



ТОМСКИЙ
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ



ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И СЕТИ

ПРАКТИКА № 3

Преподаватель: Никитин Дмитрий Сергеевич
к.т.н., доцент ОЭЭ ИШЭ ТПУ
248 ауд. 8 корп., вн. тел. 1978

Томск – 2023



Курсовой проект

Разработка топологической структуры схемы электрической сети:

- Выбор сечения проводов
- Проверка выбранных сечений по техническим ограничениям
- Определение сопротивлений и проводимостей линий электропередачи



Выбор сечения проводов

Выбор сечения проводов ЛЭП производится по методу экономической плотности тока

$$S_{\text{ЭК}} = \frac{I_p}{J_{\text{ЭК}}},$$

где $S_{\text{ЭК}}$ – экономически целесообразное сечение провода ЛЭП, мм²;

I_p – расчетный ток в час максимума энергосистемы, А;

$J_{\text{ЭК}}$ – нормированное значение экономической плотности тока для заданных условий работы, А/мм².

Нормированное значение экономической плотности тока $J_{\text{ЭК}}$ для заданных условий работы определяются согласно справочным таблицам [*Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича*].

Найденное экономически целесообразное сечение округляется до ближайшего стандартного.



Выбор сечения проводов

Расчетный ток I_p определяется по формуле

$$I_p = I(5) \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T,$$

где $I(5)$ – ток на пятый год эксплуатации линии в нормальном режиме, А;
 α_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации;
 α_T – коэффициент, учитывающий число часов использования максимума нагрузки при определенном коэффициенте участия в максимуме энергосистемы.

$$I_p = \frac{S}{n_{\text{ц}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}},$$

где S – модуль полной мощности передаваемой по ЛЭП, В·А;
 $n_{\text{ц}}$ – количество цепей ЛЭП;
 $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение ЛЭП, В.



Выбор сечения проводов

Средневзвешенное время действия наибольшей нагрузки:

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

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

Например, для ЛЭП РЭС – Узловая ПС № 2 число часов использования максимальной нагрузки с помощью формулы

$$T_{\text{max РЭС-2}} = \frac{P_{\text{max}1} T_{\text{max}1} + P_{\text{max}2} T_{\text{max}2} + P_{\text{max}3} T_{\text{max}3} + P_{\text{max}4} T_{\text{max}4}}{P_{\text{max}1} + P_{\text{max}2} + P_{\text{max}3} + P_{\text{max}4}},$$

где $P_{\text{max}1}$, $P_{\text{max}2}$, $P_{\text{max}3}$, $P_{\text{max}4}$ – значения активных мощностей на шинах низшего напряжения ПС в режиме максимальных нагрузок, МВт;

$T_{\text{max}1}$, $T_{\text{max}2}$, $T_{\text{max}3}$, $T_{\text{max}4}$ – число часов использования максимальной нагрузки на ПС, час.



Курсовой проект

Все найденные значения сечений проводов ЛЭП представить в виде таблицы.

Вариант схемы	Обозначение ЛЭП	Экономическое и целесообразное сечение $S_{ЭК}$, мм ²	Марка провода ЛЭП	Допустимый ток $I_{доп}$, А
Радиальная	РЭС – ПС № 2	240,48	АС 240/32	605
	ПС № 2 – ПС № 3	96,11	АС 95/16	330
	ПС № 2 – ПС № 4	32,11	АС 35/6,2	175
	ПС № 2 – ПС № 1	156,56	АС 185/24	520
Кольцевая	РЭС – ПС № 2	240,48	АС 240/32	605
	ПС № 2 – ПС № 3	163,64	АС 185/24	520
	ПС № 2 – ПС № 1	248,77	АС 240/32	605
	ПС № 1 – ПС № 4	64,36	АС 70/11	265
	ПС № 4 – ПС № 3	96,45	АС 95/16	330

Выбранные по методу экономической плотности тока сечения проводов ЛЭП необходимо проверить на ряд технических ограничений:

- по условию механической прочности ($F \geq F_{min.мех}$);
- по условию ограничений потерь на корону ($F \geq F_{min.кор}$);
- по условию нагрева длительно допустимым током ($I_{нб} < I_{доп}$);
- по допустимой потере напряжения.



1) Проверка по условию механической прочности.

Сечение провода, выбранное по экономическому критерию, должно соответствовать условию

$$F \geq F_{min.mex}$$

Обычно для воздушных линий с номинальным напряжением свыше 1 кВ данная проверка не производится, так как значение $F_{min.mex}$ оказывается меньше сечений, требуемых по другим условиям.



Минимально допустимые сечения проводов по условиям механической прочности

Характеристика ВЛ	Сечение сталеалюминие- вых проводов, мм ²
ВЛ без пересечений в районах по гололёду:	
до II	35/6,2
в III–IV	50/8
в V и более	70/11
ВЛ, сооружаемые на двухцепных или многоцепных опорах:	
до 20 кВ	70/11
35 кВ и выше	120/19



2) *Проверка по условию ограничений потерь на корону.*

Сечение провода, выбранное по экономическому критерию, должно соответствовать условию

$$F \geq F_{min.кор}$$

Проверка сечений проводов по условиям короны выполняется для ВЛ 110 кВ и выше.



Проверка выбранных сечений по техническим ограничениям

Минимальный диаметр проводов ВЛ по условиям короны и радиопомех, мм

Напряжение ВЛ, кВ	Фаза с проводами	
	одиночными	два и более
110	11,4 (АС 70/11)	-
150	15,2 (АС 120/19)	-
220	21,6 (АС 240/32) 24,0 (АС 300/39)	-
330	33,2 (АС 600/72)	2×21,6 (2×АС 240/32) 3×15,2 (3×АС 120/19) 3×17,1 (3×АС 150/24)
500	-	2×36,2 (2×АС 700/86) 3×24,0 (3×АС 300/39) 4×18,8 (4×АС 185/29)
750	-	4×29,1 (4×АС 400/93) 51×21,6 (5×АС 240/32)



3) Проверка по условию нагрева длительно допустимым током.

Сечение провода, выбранное по экономическому критерию, должно соответствовать условию

$$I_{\text{нб}} < I_{\text{доп}}$$

где $I_{\text{доп}}$ – допустимый длительный ток для проводника, определяемый по справочнику для выбранного сечения;

$I_{\text{нб}}$ – наибольшее значение тока в длительных режимах, под которыми обычно подразумеваются послеаварийные и ремонтные режимы электрической сети.



В двухцепной линии наибольший ток будет протекать при отключении одной из цепей:

$$I_{\text{нб}} = \frac{S_{\text{max}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} (n_{\text{ц}} - 1)}.$$

4) Проверка по допустимой потере напряжения.

Проверке по потерям напряжения воздушные линии 35 кВ и выше не подлежат, так как повышение уровня напряжения путём увеличения сечения проводов по сравнению с применением на понижающих подстанциях трансформаторов с РПН экономически не оправдано.



Все найденные и проверенные значения сечений проводов ЛЭП представить в виде таблицы.

Вариант схемы	Обозначение ЛЭП	Марка провода ЛЭП	Наибольший ток $I_{нб}$, А	Допустимый ток $I_{доп}$, А
Радиальная	РЭС – ПС № 2	АС 300/39	446	710
	ПС № 2 – ПС № 3	АС 120/19	141	390
	ПС № 2 – ПС № 4	АС 120/19	68	390
	ПС № 2 – ПС № 1	АС 300/39	295	710
Замкнутая	РЭС – ПС № 2	АС 300/39	437	710
	ПС № 2 – ПС № 3	АС 300/39	402	710
	ПС № 2 – ПС № 1	АС 300/39	377	710
	ПС № 1 – ПС № 4	АС 300/39	317	710
	ПС № 4 – ПС № 3	АС 300/39	341	710



Представляют ЛЭП в виде П-образной схемы замещения:

Активное и индуктивное сопротивление линий электропередачи рассчитывают по формулам.

$$R_{\text{Л}} = r_0 \cdot l,$$

где $R_{\text{Л}}$ – активное сопротивление линии, Ом;

r_0 – удельное активное сопротивление линии, Ом/км;

l – длина линии.

$$X_{\text{Л}} = x_0 \cdot l,$$

где $X_{\text{Л}}$ – индуктивное сопротивление линии, Ом;

x_0 – удельное индуктивное сопротивление линии, Ом/км;

l – длина линии.



Активная и емкостная проводимость

$$G_{\text{л}} = g_0 \cdot l = \frac{\Delta P_{\text{кор.0}}}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot l,$$

где $G_{\text{л}}$ – активная проводимость линии, мкСм;

g_0 – удельная активная проводимость линии, мкСм/км;

l – длина линии, км;

$\Delta P_{\text{кор.0}}$ – среднегодовые потери на корону, кВт/км;

$U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение линии, кВ.

$$B_{\text{л}} = b_0 \cdot l,$$

где $B_{\text{л}}$ – емкостная проводимость линии, мкСм;

b_0 – удельная емкостная проводимость линии мкСм/км;

l –длина линии.

П.2. Технические данные трансформаторов и автотрансформаторов

Таблица П.2.1. Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 6 и 10 кВ

Тип трансформатора	$S_{\text{н}}$, кВ·А	Каталожные данные					
		$U_{\text{н}}$ обмоток, кВ		$U_{\text{к}}$, %	$\Delta P_{\text{к}}$, кВт	$\Delta P_{\text{х}}$, кВт	$I_{\text{х}}$, %
		ВН	НН				
ТМ-25/6	25	6,3	0,4	4,5	0,6	0,13	3,2
ТМ-25/10	25	10	0,4	4,7	0,69	0,13	3,2
ТМ-40/6	40	6,3	0,4	4,5	0,88	0,19	3,0
ТМ-40/10	40	10	0,4	4,7	1,00	0,19	3,0
ТМ-63/6	63	6,3	0,4	4,5	1,28	0,26	2,8
ТМ-63/10	63	10	0,4	4,7	1,47	0,26	2,8
ТМ-100/6	100	6,3	0,4	4,5	1,97	0,36	2,6
ТМ-100/10	100	10	0,4	4,7	2,27	0,36	2,6
ТМ-160/6	160	6,3	0,4	4,5	2,65	0,56	2,4
ТМ-160/10	160	10	0,4	4,5	2,65	0,56	2,4
ТМ-250/10	250	10	0,4	4,5	3,7	1,05	2,3
ТМ-400/10	400	10	0,4	4,5	5,5	0,92	2,1
ТМ-630/10	630	10	0,4	5,5	7,6	1,42	2,0
ТМ-1000/10	1000	10	0,4	5,5	12,2	2,1	2,8

Таблица П.2.2. Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 35 кВ

Тип трансформатора	S_n , МВ·А	Каталожные данные					
		U_n обмоток, кВ		U_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %
		ВН	НН				
ТМ-100/35	0,1	35	0,4	6,5	1,9	0,5	2,6
ТМ-160/35	0,16	35	0,4	6,5	2,6; 3,1	0,7	2,4
ТМ-250/35	0,25	35	0,4; 0,69	6,5	3,7; 4,2	1,0	2,3
ТМН(ТМ)-400/35	0,4	35	0,4; 0,69	6,5	5,5; 5,9	1,3	2,1
ТМН(ТМ)-630/35	0,63	35	0,4; 0,69; 6,3; 11	6,5	7,6; 8,5	1,9	2,0
ТМН(ТМ)-1000/35	1,0	35	0,4; 0,69; 6,3; 11	6,5	12,2; 11,6	2,7	1,5
ТМН(ТМ)-1600/35	1,6	35	0,69; 6,3; 11	6,5	18,0; 16,5	3,6	1,4
ТМН(ТМ)-2500/35	2,5	35	0,69; 6,3; 11	6,5	25,0; 23,5	5,1	1,1
ТМН(ТМ)-4000/35	4,0	35	6,3; 11	7,5	33,5	6,7	1,0
ТМН(ТМ)-6300/35	6,3	35	6,3; 11	7,9	46,5	9,4	0,9
ТДН-10000/35	10	36,75	6,3; 10,5	8,0	65	14,5	0,8
ТДН-16000/35	16	36,75	6,3; 10,5	8,0	90	21	0,75
ТДН-25000/35	25	36,75	6,3; 10,5	8,0	125	29	0,7
ТРДНС-25000/35	25	36,75	6,3/6,3; 10,5/10,5	9,5	115	25	0,5
ТРДНС-32000/35	32	36,75	6,3/6,3; 10,5/10,5	11,5	145	30	0,45
ТРДНС-40000/35	40	36,75	6,3/6,3; 10,5/10,5	11,5	170	36	0,4

Примечания: 1. Регулирование напряжения осуществляется на стороне ВН путем РПН или ПБВ.

2. Пределы регулирования трансформаторов ТМ — $\pm 2 \times 2,5\%$, ТМН — $\pm 6 \times 1,5\%$, ТДН и ТРДНС — $\pm 8 \times 1,5\%$

Таблица П.2.3. Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 110 кВ

Тип трансформатора	$S_{нн}$, МВ·А	Каталожные данные					
		$U_{нн}$ обмоток, кВ		$U_{к1}$, %	$\Delta P_{к1}$, кВт	$\Delta P_{х1}$, кВт	$I_{х1}$, %
		ВН	НН				
ТМН-2500/110	2,5	110	6,6; 11	10,5	22	5,5	1,5
ТМН-6300/110	6,3	115	6,6; 11	10,5	44	11,5	0,8
ТДН-10000/110	10	115	6,6; 11	10,5	60	14	0,7
ТДН-16000/110	16	115	6,6; 11	10,5	85	19	0,7
ТРДН-25000/110	25	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	120	27	0,7
ТРДН-40000/110	40	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	172	36	0,65
ТРДН-63000/110	63	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	260	59	0,6
ТРДН-80000/110	80	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	310	70	0,6
ТРДН-125000/110	125	115	10,5/10,5	10,5	400	100	0,55

- Примечания: 1. Регулирование напряжения осуществляется за счет РПН в нейтрали обмотки ВН, за исключением трансформаторов 2500 кВ·А с РПН на стороне НН.
2. Пределы регулирования трансформаторов $\pm 9 \times 1,78\%$, за исключением трансформатора 2500 кВ·А с пределами $\pm 10 \times 1,5\%$ и $— \pm 8 \times 1,5\%$.
3. Трансформаторы типа ТРДН могут изготавливаться также с нерасщепленной обмоткой НН 38,5 кВ.

Таблица П.2.4. Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 220 кВ

Тип трансформатора	$S_{н}$, МВ·А	Каталожные данные					
		$U_{н}$ обмоток, кВ		$U_{к}$, %	$\Delta P_{к}$, кВт	$\Delta P_{х}$, кВт	$I_{х}$, %
		ВН	НН				
ТРДН-40000/220	40	230	11/11; 6,6/6,6	12	170	50	0,9
ТРДЦН-63000/220	63	230	11/11; 6,6/6,6	12	300	82	0,8
ТРДЦН-100000/220	100	230	11/11; 38,5	12	360	115	0,7
ТРДЦН-160000/220	160	230	11/11; 38,5	12	525	167	0,6

Примечания: 1. Регулирование напряжения осуществляется в нейтрали ВН;
пределы регулирования — $\pm 8 \times 1,5\%$.

Таблица П.2.5. Трехфазные трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы 220 кВ

Тип трансформатора	$S_{н}$, МВ·А	Каталожные данные								
		$U_{н}$ обмоток, кВ			$U_{к}$, %			$\Delta P_{к}$, кВт	$\Delta P_{х}$, кВт	$I_{х}$, %
		ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н			
ТДТН-25000/220	25	230	38,5	6,6; 11	12,5	20	6,5	135	50	1,2
ТДТН-40000/220	40	230	38,5	6,6; 11	12,5	22	9,5	220	55	1,1
АТДЦТН-63000/220/110	63	230	121	6,6; 11; 38,5	11	35,7	21,9	215	45	0,5
АТДЦТН-125000/220/110	125	230	121	6,6; 11; 38,5	11	45	28	305	65	0,5
АТДЦТН-200000/220/110	200	230	121	6,6; 11; 38,5	11	32	20	430	125	0,5
АТДЦТН-250000/220/110	250	230	121	10,5; 38,5	11,5	33,4	20,8	520	145	0,5

Таблица П.2.6. Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 330 кВ

Тип трансформатора	$S_{нв}$, МВ·А	Каталожные данные					
		U_n обмоток, кВ		$U_{нв}$, %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %
		ВН	НН				
ТРДЦН-40000/330	40	330	6,3/6,3	11	180	80	1,4
ТРДЦН-63000/330	63	330	6,3/10,5 10,5/10,5	11	265	120	0,7

Примечания: пределы регулирования напряжения $\pm 8 \times 1,5\%$.

Таблица П.2.7. Трехфазные и однофазные автотрансформаторы 330 кВ

Тип трансформатора	$S_{нв}$, МВ·А	Каталожные данные										
		U_n обмоток, кВ			$U_{кв}$, %			ΔP_k , кВт			ΔP_x , кВт	I_x , %
		ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н	В-С	В-Н	С-Н		
АТДЦТН-125000/330/110	125	330	115	6,3;10,5;38,5	10	35	24	370	-	-	115	0,5
АТДЦТН-200000/330/110	200	330	115	6,6;10,5;38,5	10	34	2,5	600	-	-	180	0,5
АТДЦТН-240000/330/220	240	330	242	11; 38,5	7,3	70	60	430	260	250	130	0,5
АТДЦТН-133000/330/220	133	330	330	10,5; 38,5	9	60,4	48,5	280	125	105	55	0,15
		$\sqrt{3}$	$\sqrt{3}$									

Примечания: 1. Регулирование напряжения осуществляется на стороне СН за счет РПН с пределами регулирования $\pm 6 \times 2\%$. Автотрансформатор 240 МВ·А устройств регулирования не имеет.
2. Мощность обмоток НН составляет 50% от номинальной для 125 МВ·А; 40% для 200 МВ·А и 25% для 240 и 133 МВ·А.