

Введение

Целью данного курсового проекта является разработка электрической сети, предназначенной для питания шести пунктов потребления электроэнергии. Питание осуществляется от одной подстанции. Считается, что электрическая сеть создаётся без учета наличия других системных подстанций и возможности запитки от них, то есть в районе имеются только шесть пунктов потребления и подстанция, осуществляющая питание. При выполнении курсового проекта необходимо выбрать элементы схемы развития сетевого района, определить параметры режима работы сети, осуществить регулирование напряжения на шинах подстанций, произвести анализ результатов расчета режимов спроектированной сети и найти основные технико-экономические показатели.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подпись и дата						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ТПЖА 565722.103 ПЗ					Лист
										3

1 Выбор элементов схемы развития сетевого района

1.1 Выбор номинального напряжения сети

Электроснабжение пунктов 1-6 предполагается осуществлять от системной подстанции «А». Взаимное географическое расположение пунктов потребления электроэнергии и узловой подстанции «А», а также конфигурация сети приведены на рисунке 1.1.

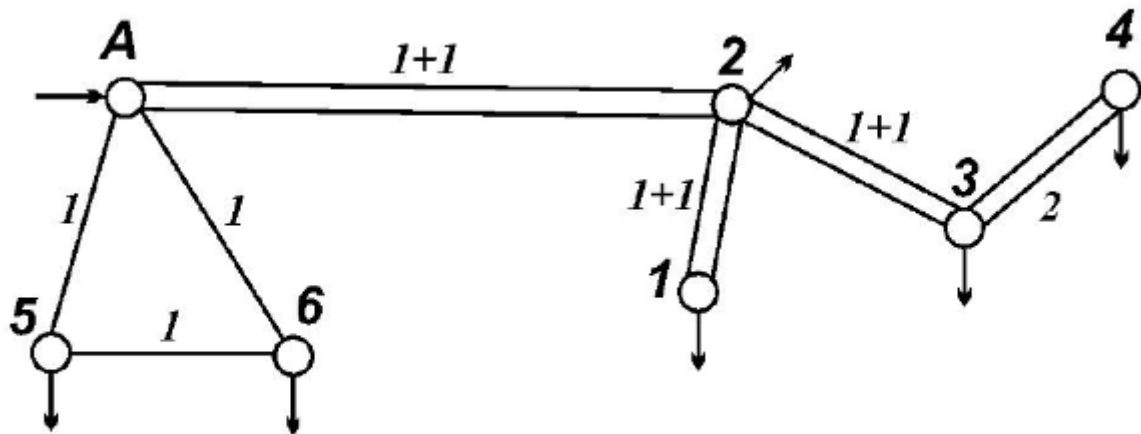


Рисунок 1.1 - Конфигурация сети

Электроснабжение пунктов 1-6 предполагается осуществлять от системной подстанции «А». Взаимное географическое расположение пунктов потребления электроэнергии и узловой подстанции «А», а также конфигурация сети приведены на рисунке 1.1.

Для определения длины линий надо учитывать, что протяженность трассы из-за ее непрямолинейности и неровностей рельефа местности на 5-15 % больше расстояний по прямой между рассматриваемыми пунктами.

Определим протяженность воздушной ЛЭП по формуле, км:

$$l = 1.05 \cdot l_{cm} \cdot M ; \quad (1.1)$$

Где l_{cm} - измеренное расстояние по рис. 1.1

M - масштаб, $M=15$.

Подпись и дата		Инв. № дубл.		Взам. инв. №		Подпись и дата		Инв. № подл.	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ТПЖА 565722.103 ПЗ				Лист
									4

$l_{A-5} = 1.2 \cdot 15 \cdot 1.05 = 19.$

Протяженность участков воздушной линии электропередачи представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1- Протяженность участков воздушной ЛЭП

Участок ЛЭП	$l_{см}$, см	Протяженность участка, км
A-5	1.2	19
5-6	1.1	17
A-6	1.4	22
A-2	2.8	44
2-1	0.9	14
2-3	1.2	19
3-4	1	16

Параметры нагрузок подстанций представлены в таблице 1.2

Таблица 1.2 Параметры нагрузок подстанций

Пункт	1	2	3	4	5	6
Наибольшая зимняя нагрузка P , МВт	20	17	19	38	21	11
Коэффициент мощности нагрузки $\cos\varphi$	0,84	0,83	0,83	0,86	0,85	0,84
Количество силовых трансформаторов на подстанции	2	2	2	2	2	2

Номинальное напряжение определяется передаваемой активной мощностью и длиной линии электропередач. Поэтому для заданной конфигурации необходимо определить распределение активных мощностей в схеме.

Для определения потоков активных мощностей, протекающих по ЛЭП, линии, образующие кольцо преобразуем в цепь с двухсторонним питанием, мысленно разрезав ее по узлу А. Затем рассчитываем потоки активных мощностей в линиях без учета потерь по правилу моментов.

Име. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подпись и дата

Diagram of a transmission line with two loads. The line has three segments: 22 km from node A to node 6, 17 km from node 6 to node 5, and 19 km from node 5 to node A. A load of 11 MBT is connected at node 6, and a load of 21 MBT is connected at node 5. Power flow arrows are shown: P_{A-6} from A to 6, P_{6-5} from 6 to 5, and P_{A-5} from A to 5.

Тогда значения P_{A-5} и P_{A-6} , МВт:

$$P_{A-6} = \frac{11 \cdot (17+19) + 21 \cdot 19}{22+17+19} = 13.71 \text{ MBT};$$

$$P_{A-5} = \frac{21 \cdot (17 + 22) + 11 \cdot 22}{19 + 17 + 22} = 18.29 \text{ MBT};$$

$$P_{A-6} + P_{A-5} = P_5 + P_6; \quad (1.4)$$

$$13.71 + 18.29 = 11 + 21;$$

Участок 6-5;

Подпись и дата	$P_{A-6} = \frac{P_6 \cdot (l_{6-5} + l_{5-A}) + P_5 \cdot l_{5-A}}{l_{6-5} + l_{5-A} + l_{A-6}} \tag{1.2}$ $P_{A-6} = \frac{11 \cdot (17 + 19) + 21 \cdot 19}{22 + 17 + 19} = 13.71 \text{ МВт};$																	
Инв. № дубл.	$P_{A-5} = \frac{P_5 \cdot (l_{5-6} + l_{6-A}) + P_6 \cdot l_{6-A}}{l_{5-6} + l_{6-A} + l_{5-A}} \tag{1.3}$ $P_{A-5} = \frac{21 \cdot (17 + 22) + 11 \cdot 22}{19 + 17 + 22} = 18.29 \text{ МВт};$																	
Взам. инв. №	Проверка правильности вычислений по уравнению баланса мощностей: $P_{A-6} + P_{A-5} = P_5 + P_6; \tag{1.4}$ $13.71 + 18.29 = 11 + 21;$																	
Подпись и дата	Перетоки активной мощности на остальных участках схемы определяем по первому закону Кирхгофа, МВт. Участок 6-5;																	
Инв. № подл.	<table><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td rowspan="2">ТПЖА 565722.103 ПЗ</td><td>Лист</td></tr><tr><td>Изм.</td><td>Лист</td><td>№ докум.</td><td>Подпись</td><td>Дата</td><td>6</td></tr></table>										ТПЖА 565722.103 ПЗ	Лист	Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	6
					ТПЖА 565722.103 ПЗ	Лист												
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		6												

$$P_{6-5} = P_{A-6} - P_6 \quad (1.5)$$

$$P_{6-5} = 13.71 - 11 = 2.71$$

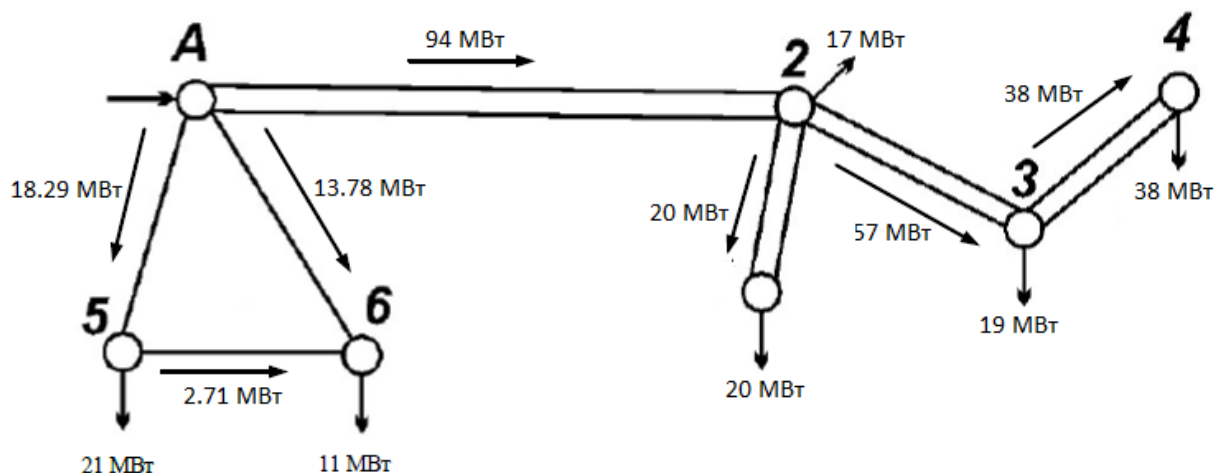


Рис.1.3- Потокораспределение в электрической сети

Для определения напряжения в одноцепных линиях используем формулу, кВ;

Участок сети А-6 выполнен двухцепной линией, поэтому $U_{ном}$ для этой линии определится по формуле, кВ:

$$U = 16 \cdot \sqrt[4]{P \cdot l}, \quad (1.6)$$

где Р-переток мощности на выбранном участке,МВт;

l - длина участка, км.

$$U_{ном3-4} = 16 \cdot \sqrt[4]{38 \cdot 16} = 79,45.$$

Для этой линии выбирается номинальное напряжение 110 кВ.

Для двух одноцепных линий:

$$U = 4,34 \cdot \sqrt{l + 16 \cdot \frac{P}{2}}; \quad (1.7)$$

Так как в кольце рекомендуется для всех участков принимать одинаковое номинальное напряжение, то линии А-5, А-6, 5-6 следует выбрать номинальное напряжение 110 кВ.

Результаты расчета напряжений и активных мощностей в линии электропередачи,предствлены в таблице 1.3.

Таблица 1.3- Результаты расчета

Линия	l, км	Исполнение линии	Р, МВт	$U_{расч}$, кВ	$U_{ном}$, кВ
1	2	3	4	5	6

Ине. № подл.	Подпись и дата
Взам. инв. №	Ине. № дубл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

ТПЖА 565722.103 ПЗ

1	2	3	4	5	6
A-5	19	1	18,29	76,61	110
5-6	17	1	2,71	33,71	110
A-6	22	1	13,71	67,43	110
A-2	544	1+1	94	122,45	220
1	2	3	4	5	6
2-1	14	1+1	20	57,24	110
2-3	19	1+1	57	94,59	110
3-4	16	2	38	79,45	110

1.2. Выбор мощности компенсирующих устройств

Компенсация реактивной мощности существенно влияет на значение мощностей нагрузок подстанций, а значит и на выбор номинальной мощности трансформаторов, сечений проводов линий электропередачи, на потери напряжения и мощности в сети.

Подключение компенсирующих устройств условно предусматривается к секциям шин 10 кВ. Наиболее широкое распространение получили комплектные конденсаторные установки (ККУ). Необходимая мощность батарей конденсаторов, устанавливаемых на каждой подстанции, набирается параллельным включением конденсаторных установок.

Найдем $tg\varphi_i$ для ПС 1 по известному коэффициенту мощности нагрузки $\cos\varphi_i$;

$$tg\varphi_i = tg(\arccos\varphi_i)$$

$$tg\varphi_1 = tg(\arccos(0,84)) = 0,646.$$

Для подстанции 1 реактивная мощность нагрузки $Q_{\max i}$ определяется по формуле, с учётом значения коэффициента мощности, Мвар:

$$Q_{\max i} = P_{\max i} \cdot tg\varphi_i, \quad (1.8)$$

$$Q_{\max 1} = 20 \cdot 0,646 = 12,92.$$

Предельное значение реактивной мощности $Q_{\Pi i}$ определяется по формуле:

$$Q_{\Pi i} = P_{\max i} \cdot tg\varphi_{\Pi}, \quad (1.9)$$

где $tg\varphi_{\Pi}$ – предельное значение коэффициента реактивной мощности.

Ине. № подл.	Подпись и дата
Взам. инв. №	Ине. № дубл.
Подпись и дата	

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

ТПЖА 565722.103 ПЗ

В данной сети напряжение на шинах низшего напряжения, к которым присоединяются потребители электрической энергии, равно 10 кВ, поэтому $tg\varphi_{II} = 0,4$.

Для данной схемы сети Q_{IIi} на подстанции 1 равно, Мвар:

$$Q_{II} = 20 \cdot 0,4 = 8.$$

Мощность компенсирующих устройств Q_{Ki} , устанавливаемых на каждой подстанции определяется по формуле:

$$Q_{Ki} = Q_{\max i} - Q_{IIi}. \quad (1.10)$$

Для данной схемы сети Q_{Ki} на подстанции 1 равна, Мвар:

$$Q_{K1} = 12,92 - 8 = 4,92.$$

Трансформаторы на подстанциях 1-6 работают отдельно, каждый на свою секцию шин, нагрузка каждого из них равна половине мощности нагрузки подстанции $S_{\max} / 2$. Поэтому конденсаторные установки должны подключаться к обеим секциям шин 10 кВ.

По таблицам выбираем тип и количество комплектных конденсаторных установок.

По ближайшему значению выбираются конденсаторные установки для одной секции шин:

1. УКЛ(П) 57-10,5-2250 У3 с установленной мощностью 2250 квар.
2. УКЛ(П) 57-10,5-225 У3 с установленной мощностью 225 квар.

Суммарная мощность конденсаторных установок на подстанции равна, Мвар:

$$Q_{\text{кном}} = (2,25 + 0,225) \cdot 2 = 4,95.$$

В результате выбора типа и мощности компенсирующих устройств определяются расчетные нагрузки в пунктах потребления, которые используются для всех последующих расчетов при проектировании сети. Расчетная нагрузка на шинах низшего напряжения подстанции после компенсации, МВ·А:

$$\dot{S}_{\max i} = P_{\max i} + j(Q_{\max i} - Q_{\text{кном}i}). \quad (1.11)$$

Где $Q_{\text{кном}i}$ - номинальная мощность компенсирующих устройств на i -й подстанции, включенных в режиме наибольших нагрузок.

$$\dot{S}_{\max 1} = 20 + j(12,92 - 4,95) = 20 + j7,97.$$

Результаты расчета для остальных подстанций сведены в таблицу 1.4.

Таблица.1.4 – Результаты расчета компенсации реактивной мощности

Инв. № подл.	Подпись и дата	<p>шин.</p> <p>1. УКЛ(П) 57-10,5-2250 УЗ с установленной мощностью 2250 квар.</p> <p>2. УКЛ(П) 57-10,5-225 УЗ с установленной мощностью 225 квар.</p> <p>Суммарная мощность конденсаторных установок на подстанции равна, Мвар:</p> $Q_{к ном} = (2,25 + 0,225) \cdot 2 = 4,95.$ <p>В результате выбора типа и мощности компенсирующих устройств определяются расчетные нагрузки в пунктах потребления, которые используются для всех последующих расчетов при проектировании сети. Расчетная нагрузка на шинах низшего напряжения подстанции после компенсации, МВ·А:</p> $\dot{S}_{\max i} = P_{\max i} + j(Q_{\max i} - Q_{к ном i}). \tag{1.11}$ <p>Где $Q_{к ном i}$ - номинальная мощность компенсирующих устройств на i-й подстанции, включенных в режиме наибольших нагрузок.</p> $\dot{S}_{\max 1} = 20 + j(12,92 - 4,95) = 20 + j7,97.$ <p>Результаты расчета для остальных подстанций сведены в таблицу 1.4.</p> <p>Таблица.1.4 – Результаты расчета компенсации реактивной мощности</p>				
		Инв. № дубл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подпись и дата
Инв. № подл.	Подпись и дата					
		Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
						9

Параметр	Подстанция					
	1	2	3	4	5	6
P_{\max} , МВт	20	17	19	38	21	11
$tg\varphi$	0,646	0,672	0,672	0,593	0,62	0,646
Q_H , Мвар	12,92	11,424	12,768	22,534	13,02	7,106
$tg\varphi_{II}$	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Q_{II} , Мвар	8	6,8	7,6	15,2	8,4	4,4
Q_K , Мвар	4,92	4,62	5,17	7,34	4,62	2,7
Количество и тип ККУ, установленных на одной секции	1×УКЛ 57-10,5-2250УЗ	1×УКЛ 57-10,5-2250УЗ 1×УКЛ 57-10,5-112,5УЗ	1×УКЛ 57-10,5-2250УЗ 1×УКЛ 57-10,5-450УЗ	1×УКЛ 57-10,5-3150УЗ 1×УКЛ 57-10,5-900УЗ	1×УКЛ 57-10,5-2250УЗ 1×УКЛ 57-10,5-112,5УЗ	1×УКЛ 57-10,5-1350УЗ
Количество секций	2	2	2	2	2	2
$Q_{K\text{ ном}}$, Мвар	4,95	4,73	5,4	8,1	4,73	2,7
\dot{S}_{\max} , МВ·А	20+j797	17+j6.275	19+j7.368	38+j14.434	21+j8.3	11+j4.4

1.3. Выбор сечений и марок проводов линий электропередачи

Правила устройства электроустановок (ПУЭ) рекомендуют производить выбор сечений проводов воздушных линий (ВЛ) электропередачи по экономической плотности тока j_{ε} , в зависимости от типа проводника и времени использования наибольшей нагрузки $T_{нб}$. В данном курсовом проекте воспользуемся именно этим методом.

Инв. № подл.	Подпись и дата
Взам. инв. №	Инв. № дубл.
Подпись и дата	

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

ТПЖА 565722.103 ПЗ

Распределение активных мощностей рассчитано в п.1. Аналогично определяется распределение реактивных мощностей.

Центром питания для замкнутой части сети является узел А. Мысленно разрезав сеть по этому узлу, можно представить ее в виде линии с двухсторонним питанием (рис. 1.4).

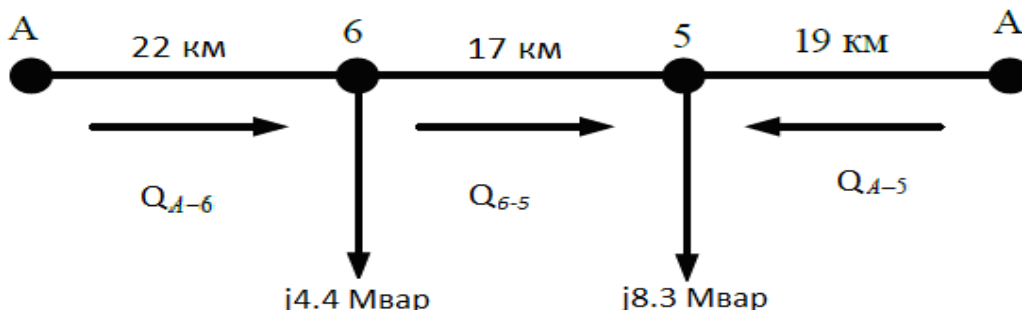


Рис. 1.4 - Распределение реактивных мощностей

Тогда значения Q_{A-6} и Q_{A-5} , Мвар:

$$Q_{A-6} = \frac{Q_6 \cdot (l_{6-5} + l_{5-A}) + Q_5 \cdot l_{5-A}}{l_{6-5} + l_{5-A} + l_{A-6}} \quad (1.12)$$

$$Q_{A-6} = \frac{4.4 \cdot (17 + 19) + 8.3 \cdot 19}{22 + 17 + 19} = 5.45 \text{ МВт};$$

$$Q_{A-5} = \frac{Q_5 \cdot (l_{5-6} + l_{6-A}) + Q_6 \cdot l_{6-A}}{l_{5-6} + l_{6-A} + l_{5-A}} \quad (1.13)$$

$$Q_{A-5} = \frac{8.3 \cdot (17 + 22) + 4.4 \cdot 22}{19 + 17 + 22} = 7.25 \text{ МВт};$$

Проверка правильности вычислений по уравнению баланса мощностей:

$$\begin{aligned} Q_{A-6} + Q_{A5} &= Q_5 + Q_6; \\ 5.45 + 7.25 &= 4.4 + 8.3; \\ 12.7 &= 12.7. \end{aligned} \quad (1.14)$$

Реактивная мощность в линии А-6 в соответствии с первым законом Кирхгофа для узла 6 будет равна, Мвар:

$$\begin{aligned} Q_{6-5} &= Q_{A-6} - Q_6; \\ Q_{6-5} &= 5.45 - 4.4 = 1.05. \end{aligned} \quad (1.15)$$

Перетоки реактивной мощности на остальных участках схемы, Мвар:

Ине. № подл.	Подпись и дата
Взам. инв. №	Ине. № дубл.
Подпись и дата	
Ине. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

$$Q_{A-2} = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 = 6.26 + 7.97 + 7.37 + 14.43 = 36.03.$$

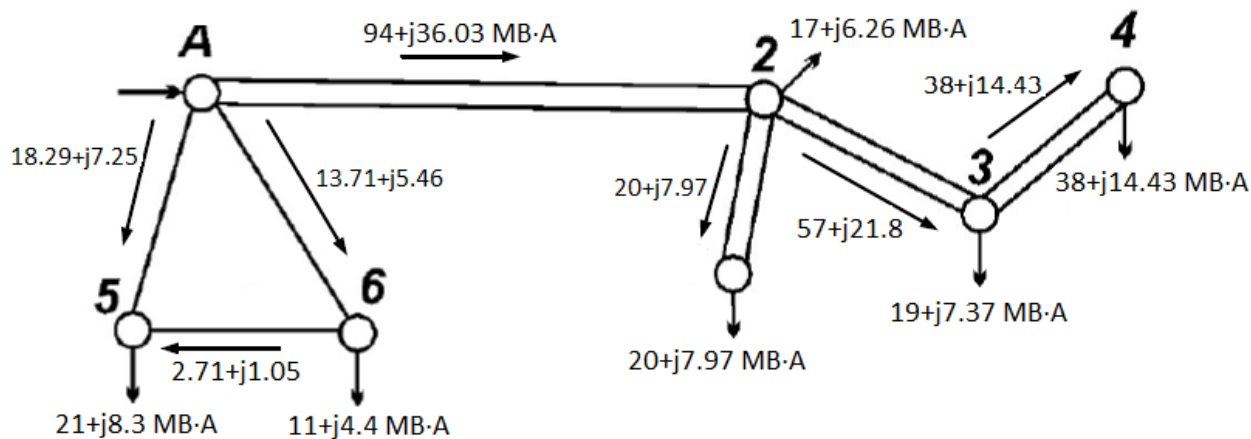


Рис. 1.5 - Распределение мощностей по сети

Токи в линии в нормальном режиме максимальных нагрузок, А:

$$I_{\max ik} = \frac{\sqrt{P_{\max ik}^2 + Q_{\max ik}^2}}{n_{ik} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном } ik}} \cdot 10^3; \quad (1.16)$$

Где $p_{\max ik}$, $Q_{\max ik}$ активная и реактивная мощности в линии i-k после компенсации реактивной мощности, МВт, Мвар;

n_{jk} количество цепей или параллельных ЛЭП на данном участке;

$U_{ном\ ik}$ – номинальное напряжение рассматриваемой линии, кВ.

$$I_{\max A1} = \frac{\sqrt{94^2 + 36,03^2}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} \cdot 10^3 = 132,093.$$

Экономическое сечение определяется по формуле , мм²:

$$F_{\mathfrak{O}ik} = \frac{I_{\max ik}}{j_{\mathfrak{O}}}, \quad (1.17)$$

где, j_j - экономическая плотность тока, для $T_{\text{нб}} = 5300/\text{год}$ $j_j = 1 \text{ А/мм}^2$.

$$F_{\mathfrak{S}ik} = \frac{132,093}{1} = 132,093.$$

Подпись и дата		$I_{\max ik} = \frac{\sqrt{P_{\max ik}^2 + Q_{\max ik}^2}}{n_{ik} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном } ik}} \cdot 10^3; \quad (1.16)$			
Инв. № дубл.		<p>где $P_{\max ik}$, $Q_{\max ik}$ активная и реактивная мощности в линии i-k после компенсации реактивной мощности, МВт, Мвар;</p> <p>n_{ik} количество цепей или параллельных ЛЭП на данном участке;</p> <p>$U_{\text{ном } ik}$ – номинальное напряжение рассматриваемой линии, кВ.</p>			
Взам. инв. №		$I_{\max A1} = \frac{\sqrt{94^2 + 36,03^2}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} \cdot 10^3 = 132,093.$			
Подпись и дата		<p>Экономическое сечение определяется по формуле, мм²:</p> $F_{\text{Э} ik} = \frac{I_{\max ik}}{j_{\text{Э}}}, \quad (1.17)$			
Инв. № подл.		<p>где, $j_{\text{э}}$ - экономическая плотность тока, для $T_{\text{нб}} = 5300/\text{год}$ $j_{\text{э}} = 1 \text{ А/мм}^2$.</p> $F_{\text{Э} ik} = \frac{132,093}{1} = 132,093.$			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	<div style="font-size: 24px; font-weight: bold;">ТПЖА 565722.103 ПЗ</div>

При номинальном напряжении 220 кВ минимально допустимое сечение проводов по условию отсутствия общей короны равно 240 мм², поэтому для линий А-2 следует выбрать провод марки АС-240/32. При напряжении 110 кВ минимально допустимое сечение проводов 70 мм², поэтому для линий 2-1 следует выбрать провод марки АС-70/11. Результаты расчетов токов и выбранные сечения представлены в таблице 1.5.

Таблица.1.5- Результаты выбора сечений проводов линий электропередачи

Линия	Количество цепей	$P_{\max} + jQ_{\max}$, МВ·А	$U_{\text{ном}}$, кВ	I_{\max} , А	Марка Провода	$I_{\text{доп}}$, А	$I^{\text{наг}}$, А	Отключение линии
А-2	2	94+j36.03	220	132.09	АС-240/32	610	264,19	Одна А-2
2-1	2	20+j7.97	110	56.5	АС-70/11	265	113	Одна 2-1
2-3	2	57+j21.8	110	160.15	АС-185/29	510	380,3	Одна 2-3
3-4	2	38+j14.43	110	106,67	АС-120/19	265	213,34	Одна 3-4
А-5	1	18.29+j7.25	110	103.26	АС-120/19	390	180,7	А-6
							-	А-5
А-6	1	13.71+j5.45	110	77.433	АС-95/16	330	-	А-6
							62,18	5-6
5-6	1	2.71+j1.05	110	15.25	АС-70/11	265	118,52	А-5
							62,18	А-6

Проверку выбранных проводов по нагреву данной сети необходимо провести для шести послеаварийных режимов:

1. Отключение одной линии на участке А-2. Этот режим характеризуется увеличением тока, протекающего по оставшейся в работе одной линии «А-2», в два раза по сравнению с нормальным режимом.

$$I_{A-2}^{\text{наг}} = 2 \cdot I_{\max} = 2 \cdot 132,09 = 264,19 (\text{А}).$$

2. Отключение одной линии на участке 2-1. Этот режим характеризуется увеличением тока в два раза по сравнению с нормальным режимом.

Ине. № подл.	Подпись и дата
Взам. инв. №	Ине. № дубл.
Подпись и дата	
Ине. № подл.	

$$I_{2-1}^{нав} = 2 \cdot 56,5 = 113(\text{A}).$$

3. Отключение одной линии на участке 2-3. Этот режим характеризуется увеличением тока, протекающего по оставшейся в работе одной линии «2-3», в два раза по сравнению с нормальным режимом.

$$I_{2-3}^{нав} = 2 \cdot 160,15 = 380,3(\text{A}).$$

4. Отключение одной линии на участке 3-4. Этот режим характеризуется увеличением токов два раза по сравнению с нормальным режимом.

$$I_{3-4}^{нав} = 2 \cdot 53,56 = 107,11(\text{A}).$$

5. Отключение линии на участке А-6 (рис.6).

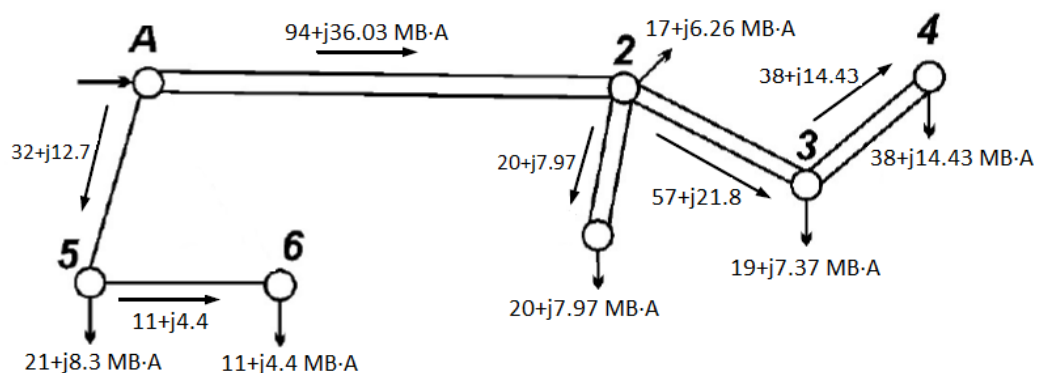


Рис.1.6- Послеаварийный режим сети при отключении участка А-6

Потокораспределение в сети определяется по первому закону Кирхгофа, МВ·А:

$$\dot{S}_{5-6} = 11 + j4,4;$$

$$\dot{S}_{A-5} = 32 + j12,7;$$

Послеаварийные токи в линиях будут равны, А:

$$I_{ik}^{нав} = \frac{\sqrt{P_{ik}^2 + Q_{ik}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot 10^3, \quad (1.18)$$

$$I_{5-6}^{нав} = \frac{\sqrt{11^2 + 4,4^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 62,18.$$

$$I_{A-5}^{нав} = \frac{\sqrt{32^2 + 12,7^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 180,7.$$

6. Отключение линии на участке А-5 (рис.7).

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № дубл.	Инв. №	Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. №	Лист
							14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ТПЖА 565722.103 ПЗ		

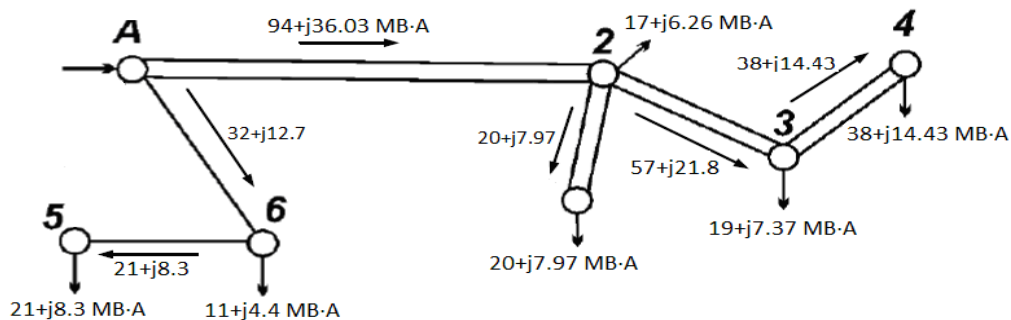


Рис.1.7- Послеаварийный режим сети при отключении участка А-5

Значения потораспределений по линиям и значения послеаварийных токов представлены в таблице 5.

Таблица.1.6-Результаты потокораспределений и токов при отключении линии А-5

Участок	5-6	А-6
\dot{S} , МВ·А	21+j8.3	32+j12.7
$I^{наб}$, А	118.52	180.7

Сравнение токов послеаварийных режимов для каждой линии с допустимым по нагреву $I_{дон}$ показало, что для каждого участка выполняется условие $I^{наб} < I_{дон}$, следовательно, все марки проводов выдерживают нагрев длительно протекающими токами.

Расчет потерь напряжения в рабочем режиме.

Потери напряжения от номинального на участке i-k определяются по формуле,%:

$$\Delta U_{ik} = \frac{P_{\max ik} \cdot r_{0ik} + Q_{\max ik} \cdot x_{0ik}}{n_{ik} \cdot U_{\text{ном } ik}^2} \cdot I_{ik} \cdot 100, \quad (1.19)$$

где r_{0ik}, x_{0ik} – погонные параметры линии электропередачи, принимаемые в зависимости от марки провода, Ом/км

$$\Delta U_{A1} = \frac{94 \cdot 0,118 + 36,03 \cdot 0,435}{2 \cdot 220^2} \cdot 44 \cdot 100 = 1.22;$$

Остальные результаты нормального и аварийного режимов аналогичны и сведены в таблицу

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подпись и дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ТПЖА 565722.103 ПЗ	Лист
											15

Таблица.1.8- Результаты расчета потерь напряжения

Линия	$U_{ном}, \text{кВ}$	$F, \text{мм}^2$	$l, \text{км}$	$r_0, \text{Ом/км}$	$x_0, \text{Ом/км}$	Нормальный режим			Послеаварийный режим			
						P, МВт	Q, Мвар	$\Delta U, \%$	P, МВт	Q, Мвар	$\Delta U, \%$	Отключена линия
A-2	220	240	44	0,118	0,435	94	36,03	1,217	94	36,03	2,434	1 цепь A-2
2-1	110	70	14	0,422	0,444	20	7,97	0,72	20	7,97	1,44	1 цепь 2-1
2-3	110	185	19	0,159	0,413	57	21,8	1,42	57	21,8	2,84	1 цепь 2-3
3-4	110	120	16	0,244	0,427	38	14,43	0,83	38	14,43	1,66	1 цепь 3-4
A-5	110	120	19	0,244	0,427	18,29	7,25	1,19	21	-	-	A-5
									32	12,7	2,08	A-6
A-6	110	95	22	0,301	0,434	13,71	5,45	2,75	11	-	-	5-6
									32	12,7	2,75	A-5
5-6	110	70	17	0,422	0,444	2,71	1,05	0,25	21	8,3	1,76	A-5
									11	4,4	0,93	A-6

Проверка по потере напряжения:

Для рассматриваемой сети самыми удаленными будут узлы 4 и 5, следовательно, должно выполняться условие:

Потери напряжения в нормальном режиме в сети 110 кВ от источника 2 до узла 4;

$$\sum \Delta U_{2-4} = \Delta U_{2-3} + \Delta U_{3-4} = 1,42 + 0,83 = 2,25\%.$$

Потери напряжения в нормальном режиме от источника A до узла 5;

$$\sum \Delta U_{A-5} = \Delta U_{A-6} + \Delta U_{6-5} = 1,19 + 0,25 = 1,44\%.$$

В сети 220 кВ самым удаленным буде узел 2,потери напряжения от источника A до узла 2;

$$\sum \Delta U_{A-2} = \Delta U_{A-2} = 1,217\%.$$

Потери напряжения в послеаварийном режиме в сети 220 кВ, при отключении одной линии A-2;

Ине. № подл.	Подпись и дата
Взам. инв. №	Инв. № дубл.
Подпись и дата	

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

ТПЖА 565722.103 ПЗ

Этот режим характеризуется увеличением потерь напряжения в два раза по сравнению с нормальным режимом:

$$\sum \Delta U_{A-2}^{наб} = 2 \cdot \Delta U_{A-2}^{наб} = 1,217 \cdot 2 = 2,434\%.$$

Потери напряжения в послеаварийном режиме в сети 110 кВ, при отключении одной линии 2-3 самой удалённой точкой является точка 4 . Суммарные потери до этой точки равны: от источника 2 до узла 4;

$$\sum \Delta U_{2-4}^{наб} = \Delta U_{3-4}^{наб} + \Delta U_{2-3}^{наб} = 2,84 + 0,83 = 3,67\%.$$

При отключении линии А-6 суммарные потери в сети 110 кВ от узла А до 6 равны:

$$\sum \Delta U_{A-6}^{наб} = \Delta U_{A-5}^{наб} + \Delta U_{5-6}^{наб} = 2,08 + 0,93 = 3,01\%.$$

При отключении линии А-5 суммарные потери сети 110 кВ узла от А до 5 равны:

$$\sum \Delta U_{A-5}^{наб} = \Delta U_{A-6}^{наб} + \Delta U_{5-6}^{наб} = 2,75 + 1,76 = 4,51\%.$$

Потери напряжения в нормальном режиме не превышают допустимые значения, т.е. выполняется условие:

$$\sum \Delta U^{норм} \leq 15\%.$$

Потери напряжения в послеаварийных режимах не превышают допустимые значения, т.е. выполняется условие:

$$\sum \Delta U^{наб} \leq 20\%.$$

В результате, можно прийти к выводу, что выбранные марки проводов воздушных ЛЭП удовлетворяют условиям работы как в нормальном, так и в послеаварийных режимах.

1.4. Структурные схемы подстанций. Выбор мощности трансформаторов подстанций

Мощность трансформаторов выбирается так, чтобы при отключении наиболее мощного из установленных на подстанции на время ремонта или замены оставшиеся обеспечивали питание нагрузки с учетом допустимой для них аварийной перегрузки. Силовые трансформаторы в нормальном режиме должны быть загружены, по возможности, не менее, чем на 70%.

Номинальная мощность трансформаторов на двухтрансформаторных подстанциях определяется из следующего условия:

Инв. № подл.	Подпись и дата				
	Инв. № дубл.				
	Взам. инв. №				
	Подпись и дата				
<div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</div> <div>ТЗ</div> <div>Техническое задание на проектирование</</div>					

$$S_{ном.Т.} \geq \frac{S_{max}}{k}, \quad (1.20)$$

где S_{max} - значение наибольшей мощности, протекающей через наиболее загруженную обмотку трансформатора,

k - условно принимаемый коэффициент допустимой аварийной перегрузки, равный 1,4, для автотрансформаторов 1,3.

Для однотрансформаторных подстанций:

$$S_{ном.Т.} \geq S_{max}, \quad (1.21)$$

Подстанция 1:

$$S_{max} = \sqrt{20^2 + 7,97^2} = 21,53 \text{ (MBA)},$$

$$S_{номТ} \geq \frac{21,53}{1,4} = 15,53 \text{ (MBA)},$$

следовательно выбираем 2 трансформатора ТДН-16000/110.

Загруженность трансформатора, %:

$$\frac{21,53}{2 \cdot 16} \cdot 100 = 67,3.$$

Подстанция 2:

$$S_{max BH} = S_{max CH} + S_{max HH} \quad (1.22)$$

$$S_{max CH} = \sqrt{77^2 + 29,77^2} = 82,555 \text{ (MBA)},$$

$$S_{max HH} = \sqrt{17^2 + 6,26^2} = 18,116 \text{ (MBA)},$$

$$S_{max BH} = 82,555 + 18,116 = 100,671 \text{ (MBA)},$$

$$S_{номТ} \geq \frac{100,671}{1,3} = 77,439 \text{ (MBA)},$$

следовательно выбираем 2 трансформатора АТДЦТН-125000/220/110.

Загруженность трансформатора, %:

$$\frac{100,671}{2 \cdot 125} \cdot 100 = 40,3.$$

Проверка по перегрузке обмотки НН:

$$S_{ном.НН} = \alpha_{НН} \cdot S_{ном.АТ} ; \quad (1.23)$$

Ине. № подл.	Подпись и дата
Взам. инв. №	Инв. № дубл.
Подпись и дата	
Ине. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ТПЖА 565722.103 ПЗ	Лист
						18

Где α_{HH} -коэффициент выгоды обмотки НН автотрансформатора, принимаемый 0,5.

$$S_{ном.НН} = 0,5 \cdot 125 = 62,5 \text{ (МВА)}.$$

В случае отключения одного из автотрансформаторов должно выполняться неравенство:

$$S_{ном.НН} \geq \frac{S_{HH}}{k}; \quad (1.24)$$

$$S_{ном.НН} \geq \frac{21,53}{1,4} = 15,38;$$

Условие выполняется.

Кроме того, последовательно с обмоткой НН необходимо установить регулировочные трансформаторы для осуществления встречного регулирования напряжения на шинах 10 кВ подстанции.

$$S_{ном.ЛР} \geq S_{ном.НН}; \quad (1.25)$$

В рассматриваемом случае целесообразно предусмотреть установку на подстанции линейного регулировочного трансформатора ЛТДН-16000/10.

По аналогии выбираем трансформаторы для остальных подстанций. Количество и марка трансформаторов представлены в таблице 1.9.

Таблица 1.9 – Выбор силовых трансформаторов подстанций

№ подстанции	Кол-во	Марка трансформатора	Загруженность трансформаторов, %
1	2	ТДН–16000/110	67,3
2	2	АТДЦТН-125000/220/110	40,3
3	2	ТДН–16000/110	63,7
4	2	ТРДН–40000/110	50,81
5	2	ТДН–16000/110	70,56
6	2	ТДН–10000/110	59,2

1.5. Схема электрических соединений подстанций

Выбор главной схемы электрических соединений подстанций зависит от типа подстанций, числа отходящих и питающих линий.

Ине. № подл.	Подпись и дата
Взам. инв. №	Ине. № дубл.
Подпись и дата	Подпись и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ТПЖА 565722.103 ПЗ	Лист
						19

Нормы технологического проектирования указывают на необходимость применения типовых схем электрических соединений РУ всех напряжений. Нетиповые схемы могут применяться только при выполнении обосновывающих технико-экономических расчётов.

Необходимо отметить, что существует большое разнообразие схем РУ, особенно повышенных напряжений. Выбор же наилучшего решения возможен только на основе технико-экономического анализа вариантов.

Схема электрических соединений сетевого района представлена на рисунке 9.

Инв. № подл.	Подпись и дата				Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ТПЖА 565722.103 ПЗ				Лист
									20

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подпись и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

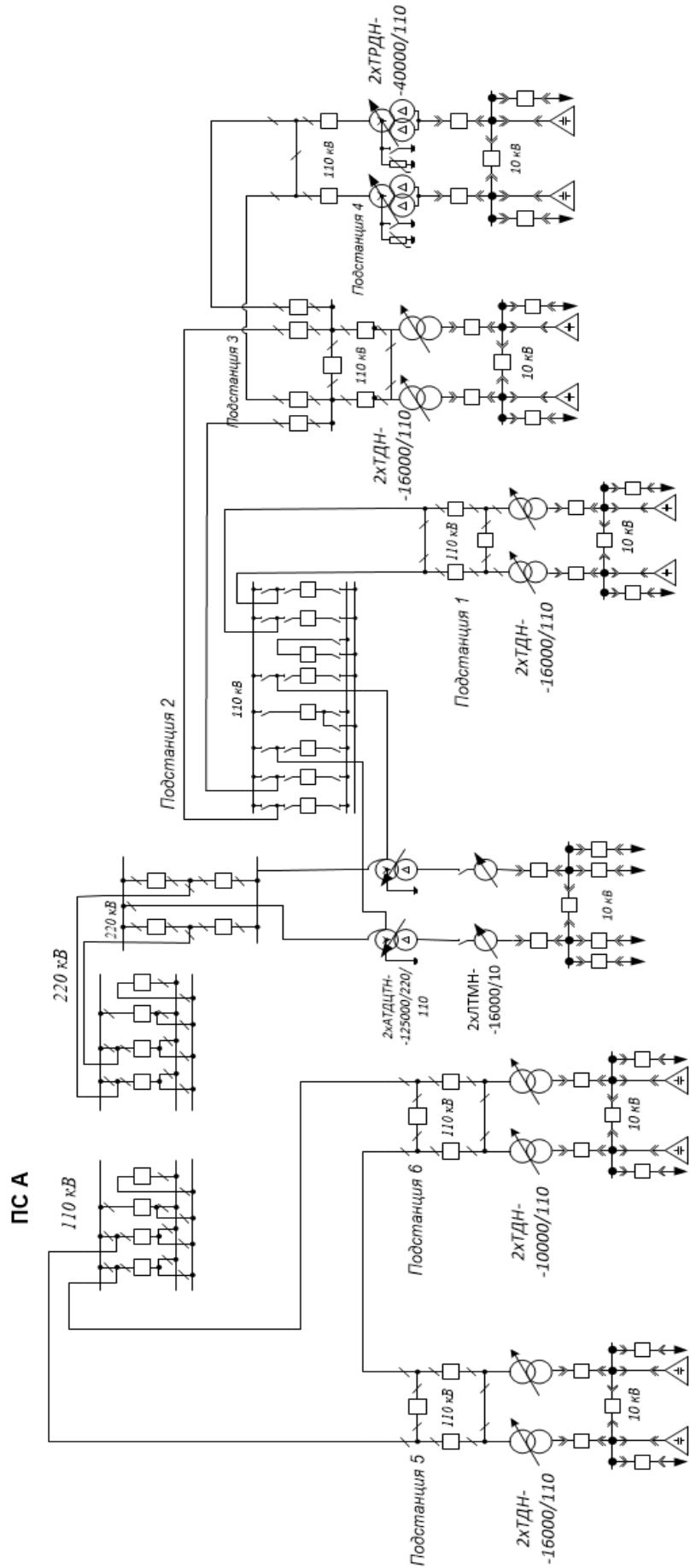


Рис.1.9 - Схема электрических соединений подстанций

2 Расчеты параметров режима работы электрической сети

В данном пункте определяются параметры режима максимальных нагрузок электрической сети: потоки мощности с учетом потерь мощности в элементах схемы замещения, напряжения в узлах, коэффициенты трансформации трансформаторов, обеспечивающих заданные уровни напряжения на шинах НН подстанций.

2.1 Составление схемы замещения электрической сети

Расчетная схема электрической сети и ее схема замещения составляется на основе задания с учетом параметров выбранных элементов. Все параметры схемы замещения вычисляются в именованных единицах по погонным параметрам сетей и паспортным данным оборудования.

Параметры линии R_l , X_l , Q_l определяются по формулам:

$$R_l = \frac{r_0 \cdot l}{n}, \quad (2.1)$$

$$R_{A-2} = \frac{0.118 \cdot 44}{2} = 2.596 \text{ Ом};$$

$$X_l = \frac{x_0 \cdot l}{n}, \quad (2.2)$$

$$X_{A-2} = \frac{0.435 \cdot 44}{2} = 9.57 \text{ Ом};$$

$$Q_l = n \cdot U_{ном}^2 \cdot b_0 \cdot l. \quad (2.3)$$

$$Q_{A-2} = 2 \cdot 220^2 \cdot 2,604 \cdot 10^{-6} \cdot 44 = 11,09 \text{ Мвар};$$

Для остальных линий рассчитываем аналогично.

Значения сопротивлений трансформаторов взяты из [1]. Сопротивления двух параллельно работающих трансформаторов уменьшаются вдвое, а мощность потерь в стали увеличивается вдвое. Расчет параметров схемы замещения приведен в таблицах 2.1 и 2.2.

Таблица 2.1 - Расчетные параметры трансформаторов

№ п/ст	Тип трансформатора	n	Суммарное R_T , Ом	Суммарное X_T , Ом	Суммарные ΔP_x , кВт	Суммарные ΔQ_x , квар
1	2	3	4	5	6	7
1	ТДН -16000/110	2	2,19	43,35	38	224

Инов. № подл.	Инов. № дубл.	Взам. инв. №	Подпись и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ТПЖА 565722.103 ПЗ	Лист
						22

1	2	3	4	5	6	7
2	АТДЦТН- 125000/220/110	2	$r_g = 0,275$ $r_c = 0.24$ $r_n = 1.6$	$x_g = 26.6$ $x_c = 0$ $x_n = 65.5$	130	1250
3	ТДН - 16000/110	2	2,19	43,35	38	224
4	ТРДН - 40000/110	2	0,72	17,4	72	520
5	ТДН - 16000/110	2	2,19	43,35	38	224
6	ТДН - 10000/110	2	3,975	69,5	28	140

Таблица 2.2 - Расчетные параметры линий

Линия	Длина, км	Число цепей	R _о , Ом/км	X _о , Ом/км	R _л , Ом	X _л , Ом	Q _с , Мвар
А-2	44	2	0,118	0,435	2,596	9,57	11,09
2-1	14	2	0,422	0,444	2,954	3,108	0,862
2-3	19	2	0,159	0,413	1,511	3,924	1,216
3-4	16	2	0,422	0,444	3,376	3,352	0,986
А-5	19	2	0,244	0,427	4,636	8,113	0,612
А-6	22	2	0,301	0,434	6,622	9,548	0,696
5-6	17	2	0,422	0,444	7,174	7,548	0,524

Схема замещения районной сети представлена на рисунке 11.

Ине. № подл.	Подпись и дата
Взам. инв. №	Ине. № дубл.
Подпись и дата	

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ТПЖА 565722.103 ПЗ	Лист
						23

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подпись и дата
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

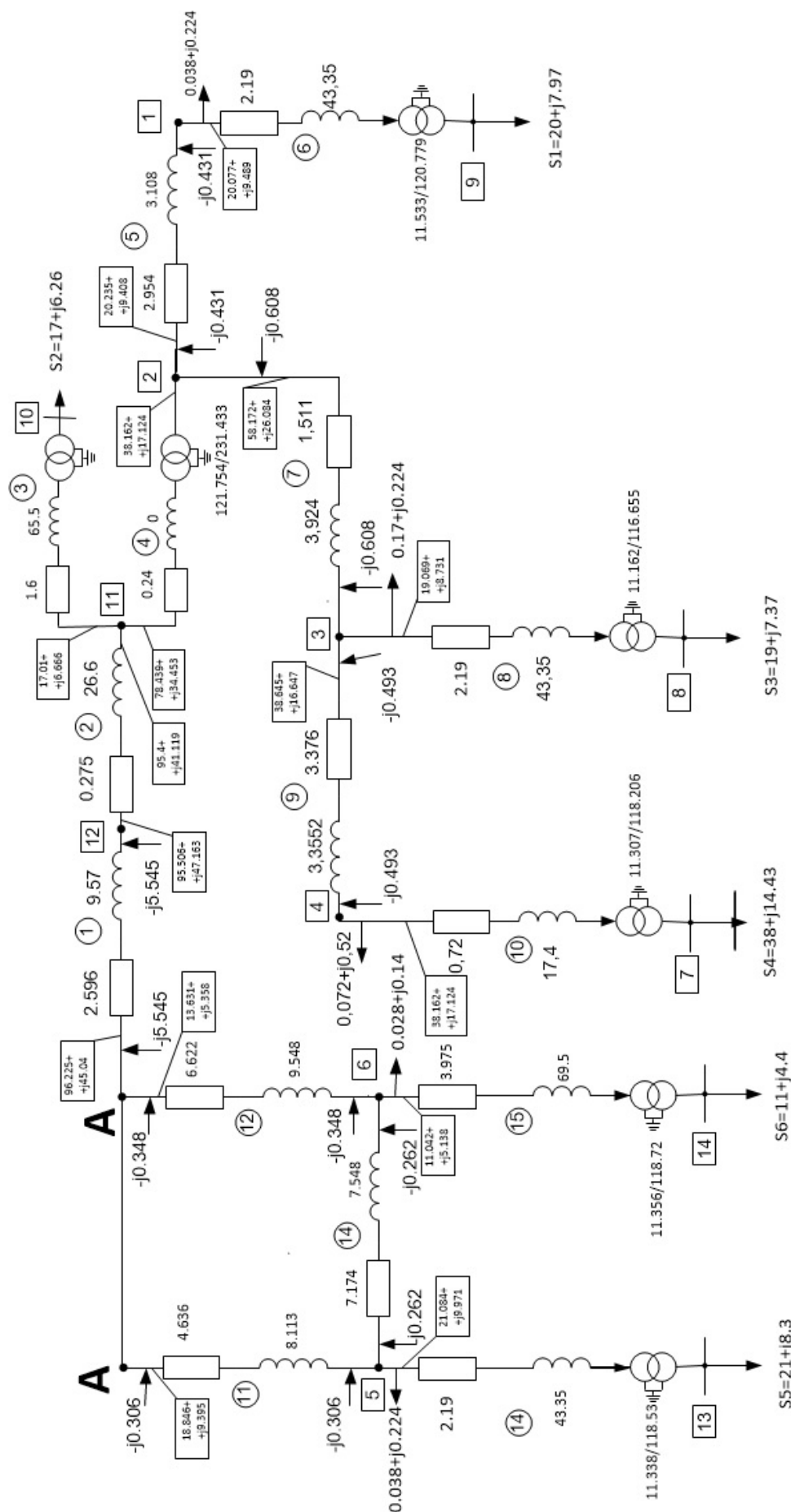


Рис.11. Схема замещения районной сети

2.2 Расчет режима максимальных нагрузок

Принимается, что напряжение во всех узловых точках равно номинальному напряжению сети. При таком условии находится распределение мощностей в сети с учетом потерь мощности и зарядных мощностей, генерируемых линиями.

$$\Delta S_{ij} = \frac{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}{U_{ном}^2} \cdot (r_{ij} + jx_{ij}) \quad (2.4)$$

где P_{ij} – активная мощность конца i-ой линии, МВт;

Q_{ij} – реактивная мощность конца i-ой линии, МВАр;

r_{ij} – активное сопротивление i-ой линии, Ом;

x_{ij} – реактивное сопротивление i-ой линии, Ом;

Напряжение во всех узлах кроме головного считается равным номинальному.

Первый этап заключается в нахождении потоков мощностей в линиях схемы.

Мощность, поступающая в обмотку

Мощность, потребляемая с шин 10 кВ, МВА:

$$\dot{S}_{4-7}^{\kappa} = 38 + j14,43;$$

Потери мощности в ветви 4-7, МВА:

$$\Delta S_{4-7} = \frac{38^2 + 14,43^2}{115^2} \cdot (0,72 + j17,4) = 0,09 + j2,174;$$

Мощность начала звена ветви 4-7, МВА:

$$\dot{S}_{4-7}^{\mu} = 38 + j14,43 + 0,09 + j2,174 = 38,09 + j16,604;$$

Мощность конца звена линии 3-4, МВА:

$$\dot{S}_{3-4}^{\kappa} = 38,09 + j16,604 + 0,072 + j0,52 - j0,493 = 38,162 + j16,631;$$

Потери мощности в линии 3-4, МВА:

$$\Delta S_{3-4} = \frac{38,162^2 + 16,631^2}{110^2} \cdot (3,376 + j3,552) = 0,483 + j0,509$$

Мощность начала звена линии 3-4, МВА:

$$\dot{S}_{3-4}^{\mu} = 38,162 + j16,631 + 0,483 + j0,509 - j0,493 = 38,645 + j16,647;$$

Далее расчеты проводим аналогично, представленным выше, МВА:

$$\dot{S}_{3-8}^{\kappa} = 19 + j7,37;$$

$$\Delta S_{3-8} = \frac{19^2 + 7,37^2}{115^2} \cdot (2,19 + j43,35) = 0,069 + j1,361$$

Ине. № подл.	Подпись и дата
Взам. инв. №	Ине. № дубл.
Подпись и дата	
Ине. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

ТПЖА 565722.103 ПЗ

$$S''_{A-5} = S^k_{A-5} + \Delta S_{A-5}; \quad (2.9)$$

$$S''_{A-5} = 18.689 + j9.106 + \frac{18.689^2 + j9.106^2}{110^2} \cdot (4.636 + j8.113) = 18.846 + j9.395 \text{ МВА};$$

$$S''_{6-5} = 2.442 + j0.522 + \frac{2.442^2 + j0.522^2}{110^2} \cdot (7.174 + j7.548) = 2.446 + j0.525 \text{ МВА};$$

Мощность конца ветви 12 S_{A-6} ;

$$S^k_{A-6} = S''_{6-5} + S_{p6}; \quad (2.10)$$

$$S^k_{A-6} = 2.446 + j0.525 + 11.07 + j4.668 = 13.516 + j5.193 \text{ МВА};$$

Мощность начала ветви 12 S''_{A-6} ;

$$S''_{A-6} = 13.516 + j5.193 + \frac{13.516^2 + j5.193^2}{110^2} \cdot (6.622 + j9.548) = 13.631 + j5.358 \text{ МВА};$$

Мощность узла А;

$$S_A = S''_{A-6} + S''_{A-5} - \frac{Q_{cA-5}}{2} - \frac{Q_{cA-6}}{2}; \quad (2.11)$$

$$S_A = 18.846 + j9.395 + 13.631 + j5.358 - j0.306 - j0.348 = 32.477 + j14.1 \text{ МВА};$$

На втором этапе определяются напряжения во всех точках сети.

Требуется произвести расчет режима работы сети, считая при этом напряжение на шинах подстанции «А» равным:

- $1,09U_{\text{ном}} = 1,09 \cdot 110 = 119,9 \text{ кВ}$ для замкнутого контура. При определении потерь напряжений и действительных напряжений в узлах для данного номинального напряжения можно не учитывать поперечную составляющую падения напряжения δU .

- $1,09U_{\text{ном}} = 1,09 \cdot 220 = 239,8 \text{ кВ}$ для остальных участков схемы, в расчетах следует учесть поперечную составляющую падения напряжения δU .

Напряжение в узлах для замкнутого контура, кВ:

$$U_j = U_i - \frac{P_{ij} \cdot R_{ij} + Q_{ij} \cdot X_{ij}}{U_i}, \quad (2.12)$$

где U_j – определяемое напряжение в данном узле;

U_i – напряжение в предыдущем узле.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подпись и дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ТПЖА 565722.103 ПЗ	Лист
											29

$$U'_6 = 119,9 - \frac{13,631 \cdot 6,622 + 5,358 \cdot 9,548}{119,9} = 118,72;$$

$$U'_5 = 119,9 - \frac{18,846 \cdot 4,636 + 9,395 \cdot 8,113}{119,9} = 118,53;$$

$$U'_5 = 119,9 - \frac{18,846 \cdot 4,636 + 9,395 \cdot 8,113}{119,9} = 118,53;$$

Действительное напряжение в узле, с учетом трансформации, к

$$U_d = U' \cdot \frac{U_{Нном}}{U_{Вном}}; \quad (2.13)$$

$$U_6 = 118,72 \cdot \frac{11}{115} = 11,356 \text{ МВА};$$

$$U_5 = 118,53 \cdot \frac{11}{115} = 11,338 \text{ МВА};$$

Расчет основного участка:

Используя найденные значения мощностей, можно определить продольную ΔU и поперечную δU_0 составляющие падения напряжения в линии и в трансформаторе кВ.

$$\Delta U_j = \frac{P_{ij}'' \cdot r_{ij} + Q_{ij}'' \cdot x_{ij}}{U_i}; \quad (2.14)$$

$$\delta U_j = \frac{P_{ij}'' \cdot x_{ij} - Q_{ij}'' \cdot r_{ij}}{U_i}; \quad (2.15)$$

Напряжение в узле равно кВ:

$$U_B = \sqrt{(U_i - \Delta U_j)^2 + \delta U^2}; \quad (2.16)$$

Напряжение в узле 12, кВ:

$$\Delta U_{A-12} = \frac{96,225 \cdot 2,596 + j39,495}{220} = 2,618;$$

$$\delta U_{A-12} = \frac{96,225 \cdot 9,57 + j39,495 \cdot 2,596}{220} = 3,413;$$

$$U_{12} = \sqrt{(239,8 - 2,918)^2 + 3,413^2} = 237,207;$$

Напряжение в узле 11, кВ:

$$\Delta U_{12-11} = \frac{95,506 \cdot 0,275 + j47,163 \cdot 26,6}{230} = 5,996;$$

$$\delta U_{12-11} = \frac{95,506 \cdot 26,6 - j47,163 \cdot 0,275}{230} = 11,863;$$

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № дубл.	Инв. №	Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.						Лист 30
							Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

$$U_{11} = \sqrt{(237.207 - 5.996)^2 + 11.863^2} = 231.515;$$

Напряжение в узле 2, кВ:

$$\Delta U_{11-2} = \frac{78.439 \cdot 0.24 + j34.455 \cdot 0}{230} = 0.081;$$

$$\delta U_{11-2} = \frac{78.439 \cdot 0 - j34.455 \cdot 0.24}{230} = -0.036;$$

$$U_2 = \sqrt{(231.515 - 0.081)^2 + (-0.036)^2} = 231.433;$$

$$U_{2d} = 231.433 \cdot \frac{121}{230} = 121.754;$$

Напряжение в узле 2, кВ:

$$U_3 = 121.754 - \frac{58.172 \cdot 1.511 + 26.084 \cdot 3.924}{121.754} = 120.192;$$

Далее расчеты проводим по аналогии, результаты заносим в таблицу 2.3

Произведен расчет схемы замещения с помощью программы ROOR в режиме максимальных нагрузок. Результаты расчетов на компьютере и вручную приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Результаты расчета напряжения в узлах в режиме максимальных нагрузок

Номер узла	Напряжение, кВ	
	Ручной расчет (макс. нагрузка)	ROOR (макс. нагрузка)
1	121,023	121,031
2	121,754	121,756
3	120,192	120,221
4	118,578	118,639
5	118,53	118,55
6	118,72	118,733
7	10,583	10,601
8	11,162	11,185
9	11,553	11,239
10	11,072	10,979
11	231,515	231,518
12	237,207	237,079
13	11,338	10,977
1	2	3

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подпись и дата						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ТПЖА 565722.103 ПЗ					Лист
										31

1	2	3
14	11.356	11,051
15	239,8	239.8/119.9

Таблица 2.4-Результаты расчета напряжения в узлах сети в режиме максимальных нагрузок, для замкнутого контура, , полученные в программе «ROOR»

Номер узла	Напряжение, кВ		Генерация, МВА		Потребление, МВА	
	Модуль	Угол, °	Активная	Реактивная	Активная	Реактивная
5	118,550	-0,443	0	0	0,038	0,224
6	118,733	-0,383	0	0	0,028	0,140
13	10,977	-4,203	0	0	21,000	8,300
14	11,051	-3,505	0	0	11,000	4,400
15	119,900	0	32,436	13,721	0	0

Таблица 2.5- Результаты расчета напряжения в узлах сети в режиме максимальных нагрузок, для основной схемы, полученные в программе «ROOR»

Номер узла	Напряжение, кВ		Генерация, МВА		Потребление, МВА	
	Модуль	Угол, °	Активная	Реактивная	Активная	Реактивная
1	121,031	-3,880	0	0	0,038	0,224
2	121,756	-3,741	0	0	0	0
3	120,221	-4,482	0	0	0,038	0,224
4	118,639	-4,803	0	0	0,072	0,520
7	10,601	-7,511	0	0	38,000	14,430
8	11,185	-7,775	0	0	19,000	7,370
9	11,239	-7,304	0	0	20,000	7,970
10	10,979	-4,940	0	0	17,000	6,260
11	231,518	-3,750	0	0	0	0
12	237,079	-0,814	0	0	0,130	1,250
15	239,800	0	96,026	36,143	0	0

Таблица 2.6 – Распределение мощностей по ветвям схемы, полученные в программе «ROOR»

Номер ветви	Номера узлов		Мощность начала ветви, МВА		Мощность конца ветви, МВА		Потери мощности, МВА	
	Начало	Конец	Активная	Реактивная	Активная	Реактивная	Активные	Реактивные
1	15	12	96,026	36,143	95,527	47,333	0,499	1,838
2	12	11	95,397	46,084	95,342	40,173	0,055	5,911
3	11	10	17,010	6,668	17,000	6,260	0,010	0,408
4	11	2	78,332	33,506	78,300	33,506	0,033	0
5	2	1	20,210	8,702	20,112	9,649	0,098	0,103
6	1	9	20,074	9,425	20,000	7,970	0,074	1,455
7	2	3	58,090	24,804	57,679	25,266	0,411	1,066
8	3	8	19,067	8,687	19,000	7,370	0,067	1,317
9	3	4	38,575	16,356	38,160	17,082	0,415	0,436
10	4	7	38,088	16,563	38,000	14,430	0,088	2,133

Номер ветви	Номера узлов		Мощность начала ветви, МВА		Мощность конца ветви, МВА		Потери мощности, МВА	
	Начало	Конец	Активная	Реактивная	Активная	Реактивная	Активные	Реактивные
11	15	5	18,820	8,885	18,678	9,355	0,142	0,248
12	15	6	13,616	4,836	13,518	5,512	0,098	0,141
13	5	6	-2,445	-0,847	-2,448	-0,241	0,003	0,003
14	5	13	21,085	9,978	21,000	8,300	0,085	1,678
15	6	14	11,042	5,131	11,000	4,400	0,042	0,731

Име. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Име. № дубл.	Подпись и дата	<div style="text-align: center; font-size: 24px; font-weight: bold;">ТПЖА 565722.103 ПЗ</div>					Лист
										32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

Суммарные потери активной мощности – 2,118 Мвт,

Суммарные потери реактивной мощности – 17,47 Мвар.

Из таблиц видно, что расчёты вручную и расчеты с помощью программы «ROOR» сходятся с достаточной точностью. Погрешность вызвана тем, что при расчете программа выполняет несколько итераций.

2.3 Расчет режима минимальных нагрузок

Расчёт данного режима производится в программе «ROOR». Перед началом расчёта необходимо найти мощности нагрузок во всех пунктах. Мощности нагрузок в данном режиме работы сети составляют 30% от максимальных.

Подстанция 1.

В режиме минимальных нагрузок полная мощность потребителей на подстанции без учета мощности ККУ, МВА:

$$S_{\min 1} = 0.3 \cdot S_{\max 1} ; \quad (2.17)$$

$$S_{\min 1} = 0.3 \cdot (20 + j12.92) = 6 + j3.876;$$

Суммарная мощность ККУ, установленных на подстанции, Мвар:

$$Q_{\text{кном}} = 4.95.$$

Мощность оставленных в работе ККУ определяется из условия:

$$Q_{KV}^{\min} \leq Q_{\min};$$

Из условия видно, что суммарная мощность установленных ККУ на подстанции 1 больше реактивной мощности нагрузки Q_{\min} , следовательно требуется отключать конденсаторные установки. Если оставить в работе установку УКЛ 57-10,5-2250, то некомпенсированная реактивная мощность $Q_{\min.p}$ определится по первому закону Кирхгофа, Мвар:

$$Q_{\min p} = 4.95 - 2.25 = 1.626.$$

Полная мощность на подстанции 1, МВ·А:

$$S_{\min 1} = 6 + j1.626.$$

Расчетная мощность подстанции в данном режиме составит, МВ·А:

$$S_{\min p1} = \sqrt{P_{\min 2}^2 + Q_{\min p}^2} = \sqrt{6^2 + 1.626^2} = 6.216.$$

Для определения количества работающих трансформаторов необходимо определить S_{Σ} , МВ·А:

Инв. № подл.	Подпись и дата	ТПЖА 565722.103 ПЗ					Лист
							33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			

$$S_{\Sigma} = S_{ном} \cdot \sqrt{2 \cdot \frac{\Delta P_x + k \cdot \Delta Q_x}{\Delta P_k + k \cdot U_{\%} \cdot \frac{S_{ном}}{100}}}; \quad (2.18)$$

где ΔP_x , ΔQ_x , ΔP_k , $U_{\%}$ - паспортные данные трансформатора;

k - экономический эквивалент реактивной мощности, равный 0,06 кВт/кВар.

$$S_{\Sigma 1} = 16 \cdot \sqrt{2 \cdot \frac{19 + 0,06 \cdot 112}{85 + 0,06 \cdot 10,5 \cdot \frac{16000}{100}}} = 8,41.$$

Так как $S_{мин p1} < S_{\Sigma 1}$, то с целью уменьшения потерь мощности можно отключить один из параллельно работающих трансформаторов.

Аналогично рассмотрен вопрос о количестве ККУ и работающих трансформаторов на остальных подстанциях. Результаты расчетов мощностей в режиме минимальных нагрузок представлены в таблице 2.7.

Таблица 2.7- Мощности подстанций сети с учетом ККУ

П/С	1	3	4	5	6
$S_{мин}$, МВ·А	6+j3.876	5.7+j3.83	11.4+j6.76	6.6+j3.906	3.3+j2.132
$Q_{к ном}$, Мвар	4.95	5.4	8.1	4.725	2.7
$Q_{мин p}$, Мвар	1.626	0.68	0.46	1.431	0.782
$S_{мин p}$, МВ·А	6.216	5.74	11.409	6.46	3.391
S_{Σ} , МВ·А	8.41	8.41	19.734	8.41	5.44

Расчеты показали, что с целью уменьшения потерь нужно отключит трансформаторы на подстанциях-1,3,4,5.6.

Расчет режима минимальных нагрузок выполнен в программе «ROOR». Результаты расчетов приведены в таблице 2,8, 2.9.

Таблица 2.8 – Результаты расчета напряжения в узлах сети в режиме минимальных нагрузок

Подпись и дата		S_{\min} , МВ·А	6+j3.876	5.7+j3.83	11.4+j6.76	6.6+j3.906	3.3+j2.132	
		$Q_{\kappa \text{ ном}}$, Мвар	4.95	5.4	8.1	4.725	2.7	
		$Q_{\min p}$, Мвар	1.626	0.68	0.46	1.431	0.782	
		$S_{\min p}$, МВ·А	6.216	5.74	11.409	6.46	3.391	
		S_{\varnothing} , МВ·А	8.41	8.41	19.734	8.41	5.44	
Инв. № дубл.		<p>Расчеты показали, что с целью уменьшения потерь нужно отключит трансформаторы на подстанциях-1,3,4,5.6.</p> <p>Расчет режима минимальных нагрузок выполнен в программе «ROOR». Результаты расчетов приведены в таблице 2,8, 2.9.</p> <p>Таблица 2.8 – Результаты расчета напряжения в узлах сети в режиме минимальных нагрузок</p>						
Взам. инв. №								
Подпись и дата								
Инв. № подл.								
						ТПЖА 565722.103 ПЗ		Лист
								34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				

Номер узла	Напряжение, кВ
1	121.607
2	121.810
3	121.415
4	120.967
5	116.229
6	116.286
7	10.913
8	11.434
9	11.438
10	11.047
11	231.564
12	232.713
13	10.904
14	10.941
15	233.2

Таблица 2.9 – Результаты расчета мощности ветвей сети в режиме минимальных нагрузок

Номер ветви	Номера узлов		Мощность начала ветви, МВА		Мощность конца ветви, МВА		Потери мощности, МВА	
	Начало	Конец	Активная	Реактивная	Активная	Реактивная	Активные	Реактивные
1	15	12	28,567	-2,049	28,528	10,240	0,040	0,147
2	12	11	28,398	8,991	28,393	8,506	0,005	0,485
3	11	10	5,101	1,914	5,100	1,878	0,001	0,036
4	11	2	23,292	6,592	23,290	6,592	0,003	0
5	2	1	6,040	1,708	6,032	2,756	0,008	0,009
6	1	9	6,013	2,644	6,000	2,391	0,013	0,253
7	2	3	17,250	4,883	17,216	6,340	0,034	0,087
8	3	8	5,711	2,438	5,700	2,211	0,011	0,227
9	3	4	11,486	3,790	11,451	4,951	0,035	0,036
10	4	7	11,415	4,691	11,400	4,329	0,015	0,362

Номер ветви	Номера узлов		Мощность начала ветви, МВА		Мощность конца ветви, МВА		Потери мощности, МВА	
	Начало	Конец	Активная	Реактивная	Активная	Реактивная	Активные	Реактивные
11	15	5	5,630	1,771	5,618	2,434	0,012	0,022
12	15	6	4,047	0,647	4,039	1,414	0,009	0,012
13	5	6	-0,717	-0,474	-0,717	0,111	0,000	0,000
14	5	13	6,315	2,796	6,300	2,490	0,015	0,306
15	6	14	3,308	1,454	3,300	1,320	0,008	0,134

3 Расчет послеаварийных режимов

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подпись и дата						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ТПЖА 565722.103 ПЗ					Лист
										35

Номер ветви	Номера узлов		Мощность начала ветви, МВА		Мощность конца ветви, МВА		Потери мощности, МВА	
	Начало	Конец	Активная	Реактивная	Активная	Реактивная	Активные	Реактивные
12	15	6	33,217	15,895	32,538	15,660	0,679	0,979
13	5	6	-21,137	-10,490	-21,463	-10,297	0,326	0,343
14	5	13	21,099	10,266	21,000	8,300	0,099	1,966
15	6	14	11,047	5,223	11,000	4,400	0,047	0,823

Результаты расчета напряжений сети при отключении линии А-6 приведены в таблице 3.4

Таблица 3.4 – Результаты расчета напряжений сети при отключении ветви А-6

Номер узла	Напряжение, кВ		Генерация, МВА		Потребление, МВА	
	Модуль	Угол, °	Активная	Реактивная	Активная	Реактивная
5	110,185	-1,324	0	0	0,038	0,224
6	112,265	-0,925	0	0	0,028	0,140
13	10,143	-5,704	0	0	21,000	8,300
14	10,411	-4,430	0	0	11,000	4,400
15	115,500	0	33,217	15,895	0	0

Отключение ветви 12;

Результаты расчета напряжений сети при отключении одной цепи А-6 приведены в таблице 3.5

Таблица 3.5 – Результаты расчета мощности сети при отключении ветви А-6

Номер ветви	Номера узлов		Мощность начала ветви, МВА		Мощность конца ветви, МВА		Потери мощности, МВА	
	Начало	Конец	Активная	Реактивная	Активная	Реактивная	Активные	Реактивные
11	15	5	32,751	15,433	32,292	15,290	0,459	0,804
13	5	6	11,160	4,908	11,075	5,367	0,085	0,089
14	5	13	21,094	10,158	21,000	8,300	0,094	1,858
15	6	14	11,047	5,227	11,000	4,400	0,047	0,827

Таблица 3.6 – Результаты расчета напряжений сети при отключении ветви А-6

Номер узла	Напряжение, кВ		Генерация, МВА		Потребление, МВА	
	Модуль	Угол, °	Активная	Реактивная	Активная	Реактивная
5	113,090	-0,845	0	0	0,038	0,224
6	112,037	-1,058	0	0	0,028	0,140
13	10,433	-4,993	0	0	21,000	8,300
14	10,389	-4,577	0	0	11,000	4,400
15	115,500	0	32,751	15,433	0	0

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

ТПЖА 565722.103 ПЗ

4 Регулирование напряжения на подстанциях

Закон встречного регулирования напряжения, который должен быть осуществлен на шинах напряжением 10 кВ подстанций, определяется требованиями ПУЭ. В соответствии с ПУЭ устройство регулирования напряжения должны обеспечить поддержание напряжения на данных шинах в пределах $(1,05 - 1,1) \cdot U_{НОМ}$ в период наибольших нагрузок, и не выше $1,00 \cdot U_{НОМ}$ в период наименьших нагрузок сети.

В качестве средств регулирования напряжения принимаются трансформаторы с РПН.

4.1. Регулирование напряжения в режиме максимальных нагрузок

Подстанция 1

Регулирование напряжения на подстанции 1:

Напряжение на шинах НН подстанции 2 (узел 10) $U_{10}=10.979\text{кВ}$, для регулирования напряжения до величины $1,05U_{ном}$ необходимо дополнительно установить последовательно с обмоткой НН автотрансформатора линейный регулировочный трансформатор ЛТДН-16000/10 с $U_{ном}=10\text{кВ}$ и диапазоном регулирования $\pm 10 \times 1,5\%$. Добавка напряжения $\Delta E_{лт}$, создаваемая этим трансформатором должна быть равна, кВ:

$$\Delta E_{\text{шт}} = U_{\text{нжс}} - U_{10}; \quad (4.1)$$

$$\Delta E_{pm} = 1.05 \cdot 10 - 10.979 = -0.479$$

Напряжение одной ступени ЛТДН, кВ:

$$\Delta U_{cm} = \frac{1,5\% \cdot U_{номH}}{100\%}; \quad (4.2)$$

$$\Delta U_{cm} = \frac{1,5\% \cdot 10}{100\%} = 0,15;$$

Число ступеней регулировочного трансформатора:

$$n = \frac{\Delta E_{im}}{\Delta U_{cm}}; \quad (4.3)$$

$$n = \frac{-0.479}{0.15} = -3.19.$$

При значении $n=3$, напряжение на шинах низшего напряжения с учетом добавки напряжения равно, кВ;

$$U_{10d} = 10,979 - 3 \cdot 0,15 = 10,529.$$

Подпись и дата		<p>создаваемая этим трансформатором должна быть равна, кВ:</p> $\Delta E_{лт} = U_{нжс} - U_{10}; \quad (4.1)$ $\Delta E_{лт} = 1.05 \cdot 10 - 10.979 = -0.479$ <p>Напряжение одной ступени ЛТДН, кВ:</p> $\Delta U_{ст} = \frac{1,5\% \cdot U_{номН}}{100\%}; \quad (4.2)$ $\Delta U_{ст} = \frac{1,5\% \cdot 10}{100\%} = 0,15;$ <p>Число ступеней регулировочного трансформатора:</p> $n = \frac{\Delta E_{лт}}{\Delta U_{ст}}; \quad (4.3)$ $n = \frac{-0.479}{0.15} = -3.19.$ <p>При значении n=-3, напряжение на шинах низшего напряжения с учетом добавки напряжения равно, кВ;</p> $U_{10д} = 10,979 - 3 \cdot 0,15 = 10,529.$
Инв. № дубл.		
Взам. инв. №		
Подпись и дата		
Инв. № подл.		

					<h2 style="margin: 0;">ТПЖА 565722.103 ПЗ</h2>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

Положения РПН трансформаторов в режиме максимальных нагрузок приведены в таблице 4.1

Таблица 4.1 – Положения РПН трансформаторов в режиме максимальных нагрузок

Номер подстанции	Положение РПН	U_H , кВ	
		до регулирования	после регулирования
1	3	11,225	10,656
2	3	10,966	10,646
3	3	11,17	10,604
4	0	10,587	10,587
5	1	10,977	10,758
6	2	11,051	10,671

4.2. Регулирование напряжения в режиме минимальных нагрузок

Регулирование произведено в программе «*ROOR*». Результаты регулирования сведены в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 - Напряжения в узлах схемы, полученные в программе «*ROOR*» при регулировании с помощью РПН в режиме минимальных нагрузок

Номер подстанции	Положение РПН	U_H , кВ	
		до регулирования	после регулирования
1	8	11,438	10,012
2	7	11,047	9,998
3	8	11,434	10,009
4	5	10,913	10,021
5	5	10,904	10,013
6	5	10,941	10,047

Из таблицы 4.2 видно, диапазона РПН достаточно для регулирования. Но оно осуществлено практически на пределе возможностей РПН, так как в процессе регулирования напряжения на шинах НН подстанций максимально было использовано 8 ступеней РПН.

Име. № подл.	Подпись и дата
Взам. инв. №	Инв. № дубл.
Подпись и дата	
Име. № подл.	Подпись и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ТПЖА 565722.103 ПЗ	Лист 39

5 Анализ результатов расчета режимов спроектированной сети

Анализ результатов расчета режимов работы спроектированной сети является важным этапом проектирования. Для наглядного представления о потерях мощности и напряжения в сети нанесем результаты расчета режима максимальных нагрузок на схему замещения. Схема замещения с нанесенными результатами представлена на рисунке 5.1.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подпись и дата						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ТПЖА 565722.103 ПЗ					Лист
										40

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Лист

Узлом сети 110 кВ с наименьшим напряжением в режиме максимальных нагрузок является узел **4** (напряжение узла 118,639 кВ). Следовательно можно сделать вывод о том, что узел **4** является электрически наиболее удаленной точкой сети 110 кВ.

Потери мощности в ветвях схемы замещения сетевого района определяются как разность между мощностью в начале ветви и мощностью ее конца. Результаты расчета потерь мощности в ветвях схемы замещения приведены в табл.5.1.

Таблица 5.1 – Результаты расчета потерь мощности в ветвях схемы замещения

Номер ветви	Мощность начала ветви		Мощность конца ветви		Потери мощности в ветви	
	Активная (МВт)	Реактивная (Мвар)	Активная (МВт)	Реактивная (Мвар)	Активная (МВт)	Реактивная (Мвар)
4-7	38.09	16.604	38	14.43	0.09	2.174
3-4	38.645	17.14	38.162	16.631	0.483	0.509
3-8	19.069	8.731	19	7.37	0.069	1.361
2-3	58.172	26.084	57.752	24.994	0.42	1.09
1-9	20.077	9.489	20	7.7	0.077	1.519
2-1	20.235	9.408	20.115	9.282	0.12	0.126
1-2	78.44	34.453	78.406	34.453	0.033	0
11-10	17.01	6.666	17	6.26	0.1	0.406
12-11	95.506	47.163	95.45	41.119	0.056	6.044
A-12	96.225	39.49	95.636	42.868	0.589	2.172
Суммарные потери мощности, МВА					2.037	15.401

Кроме нагрузочных потерь в рассматриваемой сети существуют потери холостого хода. Указанные потери моделируют процессы, происходящие в сердечниках силовых трансформаторов сетевого района. Информация о потерях холостого хода приведена в табл.5.2

Таблица 5.2 – Потери мощности в стали трансформаторов

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инд. № дубл.	Подпись и дата	<div style="text-align: center; font-size: 24px; font-weight: bold;">ТПЖА 565722.103 ПЗ</div>					Лист
					Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	42

Номер подстанции	Количество трансформаторов	Потери в стали одного трансформатора		Потери в стали трансформаторов подстанции	
		Активная (МВт)	Реактивная (Мвар)	Активная (МВт)	Реактивная (Мвар)
1	2	0.019	0.112	0.038	0.224
2	2	0.065	0.625	0.13	1.25
3	2	0.019	0.112	0.038	0.224
4	2	0.036	0.26	0.072	0.52
5	2	0.019	0.112	0.038	0.224
6	2	0.014	0.14	0.028	0.14
Итого:				0,344	2.602

Суммарные потери активной мощности в рассматриваемой сети составляют, МВт:

$$\Delta P = \Delta P_{НАГ} + \Delta P_X. \quad (5.1)$$

$$\Delta P = 2.037 + 0,344 = 2.381.$$

Согласно информации, приведенной в табл. 18 наибольшие потери активной мощности в рассмотренном режиме наблюдаются в ветви 1. Это ветвь линии, соединяющей подстанцию «А» с шинами 110 кВ подстанции 1. Потери в ней составляют 0,589 МВт или 24,73% от суммарных потерь активной мощности в сети. Данное обстоятельство можно объяснить тем, что по этой линии протекает наибольшая мощность нагрузки в сетевом районе.

Суммарные потери реактивной мощности в рассматриваемой сети составляют, Мвар:

$$\Delta Q = \Delta Q_{НАГ} + \Delta Q_X \quad (5.2)$$

$$\Delta Q = 15,401 + 2,602 = 18,003.$$

Суммарные реактивные мощности, генерируемые линиями 110 и 220 кВ сетевого района согласно информации, приведены в табл и составляют

Таблица 5.3 – Реактивная мощность, генерируемая линиями сетевого района

Линия	А-2	2-3	3-4	2-5	А-5	5-6	А-6	Итого:
Q_C , Мвар	11,09	1,216	0,986	0,862	0,612	0,524	0,696	15,986

Ине. № подл.	Подпись и дата
Взам. инв. №	Ине. № дубл.
Подпись и дата	Подпись и дата

При сравнении потерь реактивной мощности и зарядной мощности ЛЭП видно, что зарядная мощность покрывает 88,87% потерь реактивной мощности.

Степень загрузки силовых трансформаторов и автотрансформаторов является показателем для оценки эффективности использования установленной мощности в сетевом районе. Коэффициент загрузки определяется по формуле:

$$K_z = \frac{S_{НАГР}}{k \cdot S_{ном.Т}}, \quad (5.3)$$

Где $S_{НАГР}$ - мощность, протекающая через наиболее загруженную обмотку трансформатора; k - количество параллельно работающих трансформаторов или автотрансформаторов; $S_{ном.Т}$ - номинальная мощность трансформатора или автотрансформатора.

Для автотрансформаторов подстанции 2 наиболее загружена обмотка ВН, через которую протекает мощность 94+j36.03 МВА, тогда коэффициент загрузки составит:

$$K_z = \frac{\sqrt{94^2 + 36,03^2}}{2 \cdot 125} = 0,403$$

Для подстанции 1 коэффициент загрузки будет равен:

$$K_z = \frac{\sqrt{20^2 + 7,97^2}}{2 \cdot 16} = 0,673$$

В табл.5.4 приведены коэффициенты загрузки силового оборудования подстанций.

Номер подстанции	Количество и тип трансформаторов	Мощность, протекающая через трансформатор (МВА)	Коэффициент загрузки
1	2×ТДН-16000/110	21,53	0,673
2	2×АТЦТН-125000/220/110	100,671	0,403
3	2×ТДН-16000/110	20,379	0,637
4	2×ТРДН-40000/110	40,648	0,508
5	2×ТДН-16000/110	22,581	0,705
6	2×ТДН-10000/110	11,847	0,592

Из таблицы видно, что трансформаторы на большинстве подстанций работают в режиме недогрузки до рекомендуемого значения, равного 0,7. Данная ситуация обусловлена сравнительно малым модельным рядом трансформаторов, удовлетворяющих данным условиям эксплуатации.

Годовые потери электроэнергии определяются по формуле, МВт·ч:

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подпись и дата						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ТПЖА 565722.103 ПЗ					Лист
										44

$$\Delta W = \Delta W_{нагр} + \Delta W_{xx}, \quad (5.4)$$

где $\Delta W_{нагр} = \Delta P_{нагр} \cdot \tau$, $\Delta W_{xx} = \Delta P_{xx} \cdot 8760$.

Величина времени наибольших потерь:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{нб}}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \quad (5.5)$$

Для рассматриваемого района величина составит, ч:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{5300}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 3746,8.$$

Тогда потери электроэнергии за год равны, МВт·ч:

$$\Delta W = 2.037 \cdot 3746,8 + 0.344 \cdot 8760 = 10645,66.$$

Переданная потребителям электроэнергия определяется по формуле, МВт·ч:

$$W = P_{нагр} \cdot T_{нб}, \quad (5.6)$$

где $P_{нагр}$ - суммарное значение активной мощности потребителей района, МВт.

Величина переданной потребителям электроэнергии для рассматриваемого района составит, МВт·ч:

$$W = (20 + 17 + 19 + 38 + 21 + 11) \cdot 5300 = 667800$$

В процентном выражении потери электроэнергии составят, %:

$$\Delta W = \frac{10645,66}{667800} \cdot 100 = 1,59.$$

Коэффициент полезного действия определяется по формуле, %:

$$\eta = \frac{W}{W + \Delta W} \cdot 100, \quad (5.7)$$

Для рассматриваемой сети коэффициент полезного действия равен, %:

$$\eta = \frac{667800}{667800 + 10645,66} \cdot 100 = 98,43.$$

Ине. № подл.	Подпись и дата
Взам. инв. №	Ине. № дубл.
Подпись и дата	
Ине. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ТПЖА 565722.103 ПЗ	Лист
						45

6 Основные технико-экономические показатели электрической сети

В данном разделе проекта определяются основные показатели, характеризующие полные расходы денежных средств, необходимых для сооружения сети и для её эксплуатации, а также некоторые удельные технико-экономические показатели, характеризующие обоснованность решений, принятых в процессе проектирования сети.

6.1. Расчет инвестиций

Суммарные капитальные вложения на сооружение ЛЭП определяются выражением,

тыс. руб.:

$$K_{BY} = \sum_{i=1}^N K_{0i} \cdot l_i \cdot n_i, \quad (6.1)$$

где K_{0i} – укрупнённый показатель стоимости 1 км ВЛ на i -ом участке сети, тыс. руб/км;

l_i – протяжённость i -ого участка;

n_i – количество одноцепных или двухцепных линий на i -ом участке сети;

N – количество участков.

Таблица 6.1 – Стоимостные характеристики линий сети

Линия	n	U , кВ	l , км	Марка про- вода	K_{0i} , тыс. руб.	$K_{вл}$, тыс.р
А-2	2	220	44	АС-240/32	2120	93280
2-1	2	110	14	АС-70/11	1150	16100
2-3	2	110	19	АС-185/29	1650	31350
3-4	2	110	16	АС-120/19	1150	18400
А-5	1	110	19	АС-120/19	850	16150
5-6	1	110	17	АС-95/16	850	14450
А-6	1	110	22	АС-70/11	850	18700

При выборе базисных показателей учтено, что трассы выполнены на железобетонных опорах.

$$K_{БЛУ} = 93280 + 16100 + 31350 + 18400 + 16150 + 14450 + 18700 = 208430 \text{ тыс.р}$$

Суммарные капитальные вложения на сооружение подстанций равны, тыс. руб.:

$$K_{ПСУ} = \sum_{i=1}^M K_{ПСi}, \quad (6.2)$$

где i – номер подстанции;

$K_{ПСi}$ – стоимость сооружения i -ой подстанции, которая определяется по формуле:

$$K_{ПСi} = K_{mpi} + K_{pyi} + K_{кyi} + K_{посmi}, \quad (6.3)$$

где K_{mpi} – стоимость силовых и регулировочных трансформаторов;

K_{pyi} – распределительных устройств;

$K_{кyi}$ – компенсирующих устройств;

$K_{посmi}$ – постоянной составляющей затрат на сооружение подстанций.

Стоимость трансформаторов на i -ой подстанции в случае установки k_i однотипных трансформаторов определяется по выражению, тыс. руб.:

$$K_{mpi} = k_i \cdot K_{mp}, \quad (6.4)$$

где K_{mp} – укрупненный показатель стоимости трансформатора.

Таблица 6.2 – Стоимость силовых трансформаторов подстанций

№ под-станции	Кол-во	Марка транс-форматора	$\frac{U_{номВ}}{U_{номН}}$	K_0 , тыс. руб.	K_{mp} , тыс.р
1	2	ТДН-16000/110	110/11	4300	8600
2	2	АТЦТН-125000/220/110	220/110	15525	31050
	2	ЛТМН-16000/10	10	2875	5750
3	2	ТДН-16000/110	110/11	4300	8600
4	2	ТРДН-40000/110	110/10,5	7300	14600
5	2	ТДН-16000/110	110/11	4300	8600
6	2	ТДН-10000/110	110/11	3700	7400

$$K_{mp\Sigma} = 8600 + 31050 + 8600 + 14600 + 8600 + 7400 + 5750 = 84600$$

Стоимость распределительных устройств складывается из затрат на РУ высшего и низшего напряжений.

Стоимость сооружения РУ каждого номинального напряжения равна, тыс. руб.:

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подпись и дата	<div style="text-align: center; font-size: 24px; font-weight: bold;">ТПЖА 565722.103 ПЗ</div>					Лист
					Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	47

$$K_{pyi} = n_{ячi} \cdot K_{ячi}, \quad (6.5)$$

где $n_{ячi}$ и $K_{ячi}$ – соответственно число ячеек с выключателями и стоимость каждой ячейки.

Таблица 6.3 – Стоимости РУ подстанций ВН

№пс	$U_{ном}$; РУ кВ	п, яч	K_{0max}	K_{py} , тыс.р
А	220	4	15000	60000
	110	4	7300	29200
2	220	4	7300	29200
	110	8	7300	58400
3	110	5	7300	36500
4	110	3	7300	21900
5	110	3	7300	21900
6	110	3	7300	21900

$$\sum K^{ВН}_{py} = 60000 + 29200 + 29200 + 58400 + 36500 + 21900 + 21900 + 21900 = 279000 \text{ тыс.р}$$

Количество ячеек в РУ-10 кВ приближенно определяется по мощности нагрузки на шинах низшего напряжения по формуле:

$$n_{ячi} = \frac{S_{maxi}}{3} + 5 \quad (6.6)$$

Стоимости РУ подстанций приведены в таблице 23.

Таблица 6.4 – Стоимости РУ НН

№пс	S_{max} , МВА;	п, яч	$\sum n_{я}$	K_{0max}	K_{py} , тыс.р
1	21,53	8	13	100	1300
2	18,12	7	12	100	2400
3	20,38	7	12	100	1200
4	40,65	14	19	100	1900
5	22,58	8	13	100	1300
6	11,85	4	9	100	900

$$K^{НН}_{py} = 1300 + 2400 + 1200 + 1900 + 1300 + 900 = 9000$$

$$K_{py\Sigma} = 279000 + 9000 = 288000$$

Ине. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подпись и дата						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ТПЖА 565722.103 ПЗ					Лист
										48

Стоимость компенсирующих устройств определяется удельной стоимостью реактивной мощности $K_{уд}$, равной 300 руб./квар, и мощностью компенсирующих устройств, руб:

$$K_{ку} = K_{куд} \cdot Q_{ном}, \quad (6.7)$$

Таблица 6.5 – Стоимость компенсирующих устройств

№ под-станции	Число и тип установок	Номинальная мощность $Q_{ном}$, квар	$K_{ку}$, тыс. руб.
1	2×УКЛ 57-10,5-2250УЗ 2×УКЛ 57-10,5-225УЗ	4950	1485
2	2×УКЛ 57-10,5-2250УЗ 2×УКЛ 57-10,5-112,5УЗ	4725	1417,5
3	2×УКЛ 57-10,5-2250УЗ 2×УКЛ 57-10,5-450УЗ	5400	1620
4	2×УКЛ 57-10,5-3150УЗ 2×УКЛ 57-10,5-900УЗ	8100	2430
5	2×УКЛ 57-10,5-2250УЗ 2×УКЛ 57-10,5-1125УЗ	4725	1417,5
6	2×УКЛ 57-10,5-1350УЗ	2700	810

$$K_{ку\Sigma} = 450 + 1530 + 1890 + 2767,5 + 472,5 + 1147,5 = 8257,5.$$

Постоянная часть затрат $K_{пост}$, которая приближённо может быть определена в зависимости от напряжения и электрической схемы подстанции на стороне высшего напряжения, включает в себя стоимость подготовки и благоустройства территории, сооружения ОПУ, устройства собственных нужд ПС, системы оперативного постоянного тока, компрессорной, аппаратной и прочих элементов, тыс.р;

$$K_{пост\Sigma} = 4 \cdot 10000 + 2 \cdot 13000 = 66000.$$

Суммарные капитальные вложения на сооружение подстанций, тыс. руб.:

$$K_{нс\Sigma} = 84600 + 288000 + 8257,5 + 66000 = 446857,5.$$

Ине. № подл.	Подпись и дата
Взам. инв. №	Инв. № дубл.
Подпись и дата	

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

ТПЖА 565722.103 ПЗ

6.2 Определение эксплуатационных издержек

Ежегодные издержки на обслуживание, текущий и капитальный ремонт линий и оборудования подстанций определяются капитальными затратами на данный элемент системы и нормой отчислений, тыс.руб.:

$$I_{o.p.} = I_{o.p.ВЛ} + I_{o.p.ПС} = p_{\Sigma ВЛ} \cdot K_{ВЛ} + p_{\Sigma ПС} \cdot K_{ПС}, \quad (6.8)$$

где $p_{\Sigma ВЛ}$, $p_{\Sigma ПС}$ – нормы отчислений на ремонт и обслуживание воздушных линий и оборудования подстанций соответственно.

$$I_{o.p.} = 208430 \cdot 0,008 + 655287,5 \cdot 0,059 = 40329,4.$$

6.3 Издержки на возмещение потерь электрической энергии в линиях и трансформаторах

Ежегодные затраты на возмещение потерь электроэнергии определяются по стоимости 1 кВт·ч этой энергии, руб.:

$$I_{\Delta W} = C_{\Delta W} \cdot \Delta W_{\Sigma}, \quad (6.9)$$

где $C_{\Delta W}$ – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии;

ΔW_{Σ} – суммарные потери электроэнергии в электрической сети, кВт·ч:

$$\Delta W_{\Sigma} = \Delta W_x + \Delta W_n, \quad (6.10)$$

Потери холостого хода, кВт·ч:

$$\Delta W_x = T_{\text{год}} \sum_{i=1}^M n_{mpi} \cdot \Delta P_{xi}, \quad (6.11)$$

где ΔP_{xi} – паспортные данные трансформатора, установленного на данной подстанции.

Нагрузочные потери, кВт·ч:

$$\Delta W_{nik} = \frac{S_{ik}^2}{U_{ном}^2} \cdot r_{ik} \cdot \tau, \quad (6.12)$$

где S_{ik} – мощность, передаваемая по линии в режиме максимальных нагрузок;

r_{ik} – сопротивление элемента сети.

$$\Delta W_{A-2} = \frac{(94^2 + 36,03^2) \cdot 2,596 \cdot 3746,8}{220^2} = 2040,53 \cdot 10^3;$$

$$\Delta W_{2-1} = \frac{(20^2 + 7,97^2) \cdot 2,954 \cdot 3746,8}{110^2} = 423,99 \cdot 10^3;$$

$$\Delta W_{2-3} = \frac{(57^2 + 21,8^2) \cdot 1,511 \cdot 3746,8}{110^2} = 1742,51 \cdot 10^3;$$

Инва. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инва. № дубл.	Подпись и дата						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ТПЖА 565722.103 ПЗ					Лист
										50

$$\Delta W_{3-4} = \frac{(38^2 + 14,43^2) \cdot 3,376 \cdot 3746,8}{110^2} = 1727,21 \cdot 10^3;$$

$$\Delta W_{A-5} = \frac{(18,29^2 + 7,25^2) \cdot 4,636 \cdot 3746,8}{110^2} = 555,68 \cdot 10^3;$$

$$\Delta W_{5-6} = \frac{(2,71^2 + 1,05^2) \cdot 7,174 \cdot 3746,8}{110^2} = 18,76 \cdot 10^3;$$

$$\Delta W_{A-6} = \frac{(13,71^2 + 5,45^2) \cdot 6,622 \cdot 3746,8}{110^2} = 446033 \cdot 10^3;$$

$$\Delta W_{x.mp1} = 8760 \cdot 0,019 \cdot 2 = 332,88 \cdot 10^3;$$

$$\Delta W_{x.mp2} = 8760 \cdot 0,065 \cdot 2 = 1138,8 \cdot 10^3;$$

$$\Delta W_{x.mp3} = 8760 \cdot 0,019 \cdot 2 = 332,88 \cdot 10^3;$$

$$\Delta W_{x.mp4} = 8760 \cdot 0,036 \cdot 2 = 630,072 \cdot 10^3;$$

$$\Delta W_{x.mp5} = 8760 \cdot 0,019 \cdot 2 = 332,88 \cdot 10^3;$$

$$\Delta W_{x.mp6} = 8760 \cdot 0,014 \cdot 2 = 245,28 \cdot 10^3;$$

$$\sum \Delta W_n = (2040,53 + 423,99 + 1742,51 + 1727,21 + 555,68 + 18,76) \cdot 10^3 = 6508,68 \cdot 10^3 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$\sum \Delta W_x = (332,88 + 1138,8 + 332,88 + 630,072 + 332,088 + 245,228) \cdot 10^3 = 3012,792 \cdot 10^3 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta W_{\Sigma} = 6508,68 + 3012,792 = 9521,472 \cdot 10^3 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$I_{\Delta W} = 0,28 \cdot 9521,472 \cdot 10^3 = 2666,01 \text{ тыс.руб}$$

6.4 Удельная себестоимость передачи электроэнергии по сети от шин источника питания до шин низшего напряжения понижающих подстанций

Себестоимость передачи электроэнергии по сети определяется по формуле, руб./кВт·ч:

$$C = \frac{I_{o.p.}}{W}, \quad (6.13)$$

$$C = \frac{40329400}{667800000} = 0,06 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч};$$

Основные экономические показатели спроектированной сети представлены в таблице 25.

Ине. № подл.	Подпись и дата	Ине. № дубл.	Взам. инв. №	Подпись и дата	Ине. № подл.
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лист
ТПЖА 565722.103 ПЗ					51

Таблица 25 – Экономические показатели сети

К _{ВЛ} , тыс.руб.	К _{ПС} , тыс. руб.	К _Σ , тыс. руб.	И _{о.р} , тыс. руб.	И _{Δw} , тыс. руб.	С, руб./кВт·ч
208430	446857,5	655287,5	40329,4	2666,01	0,06

Ине. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подпись и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ТПЖА 565722.103 ПЗ

Заключение

В данном курсовом проекте была спроектирована заданная электрическая сеть. Был произведён выбор номинального напряжения сети, а также выбор компенсирующих устройств и сечений для проводов ВЛ. Произведена проверка на нагрев послеаварийным током и на потерю напряжения до самой удалённой точки линии одного напряжения в нормальном и послеаварийном режиме. Для схемы сети были определены основные параметры, включающие в себя перетоки активной и реактивной мощности, напряжения в узлах: естественное и отрегулированное, как в режиме максимальных нагрузок, так и при минимальных нагрузках. Определены основные технико-экономические показатели сети, при этом:

- стоимость инвестиций для спроектированной сети = 655287,5 млн. руб.
- себестоимость передачи электрической энергии 0,061 руб./кВт·ч.
- коэффициент полезного действия спроектированной сети 98,43%.

Для расчета режимов работы сети, регулирования напряжения на подстанциях в проекте применялась программа «ROOR».

В целом спроектированная электрическая сеть удовлетворяет всем требованиям ПУЭ и имеет реальные технико-экономические показатели.

Име. № подл.	Подпись и дата	Име. № дубл.	Взам. име. №	Подпись и дата							
					Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ТПЖА 565722.103 ПЗ	Лист
										53	

Приложение А

(справочное)

Библиографический список

1) Выбор основных элементов электрической сети и анализ режимов ее работы [Текст]: учебное пособие / Черепанова Г.А., Вычегжанин А.В. – Киров: ФГБОУ ВПО «ВятГУ», 2013. – 102 с.

2) МосЭнергоСбы. Тарифы на электроэнергию – Москва: Свет разумного, 2000. – 1 с. [Электронный ресурс]. URL: <http://yariti.livejournal.com/13599.html> (дата обращения: 21.12.2017).

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подпись и дата						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ТПЖА 565722.103 ПЗ					Лист
										54

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подпись и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ТПЖА 565722.103 ПЗ