

Министерство образования и науки Российской Федерации  
ФГАОУ ВПО «Уральский федеральный университет  
имени первого Президента России Б.Н. Ельцина»  
Уральский энергетический институт  
Кафедра Автоматизированных электрических систем

Оценка проекта:

Члены комиссии:

## **ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ**

Вариант №60

**Руководитель**

Котова Е.Н.

**Студент**

Екатеринбург 2018

## ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

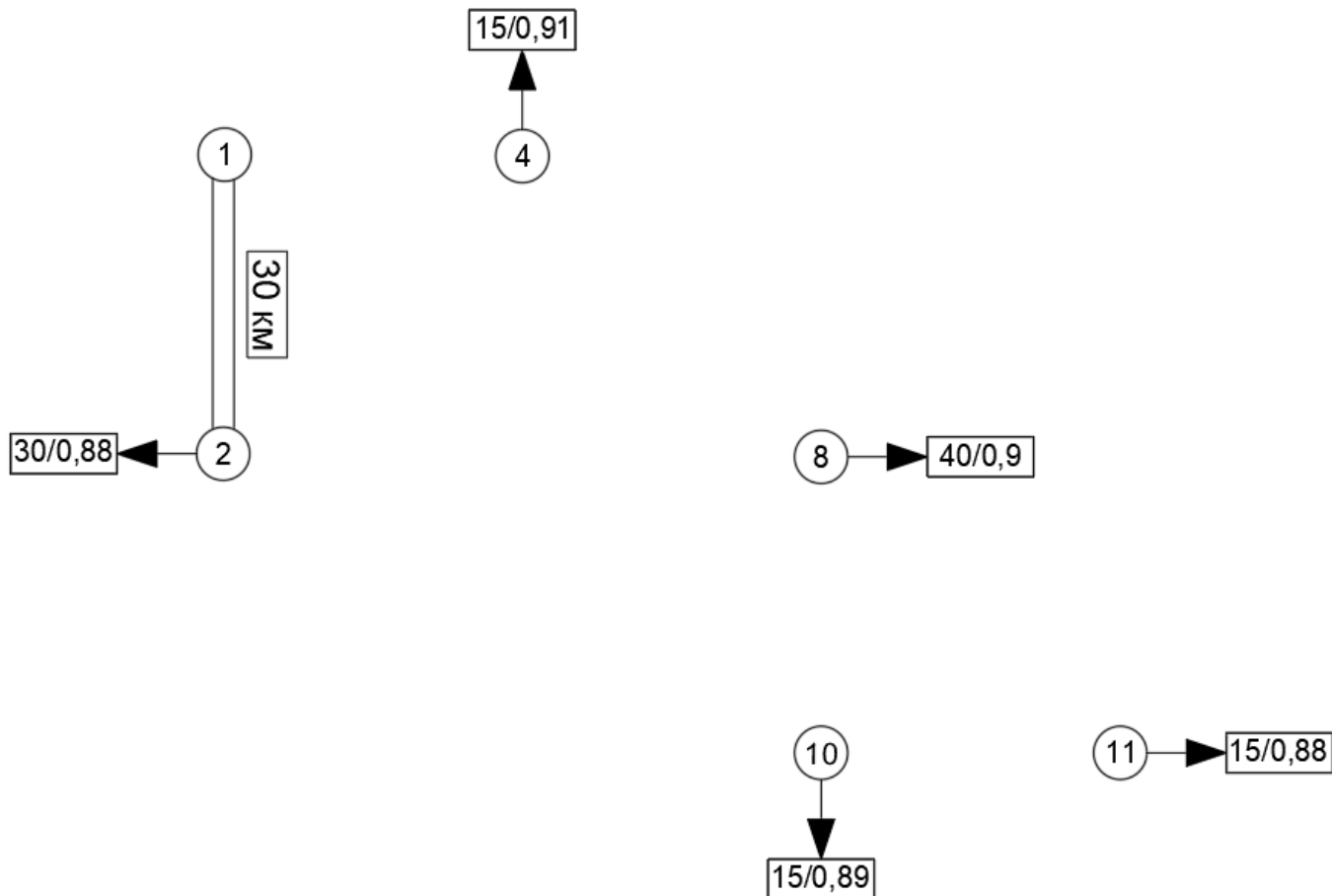


Рисунок 1.1 - Исходная схема сети

Информация по нагрузкам узлов:

Узлы сети									
2		4		8		10		11	
P, МВт	$\cos \varphi$	P, МВт	$\cos \varphi$	P, МВт	$\cos \varphi$	P, МВт	$\cos \varphi$	P, МВт	$\cos \varphi$
30	0,92	15	0,91	40	0,9	15	0,89	15	0,88
Утр, кВ	10,4	Утр, кВ	10	Утр, кВ	10,5	Утр, кВ	10	Утр, кВ	10

Дополнительные сведения:

- Район данного проектирования сети – Урал.
- Значения экономических характеристик, используемых при проектировании: коэффициент приведения капитальных вложений к ценам,  $k = 68,8$ ; удельная стоимость потерь электроэнергии в сети,  $\beta_0 = 1,2$  руб/кВт·ч.
- Потребители по надежности: I, II категории по 30 % каждая; III – 40 %.
- Часы максимальной мощности нагрузок района  $T_{\max} = 4500$  ч.
- Напряжение потребителей - 10 кВ.
- Нагрузка трансформатора имеет  $0,88 \leq \cos \varphi \leq 0,92$ .
- Напряжения на шинах 10 кВ подстанций выбираются в зависимости от мощности нагрузки узла: до 15 МВт -  $U_{\text{треб}} = 10$  кВ; от 15 до 25 МВт -  $U_{\text{треб}} = 10,2$  кВ; от 25 до 35 МВт -  $U_{\text{треб}} = 10,4$  кВ; более 35 МВт -  $U_{\text{треб}} = 10,5$  кВ.

# СОДЕРЖАНИЕ

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ.....	1
СОДЕРЖАНИЕ .....	2
ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ .....	3
ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ. ....	4
Выбор силовых трансформаторов .....	4
РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ КОНФИГУРАЦИИ СЕТИ .....	5
ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ .....	9
Расчет токораспределения в сети .....	9
Вводимые данные по RASTR.....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
Выбор и проверка сечений линий электропередачи.....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
РУЧНОЙ РАСЧЕТ ТОКОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ И ВЫБОР СЕЧЕНИЙ.....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
ВЫБОР СХЕМ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ ПОДСТАНЦИЙ.....	15
ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ РАЗВИТИЯ СЕТИ.....	17
РАСЧЕТ И АНАЛИЗ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ. ВЫБОР РАЦИОНАЛЬНЫХ ОТВЕТВЛЕНИЙ РПН ТРАНСФОРМАТОРОВ. ....	20
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	23
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ .....	24

## ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Целью курсового проекта является проектирование и развитие электрической сети района с выбором наиболее экономичного и качественного варианта сети электроснабжения потребителей вновь сооружаемых и существующих подстанций с соблюдением требований надежности и качества электроэнергии, согласно ГОСТ32144-2013.

В данном проекте будет описан метод выбора рациональной схемы электрической сети района, из четырех вариантов. Будет показан их полный расчет в который входит:

- Определить класс номинального напряжения района сети.
- Выбрать силовые трансформаторы в узлах нагрузок.
- Привести нагрузки узлов к стороне высшего напряжения трансформаторов.
- Разработать варианты развития электрической сети.
- Выбрать сечения новых и существующих линий.

Далее будет выполнено их сопоставление, для которого необходимо:

- Выбрать схемы распределительных устройств высшего напряжения подстанций.
- Выполнить технико-экономическое сопоставление вариантов электрической сети.
- Выполнить анализ параметров наиболее тяжелых установившихся режимов для наиболее экономичного варианта. Определить необходимость установки и выбрать, при необходимости, дополнительные средства для ввода параметров установившихся режимов в допустимую область по параметрам качества электроэнергии во всех узлах сети.
- Выполнить, при необходимости, окончательное технико-экономическое сопоставление вариантов сети с выбором наиболее рационального варианта.
- Выполнить расчеты и анализ установившихся нормальных и послеаварийных режимов (не менее 2 режимов) и выбрать рациональные регулировочные ответвления РПН трансформаторов на всех подстанциях.

# ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ.

## Выбор силовых трансформаторов

Необходимо выбрать понижающие трансформаторы. На всех подстанциях устанавливаются два понижающих трансформатора для обеспечения надежности энергоснабжения потребителей и перегрузка каждого трансформатора при аварийном режиме могут быть представлены как 40% от номинальной мощности трансформатора. Выбор трансформаторов показан в таблице 2.1.

Таблица 2.1. Выбор силовых трансформаторов

Узел	Тип узла	$P_n$ , МВт	$Q_n$ , МВт	$\cos \varphi$	$S_n$ , МВА	$S_n/1,4$ , МВА	Тип трансформатора
2	Нагрузка	30	12,78	0,92	32,61	23,29	ТРДН-25000
4	Нагрузка	15	6,83	0,91	16,48	11,77	ТДН-10000
8	Нагрузка	40	19,37	0,9	44,44	31,75	ТРДН-25000
10	Нагрузка	15	7,68	0,89	16,85	12,04	ТДН-10000
11	Нагрузка	15	8,10	0,88	17,05	12,18	ТДН-10000

Полная нагрузка сильно не измениться если на схеме нанести нагрузку с потерями в трансформаторах, потери делятся на потери двух видов – первый потери в стали, второй на потери в меди. Потери для каждого трансформаторного узла приведены в Таблице 2.2. ( во внимание взят тот факт что трансформатора установлено два в каждом узле )

Таблица 2.2. Постоянные потери мощности в трансформаторах

Узел	Тип узла	$\Delta P_{xx}$ , МВт	$\Delta Q_{xx}$ , Мвар	$\Sigma P$ , МВт	$\Sigma Q$ , Мвар
2	Нагрузка	0,054	0,35	30,054	13,130
4	Нагрузка	0,028	0,14	15,028	6,974
8	Нагрузка	0,054	0,35	40,054	19,723
10	Нагрузка	0,028	0,14	15,028	7,825
11	Нагрузка	0,028	0,14	15,028	8,236

## РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ КОНФИГУРАЦИИ СЕТИ

При разработке вариантов конфигурации электрической сети следует учитывать особенности района с точки зрения потерь, и выбирать наиболее рациональную и компактную схему

Ниже на рис. 3.1 – 3.4 представлены разработанные варианты конфигурации сети.

Вариант 1 Радиальная сеть.

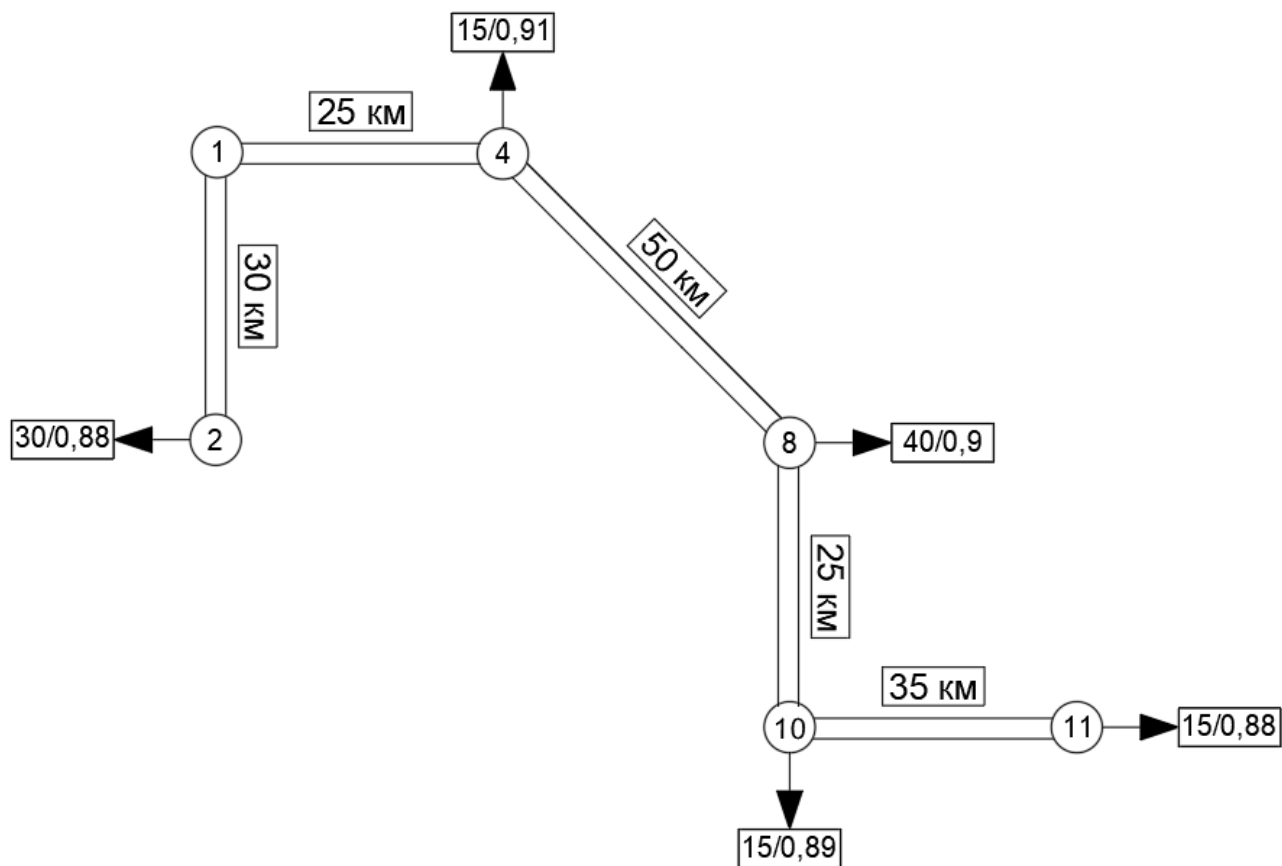


Рис. 3.1. Вариант 1 конфигурации сети

Вариант 2 Радиальная сеть, с одним кольцевым участком сети.

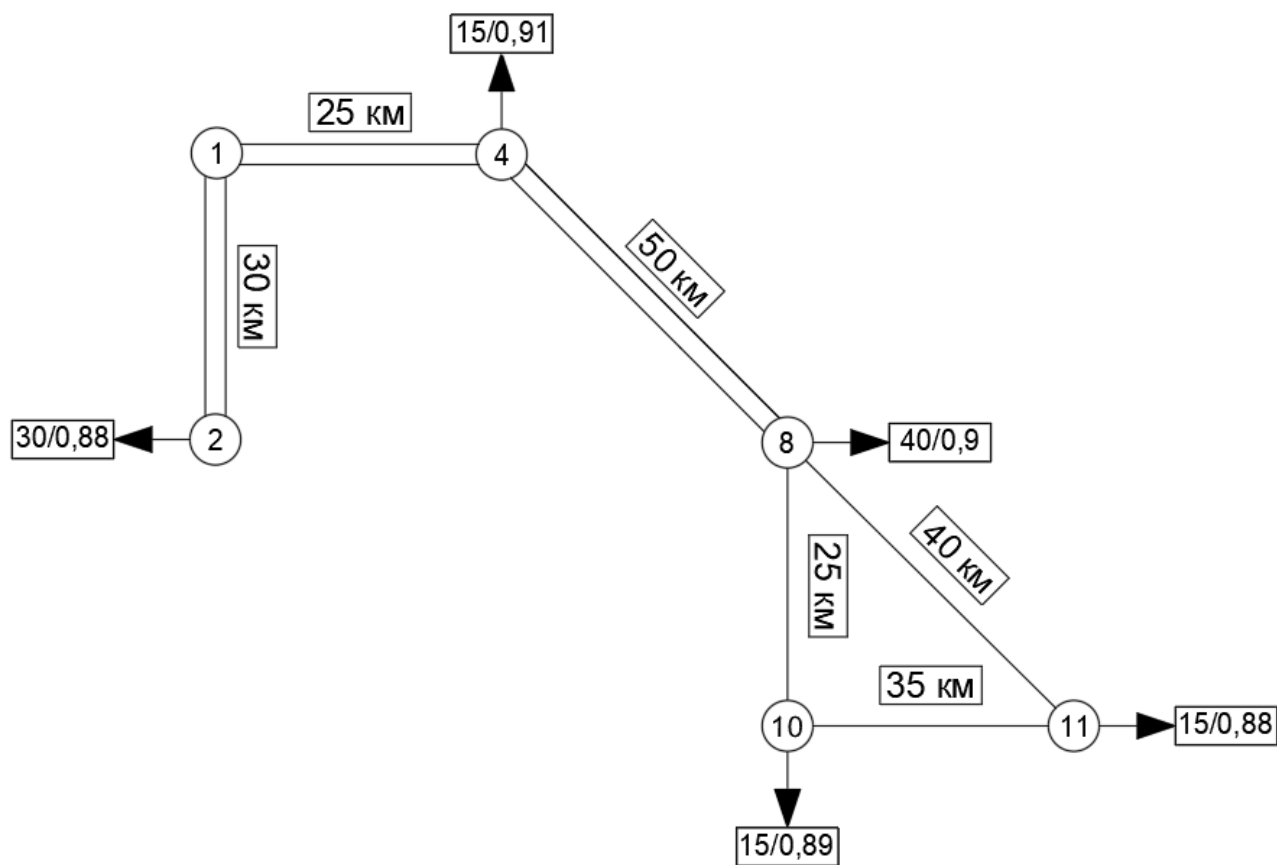


Рис 3.2. Вариант 2 конфигурации сети

The diagram shows a network with nodes 1, 2, 4, 8, 10, and 11. The connections and their associated values are as follows:

- Node 1 to Node 2: Distance 30 KM, Flow/Capacity 30/0,88.
- Node 1 to Node 4: Distance 25 KM.
- Node 2 to Node 4: Distance 30 KM.
- Node 4 to Node 8: Distance 50 KM, Flow/Capacity 15/0,91.
- Node 4 to Node 10: Distance 80 KM.
- Node 8 to Node 11: Distance 40 KM, Flow/Capacity 40/0,9.
- Node 10 to Node 11: Distance 35 KM.
- Node 10 to a sink node: Distance 15/0,89.
- Node 11 to a sink node: Distance 15/0,88.

Рис. 3.3. Вариант 3 конфигурации сети



Вариант 4 Кольцевая сеть.

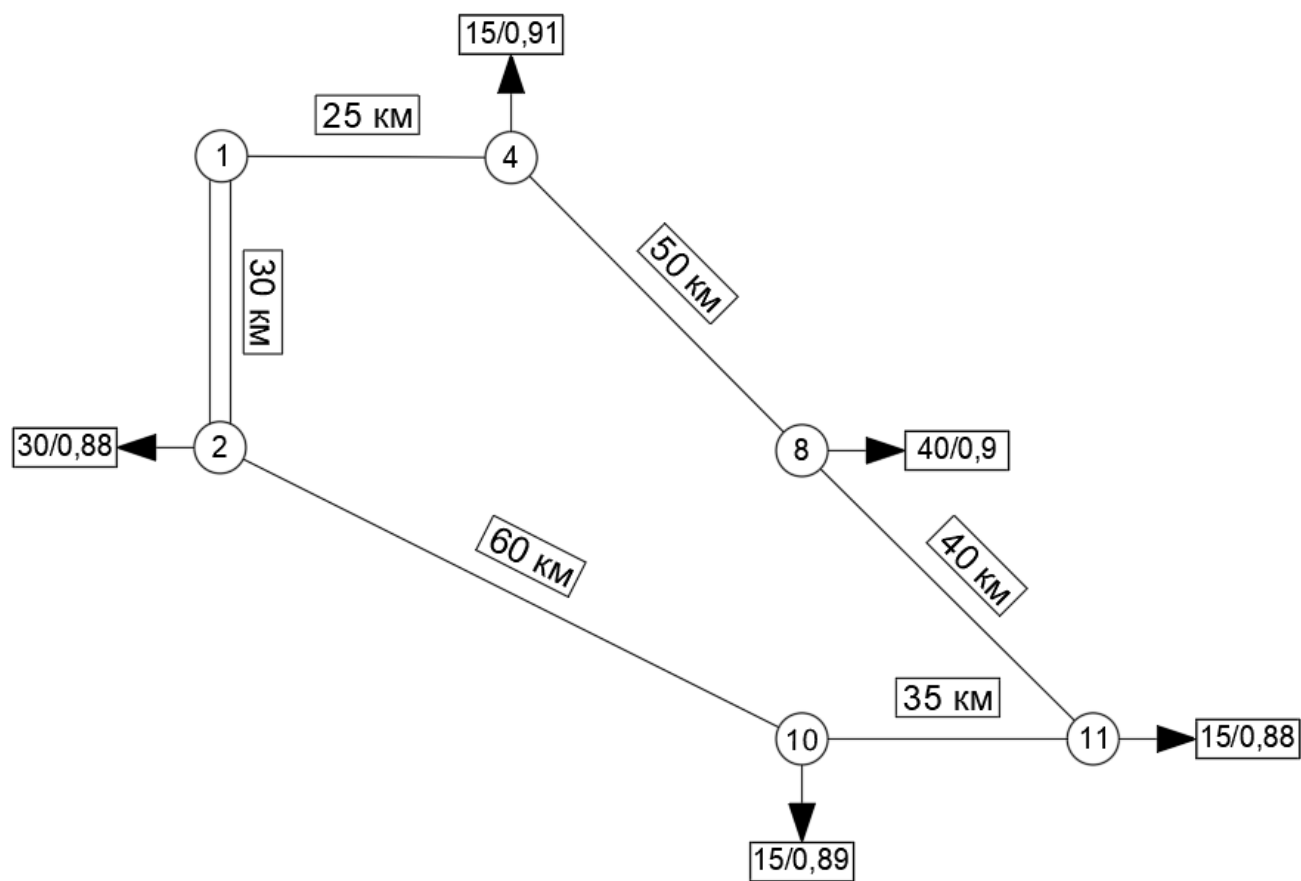


Рис 3.4. Вариант 4 конфигурации сети

# ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

## Расчет токораспределения в сети

Для расчета и выбора экономического сечения новых ЛЭП, а также проверки необходимости увеличения сечения существующих и вновь построенных ЛЭП необходимо произвести расчет токораспределения в сети в режиме максимальных нагрузок для каждого из вариантов.

Для расчета токораспределения удобнее всего использовать программный комплекс RASTR, который позволяет, с высокой точностью оценить токи протекающие по линиям, определить необходимость увеличения сечения и оценить потери в ЛЭП всего района, а так же по токораспределению выбрать экономическое сечение проводов.

Для расчета режима в RASTR необходимо внести информацию по узлам (класс напряжения, мощность нагрузки/генерации, заданный уровень напряжения) и ветвям (параметры схем замещения ЛЭП и трансформаторов).

На начальном этапе, сечения ЛЭП нам неизвестны, поэтому будем считать то, что они максимального сечения для вышеперечисленного класса напряжения, в нашем случае АС-240. Для всех вариантов общими являются величины нагрузок, а также данные параметры трансформаторов. Параметры ЛЭП различаются для каждого варианта. Ниже представлены схемы для расчета токов и выбора сечений ЛЭП, а также параметры силовых трансформаторов и автотрансформаторов и расчет параметров ЛЭП.

Определим величину нагрузочных токов протекающие в узел для этого понадобится знать продольные потери в трансформаторах  $\Delta P$  и  $\Delta Q$  которые будут рассчитаны по формуле.

$$\Delta P = \frac{S_H^2}{U_H^2} * R$$

Где  $X$  – активное сопротивление трансформатора,  $U_H=115\text{kV}$ . Таким образом мы найдем активные потери в трансформаторе.

$$\Delta Q = \frac{S_H^2}{U_H^2} * X$$

Где  $X$  – реактивное сопротивление трансформатора, Таким образом мы найдем реактивные потери в трансформаторе.

Для нахождения полной мощности потребляемой из узла, необходимо сложить все потери в трансформаторе, и перевести их в совокупную мощность. Что можно сделать по данным формулам:

$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P + \Delta P_x$  – активные потери в трансформаторе.

$\Delta Q_{\Sigma} = \Delta Q + \Delta Q_x$  – реактивные потери в трансформаторе.

Полная мощность узла рассчитывается по формуле:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{(P_H + \Delta P_{\Sigma})^2 + (Q_H + \Delta Q_{\Sigma})^2}$$

Тогда токовая нагрузка узла может быть рассчитана по формуле:

$$I_{max} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} * U_H}$$

Таблица 4.1 Таблица расчета максимальных токов нагрузки

№ узла	S <sub>н</sub> , МВА	P <sub>н</sub> , МВт	Q <sub>н</sub> , МВт	ΔP, МВт	ΔQ, МВАр	ΔP <sub>хх</sub> , МВт	ΔQ <sub>хх</sub> , МВАр	S <sub>э</sub> , МВА	I <sub>max</sub> , А	I <sub>расч</sub> , А
2	32,61	30	12,78	0,10	2,25	0,054	0,35	33,96	170	179
4	16,48	15	6,83	0,08	1,43	0,028	0,14	17,39	87	92
8	44,44	40	19,37	0,19	4,17	0,054	0,35	46,75	235	246
10	16,85	15	7,68	0,09	1,49	0,028	0,14	17,77	89	94
11	17,05	15	8,10	0,03	0,61	0,028	0,14	17,84	90	94

Где расчетны ток рассчитывается по формуле:

$$I_{расч} = I_{max} * a_1 * a_T$$

где  $a_1$  – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии,  $a_T$  – коэффициент учитывающий число часов использования максимальной мощности нагрузки линии  $T_{max}$  и коэффициент ее попадания в максимум энергосистемы  $K_{max}$ . Значение  $a_1$  – принимают равным 1,05. Значение  $a_T$  выбирают равным 1 для  $T_{max}=4500$  часов.

Вариант 1:

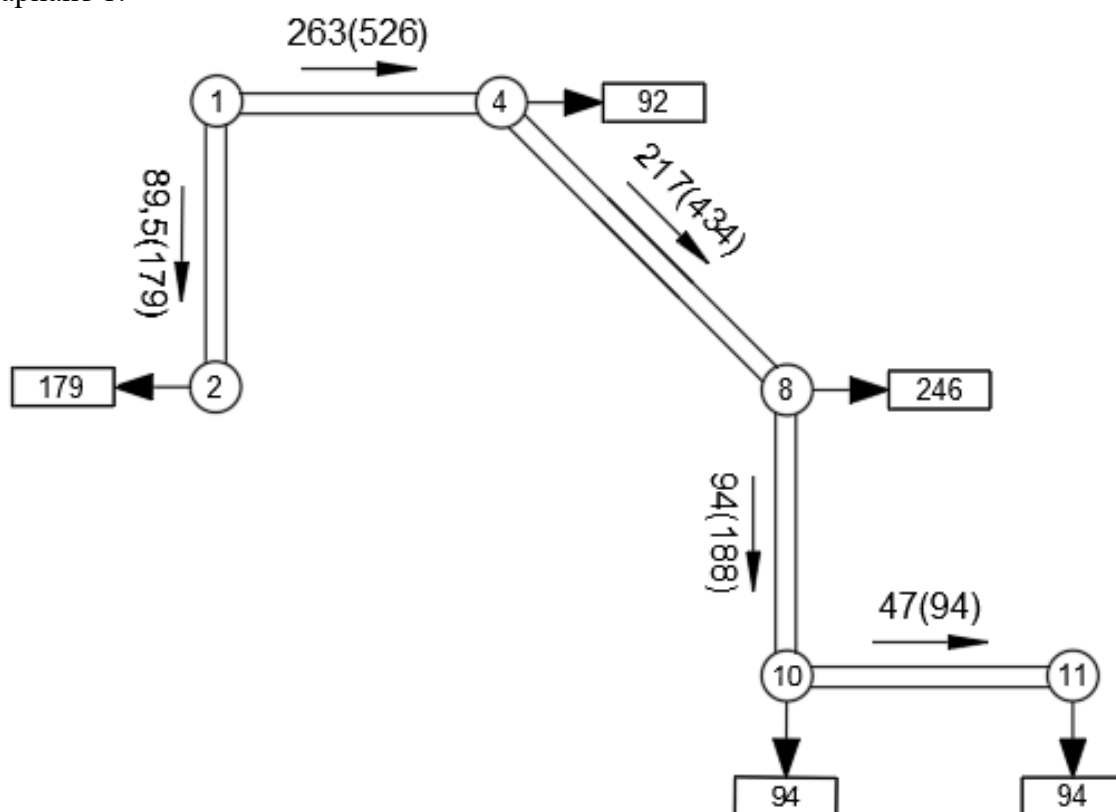


Рис. 4.1. Токораспределение в варианте 1

Таблица 4.2. Выбор сечений проводов ЛЭП для варианта 1 первая итерация

Нач	Кон	I <sub>сеч</sub> , А	I <sub>цеп</sub> , А	F <sub>ЭК</sub>	Эконом сеч	Вид аварии	I <sub>после авар.</sub> А	Выбр сеч	Длина линий, км. (кол-во)	
1	2	179	89,5	81	Установлен.	Откл. парал.	179	АС-240	30	2
1	4	526	263	239	АС-240	Откл. парал.	526	АС-240	25	2
4	8	434	217	197	АС-185	Откл. парал.	434	АС-185	50	2
8	10	188	94	85	АС-120	Откл. парал.	188	АС-120	25	2
10	11	94	47	43	АС-120	Откл. парал.	94	АС-120	35	2

Таблица 4.2.1 Сопротивления линий и трансформаторов

Нач.	Кон.	R <sub>0</sub> , Ом/км	R, Ом	Узел	R <sub>тр</sub> , Ом	Ток, А
1	2	0,12	3,60	2	2,54	179
1	4	0,12	3,00	4	7,95	92
4	8	0,162	8,10	8	2,54	246
8	10	0,249	6,23	10	7,95	94
10	11	0,249	8,72	11	7,95	94

$$\begin{aligned}
 \sum \Delta P_i &= \sum 3I^2i * Ri = 3 * (I_{1-2}^2 * R_{1-2} * n + I_{1-4}^2 * R_{1-4} * n + I_{4-8}^2 * R_{4-8} * n + I_{8-10}^2 * R_{8-10} * n \\
 &+ I_{10-11}^2 * R_{10-11} * n + n * (I_2^2 * r_2 + I_4^2 * r_4 + I_8^2 * r_8 + I_{10}^2 * r_{10} + I_{11}^2 * r_{11})) = \\
 &= 3 * (89,5^2 * 3,6 * 2 + 263^2 * 3 * 2 + 217^2 * 8,1 * 2 + 94^2 * 6,23 * 2 + 47^2 * 8,72 * 2 + 2 * \\
 &(2,54 * 179^2 + 7,95 * 92^2 + 2,54 * 246^2 + 7,95 * 94^2 + 7,95 * 94^2)) = 6,81 \text{ МВт}
 \end{aligned}$$

Вариант 2:

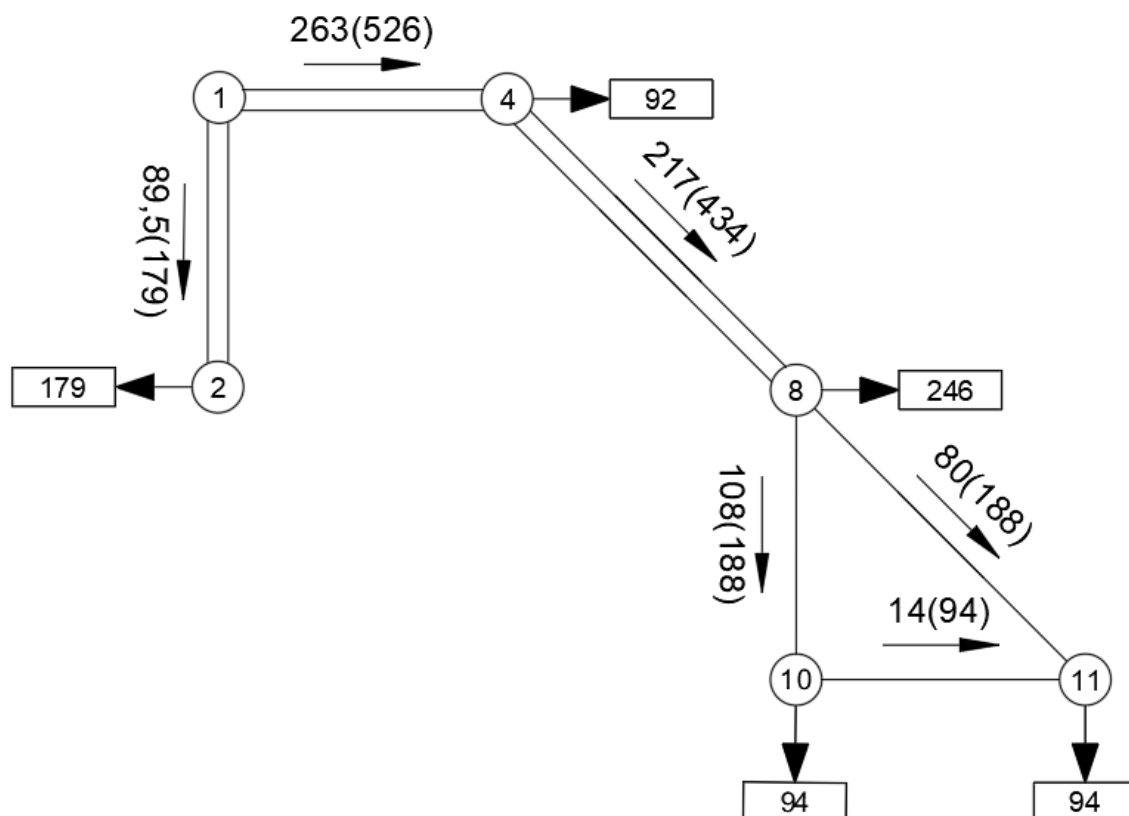


Рис. 4.2. Токораспределение в варианте 2

$$I_r = I_{8-11} = \frac{I_{11} * L_{8-10-11} + I_{10} * L_{8-10}}{L_{8-10-11}} = \frac{94 * (35 + 25) + 94 * 25}{40 + 35 + 25} = 80 \text{ А.}$$

Таблица 4.3. Выбор сечений проводов ЛЭП для варианта 2 первая итерация

Нач	Кон	$I_{\text{сеч}}, \text{А}$	$I_{\text{цеп}}, \text{А}$	Фэк	Эконом сеч	Вид аварии	$I_{\text{после авар.}}, \text{А}$	Выбр сеч	Длина линий, км. (кол-во)	
1	2	179	89,5	81	Установлен.	Откл. парал.	179	АС-240	30	2
1	4	526	263	239	АС-240	Откл. парал.	526	АС-240	25	2
4	8	434	217	197	АС-185	Откл. парал.	434	АС-185	50	2
8	10	108	108	98	АС-120	Откл. 8-11	188	АС-120	25	1
10	11	14	14	13	АС-120	Откл. 8-11	94	АС-120	35	1
8	11	80	80	73	АС-120	Откл. 8-10	188	АС-120	40	1

Таблица 4.3.1 Сопротивления линий и трансформаторов

Нач.	Кон.	$R_0, \text{Ом/км}$	$R, \text{Ом}$	Узел	$R_{\text{тр}}, \text{Ом}$	Ток, А
1	2	0,12	3,60	2	2,54	179
1	4	0,12	3,00	4	7,95	92
4	8	0,162	8,10	8	2,54	246
8	10	0,249	6,23	10	7,95	94
10	11	0,249	8,72	11	7,95	94
8	11	0,249	9,96			

$$\begin{aligned}\sum \Delta P_i &= \sum 3I^2i * Ri = 3 * (I_{1-2}^2 * R_{1-2} * n + I_{1-4}^2 * R_{1-4} * n + I_{4-8}^2 * R_{4-8} * n + I_{8-10}^2 * R_{8-10} * n \\ &+ I_{10-11}^2 * R_{10-11} * n + I_{8-11}^2 * R_{8-11} * n + n * (I_2^2 * r_2 + I_4^2 * r_4 + I_8^2 * r_8 + I_{10}^2 * r_{10} + I_{11}^2 * r_{11})) \\ &= 3 * (89,5^2 * 3,6 * 2 + 263^2 * 3 * 2 + 217^2 * 8,1 * 2 + 108^2 * 6,23 + 14^2 * 8,72 + 80^2 * 9,96 + \\ &+ 2 * (2,54 * 179^2 + 7,95 * 92^2 + 2,54 * 246^2 + 7,95 * 94^2 + 7,95 * 94^2)) = 6,77 \text{ МВт}\end{aligned}$$

Вариант 3:

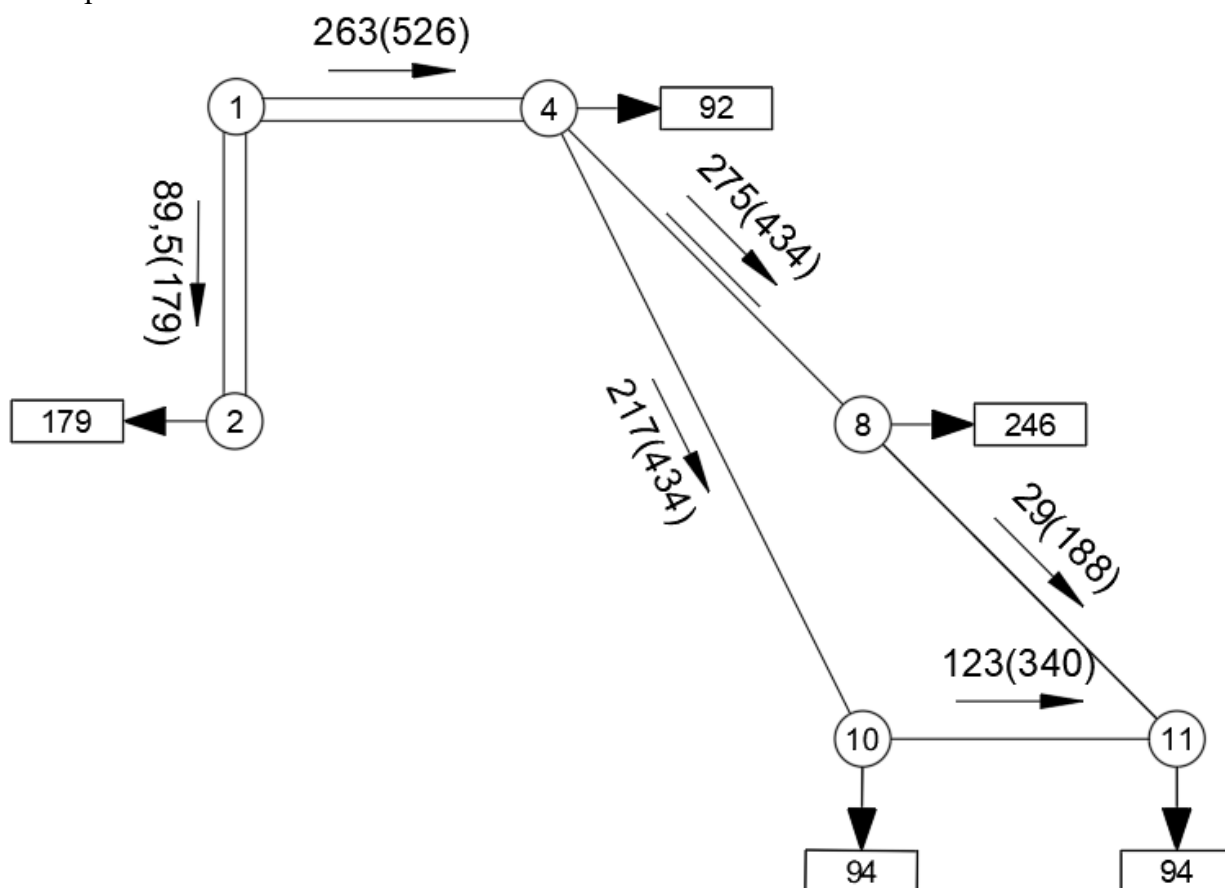


Рис. 4.3. Токораспределение в варианте 3

$$\begin{aligned}I_{\Gamma} = I_{4-8} &= \frac{I_8 * L_{8-11-10-4} + I_{11} * L_{11-10-4} + I_{10} * L_{10-4}}{L_{4-10-11-8-4}} = \\ &= \frac{246 * (40 + 35 + 80) + 94 * (35 + 80) + 94 * 35}{50 + 40 + 35 + 80} = 275 \text{ А.}\end{aligned}$$

Таблица 4.4. Выбор сечений проводов ЛЭП для варианта 3 первая итерация

Нач	Кон	$I_{\text{сеч}}, \text{А}$	$I_{\text{цеп}}, \text{А}$	ФЭК	Эконом сеч	Вид аварии	$I_{\text{после авар.}}, \text{А}$	Выбр сеч	Длина линий, км. (кол-во)	
1	2	179	89,5	81	Установлен.	Откл. парал.	179	АС-240	30	2
1	4	526	263	239	АС-240	Откл. парал.	526	АС-240	25	2
4	8	275	275	250	АС-240	Откл. 4-10	434	АС-240	50	1
8	11	29	29	26	АС-120	Откл. 4-10	188	АС-120	40	1
11	10	123	123	112	АС-120	Откл. 4-8	340	АС-120	35	1
4	10	217	217	197	АС-185	Откл. 2-5	434	АС-185	80	1

Таблица 4.4.1 Сопротивления линий и трансформаторов

Нач.	Кон.	R <sub>0</sub> , Ом/км	R, Ом	Узел	R <sub>тр</sub> , Ом	Ток, А
1	2	0,12	3,60	2	2,54	179
1	4	0,12	3,00	4	7,95	92
4	8	0,12	6,00	8	2,54	246
8	11	0,249	9,96	10	7,95	94
11	10	0,249	8,72	11	7,95	94
4	10	0,162	12,96			

$$\begin{aligned}
 \sum \Delta P_i &= \sum 3I^2i * Ri = 3 * (I_{1-2}^2 * R_{1-2} * n + I_{1-4}^2 * R_{1-4} * n + I_{4-8}^2 * R_{4-8} * n + I_{8-10}^2 * R_{8-10} * n \\
 &+ I_{10-11}^2 * R_{10-11} * n + I_{4-11}^2 * R_{4-11} * n + n * (I_2^2 * r_2 + I_4^2 * r_4 + I_8^2 * r_8 + I_{10}^2 * r_{10} + I_{11}^2 * r_{11})) \\
 &= 3 * (89,5^2 * 3,6 * 2 + 263^2 * 3 * 2 + 275^2 * 6 + 29^2 * 9,96 + 123^2 * 8,72 + 217^2 * 12,96 + \\
 &+ 2 * (2,54 * 179^2 + 7,95 * 92^2 + 2,54 * 246^2 + 7,95 * 94^2 + 7,95 * 94^2)) = 7,69 \text{ МВт}
 \end{aligned}$$

Вариант 4:

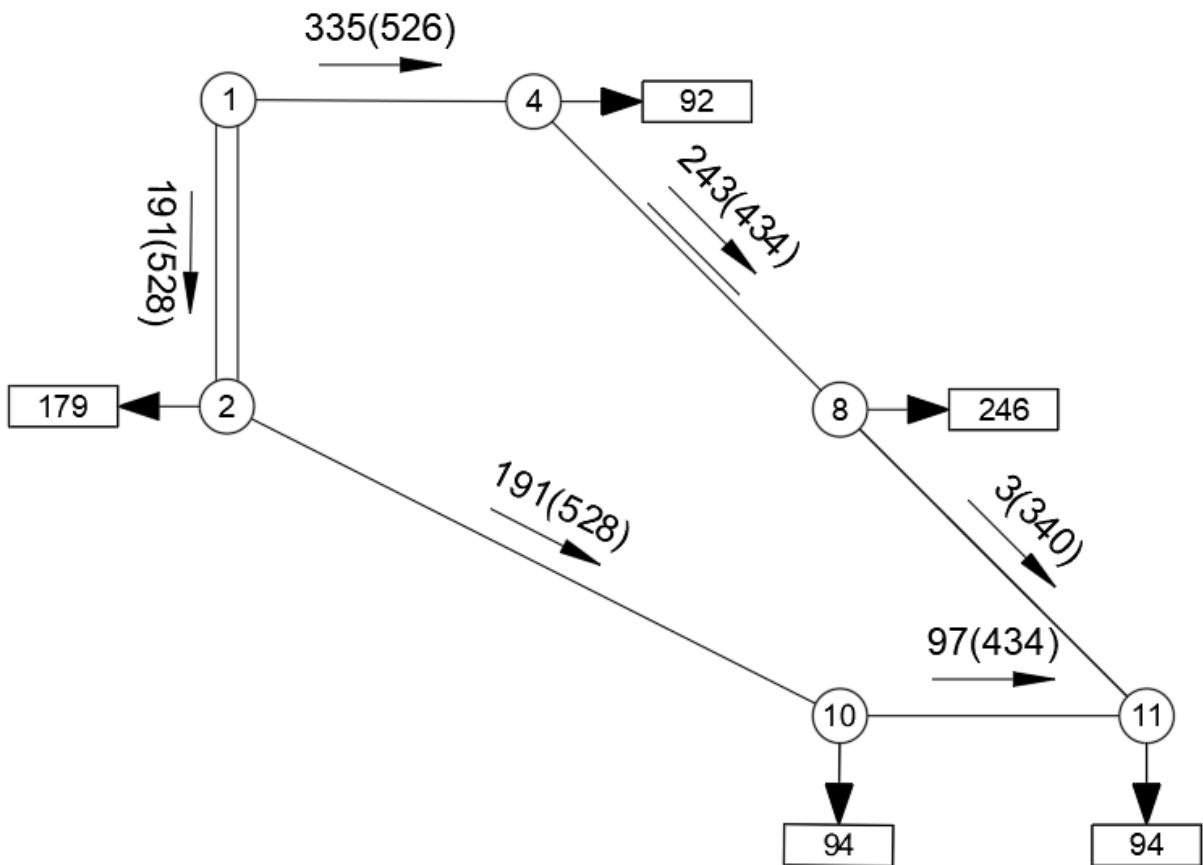


Рис. 4.4. Токораспределение в варианте 4

$$\begin{aligned}
 I_{\Gamma} = I_{1-4} &= \frac{I_4 * L_{4-8-11-10-2-1} + I_8 * L_{8-11-10-2-1} + I_{11} * L_{11-10-2-1} + I_{10} * L_{10-2-1} + I_2 * L_{2-1}}{L_{1-14-4-3-5-2-1}} = \\
 &= \frac{94 * (50 + 40 + 35 + 60 + 15) + 246 * (40 + 35 + 60 + 15) + 94 * (35 + 60 + 15)}{25 + 50 + 40 + 35 + 60 + 15} + \\
 &+ \frac{94 * (60 + 15) + 179 * 15}{25 + 50 + 40 + 35 + 60 + 15} = 335 \text{ А.}
 \end{aligned}$$

Таблица 4.5. Выбор сечений проводов ЛЭП для варианта 4 первая итерация

Нач	Кон	I <sub>сеч</sub> , А	I <sub>цеп</sub> , А	Fэк	Эконом сеч	Вид аварии	I <sub>после авар.</sub> А	Выбр сеч	Длина линий, км. (кол-во)	
1	2	370	185	168	Установлен.	Откл. 1-4	705	АС-240	30	2
1	4	335	335	305	АС-240	Откл. 2-10	526	АС-240	25	1
4	8	243	243	221	АС-240	Откл. 2-10	434	АС-240	50	1
8	11	3	3	3	АС-120	Откл. 1-4	340	АС-120	40	1
11	10	97	97	88	АС-120	Откл. 1-4	434	АС-150	35	1
2	10	191	191	174	АС-185	Откл. 1-4	528	АС-240	60	1

Таблица 4.6.1 Сопротивления линий и трансформаторов

Нач.	Кон.	R <sub>0</sub> , Ом/км	R, Ом	Узел	R <sub>тр</sub> , Ом	Ток, А
1	2	0,12	3,60	2	2,54	179
1	4	0,12	3,00	4	7,95	92
4	8	0,12	6,00	8	2,54	246
8	11	0,249	9,96	10	7,95	94
11	10	0,198	6,93	11	7,95	94
2	10	0,12	7,20			

$$\begin{aligned}
 \sum \Delta P_i &= \sum 3I^2i * Ri = 3 * (I_{1-2}^2 * R_{1-2} * n + I_{1-4}^2 * R_{1-4} * n + I_{4-8}^2 * R_{4-8} * n + I_{8-10}^2 * R_{8-10} * n \\
 &\quad + I_{10-11}^2 * R_{10-11} * n + I_{2-11}^2 * R_{2-11} * n + n * (I_2^2 * r_2 + I_4^2 * r_4 + I_8^2 * r_8 + I_{10}^2 * r_{10} + I_{11}^2 * r_{11})) \\
 &= 3 * (185^2 * 3.6 * 2 + 335^2 * 3 + 243^2 * 6 + 3^2 * 9.96 + 97^2 * 6.93 + 191^2 * 7.2 + \\
 &\quad + 2 * (2.54 * 179^2 + 7.95 * 92^2 + 2.54 * 246^2 + 7.95 * 94^2 + 7.95 * 94^2)) = 6,45 \text{ МВт}
 \end{aligned}$$



## ВЫБОР ЧИСЛА ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ

Выключатель является самым ответственным аппаратом в высоковольтной системе, при авариях он всегда должен обеспечивать четкую работу. При отказе выключателя авария развивается, что ведет к тяжелым разрушениям и большим материальным потерям, связанных с не доступом электроэнергии, прекращением работы крупных предприятий.

В связи с этим основным требованием к выключателям является особо высокая надежность их работы во всех возможных эксплуатационных режимах. Отключение выключателем любых нагрузок не должно сопровождаться перенапряжениями, опасными для изоляции элементов установки. В связи с тем, что режим короткого замыкания для системы является наиболее тяжелым, выключатель должен обеспечивать отключение цепи за минимально возможное время.

Общие требования к конструкциям и характеристикам выключателей устанавливаются стандартами:

ГОСТ Р52565-2006 «Выключатели переменного тока на напряжение от 3 до 750 кВ. Общие технические условия.»

ГОСТ 12450-82 «Выключатели переменного тока высокого напряжения. Отключение ненагруженных линий».

ГОСТ 8024-84 «Допустимые температуры нагрева токоведущих элементов, контактных соединений и контактов аппаратов и электротехнических устройств переменного тока на напряжение свыше 1000 В.»

ГОСТ 1516.3-96 «Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции».

Ниже в табл. 5.1 представлен выбор числа выключателей 110 кВ, а также расчет числа ячеек выключателей для каждого из вариантов.

Таблица 5.1 – выбор числа выключателей

Уз.	Вар1			Вар2			Вар3			Вар4		
	лэп	тр	выкл	лэп	тр	выкл	лэп	тр	выкл	лэп	тр	выкл
1	4		6	4		6	4		6	3		5
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	2	7
4	4	2	8	4	2	8	4	2	8	2	2	3
8	4	2	8	4	2	8	2	2	3	2	2	3
10	4	2	8	2	2	3	2	2	3	2	2	3
11	2	2	2	2	2	3	2	2	3	2	2	3
	Итого:		34	Итого:		30	Итого:		25	Итого:		24

## ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ РАЗВИТИЯ СЕТИ

Технико-экономическое сравнение является одним из основных приемов для выбора оптимального варианта развития электрической сети. Для его проведения необходимо выполнить условие о сопоставимости вариантов: все варианты должны быть технически и экономически сопоставимы, т.е. обеспечивать одинаковую передаваемую мощность и качество электроэнергии во всех режимах работы сети. На примере выключателей мы будем сравнивать вариант с наименьшим числом выключателей с оставшимися вариантами.

При сравнении вариантов электрической сети 110 кВ считается, что строительство проходит в 1 этап, капитальные вложения вкладываются единовременно, ежегодные издержки неизменны в течение всего периода эксплуатации. В этих условиях технико-экономическое сравнение осуществляется на основе сопоставления приведенных затрат. Они рассчитываются по формуле:

$$Z = E_H * K + I + Y,$$

где  $K$  – единовременные капитальные вложения на сооружение сети;  
 $E_H=0,2$  – нормативный коэффициент капиталовложений;  
 $I$  – издержки;  
 $Y$  – ущерб от недоотпуска электроэнергии.

В свою очередь капитальные вложения складываются из вложений в линии и подстанции:

$$K_{\Sigma} = K_L + K_{ПС}$$

$$K_L = C * l * n * K,$$

где  $C$  – удельная стоимость сооружения ЛЭП, тыс.руб/км;  
 $l$  – длина линии, км;  
 $n$  – число параллельных линий;  
 $K=68,8$  – коэффициент пересчета цен.

Капитальные вложения в подстанцию рассчитываются следующим образом:

$$K_{ПС} = K_B + K_T,$$

$K_B$  – капитальные вложения в выключатели.

$$K_B = C_B * n_B * K,$$

где  $C_B$  – стоимость ячейки выключателя 110 кВ;  
 $n_B$  – число ячеек выключателей 110 кВ;  
 $K=72,4$  – коэффициент пересчета цен  
 $K_T$  – капитальные вложения в трансформаторы.

$$K_T = C_T * n_T * K,$$

где  $C_T$  – расчетная стоимость силового трансформатора;  
 $n_T$  – число силовых трансформаторов;  
 $K=72,4$  – коэффициент пересчета цен.

Что касается издержек  $I$ , то они также складываются из нескольких составляющих:

$$I = I_L + I_{ПС} + I_{\Delta\epsilon},$$

где  $I_L = \alpha_L K_L$  – ежегодные издержки на амортизацию и обслуживание линий электропередачи;  
 $I_{ПС} = \alpha_{ПС} K_{ПС}$  – ежегодные издержки на амортизацию и обслуживание подстанций;  
 $\alpha_L=0,028$ ;  $\alpha_{ПС}=0,094$  – коэффициенты отчислений на амортизацию и обслуживание линий и подстанций.

Учитывая существенную долю в приведенных затратах капиталовложений и издержек на подстанции, а также тот факт, что число, мощность и типы трансформаторов не зависят от конфигурации сети и одинаковы во всех вариантах, капиталовложения и издержки на обслуживание трансформаторов при технико-экономическом сравнении не учитываются.

Издержки на возмещение потерь электроэнергии в линиях и трансформаторах определяются по формуле:

$$И_{\Delta\mathcal{E}} = \beta_0(\tau * \Delta P_{max} + 8760 * \Delta P_{пост}),$$

где  $\Delta P_{max}$  - суммарные переменные потери мощности в сети в режиме максимальных нагрузок;  
 $\Delta P_{пост}$  - суммарные постоянные потери в сети (суммарные потери на корону, суммарные потери холостого хода трансформаторов);

$\beta_0$  - удельная стоимость потерь активной энергии в сети;

$\tau$  - число часов максимальных потерь в году.

Число часов максимальных потерь приближенно определяется по числу часов максимальной мощности:

$$\tau = (0,124 + \frac{T_{max}}{10^4})^2 * 8760 = \left(0,124 + \frac{4500}{10^4}\right)^2 * 8760 = 2886,21 \text{ ч}$$

Учет фактора надежности производится путем определения среднегодового ущерба от нарушений электроснабжения потребителей III категории по надежности. В связи с тем что во всех узлах сети имеются потребители I и II категорий по надежности и предусмотрено питание всех потребителей от двух независимых источников ущерб от нарушений электроснабжения не определяется.

Ниже приведено технико-экономическое сравнение 4 полученных ранее вариантов. При технико-экономическом сравнении не учитывались силовые трансформаторы, так как их тип и число одинаковы для всех вариантов. При определении капиталовложений в выключатели учитывалось то количество выключателей, которое отличалось от остальных вариантов (в варианте с наименьшим количеством выключателей – 0, в остальных – разность между количеством выключателей данного варианта и варианта с наименьшим числом выключателей).

Расчет капитальных вложений в выключатели приведен в табл. 6.1.

Таблица 6.1. Капитальные вложения в выключатели

Вариант	N <sub>выкл</sub>	C <sub>выкл</sub>	Кв, млн.руб.
1	10	35	24,08
2	6		14,45
3	1		2,41
4	0		0,00

Таблица 6.2. Годовые издержки на потери электроэнергии

Вариант	$\Delta P_{max}$ , МВт	$\Delta \mathcal{E}_{год}$ , МВт*ч	$И_{\Delta\mathcal{E}}$ , млн.руб.
1	6,81	19655,09	29,48
2	6,77	19539,64	29,31
3	7,69	22194,95	33,29
4	6,45	18616,05	27,92

Таблица 6.3. Капитальные вложения в линии электропередачи

Вариант	Нач	Кон	Провод	l, км	n	Сл, тыс. руб/км	К, млн.руб.
1	1	2	АС-240	30	2	0	0,0
	1	4	АС-240	25	2	14	48,2
	4	8	АС-185	50	2	12,9	88,8
	8	10	АС-120	25	2	11,4	39,2
	10	11	АС-120	35	2	11,4	54,9
	Итого						231,0
Вариант	Нач	Кон	Провод	l, км	n	Сл, тыс. руб/км	К, млн.руб.
2	1	2	АС-240	30	2	0	0,0
	1	4	АС-240	25	2	14	48,2
	4	8	АС-185	50	2	12,9	88,8
	8	10	АС-120	25	1	11,4	19,6
	10	11	АС-120	35	1	11,4	27,5
	8	11	АС-120	40	1	11,4	31,4
	Итого						215,3
Вариант	Нач	Кон	Провод	l, км	n	Сл, тыс. руб/км	К, млн.руб.
3	1	2	АС-240	30	2	0	0,0
	1	4	АС-240	25	2	14	48,2
	4	8	АС-240	50	1	14	48,2
	8	11	АС-120	40	1	11,4	31,4
	11	10	АС-120	35	1	11,4	27,5
	4	10	АС-185	80	1	12,9	71,0
	Итого						226,1
Вариант	Нач	Кон	Провод	l, км	n	Сл, тыс. руб/км	К, млн.руб.
4	1	2	АС-240	30	2	0	0,0
	1	4	АС-240	25	1	14	24,1
	4	8	АС-240	50	1	14	48,2
	8	11	АС-120	40	1	11,4	31,4
	11	10	АС-150	35	1	11,7	28,2
	2	10	АС-240	60	1	14	57,8
	Итого						189,6

Таблица 6.4. Экономическое сопоставление вариантов

Вариант	К <sub>л</sub> , млн.руб.	К <sub>пс</sub> , млн.руб.	И <sub>Δэ</sub> , млн.руб.	3	
				млн.руб.	о.е.
1	231,0	24,08	29,48	89,24	1,25
2	215,3	14,45	29,31	82,66	1,16
3	226,1	2,41	33,29	85,56	1,20
4	189,6	0,00	27,92	71,15	1,00

Анализ результатов экономического сопоставления (табл. 7.4) показывает, что варианты 3 и 4 наиболее экономичные. Предпочтение отдается 4 варианту.

## РАСЧЕТ И АНАЛИЗ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ. ВЫБОР РАЦИОНАЛЬНЫХ ОТВЕТВЛЕНИЙ РПН ТРАНСФОРМАТОРОВ.

Одним из важнейших этапов проектирования электрической сети является расчет и анализ установившихся нормальных и послеаварийных режимов. Это позволяет, с одной стороны провести анализ потокораспределения в сети, а с другой оценить уровни напряжений и проверить их соответствие требованиям ГОСТ 32144-2013. Согласно этому ГОСТу, отклонение напряжения на границе раздела балансовой принадлежности не должно превышать  $\pm 10\%$  от номинального или напряжения, согласованного с потребителем. Расчет режима позволит произвести выбор рациональных регулировочных ответвлений трансформаторов на понижающих подстанциях для каждого узла нагрузки, а также определить необходимость установки компенсирующих устройств для поддержания напряжения на требуемом уровне.

Далее рассматриваются 2 режима для выбранного варианта развития сети (вариант 4). Следует отметить, что нормальный режим рассчитан как при задании потерь в трансформаторах неизменным отбором мощности.

После этого на основе информации о процентном отклонении напряжения в узлах нагрузки от требуемого и данным по законам регулирования понижающих трансформаторов производится расчет рациональных регулировочных ответвлений. Расчеты представлены в табл. 7.1-7.2.

Таблица 7.1. Выбор регулировочных ответвлений в нормальном режиме при задании потерь в трансформаторах неизменным отбором мощности.

№ узла	U <sub>низ</sub> , кВ	U <sub>треб</sub> , кВ	$\Delta U$ , %	К, %	X	n	U <sub>после рег</sub> , кВ	$\Delta U$ , %
2	9,87	10,4	-5,06	1,78	-2,84	-3	10,39	-0,07
4	10	10	0,03		0,02	0	9,99	-0,14
8	8,77	10,5	-16,45		-9,24	-9	10,14	-3,47
10	9,47	10	-5,34		-3,00	-3	9,94	-0,64
11	9,18	10	-8,23		-4,62	-5	9,95	-0,46

Таблица 7.2. Выбор регулировочных ответвлений при отключении линии 1-4

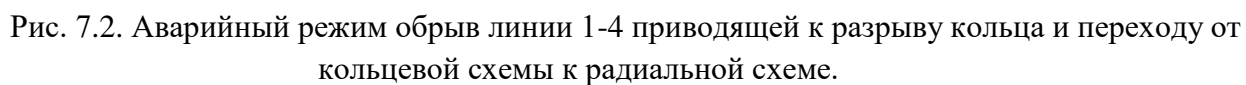
№ узла	U <sub>низ</sub> , кВ	U <sub>треб</sub> , кВ	$\Delta U$ , %	К, %	X	n	U <sub>после рег</sub> , кВ	$\Delta U$ , %
2	9,64	10,4	-7,27	1,78	-4,08	-2	10,26	-1,39
4	5	10	-50		-28,09	-9	5	-50*
8	5,14	10,5	-51,09		-28,70	-9	5,22	-50,24*
10	8,12	10	-18,85		-10,59	-6	8,57	-14,27*
11	6,85	10	-31,47		-17,68	-9	7,34	-26,58*

\*-напряжение после регулирования ниже допустимого с учетом отклонения 10%.  
Необходимо установить управляемую БСК.

№ узла	U <sub>низ</sub> , кВ	U <sub>треб</sub> , кВ	ΔU, %	K, %	X	n	U <sub>после рег</sub> , кВ	ΔU, %
2	9,97	10,4	-4,09	1,78	-2,30	-1	10,15	-2,39
4	10,54	10	5,43		3,05	2	10,16	1,62
8	9,71	10,5	-7,54		-4,24	-2	10,05	-4,29
10	10,29	10	2,88		1,62	1	10,1	1,03
11	10,08	10	0,78		0,44	0	10,07	0,74

Далее на рис. 7.1 – 7.2 приведены схемы полученных режимов. При этом на понижающих трансформаторах установлены рассчитанные регулировочные ответвления, и напряжения в узлах нагрузки максимально приближены к требуемым.





## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В процессе работы был произведен полный цикл анализов и расчетов, связанных с проектированием электрической сети от анализа района проектирования сети до расчета и анализа установившихся режимов. На основе этого были разработаны 4 варианта конфигурации сети, для каждого из которых был произведен расчет и выбор экономических сечений ЛЭП и проверка их на термическую стойкость в послеаварийных режимах. Далее на основе информации о выбранных сечениях, а также произведенном выборе вида распределительного устройства 110 кВ понижающих подстанций было проведено технико-экономическое сравнение вариантов. В результате был получен самый экономичный вариант, из которых был выбран наиболее удачный с точки зрения конфигурации. Для этого варианта был произведен расчет нормального режима и послеаварийного режима - отключение наиболее загруженной линии. Для каждого из режимов был произведен выбор рациональных регулировочных ответвлений и проверка необходимости установки компенсирующих устройств. Расчеты показали, что компенсирующие устройства не требуется, и во всех режимах за счет РПН трансформаторов обеспечивается качество электроэнергии согласно ГОСТ 32144-2013.



## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Часть I. Электроэнергетические системы и сети: методическое пособие по дисциплине «Электроэнергетические системы и сети» 2-е изд. перераб. и доп. / С.С. Ананичева, А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг. Екатеринбург: 2013. 53 с.
2. Электрические системы и сети. Практические задачи электрических сетей: учебное пособие / С. С. Ананичева, М. А. Калинкина. Екатеринбург: УрФУ, 2012. 114 с.
3. Схемы замещения и установившиеся режимы электрических сетей: учебное пособие / С.С. Ананичева, А.Л. Мызин. Свердловск: УрФУ, 2013. 84 с.
4. Качество электроэнергии. Регулирование напряжения и частоты: учеб. пособие / С.С. Ананичева, А.Л. Мызин. Екатеринбург: УрФУ, 2013. 138 с.
5. Суворов А.А., Дмитриев С.А., Хальясмаа А.И. Методические указания по разработке и оформлению дипломных работ (проектов) для студентов электроэнергетических специальностей. Екатеринбург: УрФУ, 2011. XX с.
6. Герасименко А.А. Передача и распределение электрической энергии: учебное пособие / А.А. Герасименко, В.Т. Федин. - М.: КНОРУС, 2012. 648 с.