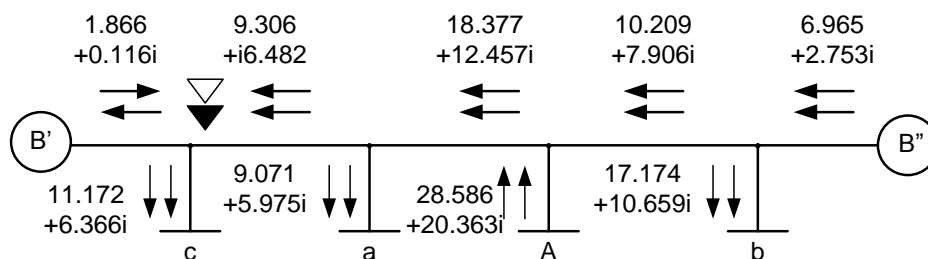


Рисунок 5.4 – Предварительное распределение мощностей для режима минимальных нагрузок

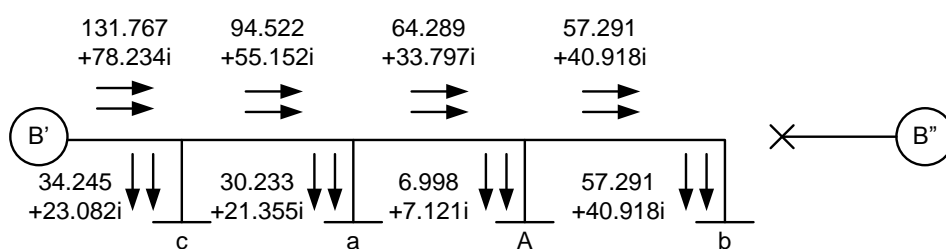


Рисунок 5.5 – Предварительное распределение мощностей для послеаварийного режима

## 6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СЕЧЕНИЙ И ВЫБОР ПРОВОДНИКОВ

В сетях 110 кВ и выше применяют провода с большой площадью сечения. Поэтому активные сопротивления обычно меньше индуктивных. Индуктивное сопротивление незначительно меняется с изменением площади сечения проводов. Следовательно, изменение площади сечения проводов мало влияет на потерю напряжения. В то же время ввиду большой протяженности высоковольтных линий его увеличение привело бы к значительному перерасходу цветного металла. Так, увеличение сечения вызывает возрастание стоимости линии и отчислений от нее на амортизацию, обслуживание и ремонт, но уменьшает стоимость самих потерь.

## 6.1. Определение сечений проводников методом экономической плотности тока

Экономическая площадь сечения проводов – это сечение, при котором приведенные затраты на линию являются наименьшими. Плотность тока, соответствующая такой площади – экономическая. Значение экономической плотности тока не зависит от нагрузки и может быть рассчитано применительно к любой линии. Значения экономической плотности тока для различных проводов и шин и в зависимости от продолжительности наибольшей нагрузки регламентируются ПУЭ.

Сечения проводников будем проверять по условиям:

- экономической целесообразности;
- коронирования;
- нагрева длительным рабочим током;
- механической прочности.

В максимальном режиме:

Расчётная токовая нагрузка для участков ЛЭП:

$$I_{B'c} = \frac{|S_{нб\ B'c}|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{54.859 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 287.935 \text{ А.} \quad (6.1.1)$$

$$I_{ca} = \frac{|S_{нб\ ca}|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{11,252 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 59.058 \text{ А.} \quad (6.1.2)$$

$$I_{aA} = \frac{|S_{нб\ aA}|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{26.372 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 138.419 \text{ А.} \quad (6.1.3)$$

$$I_{bA} = \frac{|S_{нб\ bA}|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{28.613 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 150.18 \text{ А.} \quad (6.1.4)$$

$$I_{B''b} = \frac{|S_{нб\ B''b}|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{98.410 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 516.519 \text{ А.} \quad (6.1.5)$$

Определим средневзвешенную продолжительность использования максимума нагрузки по схемам условного одностороннего питания с учетом количества подстанций, входящих в эту систему:

$$T_{\text{ср}} = \sqrt{\frac{\sum (\dot{I}_{fi}^2 \cdot D_{fi} + \dot{I}_{\text{н}i}^2 \cdot D_{\text{н}i})}{\sum (D_{fi} + D_{\text{н}i})}} = \sqrt{\frac{[(6200^2 \cdot 24 + 2700^2 \cdot 27) + 3000^2 \cdot 30 + 2600^2 \cdot 37 + (1800^2 \cdot 32 + 7200^2 \cdot 25)]}{[(24 + 27) + 30 + (32 + 25) + 37]}} = \sqrt{\frac{3039190000}{175}} = 4167.349 \text{ ч} \quad (6.1.6)$$

По величине  $T_{\text{ср}} = 4167,349$  часов из справочной литературы [4] определяем экономическую плотность тока:  $j_{\text{эк}} = 1,1 \text{ А/мм}^2$  для алюминиевого неизолированного провода с продолжительностью использования нагрузок от 3000 до 5000 часов..

Определяем экономическое сечение проводников для каждого участка ЛЭП по формуле  $F_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{ЛЭП}}}{2j_{\text{эк}}}$ :

$$F_{B'c} = \frac{287.935}{1.1 \cdot 2} = 130.88 \text{ мм}^2. \quad (6.1.7)$$

$$F_{ca} = \frac{59.058}{1.1 \cdot 2} = 26.845 \text{ мм}^2. \quad (6.1.8)$$

$$F_{aA} = \frac{138.419}{1.1 \cdot 2} = 62.918 \text{ мм}^2. \quad (6.1.9)$$

$$F_{bA} = \frac{150.18}{1.1 \cdot 2} = 68.264 \text{ мм}^2. \quad (6.1.10)$$

$$F_{B''b} = \frac{516.519}{1.1 \cdot 2} = 234.781 \text{ мм}^2. \quad (6.1.11)$$

Выбираем провода марки АС. Сталеалюминиевые провода, состоящие из стальной сердцевины и алюминиевой оболочки, имеют значительную механическую прочность и хорошую проводимость. Их применяют на линиях с большими пролетами при напряжениях 35 кВ и выше. Сечения проводов выбираем из номинального ряда сечений, округлением расчётных данных в большую сторону. Результаты сводим в таблицу 6.1.1.

Таблица 6.1.1 – Расчёт сечения проводников для участков ЛЭП

Участок ЛЭП	Расчетный ток в режиме max наргузок, А	Расчетное сечение проводника, мм <sup>2</sup>	Номинальное сечение по расчету, мм <sup>2</sup>	Уточнение по условию механической прочности, мм <sup>2</sup>	Уточнение по условию короны, мм <sup>2</sup>
В'с	287.935	130.88	150	150	150
са	59.058	26.845	35	120	120
аА	138.419	62.918	70	120	120
бА	150.18	68.264	70	120	120
В''б	516.519	234.781	240	240	240

Проверяем провода по условию механической прочности. Согласно справочной литературы [2], минимальное сечение проводов ВЛ 110 кВ на двухцепных опорах составляет 120 мм<sup>2</sup>. Увеличиваем сечение на участках ВЛ са, аА, Аб до значения 120 мм<sup>2</sup>.

Проверяем провода по условиям короны. Исходя из собранных в справочной литературе [2] экспериментальных, расчётных и опытных данных эксплуатации определяем, что минимальное сечение провода для ВЛ 110 кВ по условиям короны составляет 70 мм<sup>2</sup>. Выбранные проводники этому условию удовлетворяют, оставляем те же.

Проверка по условию нагрева длительным рабочим током. Для данной проверки рассчитаем величины токов в послеаварийном режиме, и произведём проверку по этим токам. Направления токов совпадают с направлениями мощностей.

$$I_{B'c} = \frac{153.242}{\sqrt{3} \cdot 110} = 804.312 \text{ А.} \quad (6.1.12)$$

$$I_{ca} = \frac{109.436}{\sqrt{3} \cdot 110} = 574.388 \text{ А.} \quad (6.1.13)$$

$$I_{aA} = \frac{72.631}{\sqrt{3} \cdot 110} = 381.216 \text{ А.} \quad (6.1.14)$$

$$I_{bA} = \frac{70.403}{\sqrt{3} \cdot 110} = 369.518 \text{ А.} \quad (6.1.15)$$

$$I_{B''b} = \frac{153.242}{\sqrt{3} \cdot 110} = 804.312 \text{ А.} \quad (6.1.16)$$



В результате проверки увеличиваем сечения проводов на участках Вв и Вс до значения  $400 \text{ мм}^2$ , выбираем провод марки АСО-400 – сталеалюминиевый с облегченным стальным сердечником. В таблице 6.1.2 отражены значения длительных допустимых токов и расчетные сечения.

Таблица 6.1.2 – Проверка длительным допустимым током

Участок ЛЭП	Выбранное сечение, $\text{мм}^2$	Расчетный длительный ток, А	Скорректированное сечение, $\text{мм}^2$	Нормируемый длительный ток, А
В'с	150	804.312	400	825
Са	120	574.388	240	610
аА	120	381.216	120	380
бА	120	369.518	120	380
В''б	240	804.312	400	825

Скорректированные по всем проверкам сечения проводников сведем в итоговую Таблицу 6.1.3.

Таблица 6.1.3 – Итоговые выбранные сечения проводов

Участок ЛЭП	Расчетное сечение ( $\text{мм}^2$ ) и марка провода
В'с	АСО-400
Са	АС-240
аА	АС-120
бА	АС-120
В''б	АСО-400

## 6.2. Определение параметров схемы замещения ЛЭП

Согласно справочной литературы [5] выбираем для рассчитанных ЛЭП стальную промежуточную двухцепную опору (рисунок 6.2.2).

Исходя из геометрических размеров опоры, определяем среднегеометрическое расстояние между фазами.

$$D_{CT} = \sqrt[3]{D_{AB} \cdot D_{BC} \cdot D_{AC}} = \sqrt[3]{4 \cdot 4 \cdot 8} = 5.0397 \text{ м} . \quad (6.2.1)$$

Параметры схемы замещения ЛЭП рассчитываем для П-образной схемы замещения.

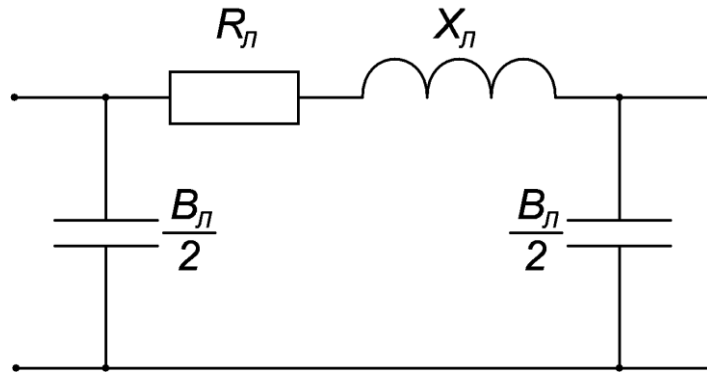


Рисунок 6.2.1 – П-образная схема замещения ЛЭП

Приведем пример расчета для участка В'с:

Удельная проводимость алюминия  $\gamma = 31,7 \text{ Ом} / \text{мм}^2$ . Исходя из материала провода, определяем погонное активное сопротивление ЛЭП по формуле:

$$r_0 = \frac{1000}{\gamma \cdot F} = \frac{1000}{31,7 \cdot 400} = 0,079 \text{ Ом} / \text{км} . \quad (6.2.2)$$

Погонное индуктивное сопротивление ЛЭП определяем исходя из геометрических размеров:

$$X_0 = 0.1445 \cdot \lg\left(\frac{D_{CT}}{r_{np}}\right) + 0,016 = 0,1445 \cdot \lg\left(\frac{5.0397}{0.026}\right) + 0.016 = 0.347 \text{ Ом} / \text{км} . \quad (6.2.3)$$

Погонная ёмкостная проводимость ЛЭП так же определяется исходя из её геометрических размеров:

$$b_0 = \frac{7.58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{D_{CT}}{r_{np}}\right)} = \frac{7.58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{5.0397}{0.026}\right)} = 3.314 \cdot 10^{-6} \text{ См} / \text{км} . \quad (6.2.4)$$

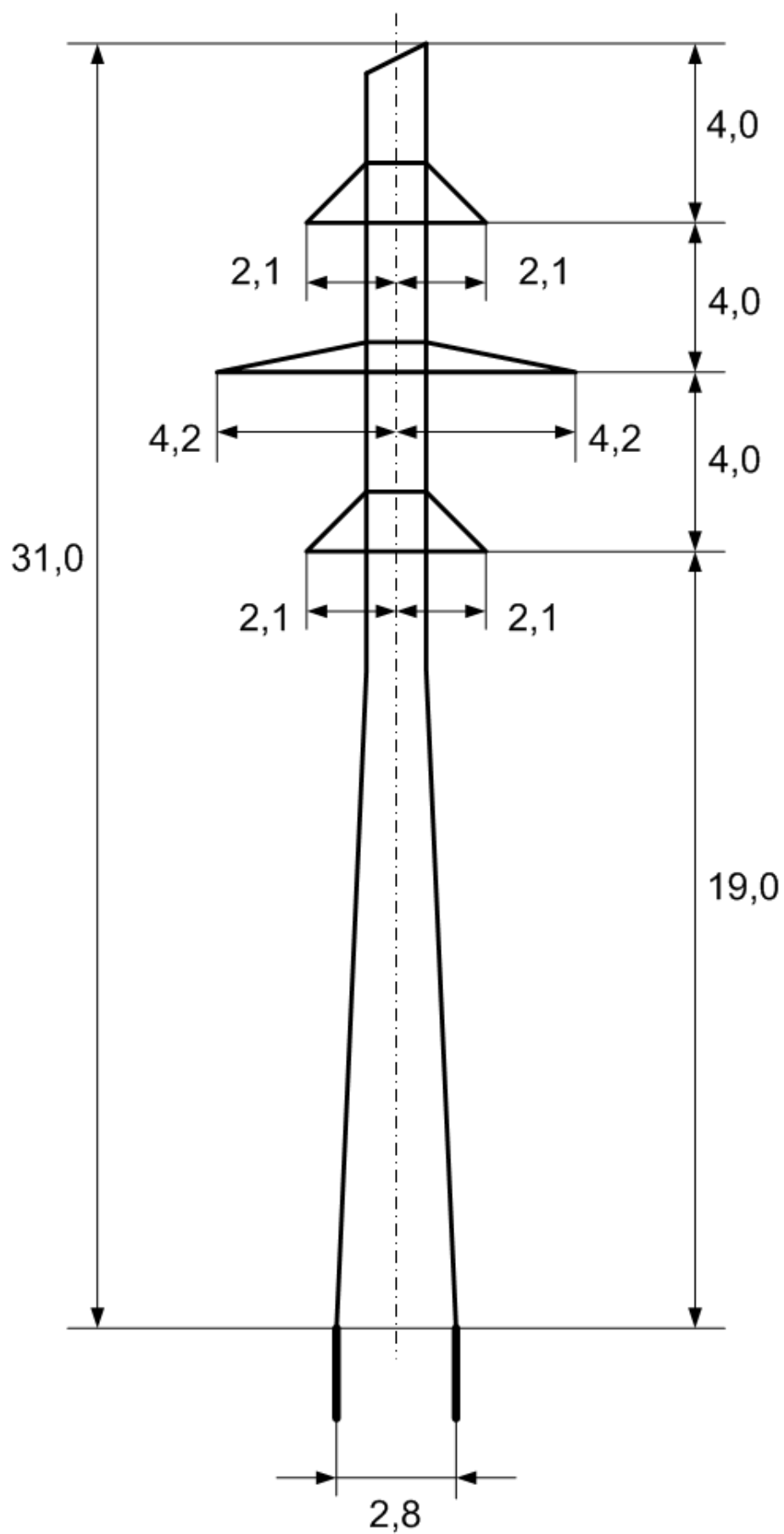


Рисунок 6.2.2 – Промежуточная двухцепная стальная опора и её габаритные размеры

Тогда параметры схемы замещения ЛЭП:

Активное сопротивление:

$$R_{B'c} = r_0 \cdot \frac{L_{B'c}}{m} = 0.079 \cdot \frac{106}{2} = 4.18 \text{ Ом} . \quad (6.2.5)$$

Индуктивное сопротивление:

$$X_{B'c} = x_0 \cdot \frac{L_{B'c}}{m} = 0.347 \cdot \frac{106}{2} = 18.366 \text{ Ом} . \quad (6.2.6)$$

Ёмкостная проводимость:

$$B_{B'c} = b_0 \cdot L_{B'c} \cdot m = 3.314 \cdot 10^{-6} \cdot 106 \cdot 2 = 0.703 \cdot 10^{-3} \text{ См} . \quad (6.2.7)$$

Зарядная мощность участка ЛЭП:

$$Q_{зар B'c} = U_{ном}^2 \cdot B_{B'c} = 115^2 \cdot 0.703 = 8.501 \text{ МВА} . \quad (6.2.8)$$

Остальные участки рассчитаем аналогично, результаты сведем в таблицу 6.2.1.

Расчет производим в MS Excel, округляем максимально возможно для предотвращения неточностей расчета и потерь.

Таблица 6.2.1 – Параметры схемы замещения ЛЭП

Параметр	Участок ЛЭП				
	Вс	са	аА	Ав	вВ
Гпров, мм <sup>2</sup>	400	240	120	120	400
L, км	106	54	25	96	31
R <sub>пр</sub> ,м	0.026	0.0216	0.0155	0.0155	0.026
R <sub>о</sub> , Ом/км	0.078864353	0.1314406	0.2628812	0.2628812	0.0788644
X <sub>о</sub> , Ом/км	0.346533828	0.3581689	0.3789945	0.3789945	0.3465338
B <sub>о</sub> , См/км	3.31376E-06	3.201E-06	3.017E-06	3.017E-06	3.314E-06
R, Ом	4.179810726	3.5488959	3.2860147	12.618297	1.2223975
X, Ом	18.36629289	9.6705606	4.7374318	18.191738	5.3712743
B, См	0.000702517	0.0003457	0.0001509	0.0005793	0.0002055
Q <sub>зар</sub> , МВА	8.500458871	4.1831711	1.8255441	7.0100893	2.4859833

Выбор проводников по экономическому сечению подразумевает проверку по многим параметрам для обеспечения минимальных потерь в линии.

Двухцепная линия обладает меньшим индуктивным сопротивлением и большей емкостной проводимостью, чем одноцепная. Активной проводимостью ЛЭП пренебрегаем, так как это значение очень мало. Зарядные мощности ЛЭП вызваны ёмкостным характером линий относительно земли и оказывают влияние на величину реактивной мощности. Если она достигает значительных величин – выдача реактивной мощности от генераторов питающей станции в линию исключается, а избыточная реактивная мощность в линии компенсируется реакторами. Чем больше реактивная мощность ЛЭП, тем больше будет снижаться ее напряжение.

## 7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК ПОДСТАНЦИЙ

Расчетную нагрузку схемы замещения питающей сети в точке присоединения подстанции находим как сумму активных и реактивных нагрузок этой подстанции с учетом потерь мощности в трансформаторах и половины зарядной мощности линий, присоединенных к ее сборным шинам.

Ввиду того, что действительные значения напряжений на концах линий на этом этапе неизвестны, примем их равными номинальному.

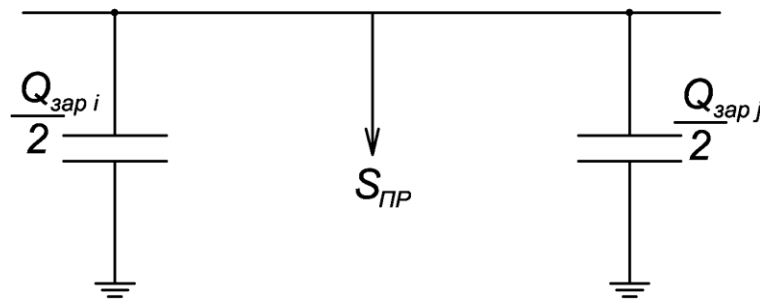


Рисунок 7 – Ёмкости примыкающих к подстанции линий

Приведем пример расчета для электростанции А:

Зарядные мощности подстанций найдём как суммы половин зарядных мощностей прилежащих к подстанции ЛЭП:  $Q_{зар} = U_{ном}^2 \cdot \left( \frac{B_i}{2} + \frac{B_j}{2} \right)$

$$Q_{зар A} = U_{ном}^2 \cdot \left( \frac{B_{aA}}{2} + \frac{B_{Ab}}{2} \right) = 110^2 \cdot 10^6 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{1}{2} \cdot (0.151 + 0.579) = 4.417 \text{ МВА} . \quad (7.1)$$

Рассчитаем приведённую мощность для режима максимальных нагрузок:

$$S_{расчi} = S_{привi} - i \cdot Q_{зарi}$$

$$S_{расчA} = S_{привA} - i \cdot Q_{зарA} = 6.998 - 7.121i - 4.417i = 6.998 - 11.538i \text{ МВА} . \quad (7.2)$$

Таким же образом рассчитываем все подстанции для всех режимов. Для послеаварийного режима расчёт аналогичен расчёту для наибольшего режима нагрузок, так как приведённые мощности подстанций для данных режимов одинаковы.

Результаты расчётов сведём в таблицу 7.

Таблица 7 – Расчётные нагрузки подстанций в расчётных режимах

Подстанция	Qзар, МВА	Расчетная нагрузка в расчетных режимах, МВА		
		MAX	MIN	ПАВ
A	4.417	6.998-11.538i	-28.586-24.78i	6.998-11.538i
A	3.007	30.233+18.348i	9.071+2.968i	30.233+18.348i
B	4.749	57.291+36.169i	17.174+5.91i	57.291+36.169i
с	6.347	37.245+16.735i	11.172+0.019i	37.245+16.735i

Нагрузки подстанций определяются не только мощностью потребителей и потерями в трансформаторах, но и зарядными мощностями примыкающих к подстанции линий. На этом этапе мы учли емкостную проводимость участков, примыкающих к потребителю, тем самым уточнив расчет.

## 8. УТОЧНЕНИЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ МОЩНОСТЕЙ В СЕТИ ДЛЯ РАСЧЕТНЫХ РЕЖИМОВ С УЧЕТОМ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ

### 8.1. Определение распределения мощности для расчётных режимов

Расчет этого этапа будем вести аналогично п.5, но с учетом уже расчетных нагрузок и полного сопротивления линий. Приведем пример расчета для режима максимальных нагрузок.

Рассчитаем мощности, протекающие по головным участкам.

$$S_{B'c} = \frac{1}{Z} \cdot [S_{\partial \hat{a}\hat{n}:\hat{N}} \cdot (Z - Z_{B'c}) + S_{\partial \hat{a}\hat{n}:\hat{a}} \cdot (Z - Z_{B'c} - Z_{ca}) + S_{\partial \hat{a}\hat{n}:\hat{A}} \cdot (Z - Z_{\hat{A}'c} - Z_{ca} - Z_{aA}) + S_{\partial \hat{a}\hat{n}:\hat{b}} \cdot Z_{B''b}] = \frac{1}{24.855 + 56.337i} \cdot [(37.245 + 16.735i) \cdot (20.675 + 37.971i) + (30.233 + 18.348i) \cdot (17.126 + 28.3i) + (6.998 - 11.538i) \cdot (13.84 + 23.563i) + (57.291 + 36.169i) \cdot (1.222 + 5.371i)] = 51.317 + 15.938i \quad \hat{A}\hat{A} \quad (8.1.1)$$

$$S_{B''b} = \frac{1}{Z} \cdot [S_{\partial \hat{a}\hat{n}:\hat{b}} \cdot (Z - Z_{B''b}) + S_{\partial \hat{a}\hat{n}:\hat{A}} \cdot (Z - Z_{B''b} - Z_{bA}) + S_{\partial \hat{a}\hat{n}:\hat{a}} \cdot (Z - Z_{\hat{A}''b} - Z_{bA} - Z_{aA}) + S_{\partial \hat{a}\hat{n}:\hat{C}} \cdot Z_{B'c}] = \frac{1}{24.855 + 56.337i} \cdot [(57.291 + 36.169i) \cdot (23.633 + 50.966i) + (6.998 - 11.538i) \cdot (11.015 + 32.774i) + (30.233 + 18.348i) \cdot (7.729 + 28.037i) + (37.245 + 16.735i) \cdot (4.18 + 18.366i)] = 80.45 + 43.776i \quad \hat{A}\hat{A} \quad (8.1.2)$$

Распределение мощностей по остальным участкам

$$S_{ca} = S_{B'c} - S_{расчC} = 51,317 + 15,938i - 37,245 - 16,735i = 14,072 - 0,797i \quad MBA. \quad (8.1.3)$$

$$S_{aA} = S_{ca} - S_{расчa} = 14,072 - 0,797i - 30,233 - 18,348i = -16,161 - 19,145i \quad MBA. \quad (8.1.4)$$

$$S_{Ab} = S_{aA} - S_{расчA} = -16,161 - 19,145i - 6,998 + 11,528i = -23,159 - 7,607i \quad MBA. \quad (8.1.5)$$

Проверка баланса: сумма мощностей на головных участках ЛЭП должна быть равна сумме приведённых мощностей подстанций  $S_{B''b} + S_{B'c} = \sum S_{расчi} = 131,767 + 59,714i$  - выполняется, значит расчет выполнен верно.

Расчет для других режимов ведем аналогично, результаты сводим в таблицу 8.1.

Таблица 8.1 – Расчётные нагрузки участков ЛЭП

Участок ЛЭП	Расчетные нагрузки участков ЛЭП в режимах, МВА		
	MAX	MIN	ПАВ
B'c	51.317+15.938i	0.393-8.331i	131.767+59.714i
Ca	14.072-0.797i	-10.779-8.35i	94.522+42.979i
aA	-16.161-19.145i	-19.85-11.318i	64.289+24.631i
Ab	-23.159-7.607i	8.736+13.462i	57.291+36.169i
B''c	80.45+43.776i	8.438-7.552i	отключен

## 8.2. Определение распределения мощности с учётом потерь

Приведем пример расчета для режима наибольших нагрузок.

Узел сети, в котором нагрузка получает питание с двух сторон называется точкой токораздела (раздела мощностей). Разделим схему в этой точке.

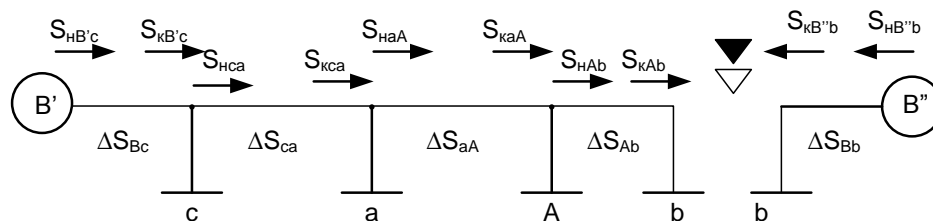


Рисунок 8.2.1 – Распределение мощностей и потери мощности на участках для режима наибольших нагрузок

Расчет мощностей производим исходя из направления активной и реактивной составляющей, начинаем с точки раздела мощностей.

Левая часть схемы:

Для первого звена:

$$S_{HAb} = S_{Ab} = 23.159 + 7.607i \text{ MBA} . \quad (8.2.1)$$

Потери в первом звене находим по формуле:

$$\Delta P_{Ab} = \frac{|S_{Ab}|^2}{U_{ном}^2} \cdot R_{Ab} = \frac{(23.159 + 7.607i)^2}{110^2} \cdot 12.618 = 0.62 \text{ MBm} . \quad (8.2.2)$$

$$\Delta Q_{Ab} = \frac{|S_{Ab}|^2}{U_{ном}^2} \cdot X_{Ab} = \frac{(23.159 + 7.607i)^2}{110^2} \cdot 18.192 = 0.893 \text{ MBAr} . \quad (8.2.3)$$

Мощность в конце первого звена находим как:

$$\begin{aligned} S_{KAb} &= S_{HAb} - (\Delta P_{Ab} + i \cdot \Delta Q_{Ab}) = 23.159 + 7.607i - (0.62 + 0.893i) = \\ &= 22.539 + 6.714i \text{ } \hat{A} \hat{A} \end{aligned} . \quad (8.2.4)$$

Мощность в конце второго звена находим как:

$$\begin{aligned} S_{KaA} &= S_{KAb} + S_{\partial \hat{a} \hat{n} \hat{z} A} = 23.159 + 7.607i + 6.998 - 11.538i = \\ &= 30.157 - 3.931i \text{ } \hat{A} \hat{A} \end{aligned} . \quad (8.2.5)$$

Потери в звене находим по формуле:

$$\Delta P_{aA} = \frac{|S_{aA}|^2}{U_{ном}^2} \cdot R_{aA} = \frac{(16.161 + 19.145i)^2}{110^2} \cdot 3.286 = 0.339 \text{ MBm} . \quad (8.2.6)$$



$$\Delta Q_{aA} = \frac{|S_{aA}|^2}{U_{ном}^2} \cdot X_{aA} = \frac{(16.161 + 19.145i)^2}{110^2} \cdot 4.737 = 0.488 \text{ МВАр} . \quad (8.2.7)$$

Мощность в начале второго звена находим как:

$$\begin{aligned} S_{i aA} &= S_{\hat{e} aA} + (\Delta P_{aA} + i \cdot \Delta Q_{aA}) = 30.157 - 3.931i + (0.339 + 0.488i) = \\ &= 30.496 - 3.433i \text{ Вт} \end{aligned} \quad (8.2.8)$$

Так как на участке са активная и реактивная составляющие мощности направлены в разные стороны, принимаем следующую методику расчета:

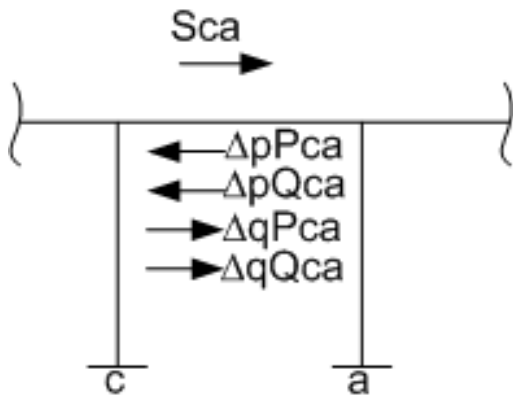


Рисунок 8.2.2 – Расчетная схема распределения мощностей на участке СА при несовпадении направления активной и реактивной составляющих

Мощность в конце третьего звена находим как:

$$S_{k ca} = S_{наА} + S_{расча} = 30,496 - 3.443i + 30.233 + 18.348i = 60.729 + 14.905i \text{ МВА} . \quad (8.2.9)$$

Потери в звене находим как:

$$\Delta p P_{ca} = \frac{P_{ca}^2}{U_{ном}^2} \cdot R_{ca} = \frac{(14.072)^2}{110^2} \cdot 3.549 = 0.058 \text{ МВт} . \quad (8.2.10)$$

$$\Delta p Q_{ca} = \frac{Q_{ca}^2}{U_{ном}^2} \cdot R_{ca} = \frac{(0.797)^2}{110^2} \cdot 3.549 = 0.0001863 \text{ МВАр} . \quad (8.2.11)$$

$$\Delta q P_{ca} = \frac{P_{ca}^2}{U_{ном}^2} \cdot X_{ca} = \frac{(14.072)^2}{110^2} \cdot 9.671 = 0.158 \text{ МВт} . \quad (8.2.12)$$

$$\Delta q Q_{ca} = \frac{Q_{ca}^2}{U_{ном}^2} \cdot X_{ca} = \frac{(0.797)^2}{110^2} \cdot 9.671 = 0.0005077 \text{ МВАр} . \quad (8.2.13)$$

Мощность в начале третьего звена находим как:

$$\begin{aligned} S_{i \tilde{на}} &= S_{\hat{e} \tilde{на}} + [(\Delta p P_{ca} - \Delta q P_{ca}) + i \cdot (\Delta p Q_{ca} - \Delta q Q_{ca})] = 60.729 + 14.905i + [(0,058 - \\ &- 0,158) + i \cdot (0.0001863 - 0.0005077)] = 60.628 + 14.905i \text{ Вт} \end{aligned} \quad (8.2.14)$$

Далее расчет производим аналогично первым двум звеньям:

Мощность в конце четвертого звена находим как:

$$S_{k Bc} = S_{наса} + S_{расче} = 60.628 + 14.905i + 37.245 + 16.735i = 97.783 + 31.64i \text{ МВА} . \quad (8.2.15)$$

Потери в звене находим по формуле:

$$\Delta P_{Bc} = \frac{|S_{Bc}|^2}{U_{ном}^2} \cdot R_{Bc} = \frac{(51.317 + 15.938i)^2}{110^2} \cdot 4.18 = 0.974 \text{ MBm} . \quad (8.2.16)$$

$$\Delta Q_{Bc} = \frac{|S_{Bc}|^2}{U_{ном}^2} \cdot X_{Bc} = \frac{(51.317 + 15.938i)^2}{110^2} \cdot 18.366 = 4.383 \text{ MBAr} . \quad (8.2.17)$$

Мощность в начале четвертого звена находим как:

$$\begin{aligned} S_{iBc} &= S_{\varepsilon Bc} + (\Delta P_{Bc} + i \cdot \Delta Q_{Bc}) = 98.783 + 31.64i + (0.974 + 4.383i) = \\ &= 98.847 + 36.022i \text{ } \hat{A}\hat{A} \end{aligned} . \quad (8.2.18)$$

Правая часть схемы:

Для звена:

$$S_{нBb} = S_{Bb} = 80.45 + 43.776i \text{ MBA} . \quad (8.2.19)$$

Потери в звене находим по формуле:

$$\Delta P_{Bb} = \frac{|S_{Bb}|^2}{U_{ном}^2} \cdot R_{Bb} = \frac{(80.45 + 43.776i)^2}{110^2} \cdot 1.222 = 0.847 \text{ MBm} . \quad (8.2.20)$$

$$\Delta Q_{Bb} = \frac{|S_{Bb}|^2}{U_{ном}^2} \cdot X_{Bb} = \frac{(80.45 + 43.776i)^2}{110^2} \cdot 5.371 = 3.724 \text{ MBAr} . \quad (8.2.21)$$

Мощность в конце звена находим как:

$$\begin{aligned} S_{kBb} &= S_{iBb} - (\Delta P_{Bb} + i \cdot \Delta Q_{Bb}) = 80.45 + 43.776i - (0.847 + 3.724i) = \\ &= 79.603 + 40.052i \text{ } \hat{A}\hat{A} \end{aligned} . \quad (8.2.22)$$

Расчет режима минимальных нагрузок и ПАВ производим аналогично по схемам, представленным ниже. В послеаварийном режиме один из головных участков отключен, так что расчёт ведём как для схемы с односторонним питанием. Все данные сводим в таблицу 8.2.

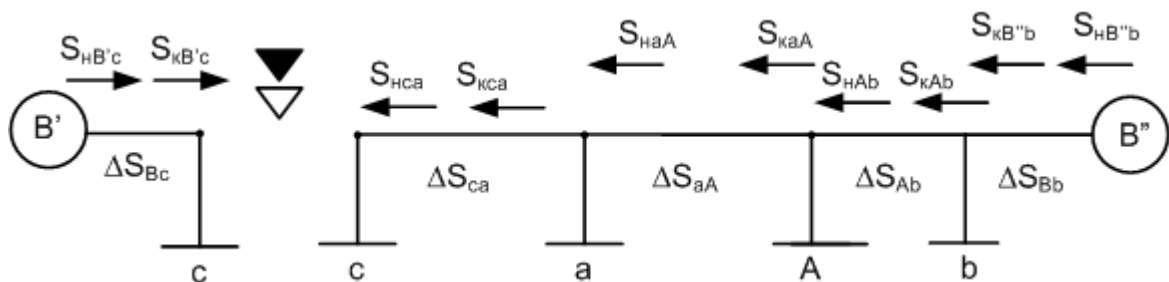


Рисунок 8.2.3 – Распределение мощностей и потери мощности на участках для режима наименьших нагрузок

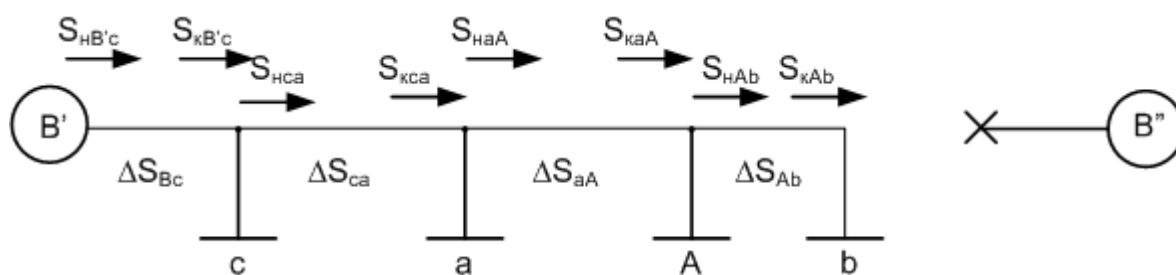


Рисунок 8.2.4 – Распределение мощностей и потери мощности на участках для послеаварийного режима

Таблица 8.2 – Уточнение распределения мощностей

Режим	Участок ЛЭП	Мощность на участке ЛЭП в расчетном режиме		
		$S_{нач}$ , МВА	$\Delta S$ , МВА	$S_{кон}$ , МВА
MAX	B'c	98.847+36.022i	0.974+4.383i	97.783+31.64i
	Ca	60.628+14.905i	0.216+0.0006i	60.729+14.905i
	aA	30.496-3.443i	0.339+0.488i	30.157-3.931i
	bA	23.159+7.607i	0.62+0.893i	22.539+6.714i
	B''b	80.45+43.776i	0.847+3.724i	79.603+40.052i
MIN	B'c	0.393+8.331i	0.00028+0.128i	97.873+31.558i
	Ca	-10.779-8.35i	0.055+0.149i	-10.834-8.499i
	aA	-1.566-5.178i	0.142+0.204i	-1.708-5.382i
	bA	-25.365-23.056i	4.787+6.902i	-30.152-29.958i
	B''b	8.401-7.628i	0.039+0.031i	97.624+49.686i
ПАВ	B'c	143.273+101.953i	7.057+31.766i	136.216+70.187i
	Ca	98.971+53.452i	3.162+8.617i	95.809+44.835i
	aA	65.576+26.487i	1.287+1.856i	64.289+24.631i
	bA	57.291+36.169i	4.787+6.902i	52.504+29.267i
	B''b	отключен	отключен	отключен

Уточнённое распределение мощностей в системе учитывает все факторы, влияющие на потоки мощности, такие как потери в линиях, потери в трансформаторах, влияние прилегающих участков и подстанций (зарядные мощности). Окончательное распределение позволяет увидеть полную картину распределения мощностей по участкам системы.

## 9. ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ НА ШИНАХ ПОДСТАНЦИИ

Расчет выполняем для режима наибольших и наименьших нагрузок. Так же необходимо проверить и аварийный режим, так как отключение части электрической системы может привести к значительному отклонению (понижению или повышению) напряжения у нагрузок. Уровень напряжения может быть восстановлен, если в пункте питания или у рассматриваемой районной подстанции трансформаторы имеют устройства для регулирования напряжения под нагрузкой (РПН).

### 9.1. Определение напряжения электрической системы в расчётных режимах

Определим напряжение источника питания с учетом отклонения напряжения на шинах:

для режима максимальных нагрузок:

$$U_{\text{ИП max}} = \left(1 + \frac{m}{100}\right) \cdot U_{\text{ном}} = \left(1 + \frac{4}{100}\right) \cdot 110 = 114.4 \text{ кВ} . \quad (9.1.1)$$

для режима минимальных нагрузок:

$$U_{\text{ИП min}} = \left(1 + \frac{-m}{100}\right) \cdot U_{\text{ном}} = \left(1 + \frac{-0}{100}\right) \cdot 110 = 110 \text{ кВ} . \quad (9.1.2)$$

Для послеаварийного режима напряжение источника питания идентично значению в режиме наибольших нагрузок.

### 9.2. Определение напряжения на шинах ВН подстанций

Приведем пример расчета для режима наибольших нагрузок:

Падение напряжения на участке В'с:

$$\Delta U_{B'c} = \frac{S_{B'c}^*}{U_{\text{ЭТ max}}} \cdot (R_{B'c} + i \cdot X_{B'c}) = \frac{98.947 - 36.022i}{114.4} \cdot (4.08 + 18.366i) = . \quad (9.2.1)$$
$$= 9.308 + 14.584i \text{ вА}$$

Напряжение на шинах ВН подстанции с:

$$U_c = U_{\text{ИП max}} - \Delta U_{B'c} = 114.4 - 9.308 - 14.584i = 105.092 - 4.584i \text{ кВ} . \quad (9.2.2)$$

Падение напряжения на участке са:

$$\Delta U_{ca} = \frac{S_{ca}^*}{U_c} \cdot (R_{ca} + i \cdot X_{ca}) = \frac{60.628 - 14.905i}{105.092 - 4.584i} \cdot (3.549 + 9.671i) = 2.663 + 5.446i \text{ кВ} . \quad (9.2.3)$$

Напряжение на шинах ВН подстанции а:

$$U_a = U_c - \Delta U_{ca} = 105.092 - 4.584i - 2.663 - 5.446i = 102.428 - 20.03i \text{ кВ} . \quad (9.2.4)$$

Падение напряжения на участке аА:

$$\Delta U_{aA} = \frac{S_{aA}^*}{U_a} \cdot (R_{aA} + i \cdot X_{aA}) = \frac{30.496 + 3.443i}{102.428 - 20.03i} \cdot (3.286 + 4.737i) = 0.503 + 1.619i \text{ кВ} . \quad (9.2.5)$$

Напряжение на шинах ВН подстанции А:

$$U_A = U_a - \Delta U_{aA} = 102.428 - 20.03i - 0.503 - 1.619i = 101.926 - 21.649i \text{ кВ} . \quad (9.2.6)$$

Падение напряжения на участке Ab:

$$\Delta U_{Ab} = \frac{S_{Ab}^*}{U_A} \cdot (R_{Ab} + i \cdot X_{Ab}) = \frac{23.159 - 7.607i}{101.926 - 21.649i} \cdot (12.618 + 18.192i) = -2.379 + 14.198i \text{ кВ} \quad (9.2.7)$$

Напряжение на шинах ВН подстанции b:

$$U_b = U_A - \Delta U_{Ab} = 101.926 - 21.649i + 2.379 - 14.198i = 104.305 - 35.847i \text{ кВ} . \quad (9.2.8)$$

Падение напряжения на участке В"b:

$$\Delta U_{B''b} = \frac{S_{B''b}^*}{U_{III \max}} \cdot (R_{B''b} + i \cdot X_{B''b}) = \frac{80.45 - 43.776i}{114.4} \cdot (1.222 + 5.371i) = 2.915 + 3.309i \text{ кВ} \quad (9.2.9)$$

Аналогично делаем расчет для остальных режимов. Результаты сводим в таблицу 9.2.1.

Таблица 9.2.1 – Напряжения на шинах ВН подстанций

Подстанция	Напряжения на шинах ВН в расчетных режимах, кВ		
	MAX	MIN	ПАВ
с	105.092-14.584i	108.594+0.243i	<b>92.923-19.365i</b>
а	102.428-20.03i	109.692+0.928i	<b>85.618-29.147i</b>
А	101.926-21.649i	109.962+0.838i	<b>82.846-32.702i</b>
b	104.305-35.847i	109.267-12.785i	88.346-48.62i

Согласно [6] делаем проверку по допустимому отклонению напряжения на зажимах. В ПАВ работа невозможна, так как на всех подстанциях, кроме подстанции б, в этом режиме отклонения напряжения не проходят по нормам от -5% до +10% и составляют более 15% (выделено жирным шрифтом).

### 9.3. Определение напряжения на шинах потребителей, приведённого к шинам ВН

Исходя из схем замещения трёхобмоточного и двухобмоточного трансформаторов, рассчитаем падения напряжения на их элементах. Результаты расчётов сведём в таблицу №14.

Пример расчёта для максимального режима электростанции А:

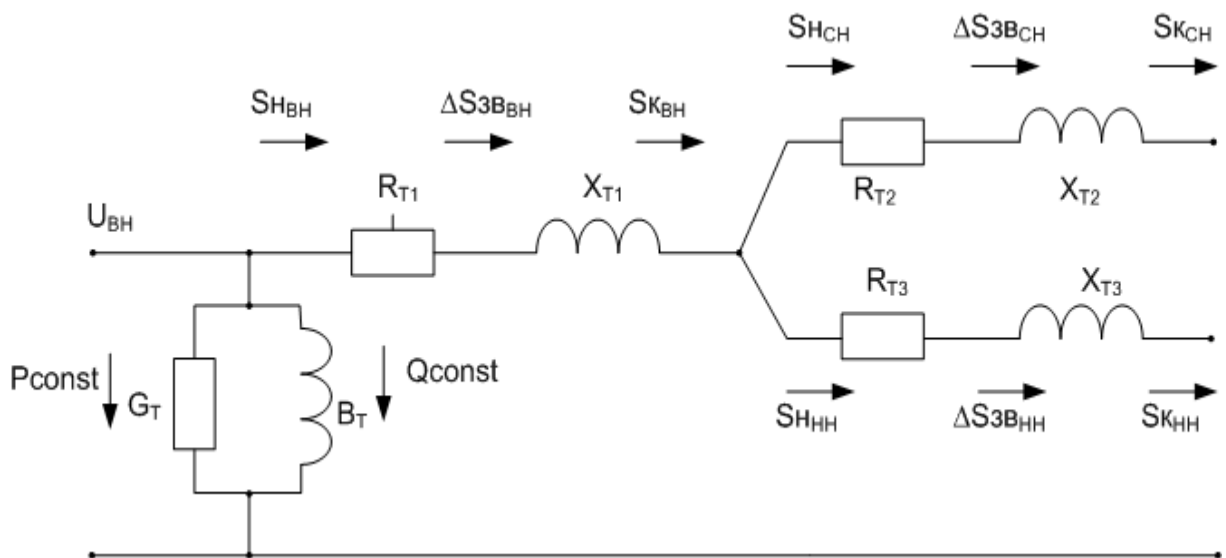


Рисунок 9.3.1 – Г-образная схема замещения трёхобмоточного трансформатора

Падение до точки 1'

$$\Delta U_{0-1'} = \frac{P_1 - i \cdot Q_1}{U_{BH}} \cdot (G_{TP} + i \cdot B_{TP}) = \frac{0.039 - 0.24i}{101.926 - 21.649i} \cdot (2.949 + 18.147i) \cdot 10^{-6} = (4.197 + 0.891i) \cdot 10^{-8} \text{ кВ} \quad (9.3.1)$$

Уровень напряжения в точке 1'

$$U_{1'} = U_{BH} - \Delta U_{0-1'} = 101.926 - 21.649i - (4.197 + 0.891i) \cdot 10^{-8} = 101.926 - 21.649i \text{ кВ} \quad (9.3.2)$$

Падение напряжения в звене ВН

$$\Delta U_{1'-a} = \frac{P_{1'} - i \cdot Q_{1'}}{U_{1'}} \cdot (R_{T1} + i \cdot X_{T1}) = \frac{6.959 + 7.361i}{101.926 - 21.649i} \cdot (0.827 + 35.542i) = -2.907 + 1.869i \text{ кВ} \quad (9.3.3)$$

Уровень напряжения в точке а

$$U_a = U_{1'} - \Delta U_{1'-a} = 101.926 - 21.649i + 2.907 - 1.869i = 104.833 - 23.518i \text{ кВ}. \quad (9.3.4)$$

Падение напряжения в звене СН

$$\Delta U_{a-2} = \frac{P_a - i \cdot Q_a}{U_a} \cdot (R_{T2} + i \cdot X_{T2}) = \frac{6.952 + 7.648i}{104.833 - 23.51i} \cdot (0.827 - 0.827i) = 0.108 + 0.03i \text{ кВ}. \quad (9.3.5)$$

Уровень напряжения в точке 2

$$U_2 = U_a - \Delta U_{a-2} = 104.833 - 23.518i - 0.108 - 0.03i = 104.725 - 23.548i \text{ кВ}. \quad (9.3.6)$$

Падение напряжения в звене НН

$$\Delta U_{a-3} = \frac{P_a - i \cdot Q_a}{U_a} \cdot (R_{T3} + i \cdot X_{T3}) = \frac{6.952 + 7.648i}{104.833 - 23.51i} \cdot (0.827 + 22.317i) = -1.827 + 1.13i \text{ кВ}. \quad (9.3.7)$$

Уровень напряжения в точке 3

$$U_3 = U_a - \Delta U_{a-3} = 104.833 - 23.518i + 1.827 - 1.13i = 106.66 - 24.648i \text{ кВ}. \quad (9.3.8)$$

Пример расчета для минимального режима подстанции а:

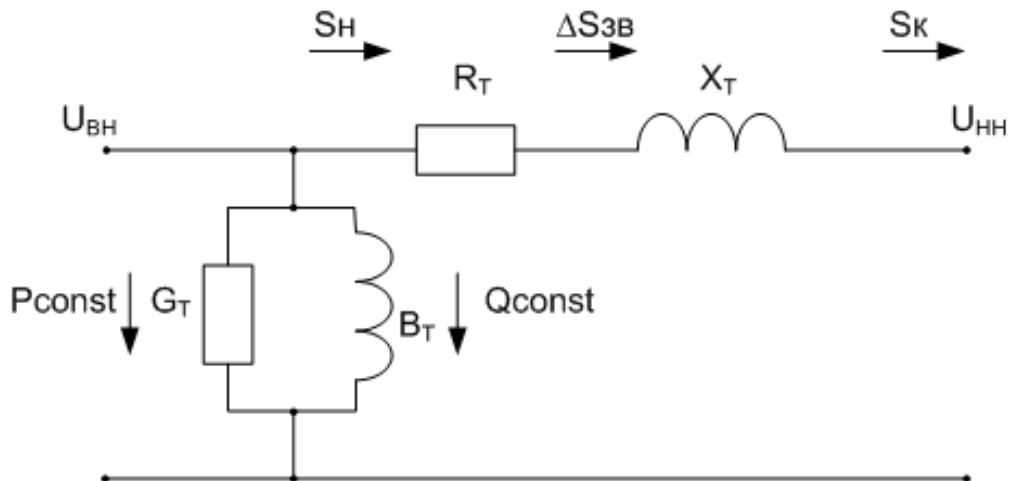


Рисунок 9.3.2 – Распределение мощностей в Г-образной схеме замещения двухобмоточного трансформатора

Падение до точки 1'

$$\Delta U_{0-1'} = \frac{P_1 - i \cdot Q_1}{U_{BH}} \cdot (G_{TP} + i \cdot B_{TP}) = \frac{0.056 - 0.36i}{109.962 + 0.928i} \cdot (4.236 + 27.22i) \cdot 10^{-6} = (9.127 - 0.078i) \cdot 10^{-8} \text{ кВ} \quad (9.3.9)$$

Уровень напряжения в точке 1'

$$U_{1'} = U_{BH} - \Delta U_{0-1'} = 109.962 + 0.928i - (9.127 - 0.078i) \cdot 10^{-8} = 109.962 + 0.928i \text{ кВ}. \quad (9.3.10)$$

Падение напряжения в звене ВН

$$\Delta U_{1'-2} = \frac{P_{1'} - i \cdot Q_{1'}}{U_{1'}} \cdot (R_T + i \cdot X_T) = \frac{9.015 - 5.615i}{109.962 + 0.928i} \cdot (1.918 + 34.716i) = 1.324 + 1.741i \text{ кВ}. \quad (9.3.11)$$

### Уровень напряжения на шинах НН

$$U_2 = U_{1'} - \Delta U_{1'-2} = 109.962 + 0.928i - 1.324 - 1.741i = 108.638 - 0.813i \text{ кВ}. \quad (9.3.12)$$

Таблица 9.3 – Напряжения на шинах потребителей, приведённое к шинам ВН

Подстанция	Напряжение, кВ	Напряжение на шинах потребителей, приведенное к ВН в различных режимах		
		MAX	MIN	ПАВ
А	$U_1'$	101.926-21.649i	109.962+0.838i	82.846-32.702i
	$\Delta U_{0-1}'$	$(4.197+0.891i)10^{-8}$	$(4.065-0.031i)10^{-8}$	$(4.669+1.843i)10^{-8}$
	$U_a$	104.833-23.518i	116.906+9.882i	86.562-34.293i
	$\Delta U_{1'-a}$	-2.907+11.869i	-6.944-9.044i	-3.716+1.591i
	$U_2$	104.833-23.518i	116.904+9.507i	86.444-34.346i
	$\Delta U_{a-2}$	0.108+0.03i	0.0013+0.376i	0.118+0.054i
	$U_3$	106.66-24.648i	122.179+14.745i	88.848-35.253i
	$\Delta U_{a-3}$	-1.827+1.13i	-5.273-4.863i	-2.286+0.96i
b	$U_1'$	104.305-35.847i	109.267-12.758i	88.346-48.62i
	$\Delta U_{0-1}'$	$(7.978+2.74i)10^{-8}$	$(8.4+0.981i)10^{-8}$	$(-8.084+4.446i)10^{-8}$
	$U_a$	99.966-49.534i	107.494-16.483i	86.234-64.181i
	$\Delta U_{1'-a}$	4.339+13.687i	1.773+3.698i	2.112+15.56i
	$U_2$	99.701-49.205i	107.446-16.363i	85.902-63.895i
	$\Delta U_{a-2}$	0.265-0.329i	0.048-0.12i	0.331-0.287i
	$U_3$	99.087-5.85i	106.44-19.023i	86.999-73.5i
	$\Delta U_{a-3}$	0.88+8.965i	1.055+2.54i	-0.766+9.318
а	$U_1'$	102.428-20.03i	109.962+0.928i	85.618-29.147i
	$\Delta U_{0-1}'$	$(9.438+1.845i)10^{-8}$	$(9.127-0.078i)10^{-8}$	$(1.051+0.358i)10^{-7}$
	$U_2$	98.607-27.033i	108.638-0.813i	82.336-37.748i
	$\Delta U_{1'-2}$	3.821+7.003i	1.324+1.741i	3.282+8.601i
с	$U_1'$	105.092-14.584i	108.594+0.243i	92.923-19.365i
	$\Delta U_{0-1}'$	$(8.175+1.135i)10^{-8}$	$(8.064-0.018i)10^{-8}$	$(9.032+1.882i)10^{-8}$
	$U_2$	100.836-22.844i	107.186-1.983i	91.872-22.189i
	$\Delta U_{1'-2}$	4.256+8.26i	1.408+2.226i	1.051+2.824i

Расчёт напряжений в узлах системы позволяет оценить необходимость регулирования напряжения и, при слишком низких уровнях напряжения,



разработать решения по повышению напряжения через снижение потерь или усиление участков системы. Наибольшее влияние на изменение питания в исходной схеме влияет отклонение напряжения на шинах энергосистемы. Путем последовательного нахождения уровня напряжения по элементам системы в зависимости от направления мощности рассчитали падения и уровни напряжения.

Большие отклонения напряжения вредно влияют на условия работы электроприемников и иногда могут привести к расстройствам технологии производства и другим серьезным нарушениям, связанным со значительным экономическим ущербом.

## **10. ВЫБОР РАБОЧИХ ОТВЕТВЛЕНИЙ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПОДСТАНЦИИ**

Регулирование напряжения на шинах подстанций осуществляется с помощью устройств РПН, расположенных стороне обмотки ВН трансформаторов по принципу встречного регулирования, при их выборе необходимо учесть следующие требования:

- В режиме максимальных нагрузок, напряжение на шинах потребителей должно быть не менее 105% от номинального.
- В режиме минимальных нагрузок напряжение должно быть не более номинального.
- В послеаварийном режиме напряжение на шинах потребителя должно быть не менее номинального.

### **10.1. Определение реальных значений уровня напряжения на шинах потребителей**

Приведем пример расчёта для электростанции А в режиме наибольших нагрузок:

Коэффициенты трансформации

$$K_{CH} = \frac{U_{номВН}}{U_{номСН}} = \frac{115}{38,5}; \quad (10.1.1)$$

$$K_{HH} = \frac{U_{ном BH}}{U_{ном HH}} = \frac{115}{10,5}, \quad (10.1.2)$$

Реальный уровень напряжения на шинах потребителей:

$$U_{реал CH} = \frac{U_{CH}}{K_{CH}} = \frac{104,833 - 23,518i}{115/38,5} = 35,935 \text{ кВ}; \quad (10.1.3)$$

$$U_{реал HH} = \frac{U_{HH}}{K_{CH}} = \frac{106,66 - 24,648ii}{115/10,5} = 9,996 \text{ кВ}. \quad (10.1.4)$$

Аналогично для всех подстанций и всех режимов. Результаты сведём в таблицу 10.1.

Таблица 10.1 – Реальные значения уровня напряжения на шинах потребителей

Параметр	Подстанция, режим											
	MAX				MIN				ПАВ			
	A	b	c	a	A	b	c	a	A	b	c	a
К <sub>CH</sub>	115/38,5	115/38,5	–	–	115/38,5	115/38,5	–	–	115/38,5	115/38,5	–	–
К <sub>HH</sub>	115/10,5	115/11	115/6,6	115/10,5	115/10,5	115/11	115/6,6	115/10,5	115/10,5	115/11	115/6,6	115/10,5
U <sub>реал CH</sub> , кВ	35,935	37,222	–	–	39,267	36,386	–	–	31,141	35,842	–	–
U <sub>реал HH</sub> , кВ	9,996	11,007	5,688	9,44	11,236	10,342	6,235	9,789	8,727	10,894	5,198	8,629

## 10.2. Выбор рабочих ответвлений понижающего трансформатора

Для обеспечения нормальных условий работы отклонения напряжения не должны превышать допустимых значений. Отклонения напряжения зависят от режимов работы генераторов электрических станций, нагрузки магистральных

линий электрической системы, трансформаторов районных подстанций и распределительной сети. Так же они зависят от того, в каком положении находятся регулировочные ответвления обмоток трансформаторов районных подстанций и подстанций потребителей, т.е. практически от условий работы всех элементов электрической системы.

Трансформаторы имеют  $\pm 9$  ответвлений РПН по 1,78% на каждое.

Пример расчёта для электростанции А, режим максимальных нагрузок:

Желаемое значение напряжения на шинах:

$$U_{нб\ желНН} \geq 1,05 \cdot U_{ном} = 1,05 \cdot 10,5 = 11,025 \text{ кВ}; \quad (10.2.1)$$

$$U_{нб\ желСН} \geq 1,05 \cdot U_{ном} = 1,05 \cdot 38,5 = 40,425 \text{ кВ}. \quad (10.2.2)$$

Число отпаяк трансформатора:

$$n_{НН} = \frac{U_{реалНН} - U_{желНН}}{\frac{\alpha_{РПН}}{100} \cdot U_{номНН}} = \frac{9,996 - 11,025}{\frac{1,78}{100} \cdot 10,5} = -5,5, \quad (10.2.3)$$

$$n_{СН} = \frac{U_{реалСН} - U_{желСН}}{\frac{\alpha_{РПН}}{100} \cdot U_{номСН}} = \frac{35,935 - 40,425}{\frac{1,78}{100} \cdot 38,5} = -6,6, \quad (10.2.4)$$

где  $\alpha = 1,78$  - паспортный показатель шага РПН трансформатора.

В качестве рабочей отпайки выбираем округленное до целого (в большую сторону), большее по модулю значение, следовательно, для режима наибольших нагрузок номер рабочей отпайки: -7;

Для остальных подстанций расчёт аналогичен. Результаты сводим в таблицу 10.2.

Устройства РПН располагается на стороне высшего напряжения трансформатора ВН, где токи относительно невелики, и позволяют поддерживать напряжение на шинах потребителей неизменным в различных режимах работы системы. Расчёт рабочих отпаяк РПН необходим для оперативного регулирования напряжения при изменении режима работы системы.

Таблица 10.2 – Выбор рабочих отпаяк РПН

Режим	Параметр	Подстанция			
		A	b	a	c
МАХ	$U_{реалНН}, кВ$	9.996	11.007	5.688	9.44
	$U_{желНН}, кВ$	11.025	11.55	6.93	11.025
	$n_{НН}$	-5.5	-2.8	-10.6	-8.5
	$U_{реалСН}, кВ$	35.935	37.222	—	—
	$U_{желСН}, кВ$	40.425	40.425	—	—
	$n_{СН}$	-6.6	-4.7	—	—
	$N_{отп}$	-7	-5	8	-9
MIN	$U_{реалНН}, кВ$	11.236	10.342	6.235	9.789
	$U_{желНН}, кВ$	10.5	11	6.6	10.5
	$n_{НН}$	3.9	-3.4	-3.1	-3.8
	$U_{реалСН}, кВ$	39.267	36.386	—	—
	$U_{желСН}, кВ$	38.5	38.5	—	—
	$n_{СН}$	1.1	-3.1	—	—
	$N_{отп}$	-4	-4	-4	-4
ПАВ	$U_{реалНН}, кВ$	8.727	10.894	5.198	8.629
	$U_{желНН}, кВ$	10.5	11	6.6	10.5
	$n_{НН}$	-9.5	-0.5	-11.9	-10.0
	$U_{реалСН}, кВ$	31.141	35.842	—	—
	$U_{желСН}, кВ$	38.5	38.5	—	—
	$n_{СН}$	-10.7	-3.9	—	—
	$N_{отп}$	8	-4	7	8

## 11. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СЕБЕСТОИМОСТИ ПЕРЕДАЧИ, ОТНОСЯЩЕЙСЯ К ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Для определения себестоимости передачи электроэнергии необходимо найти издержки производства, отчисления на амортизацию и обслуживание оборудования подстанций и ЛЭП, а так же стоимость электрических потерь.

### 11.1. Определение электрических потерь

Время максимальных потерь в трансформаторах расчётных подстанций:

$$\tau_{BH} = (0,124 + T_{BH} \cdot 10^{-4}) \cdot t, \quad (11.1.1)$$

$$\tau_{CH} = (0,124 + T_{CH} \cdot 10^{-4}) \cdot t, \quad (11.1.2)$$

$$\tau_{HH} = (0,124 + T_{HH} \cdot 10^{-4}) \cdot t, \quad (11.1.3)$$

где  $t=8760$  час – количество часов в году

Время использования максимальных нагрузок на ВН:

$$T_{BH} = \frac{T_{HH} \cdot P_{HH} + T_{CH} \cdot P_{CH}}{P_{HH} + P_{CH}}. \quad (11.1.4)$$

Пример расчета для подстанции б:

$$T_{BH} = \frac{1800 \cdot 32 + 7200 \cdot 25}{25 + 32} = 4168.421 \text{ час}. \quad (11.1.5)$$

$$\tau_{BH} = (0,124 + 4168.421 \cdot 10^{-4}) \cdot 8760 = 4737.777 \text{ час/год}, \quad (11.1.6)$$

$$\tau_{CH} = (0,124 + 7200 \cdot 10^{-4}) \cdot 8760 = 7393.44 \text{ час/год}, \quad (11.1.7)$$

$$\tau_{HH} = (0,124 + 1800 \cdot 10^{-4}) \cdot 8760 = 2663.04 \text{ час/год}. \quad (11.1.8)$$

Аналогично б, подстанции а и с рассчитываем без учета СН. Результаты расчетов сводим в таблицу 11.1.1.

Таблица 11.1.1 – Время максимальных потерь

Параметр\Подстанция	А	б	а	с
Твн, час	4347,059	4168,421	3000	2600
Тсн, час	2700	7200	--	--
Тнн, час	6200	1800	3000	2600
$\tau_{BH}, \text{час} / \text{год}$	4894,264	4737,777	3714,24	3363,84
$\tau_{CH}, \text{час} / \text{год}$	3451,44	7393,44	--	--
$\tau_{HH}, \text{час} / \text{год}$	6517,44	2663,04	3714,24	3363,84

Рассчитаем потери энергии в трансформаторах:

Пример расчета приведем для электростанции А.

Переменные потери в трансформаторе

$$\Delta W_{T_{пер}A} = \frac{\Delta P_{\kappa}}{n_T} \cdot \left( \frac{S_{нб BH}}{S_{номT}} \cdot \tau_{BH A} + \frac{S_{нб CH}}{S_{номT}} \cdot \tau_{CH A} + \frac{S_{нб HH}}{S_{номT}} \cdot \tau_{HH A} \right) = \frac{200}{1} \cdot \left( \frac{10.13}{40} \cdot 4894.264 + \right. \\ \left. + \frac{30.026}{40} \cdot 3451.44 + \frac{28.834}{40} \cdot 6517.44 \right) = 1705.678 \text{ } MBm \cdot \text{ч} / \text{год} \quad (11.1.9)$$

Постоянные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{T_{пост}A} = \Delta P_{XX} \cdot n \cdot t = 39 \cdot 1 \cdot 8760 = 341.64 \text{ } MBm \cdot \text{ч} / \text{год}. \quad (11.1.10)$$

Полные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{TA} = \sum \Delta W_{T_{пост}A} + \sum \Delta W_{T_{пер}A} = 1705.678 + 341.64 = 2048.318 \text{ } MBm \cdot \text{ч} / \text{год}. \quad (11.1.11)$$

Для других подстанций расчёт аналогичен. Результаты сводим в таблицу 11.1.2.

Таблица 11.1.2 – Потери в трансформаторах

Вид потерь/подстанция	А	а	б	С
$\Delta W_{T_{пер}}, MBm \cdot \text{ч} / \text{год}$	1706,678	397,337	2958,375	521,702
$\Delta W_{T_{пост}}, MBm \cdot \text{ч} / \text{год}$	341,64	490,56	464,28	473,04
$\Delta W_T, MBm \cdot \text{ч} / \text{год}$	2048,318	887,897	3422,655	993,742

Суммарные потери в трансформаторах по все подстанциям:

$$\Delta W_{T_{пер}} = 5583,092 \text{ } MBm \cdot ч / год, \quad (11.1.12)$$

$$\Delta W_{T_{пост}} = 1769,52 \text{ } MBm \cdot ч / год, \quad (11.1.13)$$

$$\Delta W_{TA} = \sum \Delta W_{T_{пост}} + \sum \Delta W_{T_{пер}} = 7352,612 \text{ } MBm \cdot ч / год. \quad (11.1.14)$$

Рассчитаем потери мощности в ЛЭП:

Время наибольших потерь в ЛЭП  $\tau_{нб \text{ ЛЭП}} = T_{ср} = 4167,349 \text{ } час$

Потери в ЛЭП:

$$\Delta W_{ЛЭП} = \sum [(\Delta P_{i,ЛЭП} + \Delta Q_{i,ЛЭП}) \cdot \tau_{нб \text{ ЛЭП}}] = 22,485 \cdot 4167,349 = 93701,175 \text{ } MBm \cdot ч / год \quad (11.1.15)$$

Суммарные потери

$$\Delta W = \Delta W_T + \Delta W_{ЛЭП} = 7352,612 + 93701,175 \text{ } MBm \cdot ч / год. \quad (11.1.16)$$

Отношение потерь в трансформаторах, к общим потерям:

$$\delta W_T = \frac{\Delta W_T}{\Delta W} = \frac{7352,612}{101053,787} = 7,28\% . \quad (11.1.17)$$

Отношение потерь в ЛЭП, к общим потерям:

$$\delta W_{ЛЭП} = \frac{\Delta W_{ЛЭП}}{\Delta W} = \frac{93701,175}{101053,787} = 92,724\% . \quad (11.1.18)$$

Количество потреблённой за год энергии:

$$W_{год} = \sum (P_{нб \text{ СН}} \cdot T_{СН}) + \sum (P_{нб \text{ НН}} \cdot T_{НН}) = (27 \cdot 2700 + 25 \cdot 7200) + (24 \cdot 6200 + 30 \cdot 3000 + 32 \cdot 1800 + 37 \cdot 2600) = 645500 \text{ } MBm \cdot ч / год \quad (11.1.19)$$

## 11.2. Определение себестоимости электрической энергии

Капитальные затраты рассчитываются по укрупнённым показателям. Стоимость основного оборудования подстанций приведена в таблице 11.2 (в ценах 1988 года), согласно [1], в тыс.руб.

Таблица 11.2 – Стоимость оборудования подстанций

Подстанция	Кру нн	Кру сн	Кру вн	Трансформатор	Постоянная часть затрат
А	75	85	95	1×157	250
а	70	80	90	4×130	210
б	75	85	95	1×157	250
с	75	80	90	3×130	210

### Капитальные затраты на подстанции:

$$\hat{E}_A = \hat{E}_C = (\hat{E}\delta\phi_{If} + \hat{E}\delta\phi_{Nf} + \hat{E}\delta\phi_{Af}) \cdot \hat{E}\hat{i}\hat{i}\hat{a}_{D0} + \hat{E}\partial\partial \cdot \hat{E}\hat{i}\hat{i}\hat{a}_{0D} + \hat{E}\hat{i}\hat{i}\hat{n}\partial = (75+85+95) \times \\ \times 263.24 + 157 \cdot 318.19 + 250 = 117332.03 \quad \partial\hat{u}\hat{n}, \partial\phi\hat{a} \quad (11.2.1)$$

$$\hat{E}_{\hat{a}} = (\hat{E}\delta\acute{o}_{\acute{f}\acute{f}} + \hat{E}\delta\acute{o}_{\acute{N}\acute{f}} + \hat{E}\delta\acute{o}_{\acute{A}\acute{f}}) \cdot \hat{E}\hat{i}\hat{i}\hat{a}_{\hat{D}\hat{O}} + \hat{E}\hat{o}\hat{\partial} \cdot \hat{E}\hat{i}\hat{i}\hat{a}_{\hat{O}\hat{D}} + \hat{E}\hat{i}\hat{i}\hat{n}\hat{o} = (70+80+90) \times \times 263.24 + 130 \cdot 4 \cdot 318.19 + 250 = 228846.43 \quad \partial \hat{u} \tilde{n} \tilde{o} \acute{o} \acute{a} \quad (11.2.2)$$

$$\hat{E}_{\tilde{n}} = (\hat{E}\delta\phi_{\hat{I}\hat{I}} + \hat{E}\delta\phi_{\hat{N}\hat{I}} + \hat{E}\delta\phi_{\hat{A}\hat{I}}) \cdot \hat{E}\hat{i}\hat{i}\hat{a}_{\hat{D}\hat{O}} + \hat{E}\hat{o}\hat{o} \cdot \hat{E}\hat{i}\hat{i}\hat{a}_{\hat{O}\hat{D}} + \hat{E}\hat{i}\hat{i}\hat{n}\hat{o} = (70+80+90) \times \\ \times 263.24 + 130 \cdot 3 \cdot 318.19 + 250 = 187521.7 \quad \hat{o}\hat{u}\hat{n}\hat{i}\hat{o}\hat{a}\hat{i} \quad (11.2.3)$$

Суммарные затраты на сооружение подстанций:

$$K_{\sum n/cm} = 117332,03 \cdot 2 + 228846,43 + 187521,7 = 692356,86 \text{ тыс. руб.} \quad (11.2.4)$$

Стоимость сооружения ЛЭП:

$$\hat{E}_{\sum_{E\bar{Y}\bar{I}}} = \hat{E}_{i\bar{i}aE\bar{Y}\bar{I}} \cdot \sum (\hat{E}_{E\bar{Y}\bar{I}} \cdot l_{E\bar{Y}\bar{I}}) = 365,14 \cdot (106 \cdot 31,7 + 54 \cdot 30,7 + 25 \cdot 25,2 + 96 \cdot 25,2 + 31 \cdot 31,7) = 3304480,486 \quad \text{ò } \hat{u} \, \hat{n} \, \hat{\partial} \acute{o} \acute{a} \quad (11.2.5)$$

## Ежегодные затраты на содержание энергосистемы

$$C = \Delta W \cdot \beta + \frac{\alpha_{ам} + \alpha_{обсл.}}{100} \cdot (K_{\sum n/cm} + K_{\sum ЛЭП}) = 101053,787 \cdot 0,815 + \frac{11+7,5}{100} \cdot (692356,86 + 3304480,486) = 821773,745 \text{ тыс.руб / год} \quad (11.2.6)$$

## Себестоимость электрической энергии:

$$\beta = \frac{C}{W_{200}} = \frac{821773,745}{645500} = 1,273 \text{ pyб} / \kappa Bm \cdot y. \quad (11.2.7)$$

Определение себестоимости показателей электроэнергии относится к одному из наиболее важных показателей электрической сети. Путем полного



использования генераторов и трансформаторов станции можно достичь более выгодного экономического эффекта, так как при выработке большего количества электроэнергии ее себестоимость снижается. По расчетам данной электрической сети можно сделать вывод, что электроэнергия окупается в полтора раза.

## 12. ПРИВЕДЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ДЛЯ РАСЧЕТА ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Электроэнергетическая система динамически устойчива, если при каком-либо сильном возмущении сохраняется синхронная работа всех ее элементов. Необходимо определить, как поведет себя система в экстремальных условиях, и какие меры следует принять, чтобы избежать нежелательных последствий.

Рассмотрим явления, происходящие при внезапном отключении одной из параллельных цепей участка АВ ЛЭП, в результате различных видов коротких замыканий в начале линии.

Примем напряжение электрической системы В неизменным. Для преобразования уровня напряжения от электростанции А в сеть необходимо выбрать повышающие двухобмоточные трансформаторы.

Дополним исходные данные:

Генератор	ВГС-525/100-32			
	$S_T=15 \text{ МВА}$	$X_d'=0.33$	$\cos \varphi = 0.8$	$n=4$
	$U_{ном}=10,5 \text{ кВ}$	$X_d''=0.19$	$T_J=6 \text{ сек}$	
Трансформатор	ТДН-16000/110			
	$S_T=16 \text{ МВА}$	$U_{ВН}=115 \text{ кВ}$	$U_K=10,5 \%$	$n=4$
		$U_{НН}=10,5 \text{ кВ}$	$K=10,5/121$	
Параметры электрической системы В				
	$U_c=115 \text{ кВ}$	$P_c=178.597 \text{ кВт}$	$Q_c=79.798 \text{ кВАр}$	$\cos \varphi = 0.913$
Нагрузка на шинах генераторов				
	$P_a=6.998 \text{ кВт}$	$Q_a=-11,538 \text{ кВАр}$	$\cos \varphi = 0.119$	

## Параметры участка АВ ЛЭП

Нормальный режим  $X_L=6,854 \text{ Ом}$

ПАВ режим  $X_L=9,665 \text{ Ом}$

Расчет для удобства и наглядности показателей ведем в системе относительных единиц. Примем за базисные величины  $S_b=150 \text{ МВА}$  и  $U_b=115 \text{ кВ}$ . Для удобства и краткости последующих расчетов знак «\*» убираем.

Напряжение системы:

$$U_{*\bar{N}} = \frac{U_c}{U_{\bar{a}}} = \frac{110}{115} = 0,957 \hat{.a} \quad (12.1)$$

Мощность, передаваемая в систему:

$$D_{*\bar{N}} = \frac{D_{\bar{N}}}{S_{\bar{a}}} = \frac{178,597}{150} = 1,191 \hat{.a} \quad (12.2)$$

$$Q_{*\bar{N}} = \frac{Q_{\bar{N}}}{S_{\bar{a}}} = P_{*c} \cdot \operatorname{tg} \varphi_c = 1,191 \cdot 0,447 = 0,532 \hat{.a} \quad (12.3)$$

Мощность, потребляемая нагрузкой:

$$D_{*a} = \frac{D_{\bar{a}}}{S_{\bar{a}}} = \frac{6,998}{150} = 0,047 \hat{.a} \quad (12.4)$$

$$Q_{*a} = \frac{Q_{\bar{a}}}{S_{\bar{a}}} = P_{*a} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\bar{a}} = 0,047 \cdot (-1,649) = -0,078 \hat{.a} \quad (12.5)$$

Приводим все остальные элементы передачи к базисным:

$$X_{*d}' = X_d' \cdot \frac{U_{\bar{A}}^2 \cdot S_{\bar{a}}}{S_{\bar{A}} \cdot U_{\bar{a}}^2} \cdot \left(\frac{1}{\hat{E}}\right)^2 \cdot \frac{1}{n} = 0,33 \cdot \frac{10,5^2 \cdot 150}{15 \cdot 115^2} \cdot \left(\frac{121}{10,5}\right)^2 \cdot \frac{1}{4} = 0,913 \hat{.a} \quad (12.6)$$

$$X_{*d}'' = X_d'' \cdot \frac{U_{\bar{A}}^2 \cdot S_{\bar{a}}}{S_{\bar{A}} \cdot U_{\bar{a}}^2} \cdot \left(\frac{1}{\hat{E}}\right)^2 \cdot \frac{1}{n} = 0,19 \cdot \frac{10,5^2 \cdot 150}{15 \cdot 115^2} \cdot \left(\frac{121}{10,5}\right)^2 \cdot \frac{1}{4} = 0,526 \hat{.a} \quad (12.7)$$

$$X_{*o} = \frac{U_{\bar{E}} \cdot S_{\bar{a}} \cdot U_{\bar{Af}}^2}{100 \cdot S_{\bar{A}} \cdot U_{\bar{a}}^2} \cdot \frac{1}{n} = \frac{10,5 \cdot 150 \cdot 115^2}{100 \cdot 16 \cdot 115^2} \cdot \frac{1}{4} = 0,246 \hat{.a} \quad (12.8)$$

$$X_{*e} = X_e \cdot \frac{S_{\bar{a}}}{U_{\bar{a}}^2} = 6,854 \cdot \frac{150}{115^2} = 0,078 \hat{.a} \text{ — для нормального режима} \quad (12.9)$$

$$X_{*e} = X_e \cdot \frac{S_{\bar{a}}}{U_{\bar{a}}^2} = 9,665 \cdot \frac{150}{115^2} = 0,11 \hat{.a} \text{ — для ПАВ режима} \quad (12.10)$$

$$\dot{O}_{*J} = T_J \cdot \frac{S_{\bar{A}}}{S_a} = 6 \cdot \frac{15}{150} = 0,6 \hat{i} \cdot \hat{a} \quad (12.11)$$

### 13. РАСЧЕТ НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМА РАБОТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Составим схему замещения электрической сети для расчета нормального режима работы, отобразим ее на рисунке 13.

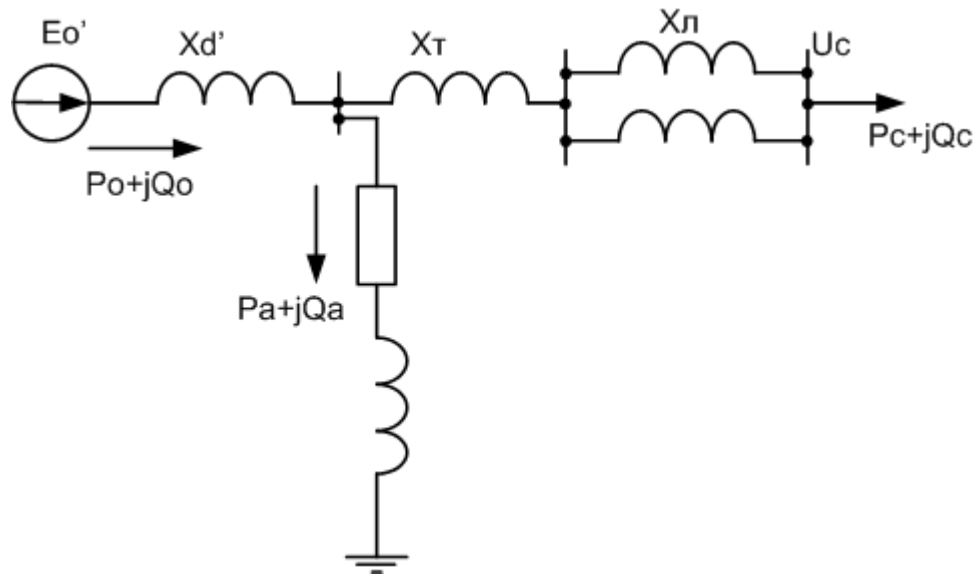


Рисунок 13 – Схема замещения электрической сети

Определяем суммарное сопротивление между шинами генератора и шинами неизменного напряжения:

$$X_C = X_T + X_{\bar{e}} = 0,11 + 0,078 = 0,188$$

Напряжение генератора

$$U_{\bar{A}\bar{I}} = \sqrt{\left(U_C + \frac{Q_C \cdot X_C}{U_{\bar{N}}}\right)^2 + \left(\frac{P_C \cdot X_C}{U_{\bar{N}}}\right)^2} = \sqrt{\left(0,957 + \frac{0,532 \cdot 0,188}{0,957}\right)^2 + \left(\frac{1,191 \cdot 0,188}{0,957}\right)^2} = \quad (13.1)$$

$$= \sqrt{(1,617)^2 + (1,479)^2} = 2,191$$

Параметр устойчивости системы:

$$\operatorname{tg} \delta_C = \frac{b}{a} = \frac{1,479}{1,617} = 0,915, \quad (13.2)$$

тогда  $\delta_C = 47.164^\circ$

Определим сопротивление нагрузки:

$$Z_a = \frac{U_{\bar{A}\bar{I}}^2}{P_a^2 + Q_a^2} \cdot (P_a + j \cdot Q_a) = \frac{2,197^2}{0,047^2 + 0,078^2} \cdot (0,047 - j \cdot 0,078) = \quad (13.3)$$

$$= 27,356 - j \cdot 45,399$$

Рассчитаем потери реактивной мощности в сети до шин генератора:

$$\Delta Q_C = \frac{P_C^2 + Q_C^2}{U_C} \cdot X_C = \frac{1.191^2 + 0.532^2}{0.957} \cdot 0.188 = 0.334. \quad (13.4)$$

Тогда мощность, отдаваемая генератором в систему:

$$S_o = S_a + S_c + j \cdot \Delta Q_C = 0.047 - j \cdot 0.078 + 1.191 + j \cdot 0.532 + j \cdot 0.334 = 1.238 + j \cdot 0.788, \quad (13.5)$$

где  $P_o = 1.238$  и  $Q_o = 0.788$

По аналогии рассчитываем эквивалентную ЭДС:

$$E_i' = \sqrt{\left(U_{\bar{A}\bar{I}} + \frac{Q_i' \cdot X_d'}{U_{\bar{A}\bar{I}}}\right)^2 + \left(\frac{P_i' \cdot X_d'}{U_{\bar{A}\bar{I}}}\right)^2} = \sqrt{\left(2.191 + \frac{0.788 \cdot 0.913}{2.191}\right)^2 + \left(\frac{1.238 \cdot 0.913}{2.191}\right)^2} = \sqrt{(2.519)^2 + (0.516)^2} = 2.571 \quad (13.6)$$

Параметр устойчивости:

$$\operatorname{tg}(\delta_i' - \delta_c) = \frac{b}{a} = \frac{0.516}{2.519} = 0.205, \quad (13.7)$$

тогда  $\delta_o' - \delta_c = 12.863^\circ$  и  $\delta_o' = 60.027^\circ$

Определяем методом преобразования собственные и взаимные проводимости схемы замещения:

$$Z_{11}' = j \cdot X_d' + \frac{j \cdot X_c \cdot Z_a}{j \cdot X_c + Z_a} = j \cdot 0.913 + \frac{j \cdot 0.188 \cdot (27.356 - j \cdot 45.399)}{j \cdot 0.188 + 27.356 - j \cdot 45.399} = 0.0004 + j \cdot 1.102 = 1.102 \cdot e^{j89.98} \quad (13.8)$$

$$Y_{11}' = \frac{1}{Z_{11}'} = 0.0003 - j \cdot 0.907 = 0.907 \cdot e^{-j89.98}. \quad (13.9)$$

Тогда дополнительный угол  $\alpha_{11}' = 90 - 89.98 = 0.02^\circ$

$$Z_{12}' = j \cdot X_d' + j \cdot X_{\bar{N}} + \frac{j \cdot X_d' \cdot j \cdot X_c}{Z_a} = j \cdot 0.913 + j \cdot 0.188 + \frac{j \cdot 0.913 \cdot j \cdot 0.188}{27.356 - j \cdot 45.399} = -0.002 + j \cdot 1.098 = 1.098 \cdot e^{j90.104} \quad (13.10)$$

$$Y_{12}' = \frac{1}{Z_{12}'} = -0.001 - j \cdot 0.911 = 0.911 \cdot e^{-j90.104}. \quad (13.11)$$

Тогда дополнительный угол  $\alpha_{12}' = 90 - 90.104 = -0.104^\circ$

## 14. РАСЧЕТ АВАРИЙНОГО РЕЖИМА РАБОТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Опуская влияние переходных электромагнитных процессов в генераторах, можно установить, что при отключении одной из цепей ЛЭП индуктивное сопротивление системы получает новое значение – большее, чем в нормальном режиме, поскольку индуктивное сопротивление линии при отключении возрастает.

Рассмотрим переходной процесс при КЗ одной из цепей ЛЭП с последующим ее отключением.

Проанализируем устойчивость системы при различных видах короткого замыкания: однофазное, двухфазное на землю и трехфазное. Расчет ведем методом симметричных составляющих, основанным на разложении несимметричной системы на три симметричных составляющих – прямую, обратную и нулевую последовательности.

**Схема замещения прямой последовательности** аналогична схеме замещения для расчета трехфазного КЗ: она содержит ЭДС прямой последовательности источника питания и составляющую прямой последовательности напряжения в месте КЗ. Для всех элементов схемы замещения прямой последовательности индуктивные сопротивления соответствуют сопротивлениям при симметричном режиме работы.

**Схема замещения обратной последовательности** отличается от схемы замещения прямой последовательности отсутствием ЭДС генераторов. Индуктивные сопротивления всех элементов, за исключением электродвигателей и генераторов, принимаются равными сопротивлениям прямой последовательности. Сопротивления обратной последовательности электродвигателей и генераторов берем в справочниках.

**Схемы замещения нулевой последовательности** составляем только при несимметричных КЗ на землю. Составление схемы замещения нулевой последовательности начинаем от точки, где возникла несимметрия. Чтобы получилась замкнутая цепь для прохождения токов нулевой последовательности, в схеме должна быть хотя бы одна заземленная нейтраль. Сопротивление, через которое заземлена нейтраль, должно вводиться в схему замещения утроено.

Находим суммарные сопротивления всех трех последовательностей.

Прямая:

$$X_1 = \frac{\left( \frac{j \cdot X_d' \cdot Z_a}{j \cdot X_d' + Z_a} + j \cdot X_\phi \right) \cdot j \cdot \tilde{O}_E}{\frac{j \cdot X_d' \cdot Z_a}{j \cdot X_d' + Z_a} + j \cdot X_\phi + j \cdot \tilde{O}_E} = \frac{\left( \frac{j \cdot 0,913 \cdot (8,672 - j \cdot 14,392)}{j \cdot 0,913 + 8,672 - j \cdot 14,392} + j \cdot 0,246 \right) \cdot j \cdot 0,11}{\frac{j \cdot 0,913 \cdot (8,672 - j \cdot 14,392)}{j \cdot 0,913 + 8,672 - j \cdot 14,392} + j \cdot 0,246 + j \cdot 0,11} = \quad (14.1)$$

$$= 0,0002 + j \cdot 0,101$$

Обратная:

$$X_2 = \frac{(\frac{j \cdot X_d'' \cdot Z_a}{j \cdot X_d'' + Z_a} + j \cdot X_o) \cdot j \cdot \tilde{O}_{\tilde{E}}}{\frac{j \cdot X_d'' \cdot Z_a}{j \cdot X_d'' + Z_a} + j \cdot X_o + j \cdot \tilde{O}_{\tilde{E}}} = \frac{(\frac{j \cdot 0,526 \cdot (8,672 - j \cdot 14,392)}{j \cdot 0,526 + 8,672 - j \cdot 14,392} + j \cdot 0,246) \cdot j \cdot 0,11}{\frac{j \cdot 0,526 \cdot (8,672 - j \cdot 14,392)}{j \cdot 0,526 + 8,672 - j \cdot 14,392} + j \cdot 0,246 + j \cdot 0,11} =$$

$$= 0,0001 + j \cdot 0,097$$
(14.2)

Нулевая:

$$X_o = \frac{j \cdot X_T \cdot 3 \cdot j \cdot X_{\tilde{E}}}{j \cdot X_T + 3 \cdot j \cdot X_{\tilde{E}}} = \frac{j \cdot 0,246 \cdot 3 \cdot j \cdot 0,11}{j \cdot 0,246 + 3 \cdot j \cdot 0,11} = j \cdot 0,141.$$
(14.3)

Составим схему замещения электропередачи для аварийного режима и определим суммарное сопротивление в зависимости от вида КЗ. Схему замещения можно получить, если в точку КЗ включить шунтирующее сопротивление  $X_K$ , значение которого зависит от вида КЗ

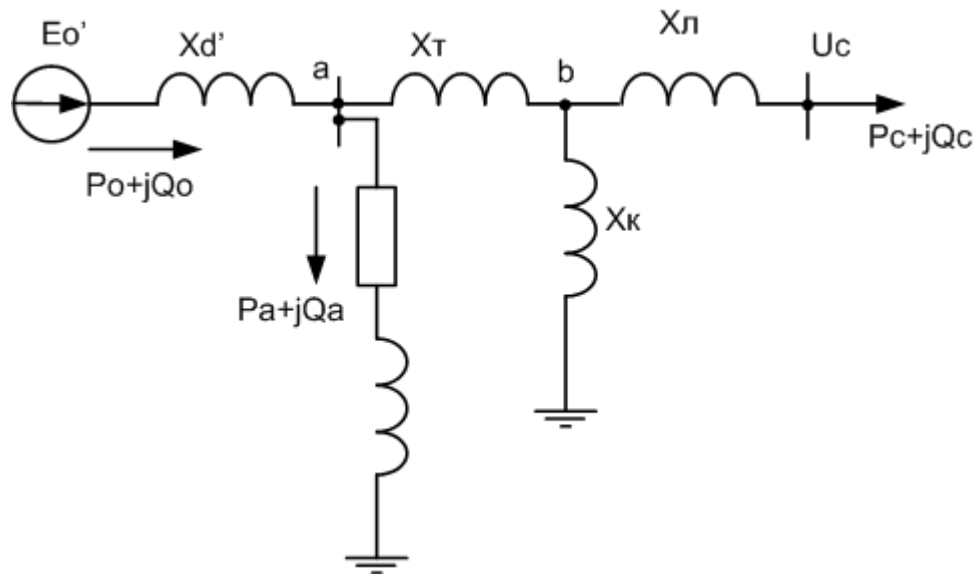


Рисунок 14 – схема замещения электропередачи для аварийного режима

Находим значения шунтирующих сопротивлений.

Однофазное:

$$\tilde{O}_{\tilde{E}}^{(1)} = \tilde{O}_1 + \tilde{O}_2 + \tilde{O}_f = 0,0002 + j \cdot 0,101 + 0,0001 + j \cdot 0,097 + j \cdot 0,141 = 0,0003 + j \cdot 0,339.$$
(14.4)

Двухфазное на землю:

$$\tilde{O}_{\tilde{E}}^{(1,1)} = \frac{\tilde{O}_2 \cdot \tilde{O}_f}{\tilde{O}_2 + \tilde{O}_f} = \frac{(0,0001 + j \cdot 0,097) \cdot j \cdot 0,141}{0,0001 + j \cdot 0,097 + j \cdot 0,141} = 0,00004 + j \cdot 0,057.$$
(14.5)

Трёхфазное:

$$\tilde{O}_{\tilde{E}}^{(3)} = 0.$$
(14.6)

Методом единичных токов определяем собственные и взаимные проводимости. Приведем пример расчета для однофазного замыкания на землю.

Пусть ток в сопротивлении  $X_L$  равен:

$$I_{\bar{E}} = 1 + j \cdot 0. \quad (14.7)$$

Тогда величина напряжения в точке b:

$$U_b = I_{\bar{E}} \cdot j \cdot X_{\bar{E}} = (1 + j \cdot 0) \cdot j \cdot 0.11 = j \cdot 0.11. \quad (14.8)$$

Ток, протекающий по аварийному шунту:

$$I_K = \frac{U_b}{X_K^{(1)}} = \frac{j \cdot 0.11}{0.0003 + j \cdot 0.339} = 0.324 + j \cdot 0.0003. \quad (14.9)$$

Тогда ток, протекающий по сопротивлению  $X_T$ :

$$I_T = I_{\bar{E}} + I_K = 1 + j \cdot 0 + 0.324 + j \cdot 0.0003 = 1.324 + j \cdot 0.0003. \quad (14.10)$$

Падение напряжения на этом участке:

$$\Delta U_T = I_T \cdot X_{\bar{O}} = (1.324 + j \cdot 0.0003) \cdot j \cdot 0.246 = -0.00007 + j \cdot 0.326. \quad (14.11)$$

Величина напряжения в точке a:

$$U_a = \Delta U_T + U_b = j \cdot 0.11 - 0.00007 + j \cdot 0.326 = -0.00007 + j \cdot 0.436. \quad (14.12)$$

Ток, протекающий в нагрузке:

$$I_a = \frac{U_a}{Z_a} = \frac{-0.00007 + j \cdot 0.436}{27.356 - j \cdot 45.399} = -0.017 + j \cdot 0.01. \quad (14.13)$$

Ток на шинах генератора:

$$I_{\bar{A}} = I_f + I_{\bar{O}} = -0.017 + j \cdot 0.01 + 1.324 + j \cdot 0.0003 = 1.307 + j \cdot 0.0103. \quad (14.14)$$

Падение напряжения на шинах генератора:

$$\Delta U_{\bar{A}} = I_{\bar{A}} \cdot j \cdot X_d' = (1.307 + j \cdot 0.0103) \cdot j \cdot 0.913 = -0.009 + j \cdot 1.193. \quad (14.15)$$

Тогда ЭДС генератора:

$$E = \Delta U_{\bar{A}} + U_a = -0.009 + j \cdot 1.193 - 0.00007 + j \cdot 0.436 = -0.00907 + j \cdot 1.629. \quad (14.16)$$

Определяем собственные и взаимные проводимости схемы замещения:

$$Z_{11}'' = \frac{\dot{A}}{I_{\bar{A}}} = \frac{-0.00907 + j \cdot 1.629}{1.307 + j \cdot 0.0103} = 0.003 + j \cdot 1.246 = 1.246 \cdot e^{j89.86}, \quad (14.17)$$

$$Y_{11}'' = \frac{1}{Z_{11}''} = 0.002 - j \cdot 0.803 = 0.803 \cdot e^{-j89.86}. \quad (14.18)$$

Тогда дополнительный угол  $\alpha_{11}'' = 90 - 89.86 = 0.14^\circ$

$$Z_{12}'' = \frac{\dot{A}}{I_{\bar{E}}} = \frac{-0.00907 + j \cdot 1.629}{1 + j \cdot 0} = -0.00907 + j \cdot 1.629 = 1.629 \cdot e^{j90.319}, \quad (14.19)$$

$$Y_{12}'' = \frac{1}{Z_{12}''} = -0.003 - j \cdot 0.614 = 0.614 \cdot e^{-j90.319}. \quad (14.20)$$

Тогда дополнительный угол  $\alpha_{12}'' = 90 - 90.319 = -0.319^\circ$

Для двухфазного короткого замыкания расчет ведем аналогично. При трехфазном коротком замыкании шунт  $X_K^{(3)}$  отсекает рассматриваемый генератор от энергосистемы, и вся его мощность будет уходить в точку КЗ. Мощность, отдаваемая в энергосистему равна нулю  $P'' = 0$ . Равенство отдаваемой в систему мощности вытекает из равенства нулю взаимной проводимости  $Y_{12}'' = 0$ . Данные всех расчетов сведем в таблицу 14.

Таблица 14 – Параметры системы при различных режимах КЗ

Параметр	Вид КЗ	
	Однофазное	Двухфазное на землю
$I_L$	$1+j0$	$1+j0$
$U_b$	$j0.11$	$j0.11$
$I_K$	$0.324+j0.0003$	$1.93+j0.001$
$I_T$	$1.324+j0.0003$	$2.93+j0.001$
$\Delta U_T$	$-0.00007+j0.326$	$-0.003+j0.721$
$U_a$	$-0.00007+j0.436$	$-0.003+j0.831$
$I_a$	$-0.017+j0.01$	$-0.042+j0.025$
$I_\Gamma$	$1.307+j0.0103$	$2.888+j0.026$
$\Delta U_{\bar{A}}$	$-0.009+j1.193$	$-0.024+j2.637$
$E$	$-0.00907+j1.629$	$-0.026+j3.468$
$Z_{11}''$	$0.003+j1.246$	$0.002+j1.201$
$Y_{11}''$	$0.002-j0.803$	$0.001-j0.833$
$\alpha_{11}''$	$0.14$	$0.095$
$Z_{12}''$	$-0.00907+j1.629$	$-0.026+j3.468$
$Y_{12}''$	$-0.003-j0.614$	$-0.002-j0.288$
$\alpha_{12}''$	$-0.319$	$-0.43$



## 15. РАСЧЕТ ПОСЛЕАВАРИЙНОГО РЕЖИМА РАБОТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

В схеме замещения аварийный шунт отключен, схема имеет вид, показанный на рисунке 15, сопротивлении линии увеличивается.

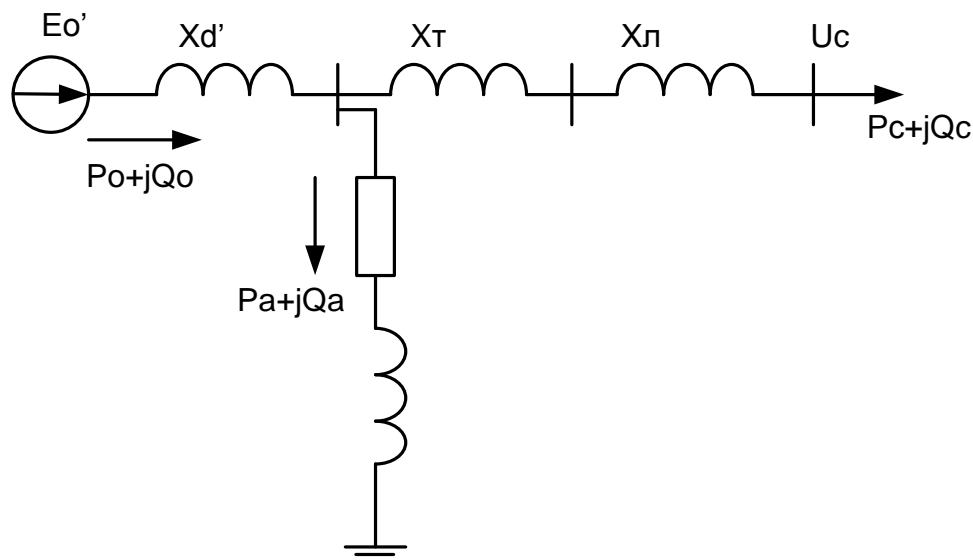


Рисунок 15 – схема замещения электропередачи для ПАВ режима

Расчет производим аналогично пункту 13, тогда имеем следующие данные:

Определяем суммарное сопротивление между шинами генератора и шинами неизменного напряжения:

$$X_C = X_T + X_{\bar{e}} = 0,11 + 0,246 = 0,356 \quad (15.1)$$

Напряжение генератора

$$U_{\bar{A}\bar{I}} = \sqrt{\left(U_C + \frac{Q_C \cdot X_C}{U_{\bar{N}}}\right)^2 + \left(\frac{D_{\bar{N}} \cdot X_{\bar{N}}}{U_{\bar{N}}}\right)^2} = \sqrt{\left(0,957 + \frac{0,532 \cdot 0,356}{0,957}\right)^2 + \left(\frac{1,191 \cdot 0,356}{0,957}\right)^2} =$$

$$= \sqrt{(1,155)^2 + (0,443)^2} = 1,237 \quad (15.2)$$

Параметр устойчивости системы:

$$\operatorname{tg} \delta_C = \frac{b}{a} = \frac{0,443}{1,155} = 0,384, \quad (15.3)$$

тогда  $\delta_C = 23,316^\circ$

Определим сопротивление нагрузки:

$$Z_a = \frac{U_{\bar{A}\bar{I}}^2}{P_a^2 + Q_a^2} \cdot (P_a + j \cdot Q_a) = \frac{1,237^2}{0,047^2 + 0,078^2} \cdot (0,047 - j \cdot 0,078) =$$

$$= 8,672 - j \cdot 14,392 \quad (15.4)$$

Рассчитаем потери реактивной мощности в сети до шин генератора:

$$\Delta Q_C = \frac{P_C^2 + Q_C^2}{U_C} \cdot X_C = \frac{1,191^2 + 0,532^2}{0,957} \cdot 0,356 = 0,633. \quad (15.5)$$

Тогда мощность, отдаваемая генератором в систему:

$$S_o = S_a + S_c + j \cdot \Delta Q_c = 0.047 - j \cdot 0.078 + 1.191 + j \cdot 0.532 + j \cdot 0.633 = 1.238 + j \cdot 1.087, \quad (15.6)$$

где  $P_o = 1.238$  и  $Q_o = 1.087$

По аналогии рассчитываем эквивалентную ЭДС:

$$E_i' = \sqrt{\left(U_{\bar{A}\bar{I}} + \frac{Q_i \cdot X_d'}{U_{\bar{A}\bar{I}}}\right)^2 + \left(\frac{P_i \cdot X_d'}{U_{\bar{A}\bar{I}}}\right)^2} = \sqrt{\left(1.237 + \frac{1.087 \cdot 0.913}{1.237}\right)^2 + \left(\frac{1.238 \cdot 0.913}{1.237}\right)^2} = \sqrt{(2.039)^2 + (0.914)^2} = 2.235 \quad (15.7)$$

Параметр устойчивости:

$$\operatorname{tg}(\delta_i' - \delta_c) = \frac{b}{a} = \frac{0.914}{2.039} = 0.448, \quad (15.8)$$

тогда  $\delta_o' - \delta_c = 26.828^\circ$  и  $\delta_o' = 50.144^\circ$

Определяем методом преобразования собственные и взаимные проводимости схемы замещения:

$$Z_{11}''' = j \cdot X_d' + \frac{j \cdot X_c \cdot Z_a}{j \cdot X_c + Z_a} = j \cdot 0.913 + \frac{j \cdot 0.356 \cdot (8.672 - j \cdot 14.392)}{j \cdot 0.356 + 8.672 - j \cdot 14.302} = 0.004 + j \cdot 1.276 = 1.276 \cdot e^{j89.781} \quad (15.9)$$

$$Y_{11}''' = \frac{1}{Z_{11}'} = 0.003 - j \cdot 0.784 = 0.784 \cdot e^{-j89.781}. \quad (15.10)$$

Тогда дополнительный угол  $\alpha_{11}''' = 90 - 89.781 = 0.219^\circ$

$$Z_{12}''' = j \cdot X_d' + j \cdot X_N + \frac{j \cdot X_d' \cdot j \cdot X_c}{Z_a} = j \cdot 0.913 + j \cdot 0.356 + \frac{j \cdot 0.913 \cdot j \cdot 0.356}{8.672 - j \cdot 14.392} = -0.010 + j \cdot 1.252 = 1.252 \cdot e^{j90.458} \quad (15.11)$$

$$Y_{12}''' = \frac{1}{Z_{12}'} = -0.006 - j \cdot 0.799 = 0.799 \cdot e^{-j90.458}. \quad (15.12)$$

Тогда дополнительный угол  $\alpha_{12}''' = 90 - 90.458 = -0.458^\circ$

## 16. НАХОЖДЕНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОЩНОСТИ ГЕНЕРАТОРОВ ПЕРЕДАЮЩЕЙ СТАНЦИИ ДЛЯ ВСЕХ РЕЖИМОВ

Амплитуду характеристики мощности определяет индуктивное сопротивление системы. Найдем амплитуды для всех режимов и построим угловые характеристики генераторов.

Общая формула для нахождения амплитуды мощности:

$$P_m = E_o'^2 \cdot Y_{11} \cdot \sin \alpha_{11} + E_o' \cdot U_c \cdot Y_{12} \cdot \sin(\delta_o' - \alpha_{12}). \quad (16.1)$$

Тогда рассчитываем по аналогии:

– нормальный режим

$$\begin{aligned} P_m^I &= 2.571^2 \cdot 0.907 \cdot \sin 0.02 + 2.571 \cdot 0.957 \cdot 0.911 \cdot \sin(60.027 + 0.104) = \\ &= 0.002 + 2.183 = 2.185 \end{aligned} \quad (16.2)$$

– аварийный режим

Однофазное замыкание на землю

$$\begin{aligned} P_m^{II} &= 2.571^2 \cdot 0.803 \cdot \sin 0.14 + 2.571 \cdot 0.957 \cdot 0.614 \cdot \sin(60.027 + 0.319) = \\ &= 0.012 + 1.227 = 1.239 \end{aligned} \quad (16.3)$$

Двухфазное КЗ на землю

$$\begin{aligned} P_m^{II} &= 2.571^2 \cdot 0.833 \cdot \sin 0.095 + 2.571 \cdot 0.957 \cdot 0.288 \cdot \sin(60.027 + 0.43) = \\ &= 0.003 + 0.576 = 0.579 \end{aligned} \quad (16.4)$$

Трехфазное КЗ

$$P_m^{II} = 0. \quad (16.5)$$

– ПАВ режим

$$\begin{aligned} P_m^{III} &= 2.571^2 \cdot 0.784 \cdot \sin 0.18 + 2.571 \cdot 0.957 \cdot 0.799 \cdot \sin(60.027 + 0.458) = \\ &= 0.015 + 1.599 = 1.614 \end{aligned} \quad (16.6)$$

Определим предельный угол отключения КЗ:

$$\cos \delta_{i \rightarrow \bar{e}\bar{e}}' = \frac{E_I' \cdot (\delta_{\bar{e}\bar{e}\bar{o}}' - \delta_o') + E_m^{III} \cdot \cos \delta_{\bar{e}\bar{e}\bar{o}}' - E_m^{II} \cdot \cos \delta_o'}{E_m^{III} - E_m^{II}}, \quad (16.7)$$

$$\text{где } \delta_{\bar{e}\bar{e}\bar{o}}' = 180 - \arcsin \frac{P_o}{P_m^{III}} = 180 - \arcsin \frac{1.238}{1.614} = 124,346^\circ$$

Тогда для однофазного замыкания на землю

$$\cos \delta_{i \rightarrow \bar{e}\bar{e}}' = \frac{1.238 \cdot (124.346 - 60.027) \cdot \frac{\pi}{180} + 1.614 \cdot \cos 124.346 - 1.239 \cdot \cos 60.027}{1.614 - 1.239} = 0.16, \quad (16.8)$$

$$\text{тогда } \delta_{i \rightarrow \bar{e}\bar{e}}' = 89.77^\circ$$

Для двухфазного КЗ на землю

$$\cos \delta'_{i \delta \dot{e} \ddot{e}} = \frac{1.238 \cdot (124.346 - 60.027) \cdot \frac{\pi}{180} + 1.614 \cdot \cos 124.346 - 0.579 \cdot \cos 60.027}{1.614 - 0.579} = 0.433, \quad (16.9)$$

тогда  $\delta'_{i \delta \dot{e} \ddot{e}} = 71.502 \text{ рад}$

Для трехфазного КЗ

$$\cos \delta'_{i \delta \dot{e} \ddot{e}} = \frac{1.238 \cdot (124.346 - 60.027) \cdot \frac{\pi}{180} + 1.614 \cdot \cos 124.346}{1.614} = 0.488, \quad (16.10)$$

тогда  $\delta'_{i \delta \dot{e} \ddot{e}} = 67.529 \text{ рад}$

Для определения предельного времени отключения необходимо построить зависимость  $\delta' = f(t)$ . Представленная зависимость может быть определена из уравнения движения ротора – нелинейное дифференциальное уравнение, которое можно решить методом последовательных интервалов (численное интегрирование).