

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет»
(национальный исследовательский университет)
Политехнический институт
Факультет Энергетический
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Старший мастер Аргаяшского РЭС

_____/ М.А. Игнатьев/

« ____ » _____ 20 ____ г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой, д.т.н., профессор

_____/ И.М. Кирпичникова /

« ____ » _____ 20 ____ г.

Исследование режимов электрической сети с применением компьютерного
моделирования

(наименование темы работы)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ НАУЧНАЯ РАБОТА (ДИССЕРТАЦИЯ)
ЮУрГУ – 13.04.02. 2018.297. ВКР

Консультант, д.т.н, доцент
кафедры ЭССиСЭ

_____/ А.В. Коржов /

« ____ » _____ 20 ____ г.

Руководитель, к.т.н. доцент
кафедры ЭССиСЭ

_____/ Ю.В. Коровин/

« ____ » _____ 20 ____ г.

Автор

студент группы П – 281

_____/ О.В. Волков /

« ____ » _____ 20 ____ г.

Нормоконтролер, к.т.н. доцент
кафедры ЭССиСЭ

_____/ Ю.В. Коровин /

« ____ » _____ 20 ____ г.

Челябинск 2018

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(национальный исследовательский университет)

Институт Политехнический
Факультет Энергетический
Кафедра Электрические станции, сети и системы электроснабжения
Направление Электроэнергетика и электротехника

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____/И.М. Кирпичникова/
_____ 2017 г.

ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную научную работу (диссертацию) студента

Волкова Олега Валерьевича

(Ф. И.О. полностью)

Группа П-281

1. Тема выпускной квалификационной работы

Исследование режимов электрической сети с применением компьютерного моделирования.

утверждена приказом по университету от _____ 20 г. № _____

2. Срок сдачи студентом законченной работы 03 июля 2018 г.

3. Исходные данные к работе

Схема электрической сети 110 кВ, с указанными на ней подстанциями, данными о соединяющих их линиях; данные о трансформаторах, установленных на подстанциях; активная и реактивная нагрузка потребителей.

5. Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей, плакатов в листах формата А1) 1.

- | | |
|---|------|
| 1. Схема электрических соединений сети | 1-л |
| 2. Карты характерных режимов электрической сети | 2-л |
| 3. Блок-схема разработанной программы | 1-л |
| 4. Схемы, графики, таблицы, описывающие работу кабельной сети при однофазном замыкании на землю | 2-л. |
- _____
- _____
- _____
- _____
- _____
- _____
- _____
- _____
- _____
- _____
- _____
- _____
- _____
- _____
- _____

Всего 6 листов

6. Консультанты по работе, с указанием относящихся к ним разделов работы

Раздел	Консультант	Подпись, дата	
		Задание выдал (консультант)	Задание принял (студент)
п. 4.4	Коржов А.В.		

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель _____
(подпись)

Задание принял к исполнению _____
(подпись студента)

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметка о выполнении руководителя
Расчет и анализ режимов исходной сети	1-2 недели	
Расчет и анализ режимов перспективной сети	1-2 недели	
Применение устройств smart-grid для регулирования режима сети	3 неделя	
Реализация программы для управления устройствами smart-grid	3 неделя	
Исследование распределения максимальных перенапряжений по длине кабельной линии при ОЗЗ	4-5 недели	
Поиск оптимального варианта построения кабельной сети для уменьшения перенапряжений при ОЗЗ	4-5 недели	
Исследование применяемых средств защиты для уменьшения перенапряжений при ОЗЗ	4-5 недели	
Оформление пояснительной записки	6 неделя	
Оформление графических материалов	6 неделя	

Заведующий кафедрой _____ /И.М. Кирпичникова/

Руководитель работы _____ /Ю.В. Коровин/

Студент _____ /О.В. Волков/

АННОТАЦИЯ

Волков О.В. Исследование режимов электрической сети с применением компьютерного моделирования. – Челябинск ЮУрГУ, П; 2018, 77 с, 20 ил., библиогр. список – 7 наим.

Выпускная квалификационная работа включает в себя рассмотрение вопроса регулирования режимов электрической сети с помощью устройства продольной компенсации на базе преобразователей напряжений, которое управляется с помощью воссозданной компьютерной модели сети. Также работа включает в себя исследование перенапряжений в кабельных сетях при однофазных замыканиях на землю с помощью виртуальной модели.

В задачи работы входит: написание и отладка компьютерной программы, позволяющей управлять параметрами устройства продольной компенсации в режиме реального времени в зависимости от режимных параметров сети, а также исследование перенапряжений в кабельных сетях, оценка полученных результатов и выявление закономерностей.

При выполнении выпускной квалификационной работы использованы следующие программные средства: Microsoft Word, Mathcad, Rastrwin3, ATP EMTP, «Токо 1.00», AutoCAD.

					13.04.02.2018.297.00. ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Выполнил</i>	Волков О.В.				Исследование режимов электрической сети с применением компьютерного моделирования.	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>	Коровин Ю.В.					В К Р	6	77
<i>Н. Контр.</i>	Коровин Ю.В.					Кафедра ЭССиСЭ		
<i>Утверд.</i>	Кирпичникова							

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	8
1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ	9
2. Анализ энергосистемы	11
2.1 Нахождение параметров схемы замещения ЛЭП	11
2.2 Анализ работы трансформаторов	12
2.3 Расчет основных установившихся режимов работы сети	14
2.3.1 Режим максимальных нагрузок	14
2.3.2 Режим минимальных нагрузок	16
2.3.3 Послеаварийные режимы	19
3. Использование устройств продольной компенсации в энергосистеме	25
3.1 Устройство и принцип действие устройств продольной компенсации	25
3.2 Применение УПК в энергосистеме	29
3.3 Применение УПК в послеаварийном режиме	42
4. Анализ работы перспективной сети	44
4.1 Нагрузки перспективной сети	44
4.2 Загрузка трансформаторов в перспективной сети	44
4.3 Режим максимальных нагрузок	46
4.4 Режим минимальных нагрузок	47
4.5 Послеаварийные режимы	47
5 Исследование перенапряжений в кабельных сетях при замыканиях на землю ..	55
5.1 Исходные данные	56
5.2 Исследование распределения величины максимального перенапряжения по длине кабеля при различном сечении кабелей	59
5.3 Исследование процесса выбора кабелей для нахождения наилучшего и наихудшего вариантов подключения	65
5.4 Исследование возникающих в кабельной сети процессов при различного рода замыканиях	69
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	75
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	76
ПРИЛОЖЕНИЕ А	77

					13.04.02.2018.297.00. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

ВВЕДЕНИЕ

Электрическая сеть должна проектироваться и эксплуатироваться таким образом, чтобы была обеспечена ее работоспособность во всех режимах: нормальных, ремонтных и послеаварийных. Для этого параметры режима не должны превышать значения, установленные специально разработанными нормативными документами. Вместе с тем, реалии современного энергетического рынка ставят новые требования для электрических сетей, среди которых главными являются обеспечение экономичности работы оборудования, а также возможность управления режимом сети в реальном времени.

В данной работе нами рассмотрены возможности использования компьютерного моделирования различных режимов работы сети и изменения ее параметров с помощью использования устройств smart-grid, позволяющих обеспечить требуемый режим работы сети. Кроме того, компьютерное моделирование было использовано нами для рассмотрения электромагнитных процессов в кабельных сетях при однофазных замыканиях на землю.

					13.04.02.2018.297.00. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

1 Исходные данные

Исходными данными для выполнения работы являлись: схема электрической сети приведенная в приложении А, отмеченные на ней длины линий, марки и сечения проводов, приведенная к стороне высшего напряжения нагрузка станций и подстанций, а также данные об установленных на подстанциях трансформаторах.

В таблице 1 приведены значения приведенных к шинам высшего напряжения генерирующих мощностей, заданные с учетом мощности собственных нужд и нагрузки, подключенной к узлам.

Таблица 1 – Значения генерации в узлах сети

№	Диспетчерское наименование	P, МВт	Q, Мвар
1	Исток	92	36
2	ГРЭС	240	93

В качестве балансирующего узла нами были выбраны шины высшего напряжения подстанции «Центральная».

В таблице 2 указаны значения нагрузок, приведенные к шинам высшего напряжения подстанций в максимальном режиме.

Таблица 2 – Значения нагрузок в узлах сети

№	Диспетчерское наименование	P, МВт	Q, Мвар
1	Юрма – 1	7	2
2	Юрма – 2	24	7
3	Агидель (Т1)	3	1
4	Агидель (Т2)	1,4	0,4
5	Газовая (Т1)	13	4
6	Газовая (Т2)	18	8
7	Юго-Восточная (Т1)	1,5	0,4
8	Юго-Восточная (Т2)	7	2,5
9	Зимняя (Т1)	8	3
10	Зимняя (Т2)	10	3
11	Савеловская	12	4
12	Профсоюзная	13	5
13	Нагатинская	23	14
14	Чеховская	32	9
15	Тверская	19,92	7,97
16	Курская	36	17
17	Окружная	39,84	17,93
18	Сухаревская	39,84	17,93

В таблице 3 приведен перечень линий электропередач (ЛЭП) рассматриваемой сети, с указанием их параметров.

Таблица 3 – Перечень ЛЭП

№	Наименование линии	Кол-во цепей	Марка провода	Длина линии, км
1	Исток – Отпайка 1	1	АС-185/29	6
2	Исток – Отпайка 2	1	АС-185/29	6
3	Отпайка 1 – Агидель	1	АС-185/29	0,2
4	Отпайка 2 - Агидель	1	АС-185/29	0,2
5	Исток – Отпайка 3	1	АС-185/29	7
6	Исток – Отпайка 4	1	АС-185/29	7
7	Отпайка 1 – Отпайка 5	1	АС-185/29	2,5
8	Отпайка 2 – Отпайка 6	1	АС-185/29	2,5
9	Отпайка 4 – Юрма – 1	1	АС-185/29	3,8
10	Отпайка 3 – Юрма – 2	1	АС-185/29	3,8
11	Газовая – Отпайка 3	1	АС-185/29	3
12	Отпайка 4 – Отпайка 7	1	АС-185/29	2,5
13	Отпайка 7 - Газовая	1	АС-185/29	0,5
14	Отпайка 7 – Юго-Восточная	1	АС-185/29	2
15	Юго-Восточная – Отпайка 8	1	АС-185/29	2
16	Отпайка 8 - Зимняя	1	АС-185/29	0,5
17	Отпайка 8 – Отпайка 5	1	АС-185/29	3,5
18	Зимняя – Отпайка 6	1	АС-185/29	4
19	Отпайка 5 - Савеловская	1	АС-150/24	5,5
20	Отпайка 6 – Савеловская	1	АС-150/24	5,5
21	Савеловская - Профсоюзная	1	АС-185/29	30
22	Профсоюзная - Нагатинская	1	АС-240/32	10
23	Нагатинская - Центральная	1	АС-240/32	5,8
24	Савеловская - Чеховская	1	АС-185/29	23
25	Чеховская - Центральная	1	АС-240/32	17
26	ГРЭС-Тверская	1	АС-120/19	10
27	Тверская - Центральная	1	АС-120/19	14
28	ГРЭС - Курская	1	АС-150/24	20
29	Курская - Центральная	1	АС-150/24	10
30	ГРЭС - Окружная	1	АС-185/29	25
31	Окружная - Центральная	1	АС-185/29	12
32	ГРЭС - Сухаревская	1	АС-240/32	20
33	Сухаревская - Центральная	1	АС-240/32	25

Перечень трансформаторов, установленных на подстанциях рассматриваемой энергосистемы, приведен в таблице 4.

Таблица 4 – Перечень трансформаторов

№	Наименование	Кол-во	Марка
1	Юрма-1	2	ТДН/16000/115/10,5
2	Юрма-2	2	ТРДН-25000/115/6,3-6,3
3	Агидель	2	ТДН/16000/115/10,5

Продолжение таблицы 4

№	Наименование	Кол-во	Марка
4	Газовая	2	ТДТН-40000/115/38,5/6,3
5	Юго-Восточная	2	ТДТН-10000/115/38,5/10,5
6	Зимняя	2	ТДТН-25000/115/38,5/10,5
7	Савеловская	2	ТДН/16000/115/10,5
8	Профсоюзная	2	ТРДН-25000/115/10,5-10,5
9	Нагатинская	2	ТРДН-40000/115/10,5-10,5
10	Чеховская	2	ТРДН-40000/115/10,5-10,5
11	Тверская	2	ТДЦ-21000/110/10,5
12	Курская	2	ТДН-40000/110/10,5
13	Окружная	2	ТДН-40000/110/10,5
14	Сухаревская	2	ТДН-40000/110/10,5

2. Анализ энергосистемы

2.1 Нахождение параметров схемы замещения ЛЭП

Расчет электрической сети будем производить в программе RastrWin 3. В качестве исходных данных в программу необходимо внести: напряжение в балансирующем узле, начальные приближения напряжений в узлах, граф сети, нагрузки узлов, а также параметры П-образной схемы замещения ЛЭП. Активное сопротивление r , индуктивное сопротивление x , а также емкостная проводимость b линий, приведены в таблице 5. Данные о погонных параметрах взяты из [1].

Таблица 5 – Параметры схемы замещения ЛЭП

№	Наименование линии	Марка провода	Длина линии, км	Расчетные параметры		
				r , Ом	x , Ом	b , мкСм
1	Исток – Отпайка 1	АС-185/29	6	0,954	2,478	16,48
2	Исток – Отпайка 2	АС-185/29	6	0,954	2,478	16,48
3	Отпайка 1 – Агидель	АС-185/29	0,2	0,032	0,083	0,5494
4	Отпайка 2 - Агидель	АС-185/29	0,2	0,032	0,083	0,5494
5	Исток – Отпайка 3	АС-185/29	7	1,113	2,891	19,23
6	Исток – Отпайка 4	АС-185/29	7	1,113	2,891	19,23
7	Отпайка 1 – Отпайка 5	АС-185/29	2,5	0,398	1,032	6,867
8	Отпайка 2 – Отпайка 6	АС-185/29	2,5	0,398	1,032	6,867
9	Отпайка 4 – Юрма – 1	АС-185/29	3,8	0,604	1,569	10,44
10	Отпайка 3 – Юрма – 2	АС-185/29	3,8	0,604	1,569	10,44
11	Газовая – Отпайка 3	АС-185/29	3	0,477	1,239	8,241
12	Отпайка 4 – Отпайка 7	АС-185/29	2,5	0,398	1,032	6,867
13	Отпайка 7 - Газовая	АС-185/29	0,5	0,08	0,207	1,373
14	Отпайка 7 – Юго-Восточная	АС-185/29	2	0,318	0,826	5,494

Продолжение таблицы 5

№	Наименование линии	Марка провода	Длина линии, км	Расчетные параметры		
				г, Ом	х, Ом	б, мкСм
15	Юго-Восточная – Отпайка 8	АС-185/29	2	0,318	0,826	5,494
16	Отпайка 8 - Зимняя	АС-185/29	0,5	0,08	0,207	1,373
17	Отпайка 8 – Отпайка 6	АС-185/29	3,5	0,556	1,446	9,614
18	Зимняя – Отпайка 5	АС-185/29	4	0,636	1,652	10,99
19	Отпайка 5 - Савеловская	АС-185/29	5,5	0,875	2,272	15,11
20	Отпайка 6 – Савеловская	АС-185/29	5,5	0,875	2,272	15,11
21	Савеловская - Профсоюзная	АС-150/24	30	6,12	12,6	81,21
22	Профсоюзная - Нагатинская	АС-240/32	10	1,18	4,05	28,08
23	Нагатинская - Центральная	АС-240/32	5,8	0,684	2,349	16,29
24	Савеловская - Чеховская	АС-185/29	23	3,657	9,499	63,18
25	Чеховская - Центральная	АС-240/32	17	2,006	6,885	47,74
26	ГРЭС-Тверская	АС-120/19	10	2,44	4,27	26,58
27	Тверская - Центральная	АС-120/19	14	3,416	5,978	37,21
28	ГРЭС - Курская	АС-150/24	20	4,08	8,4	54,14
29	Курская - Центральная	АС-150/24	10	2,04	4,2	27,07
30	ГРЭС - Окружная	АС-185/29	25	3,975	10,325	68,67
31	Окружная - Центральная	АС-185/29	12	1,908	4,956	32,96
32	ГРЭС - Сухаревская	АС-240/32	20	2,36	8,1	56,16
33	Сухаревская - Центральная	АС-240/32	25	2,95	10,125	70,2

2.2 Анализ работы трансформаторов

Необходимость замены трансформаторов на подстанции возникает в результате роста нагрузочных мощностей, при котором значения коэффициентов загрузки в нормальном k_3 и в аварийном режимах $k_{ав}$ превышают допустимые установленные ГОСТом 14209-97 значения.

Так как в рассматриваемой энергосистеме все подстанции являются потребителями I-й или II-й категорий надежности, то следует обеспечить их электроснабжение во всех возможных послеаварийных режимах. Это условие выполняется, если:

$$\frac{S_{ав}}{(n_T - n_{отк})S_T} \leq k_{ав},$$

где $S_{ав}$ – аварийная мощность, которая определяется по наибольшей нагрузке $S_{нб}$ с учетом возможного резервирования по сети низкого напряжения $S_{н.рез}$,

$$S_{ав} = S_{нб} - S_{н.рез} = k_m S_{н(макс)} - S_{н.рез},$$

k_m – коэффициент совмещения максимума.

При проектировании можно принять $k_m=1$, $S_{н.рез}=0$.

n_T – количество трансформаторов, установленных на подстанции;

S_T – единичная мощность трансформаторов, установленных на подстанции;

$n_{отк}$ – количество отключенных трансформаторов;

$k_{ав}$ – нормативный коэффициент перегрузки трансформаторов в аварийном режиме;

Кроме того, должно выполняться условие загрузки установленных трансформатора в нормальном режиме:

$$\frac{S_n}{n_T S_T} \leq k_3,$$

где S_n – мощность нагрузки.

В таблице 6 приведены данные о загрузке установленных на подстанциях трансформаторов.

Таблица 6 – Загрузка трансформаторов

№	Диспетчерское наименование	P, МВт	Q, Мвар	Кол-во	S_T , МВА	k_3 , %	$k_{ав}$, %
1	Юрма – 1	7	2	2	16	22,8	45,5
2	Юрма – 2	24	7	2	25	50	100
3	Агидель (Т1)	3	1	1	16	19,8	28,9
4	Агидель (Т2)	1,4	0,4	1	16	9,1	28,9
5	Газовая (Т1)	13	4	1	40	34	83,1
6	Газовая (Т2)	18	8	1	40	49,2	83,1
7	Юго-Восточная (Т1)	1,5	0,4	1	10	15,5	89,81
8	Юго-Восточная (Т2)	7	2,5	1	10	74,3	89,81
9	Зимняя (Т1)	8	3	1	25	34,2	75,9
10	Зимняя (Т2)	10	3	1	25	41,8	75,9
11	Савеловская	12	4	2	16	39,5	79,1
12	Профсоюзная	13	5	2	25	27,9	55,7
13	Нагатинская	23	14	2	40	33,7	67,3
14	Чеховская	32	9	2	40	41,6	83,1
15	Тверская	19,92	7,97	2	21	51,1	102,2

Продолжение таблицы 6

№	Диспетчерское наименование	P, МВт	Q, Мвар	Кол-во	S _т , МВА	k _з , %	k _{ав} , %
16	Курская	36	17	2	40	49,76	99,53
17	Окружная	39,84	17,93	2	40	54,6	109,2
18	Сухаревская	39,84	17,93	2	40	54,6	109,2

Из приведенной выше таблицы видно, что загрузка трансформаторов в нормальном и аварийном режиме не превышает допустимых значений.

2.3 Расчет основных установившихся режимов работы сети

Под режимом электрической сети понимается ее состояние, характеризующееся множеством параметров: напряжением в узлах сети, активной и реактивной мощностями в элементах сети, токами, протекающими на различных ее участках, падением и потерями напряжения, потерями мощностей и.т.д.

Расчет режима позволяет определить, в каких условиях работает оборудование, соответствуют ли параметры режима допустимым значениям. На основании данных о различных характерных режимах работы принимаются решения, направленные на улучшение эффективности работы сети, намечается вектор развитие энергосистемы и необходимость ее реконструкции.

Для определения состояния электрической сети рассмотрим следующие характерные режимы:

- максимальных нагрузок в зимние сутки, когда возникают потоки мощности связанные с наибольшим потреблением электроэнергии;
- минимальных нагрузок в летние сутки;
- наиболее тяжелых послеаварийных.

Как отмечалось ранее, расчет режимов произведем с помощью программы «RastrWin 3».

2.3.1 Режим максимальных нагрузок

Анализ данного режима необходим для проверки условий работы элементов сети, а также для выбора нового оборудования.

Приведенные нагрузки подстанций в максимальном режиме приведены в таблице 2. Напряжение в балансирующем узле, на шинах ВН подстанции «Центральная» составляет 115 кВ. Уровни напряжения в других узлах сети представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Уровни напряжений в сети в максимальном режиме

№	Диспетчерское наименование	U _{ном} , кВ	U _{расч} , кВ	ΔU, %
1	Исток	110	114,34	3,95
2	ГРЭС	110	119,14	8,15
3	Юрма – 1	110	113,76	3,42
4	Юрма – 2	110	113,48	3,16
5	Агидель (Т1)	110	114,03	3,66
6	Агидель (Т2)	110	114,08	3,71
7	Газовая (Т1)	110	113,61	3,28
8	Газовая (Т2)	110	113,67	3,33
9	Юго-Восточная (Т1)	110	113,68	3,35
10	Юго-Восточная (Т2)	110	113,72	3,38
11	Зимняя (Т1)	110	113,75	3,41
12	Зимняя (Т2)	110	113,88	3,52
13	Савеловская	110	113,89	3,54
14	Профсоюзная	110	114,11	3,74
15	Нагатинская	110	114,4	4
16	Чеховская	110	113,93	3,57
17	Тверская	110	116,99	6,35
18	Курская	110	115,54	5,04
19	Окружная	110	115,37	4,88
20	Сухаревская	110	116,16	5,6

Согласно ГОСТ 32144-2013 отклонения напряжения не должны превышать 10% от номинального или согласованного значения. Как мы видим, напряжения в узлах сети соответствуют предъявляемым требованиям.

В таблице 8 приведена токовая загрузка линий системы в режиме максимальных нагрузок. Линии, находящиеся в эксплуатации, проверяются только по условию нагрева.

Таблица 8 - Токовая нагрузка ЛЭП в максимальном режиме

№	Наименование линии	Марка провода	S, МВА	I, А	I _{доп} , А	k _{за} , %
1	Исток – Отпайка 1	АС-185/29	12,83+j6,86	74	510	14,5
2	Исток – Отпайка 2	АС-185/29	15,66+j8,17	90	510	17,65
3	Отпайка 1 – Агидель	АС-185/29	1,41+j0,39	7	510	1,37
4	Отпайка 2 - Агидель	АС-185/29	3,01+j0,99	16	510	3,13
5	Исток – Отпайка 3	АС-185/29	37,1+j10,94	196	510	38,43
6	Исток – Отпайка 4	АС-185/29	26,4+j10,05	143	510	28,04
7	Отпайка 1 – Отпайка 5	АС-185/29	11,44+j6,62	67	510	13,14
8	Отпайка 2 – Отпайка 6	АС-185/29	12,67+j7,31	74	510	14,51
9	Отпайка 4 – Юрма – 1	АС-185/29	7+j1,87	37	510	7,25
10	Отпайка 3 – Юрма – 2	АС-185/29	24,03+j6,94	127	510	24,9
11	Газовая – Отпайка 3	АС-185/29	13,01+j4	69	510	13,53
12	Отпайка 4 – Отпайка 7	АС-185/29	19,34+j8,27	107	510	20,98
13	Отпайка 7 - Газовая	АС-185/29	18,03+j8	100	510	19,61
14	Отпайка 7 – Юго-Восточная	АС-185/29	1,5+j0,33	8	510	1,57
15	Юго-Восточная – Отпайка 8	АС-185/29	7,01+j2,5	38	510	7,45
16	Отпайка 8 - Зимняя	АС-185/29	8,03+j2,98	44	510	8,63
17	Отпайка 8 – Отпайка 6	АС-185/29	14,86+j5,41	80	510	15,69
18	Зимняя – Отпайка 5	АС-185/29	10+j3	53	510	10,39
19	Отпайка 5 - Савеловская	АС-185/29	1,43+j3,84	22	510	4,31
20	Отпайка 6 – Савеловская	АС-185/29	2,2-j2,1	16	510	3,14
21	Савеловская - Профсоюзная	АС-150/24	8,08-j1,52	43	450	9,56
22	Профсоюзная - Нагатинская	АС-240/32	21,15+j2,37	108	610	17,7
23	Нагатинская - Центральная	АС-240/32	44,2+j16,1	237	610	38,85
24	Савеловская - Чеховская	АС-185/29	4,77-j1,03	26	510	5,1
25	Чеховская - Центральная	АС-240/32	36,82+j7,01	190	610	31,15
26	ГРЭС-Тверская	АС-120/19	70,43+j20	355	390	91,02
27	Тверская - Центральная	АС-120/19	49,59+j10,79	250	390	64,1
28	ГРЭС - Курская	АС-150/24	60,65+j21,99	314	450	69,78
29	Курская - Центральная	АС-150/24	23,37+j3,44	119	450	26,44
30	ГРЭС - Окружная	АС-185/29	53,27+j23,17	283	510	55,49
31	Окружная - Центральная	АС-185/29	12,45+j4,08	66	510	12,94
32	ГРЭС - Сухаревская	АС-240/32	55,65+j27,85	303	610	49,67
33	Сухаревская - Центральная	АС-240/32	15,09+j9,18	89	610	14,59

Как мы видим из таблицы 8, токовая нагрузка ЛЭП не выходит за допустимые пределы. Учитывая это, а также тот факт, что напряжения в узлах сети отличается менее чем на 10% от номинального, можно сделать вывод, что данный режим работы сети допустим.

2.3.2 Режим минимальных нагрузок

Режим минимальных нагрузок рассчитывается для проверки уровней напряжений в сети и соответствия их стандарту. Снижение нагрузок потребителей

									Лист
									16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.02.2018.297.00. ПЗ				

приводит к увеличению напряжения в узлах сети. Это может привести к перекрытию изоляции, а значит и к авариям в сети. В качестве нагрузок, соответствующих минимальному режиму, принимаем $S_{н.мин}=0,7S_{н.макс}$, значение этих нагрузок приведены в таблице 9. Напряжения на подстанции «Центральная» принимаем равным 112 кВ.

Таблица 9 – Значения нагрузок в узлах сети в минимальном режиме

№	Диспетчерское наименование	P, МВт	Q, Мвар
1	Юрма – 1	4,9	1,4
2	Юрма – 2	16,8	4,9
3	Агидель (Т1)	2,1	0,7
4	Агидель (Т2)	0,98	0,28
5	Газовая (Т1)	9,1	2,8
6	Газовая (Т2)	12,6	5,6
7	Юго-Восточная (Т1)	1,05	0,28
8	Юго-Восточная (Т2)	4,9	1,75
9	Зимняя (Т1)	5,6	2,1
10	Зимняя (Т2)	7	2,1
11	Савеловская	8,4	2,8
12	Профсоюзная	9,1	3,5
13	Нагатинская	16,1	9,8
14	Чеховская	22,4	6,3
15	Тверская	13,94	5,58
16	Курская	25,2	11,9
17	Окружная	27,89	12,55
18	Сухаревская	27,89	12,55

В таблице 10 приведены уровни напряжений в узлах сети в данном режиме.

Таблица 10 – Уровни напряжений в сети в минимальном режиме

№	Диспетчерское наименование	U _{ном} , кВ	U _{расч} , кВ	ΔU, %
1	Исток	110	113,8	3,45
2	ГРЭС	110	116,68	6,07
3	Юрма – 1	110	113,4	3,09
4	Юрма – 2	110	113,2	2,9
5	Агидель (Т1)	110	113,35	3,05
6	Агидель (Т2)	110	113,39	3,08
7	Газовая (Т1)	110	113,29	2,99
8	Газовая (Т2)	110	113,34	3,04
9	Юго-Восточная (Т1)	110	113,34	3,04
10	Юго-Восточная (Т2)	110	113,03	2,75
11	Зимняя (Т1)	110	113,05	2,77
12	Зимняя (Т2)	110	113,15	2,86
13	Савеловская	110	112,93	2,66
14	Профсоюзная	110	111,86	1,69
15	Нагатинская	110	111,76	1,6
16	Чеховская	110	111,92	1,75
17	Тверская	110	114,42	4,02

Продолжение таблицы 10

№	Диспетчерское наименование	U _{ном} , кВ	U _{расч} , кВ	ΔU, %
18	Курская	110	112,95	2,68
19	Окружная	110	112,82	2,56
20	Сухаревская	110	113,78	3,44

В таблице 11 приведена токовая загрузка сети в режиме минимальных нагрузок.

Таблица 11 - Токовая загрузка ЛЭП в минимальном режиме

№	Наименование линии	Марка провода	S, МВА	I, А	I _{доп} , А	к _{за} , %
1	Исток – Отпайка 1	АС-185/29	22,65+j10,42	127	510	24,9
2	Исток – Отпайка 2	АС-185/29	24,73+j11,34	138	510	27,06
3	Отпайка 1 – Агидель	АС-185/29	1,01+j0,28	5	510	0,98
4	Отпайка 2 - Агидель	АС-185/29	2,13+j0,7	11	510	2,16
5	Исток – Отпайка 3	АС-185/29	25,99+j7,42	137	510	26,86
6	Исток – Отпайка 4	АС-185/29	18,59+j6,83	101	510	19,8
7	Отпайка 1 – Отпайка 5	АС-185/29	21,75+j10,28	123	510	24,12
8	Отпайка 2 – Отпайка 6	АС-185/29	22,68+j10,76	128	510	25,1
9	Отпайка 4 – Юрма – 1	АС-185/29	4,9+j1,27	26	510	5,1
10	Отпайка 3 – Юрма – 2	АС-185/29	16,81+j4,8	89	510	17,45
11	Газовая – Отпайка 3	АС-185/29	9,09+j2,8	48	510	9,41
12	Отпайка 4 – Отпайка 7	АС-185/29	13,66+j5,72	76	510	14,9
13	Отпайка 7 - Газовая	АС-185/29	12,59+j5,6	70	510	13,73
14	Отпайка 7 – Юго-Восточная	АС-185/29	1,05+j0,21	6	510	11,76
15	Юго-Восточная – Отпайка 8	АС-185/29	4,89+j1,75	27	510	5,29
16	Отпайка 8 - Зимняя	АС-185/29	5,58+j2,08	30	510	5,88
17	Отпайка 8 – Отпайка 6	АС-185/29	10,59+j3,76	57	510	11,18
18	Зимняя – Отпайка 5	АС-185/29	7+j2,1	37	510	7,25
19	Отпайка 5 - Савеловская	АС-185/29	14,75+j8,37	87	510	17,06
20	Отпайка 6 – Савеловская	АС-185/29	12,06+j7,15	72	510	14,12
21	Савеловская - Профсоюзная	АС-150/24	7,01+j5,73	50	450	11,11
22	Профсоюзная - Нагатинская	АС-240/32	2,14+j3,17	21	610	3,44
23	Нагатинская - Центральная	АС-240/32	18,24+j6,28	100	610	16,39
24	Савеловская - Чеховская	АС-185/29	11,34+j7,3	71	510	13,92
25	Чеховская - Центральная	АС-240/32	11,12+j1,67	59	610	9,67
26	ГРЭС-Тверская	АС-120/19	72,76+j20,63	375	390	96,15
27	Тверская - Центральная	АС-120/19	57,79+j13,61	300	390	76,92
28	ГРЭС - Курская	АС-150/24	61,8+j22,25	326	450	72,44
29	Курская - Центральная	АС-150/24	35,09+j8,3	186	450	41,33
30	ГРЭС - Окружная	АС-185/29	53,28+j23,4	290	510	56,86
31	Окружная - Центральная	АС-185/29	24,29+j9,32	134	510	26,27
32	ГРЭС - Сухаревская	АС-240/32	52,16+j26,72	292	610	47,86
33	Сухаревская - Центральная	АС-240/32	23,51+j13,18	139	610	22,79

Как мы видим из таблицы 11, токовая загрузка ЛЭП не выходит за допустимые пределы. Учитывая это, а также тот факт, что напряжения в узлах сети отличается

									Лист
									18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.02.2018.297.00. ПЗ				

менее чем на 10% от номинального, можно сделать вывод, что данный режим работы сети допустим.

2.3.3 Послеаварийные режимы

Рассмотрение данного режима, как и режима максимальных нагрузок, необходимо для проверки оборудования на нагрев. При этом в сети рассматривается выход из строя одной из линий. Далее рассмотрим наиболее тяжелые аварийные режимы.

Для начала рассмотрим отключение линии «Центральная – Чеховская». В таблице 12 приведены данные о напряжениях в узлах сети в данном режиме, а в таблице 13 – загрузке линий.

Таблица 12 – Уровни напряжений в сети в первом послеаварийном режиме

№	Диспетчерское наименование	U _{ном} , кВ	U _{расч} , кВ	ΔU, %
1	Исток	110	109,83	0,15
2	ГРЭС	110	119,14	7,95
3	Юрма – 1	110	109,23	0,7
4	Юрма – 2	110	108,93	0,97
5	Агидель (Т1)	110	109,51	0,45
6	Агидель (Т2)	110	109,57	0,39
7	Газовая (Т1)	110	109,07	0,85
8	Газовая (Т2)	110	109,13	0,79
9	Юго-Восточная (Т1)	110	109,14	0,78
10	Юго-Восточная (Т2)	110	109,19	0,74
11	Зимняя (Т1)	110	109,22	0,71
12	Зимняя (Т2)	110	109,36	0,58
13	Савеловская	110	109,38	0,56
14	Профсоюзная	110	112,8	2,55
15	Нагатинская	110	113,91	3,55
16	Чеховская	110	107,5	2,27
17	Тверская	110	116,99	6,35
18	Курская	110	115,54	5,04
19	Окружная	110	115,37	4,88
20	Сухаревская	110	116,16	5,6

Таблица 13 – Токовая загрузка ЛЭП в первом послеаварийном режиме

№	Наименование линии	Марка провода	S, МВА	I, А	I _{доп} , А	к _{за} , %
1	Исток – Отпайка 1	АС-185/29	12,67+j6,76	76	510	14,9
2	Исток – Отпайка 2	АС-185/29	15,56+j8,09	93	510	18,24
3	Отпайка 1 – Агидель	АС-185/29	1,4+j0,39	8	510	1,57
4	Отпайка 2 - Агидель	АС-185/29	3+j0,99	17	510	3,33
5	Исток – Отпайка 3	АС-185/29	37,17+j11,01	204	510	40

Продолжение таблицы 13

№	Наименование линии	Марка провода	S, МВА	I, А	I _{доп} , А	k _{за} , %
6	Исток – Отпайка 4	АС-185/29	26,58+j10,14	150	510	29,41
7	Отпайка 1 – Отпайка 5	АС-185/29	11,26+j6,53	69	510	13,52
8	Отпайка 2 – Отпайка 6	АС-185/29	12,54+j7,23	77	510	15,09
9	Отпайка 4 – Юрма – 1	АС-185/29	7+j1,88	38	510	7,45
10	Отпайка 3 – Юрма – 2	АС-185/29	24,03+j6,96	132	510	25,88
11	Газовая – Отпайка 3	АС-185/29	13+j4	72	510	14,11
12	Отпайка 4 – Отпайка 7	АС-185/29	19,51+j8,29	112	510	21,96
13	Отпайка 7 - Газовая	АС-185/29	18+j8	104	510	20,39
14	Отпайка 7 – Юго-Восточная	АС-185/29	1,5+j0,33	8	510	1,57
15	Юго-Восточная – Отпайка 8	АС-185/29	7+j2,5	39	510	7,65
16	Отпайка 8 - Зимняя	АС-185/29	8+j2,98	45	510	8,82
17	Отпайка 8 – Отпайка 6	АС-185/29	14,99+j5,43	84	510	16,47
18	Зимняя – Отпайка 5	АС-185/29	10+j3	55	510	10,78
19	Отпайка 5 - Савеловская	АС-185/29	1,25+j3,71	22	510	4,31
20	Отпайка 6 – Савеловская	АС-185/29	2,47-j1,95	17	510	3,33
21	Савеловская - Профсоюзная	АС-150/24	45,58+j7,13	244	450	54,22
22	Профсоюзная - Нагатинская	АС-240/32	59,67+j13,35	313	610	51,31
23	Нагатинская - Центральная	АС-240/32	83,02+j28,18	444	610	72,79
24	Савеловская - Чеховская	АС-185/29	32,34+j9,16	179	510	35,1
25	Чеховская - Центральная	АС-240/32	-	-	610	-
26	ГРЭС-Тверская	АС-120/19	70,43+j20	355	390	91,03
27	Тверская - Центральная	АС-120/19	49,59+j10,79	251	390	64,35
28	ГРЭС - Курская	АС-150/24	60,65+j21,99	314	450	69,78
29	Курская - Центральная	АС-150/24	23,37+j3,44	119	450	26,44
30	ГРЭС - Окружная	АС-185/29	53,27+j23,17	283	510	55,49
31	Окружная - Центральная	АС-185/29	12,45+j4,08	66	510	12,94
32	ГРЭС - Сухаревская	АС-240/32	55,65+j27,85	303	610	49,67
33	Сухаревская - Центральная	АС-240/32	15,09+j9,18	89	610	14,59

Как мы видим из таблицы 13, токовая загрузка ЛЭП не выходит за допустимые пределы. Учитывая это, а также тот факт, что напряжения в узлах сети отличается менее чем на 10% от номинального, можно сделать вывод, что данный режим работы сети допустим.

Далее рассмотрим серию аварий, на участках между узлами «Центральная» и «ГРЭС». В таблице 14 представлены напряжения в узлах сети, возникающие при отключении одной из линий данного участка.

В таблицах 15-18 приведены данные о токовой загрузке линий в рассматриваемых послеаварийных режимах.

Таблица 14 – Уровни напряжения в узлах сети

Отключаемая линия			«ГРЭС – Тверская»	«ГРЭС – Курская»	«ГРЭС – Окружная»	«ГРЭС – Сухаревская»	$\Delta U_{\max}, \%$
№	Диспетчерское наименование	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$U_{\text{расч}}, \text{кВ}$	$U_{\text{расч}}, \text{кВ}$	$U_{\text{расч}}, \text{кВ}$	$U_{\text{расч}}, \text{кВ}$	
1	Исток	110	114,34	114,34	114,34	114,34	3,95
2	ГРЭС	110	120,91	120,83	120,74	120,89	9,9
3	Юрма – 1	110	113,76	113,76	113,76	113,76	3,42
4	Юрма – 2	110	113,48	113,48	113,48	113,48	3,16
5	Агидель (Т1)	110	114,03	114,03	114,03	114,03	3,66
6	Агидель (Т2)	110	114,08	114,08	114,08	114,08	3,71
7	Газовая (Т1)	110	113,61	113,61	113,61	113,61	3,28
8	Газовая (Т2)	110	113,67	113,67	113,67	113,67	3,33
9	Юго-Восточная (Т1)	110	113,68	113,68	113,68	113,68	3,35
10	Юго-Восточная (Т2)	110	113,72	113,72	113,72	113,72	3,38
11	Зимняя (Т1)	110	113,75	113,75	113,75	113,75	3,41
12	Зимняя (Т2)	110	113,88	113,88	113,88	113,88	3,52
13	Савеловская	110	113,89	113,89	113,89	113,89	3,54
14	Профсоюзная	110	114,11	114,11	114,11	114,11	3,74
15	Нагатинская	110	114,4	114,4	114,4	114,4	4
16	Чеховская	110	113,93	113,93	113,93	113,93	3,57
17	Тверская	110	114	117,96	117,91	118	7,27
18	Курская	110	116,1	113,73	116,06	116,11	5,55
19	Окружная	110	115,93	115,91	113,55	115,93	5,39
20	Сухаревская	110	117,12	117,09	117,04	112,33	6,47

Таблица 15 – Токовая нагрузка ЛЭП при отключении «ГРЭС – Тверская»

№	Наименование линии	Марка провода	S, МВА	I, А	$I_{\text{доп}}, \text{А}$	$k_{\text{за}}, \%$
1	Исток – Отпайка 1	АС-185/29	12,83+j6,86	74	510	14,5
2	Исток – Отпайка 2	АС-185/29	15,66+j8,17	90	510	17,65
3	Отпайка 1 – Агидель	АС-185/29	1,41+j0,39	7	510	1,37
4	Отпайка 2 - Агидель	АС-185/29	3,01+j0,99	16	510	3,13
5	Исток – Отпайка 3	АС-185/29	37,1+j10,94	196	510	38,43
6	Исток – Отпайка 4	АС-185/29	26,4+j10,05	143	510	28,04
7	Отпайка 1 – Отпайка 5	АС-185/29	11,44+j6,62	67	510	13,14
8	Отпайка 2 – Отпайка 6	АС-185/29	12,67+j7,31	74	510	14,51
9	Отпайка 4 – Юрма – 1	АС-185/29	7+j1,87	37	510	7,25
10	Отпайка 3 – Юрма – 2	АС-185/29	24,03+j6,94	127	510	24,9
11	Газовая – Отпайка 3	АС-185/29	13,01+j4	69	510	13,53
12	Отпайка 4 – Отпайка 7	АС-185/29	19,34+j8,27	107	510	20,98
13	Отпайка 7 - Газовая	АС-185/29	18,03+j8	100	510	19,61
14	Отпайка 7 – Юго-Восточная	АС-185/29	1,5+j0,33	8	510	1,57
15	Юго-Восточная – Отпайка 8	АС-185/29	7,01+j2,5	38	510	7,45
16	Отпайка 8 - Зимняя	АС-185/29	8,03+j2,98	44	510	8,63
17	Отпайка 8 – Отпайка 6	АС-185/29	14,86+j5,41	80	510	15,69
18	Зимняя – Отпайка 5	АС-185/29	10+j3	53	510	10,39
19	Отпайка 5 - Савеловская	АС-185/29	1,43+j3,84	22	510	4,31

Продолжение таблицы 15

№	Наименование линии	Марка провода	S, МВА	I, А	I _{доп} , А	к _{за} , %
20	Отпайка 6 – Савеловская	АС-185/29	2,2-j2,1	16	510	3,14
21	Савеловская - Профсоюзная	АС-150/24	8,08-j1,52	43	450	9,56
22	Профсоюзная - Нагатинская	АС-240/32	21,15+j2,37	108	610	17,7
23	Нагатинская - Центральная	АС-240/32	44,2+j16,1	237	610	38,85
24	Савеловская - Чеховская	АС-185/29	4,77-j1,03	26	510	5,1
25	Чеховская - Центральная	АС-240/32	36,82+j7,01	190	610	31,15
26	ГРЭС-Тверская	АС-120/19	-	-	390	-
27	Тверская - Центральная	АС-120/19	19,92+j7,97	109	390	27,94
28	ГРЭС - Курская	АС-150/24	88,35+j27,58	446	450	99,11
29	Курская - Центральная	АС-150/24	49,57+j5,98	251	450	55,78
30	ГРЭС - Окружная	АС-185/29	76,5+j29,98	394	510	77,25
31	Окружная - Центральная	АС-185/29	34,63+j8,19	179	510	35,09
32	ГРЭС - Сухаревская	АС-240/32	75,15+j35,44	398	610	65,25
33	Сухаревская - Центральная	АС-240/32	33,9+j14,38	185	610	30,33

Таблица 16 – Токовая нагрузка ЛЭП при отключении «ГРЭС – Курская»

№	Наименование линии	Марка провода	S, МВА	I, А	I _{доп} , А	к _{за} , %
1	Исток – Отпайка 1	АС-185/29	12,83+j6,86	74	510	14,5
2	Исток – Отпайка 2	АС-185/29	15,66+j8,17	90	510	17,65
3	Отпайка 1 – Агидель	АС-185/29	1,41+j0,39	7	510	1,37
4	Отпайка 2 - Агидель	АС-185/29	3,01+j0,99	16	510	3,13
5	Исток – Отпайка 3	АС-185/29	37,1+j10,94	196	510	38,43
6	Исток – Отпайка 4	АС-185/29	26,4+j10,05	143	510	28,04
7	Отпайка 1 – Отпайка 5	АС-185/29	11,44+j6,62	67	510	13,14
8	Отпайка 2 – Отпайка 6	АС-185/29	12,67+j7,31	74	510	14,51
9	Отпайка 4 – Юрма – 1	АС-185/29	7+j1,87	37	510	7,25
10	Отпайка 3 – Юрма – 2	АС-185/29	24,03+j6,94	127	510	24,9
11	Газовая – Отпайка 3	АС-185/29	13,01+j4	69	510	13,53
12	Отпайка 4 – Отпайка 7	АС-185/29	19,34+j8,27	107	510	20,98
13	Отпайка 7 - Газовая	АС-185/29	18,03+j8	100	510	19,61
14	Отпайка 7 – Юго-Восточная	АС-185/29	1,5+j0,33	8	510	1,57
15	Юго-Восточная – Отпайка 8	АС-185/29	7,01+j2,5	38	510	7,45
16	Отпайка 8 - Зимняя	АС-185/29	8,03+j2,98	44	510	8,63
17	Отпайка 8 – Отпайка 6	АС-185/29	14,86+j5,41	80	510	15,69
18	Зимняя – Отпайка 5	АС-185/29	10+j3	53	510	10,39
19	Отпайка 5 - Савеловская	АС-185/29	1,43+j3,84	22	510	4,31
20	Отпайка 6 – Савеловская	АС-185/29	2,2-j2,1	16	510	3,14
21	Савеловская - Профсоюзная	АС-150/24	8,08-j1,52	43	450	9,56
22	Профсоюзная - Нагатинская	АС-240/32	21,15+j2,37	108	610	17,7
23	Нагатинская - Центральная	АС-240/32	44,2+j16,1	237	610	38,85
24	Савеловская - Чеховская	АС-185/29	4,77-j1,03	26	510	5,1
25	Чеховская - Центральная	АС-240/32	36,82+j7,01	190	610	31,15
26	ГРЭС-Тверская	АС-120/19	97,27+j26,44	482	390	123,6
27	Тверская - Центральная	АС-120/19	75,65+j15,87	379	390	97,18

Продолжение таблицы 16

№	Наименование линии	Марка провода	S, МВА	I, А	I _{доп} , А	к _{за} , %
28	ГРЭС - Курская	АС-150/24	-	-	450	-
29	Курская - Центральная	АС-150/24	36,25+j17,16	202	450	44,89
30	ГРЭС - Окружная	АС-185/29	71,73+j30,79	375	510	73,53
31	Окружная - Центральная	АС-185/29	30,08+j9,56	158	510	30,98
32	ГРЭС - Сухаревская	АС-240/32	71+j35,77	382	610	62,62
33	Сухаревская - Центральная	АС-240/32	29,89+j15,21	168	610	27,54

Таблица 17 – Токовая нагрузка ЛЭП при отключении «ГРЭС – Окружная»

№	Наименование линии	Марка провода	S, МВА	I, А	I _{доп} , А	к _{за} , %
1	Исток – Отпайка 1	АС-185/29	12,83+j6,86	74	510	14,5
2	Исток – Отпайка 2	АС-185/29	15,66+j8,17	90	510	17,65
3	Отпайка 1 – Агидель	АС-185/29	1,41+j0,39	7	510	1,37
4	Отпайка 2 - Агидель	АС-185/29	3,01+j0,99	16	510	3,13
5	Исток – Отпайка 3	АС-185/29	37,1+j10,94	196	510	38,43
6	Исток – Отпайка 4	АС-185/29	26,4+j10,05	143	510	28,04
7	Отпайка 1 – Отпайка 5	АС-185/29	11,44+j6,62	67	510	13,14
8	Отпайка 2 – Отпайка 6	АС-185/29	12,67+j7,31	74	510	14,51
9	Отпайка 4 – Юрма – 1	АС-185/29	7+j1,87	37	510	7,25
10	Отпайка 3 – Юрма – 2	АС-185/29	24,03+j6,94	127	510	24,9
11	Газовая – Отпайка 3	АС-185/29	13,01+j4	69	510	13,53
12	Отпайка 4 – Отпайка 7	АС-185/29	19,34+j8,27	107	510	20,98
13	Отпайка 7 - Газовая	АС-185/29	18,03+j8	100	510	19,61
14	Отпайка 7 – Юго-Восточная	АС-185/29	1,5+j0,33	8	510	1,57
15	Юго-Восточная – Отпайка 8	АС-185/29	7,01+j2,5	38	510	7,45
16	Отпайка 8 - Зимняя	АС-185/29	8,03+j2,98	44	510	8,63
17	Отпайка 8 – Отпайка 6	АС-185/29	14,86+j5,41	80	510	15,69
18	Зимняя – Отпайка 5	АС-185/29	10+j3	53	510	10,39
19	Отпайка 5 - Савеловская	АС-185/29	1,43+j3,84	22	510	4,31
20	Отпайка 6 – Савеловская	АС-185/29	2,2-j2,1	16	510	3,14
21	Савеловская - Профсоюзная	АС-150/24	8,08-j1,52	43	450	9,56
22	Профсоюзная - Нагатинская	АС-240/32	21,15+j2,37	108	610	17,7
23	Нагатинская - Центральная	АС-240/32	44,2+j16,1	237	610	38,85
24	Савеловская - Чеховская	АС-185/29	4,77-j1,03	26	510	5,1
25	Чеховская - Центральная	АС-240/32	36,82+j7,01	190	610	31,15
26	ГРЭС-Тверская	АС-120/19	92,8+j27,55	463	390	118,7
27	Тверская - Центральная	АС-120/19	71,31+j17,22	360	390	92,3
28	ГРЭС - Курская	АС-150/24	79,06+j29,86	405	450	90
29	Курская - Центральная	АС-150/24	40,79+j9,12	210	450	46,66
30	ГРЭС - Окружная	АС-185/29	-	-	510	-
31	Окружная - Центральная	АС-185/29	40,12+j18,23	222	510	43,52
32	ГРЭС - Сухаревская	АС-240/32	68,14+j35,77	370	610	60,66
33	Сухаревская - Центральная	АС-240/32	27,12+j15,54	157	610	25,74

Таблица 18 – Токовая нагрузка ЛЭП при отключении «ГРЭС – Сухаревская»

№	Наименование линии	Марка провода	S, МВА	I, А	I _{доп} , А	K _{за} , %
1	Исток – Отпайка 1	АС-185/29	12,83+j6,86	74	510	14,5
2	Исток – Отпайка 2	АС-185/29	15,66+j8,17	90	510	17,65
3	Отпайка 1 – Агидель	АС-185/29	1,41+j0,39	7	510	1,37
4	Отпайка 2 - Агидель	АС-185/29	3,01+j0,99	16	510	3,13
5	Исток – Отпайка 3	АС-185/29	37,1+j10,94	196	510	38,43
6	Исток – Отпайка 4	АС-185/29	26,4+j10,05	143	510	28,04
7	Отпайка 1 – Отпайка 5	АС-185/29	11,44+j6,62	67	510	13,14
8	Отпайка 2 – Отпайка 6	АС-185/29	12,67+j7,31	74	510	14,51
9	Отпайка 4 – Юрма – 1	АС-185/29	7+j1,87	37	510	7,25
10	Отпайка 3 – Юрма – 2	АС-185/29	24,03+j6,94	127	510	24,9
11	Газовая – Отпайка 3	АС-185/29	13,01+j4	69	510	13,53
12	Отпайка 4 – Отпайка 7	АС-185/29	19,34+j8,27	107	510	20,98
13	Отпайка 7 - Газовая	АС-185/29	18,03+j8	100	510	19,61
14	Отпайка 7 – Юго-Восточная	АС-185/29	1,5+j0,33	8	510	1,57
15	Юго-Восточная – Отпайка 8	АС-185/29	7,01+j2,5	38	510	7,45
16	Отпайка 8 - Зимняя	АС-185/29	8,03+j2,98	44	510	8,63
17	Отпайка 8 – Отпайка 6	АС-185/29	14,86+j5,41	80	510	15,69
18	Зимняя – Отпайка 5	АС-185/29	10+j3	53	510	10,39
19	Отпайка 5 - Савеловская	АС-185/29	1,43+j3,84	22	510	4,31
20	Отпайка 6 – Савеловская	АС-185/29	2,2-j2,1	16	510	3,14
21	Савеловская - Профсоюзная	АС-150/24	8,08-j1,52	43	450	9,56
22	Профсоюзная - Нагатинская	АС-240/32	21,15+j2,37	108	610	17,7
23	Нагатинская - Центральная	АС-240/32	44,2+j16,1	237	610	38,85
24	Савеловская - Чеховская	АС-185/29	4,77-j1,03	26	510	5,1
25	Чеховская - Центральная	АС-240/32	36,82+j7,01	190	610	31,15
26	ГРЭС-Тверская	АС-120/19	92,8+j29,39	465	390	119,2
27	Тверская - Центральная	АС-120/19	71,29+j19,03	362	390	92,8
28	ГРЭС - Курская	АС-150/24	78,97+j31,22	407	450	90,44
29	Курская - Центральная	АС-150/24	40,67+j10,63	211	450	46,88
30	ГРЭС - Окружная	АС-185/29	68,24+j32,38	363	510	71,12
31	Окружная - Центральная	АС-185/29	26,71+j11,49	146	510	28,63
32	ГРЭС - Сухаревская	АС-240/32	-	-	610	-
33	Сухаревская - Центральная	АС-240/32	40,28+j18,54	225	610	36,88

Из представленных выше таблиц мы видим, что при отключении четырех рассматриваемых линий, линия «ГРЭС – Тверская» или «ГРЭС – Курская» не проходит проверку по допустимому току. Традиционным способом решение данной проблемы является замена проводов ЛЭП на провода большого сечения. Однако, следует отметить такой способ борьбы перегрузками ЛЭП как перераспределение потоков мощности в сети с помощью устройств продольной

компенсации (УПК) на базе преобразователей напряжения (ПН). В следующей главе рассмотрим более подробно этот способ.

3. Использование устройств продольной компенсации в энергосистеме

3.1 Устройство и принцип действие устройств продольной компенсации

УПК является средством воздействия на электромагнитные параметры ЛЭП, позволяющим изменять передаваемую по ней активную и реактивную мощности, регулируя тем самым загруженность участков кольцевой сети.

Схема УПК на базе преобразователя напряжения (ПН) приведена на рисунке 1.

Преобразователь напряжения – устройство, преобразующее постоянный ток, в переменный с неизменной или регулируемой частотой и работающее на сеть, содержащую источник напряжения, в последнем и заключается его отличие от автономного инвертора напряжения.

Основой ПН является вентильное переключающее устройство, которое может выполняться по однофазным и трехфазным схемам (с нулевым выводом или мостовым). Главным отличием ПН от преобразователя тока является то, что источник питания в данном устройстве работает в режиме источника напряжения. Для этого на входе ПН включают конденсатор большой мощности, с целью шунтирования источника питания по переменному току для придания ему свойств источника напряжения.

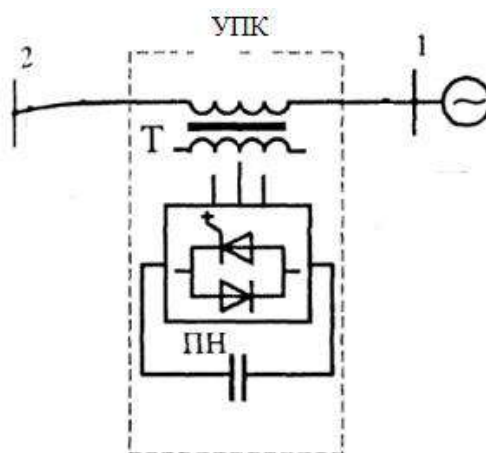


Рисунок 1 – УПК на базе ПН

На рисунке 2 приведена схема главных цепей трехфазного мостового ПН. ПН состоит из шести тиристоров T_1-T_6 и шести диодов D_1-D_6 . Диоды включены встречно-параллельно тиристорам и служат для пропускания тока активно-индуктивной нагрузки на интервале времени, когда ток имеет направление обратное для тиристоров. В качестве вентилей в схеме могут использоваться одно- и двухоперационные тиристоры или транзисторы.

Для начала рассмотрим способ формирования и регулирования выходного напряжения инвертора при неизменной длительности проводимости тиристоров $\psi=180^\circ$ [2].

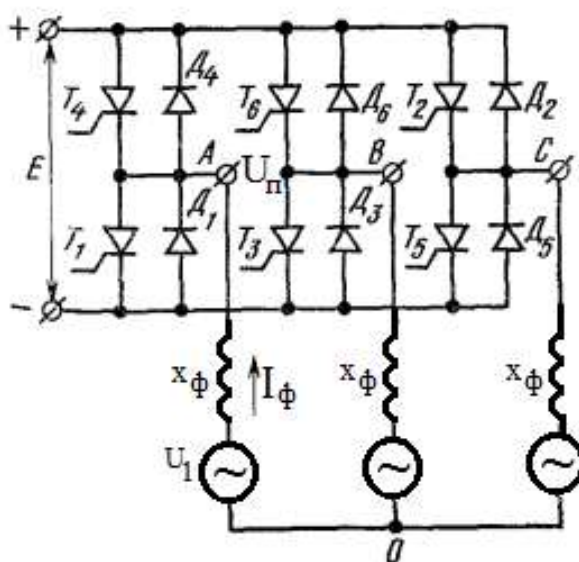


Рисунок 2 – Схема главных цепей трехфазного мостового ПН

Данному способу формирования кривой выходного напряжения соответствует алгоритм переключения тиристоров, приведенный на рисунке 3,а. Каждый тиристор проводит ток в течении $\psi=180^\circ$. Последовательность вступления тиристоров в работу соответствует порядку следования их номеров при относительном фазовом сдвиге в 60° . Тиристоры относящиеся к одной фазе не могут быть открыты одновременно. При этом исключается также закрытое состояние тиристоров одной фазы. В любой момент времени одновременно проводят ток три тиристора, два из которых относятся к какой-либо одной группе, а один - к другой.

Кривые линейных напряжений на нагрузке показаны на рисунке 3, б-г, а кривые фазных напряжений – на рисунке 3, д-ж.

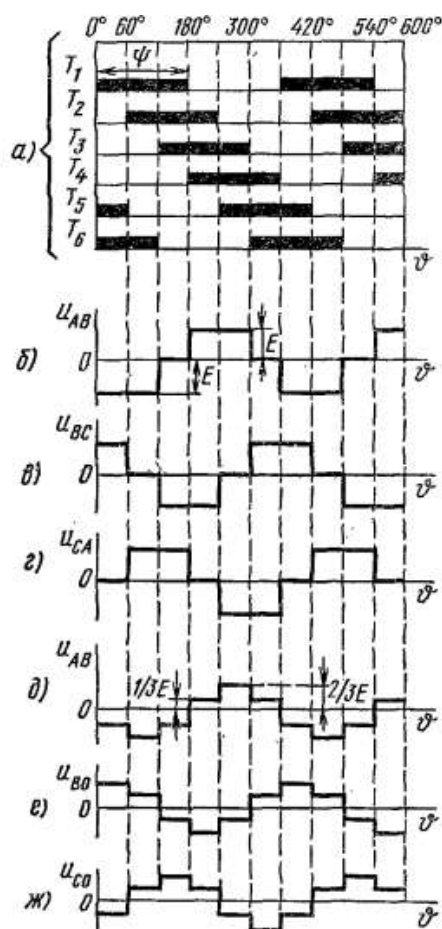


Рисунок 3 – Временные диаграммы трехфазного мостового ПН

Кривая линейного напряжения состоит из импульсов с амплитудой E чередующейся полярности длительностью в 120° разделенных паузой в 60° . Напряжения u_{AB} , u_{BC} , u_{CA} сдвинуты по фазе на угол 120° . Импульсы напряжения с амплитудой E положительной или отрицательной полярности создаются при проводимости накрест лежащих тиристоров двух фаз, определяющих рассматриваемое линейное напряжение. Так, например, в кривой u_{AB} импульсы напряжения положительной полярности получают при открытых тиристорах T_3 и T_4 , а импульсы напряжения отрицательной полярности – при открытых тиристорах T_1 и T_6 . Интервалам паузы в кривых линейных напряжений соответствуют открытые состояния тиристоров общей группы двух фаз, формирующих линейное напряжение (так, например для u_{AB} интервалы паузы при одновременном открытии T_1 и T_3 или T_4 и T_6).

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

Фазные напряжения u_{A0} , u_{B0} , u_{C0} имеют вид ступенчатой кривой со значениями напряжения $1/3E$ и $2/3E$. Это определяется тем, что в любой момент времени одновременно проводят ток три тиристора, подключающие нагрузки Z_A , Z_B , Z_C на напряжение источника питания E таким образом, что две из них включаются параллельно между собой и последовательно с третьей. В условиях равенства нагрузки в фазах напряжения фаз, нагрузки которых включены параллельно равны $\pm 1/3E$, а напряжение фазы, нагрузка которой включена последовательно, равно $\pm 2/3E$. Фазовые напряжения также имеют взаимный фазовый сдвиг в 120° .

Далее рассмотрим широтно-импульсный способ формирования и регулирования выходного напряжения инвертора [2]. Соответствующие ему временные диаграммы приведены на рисунке 4.

На протяжении периода каждый тиристор находится в проводящем состоянии в течении трех интервалов длительностью $60^\circ + \alpha$, 60° и β . При этом открытому состоянию тиристора одной фазы отвечает закрытое состояние другого тиристора той же фазы. Дополнительное переключение по сравнению с режимом работы ПН рассмотренным ранее необходимы для осуществления одновременной проводимости трех тиристорov, относящихся к общей группе, т.е. для создания в кривой выходного напряжения интервалов паузы β . Так, на интервале от $60^\circ - \beta$ до 60° открыты тиристоры T_1 , T_3 , T_5 . На интервале α формирование импульсов в кривых линейного и фазного напряжений инвертора (рисунок 4, б-ж) происходит так же, как и в ранее рассмотренном алгоритме. В результате кривая линейного напряжения содержит четыре импульса на протяжении периода с амплитудой E , а кривая фазного напряжения – шесть с амплитудой $1/3E$ и $2/3E$.

Необходимость увеличения числа импульсов в кривой выходного напряжения инвертора обуславливается стремлением улучшить его гармонический состав при регулировании.

К основным преимуществам использования УПК можно отнести широкий диапазон регулирования сопротивления линии; возможность управлять потоками мощности в сети; возможность добиваться экономически выгодного потокораспределения, снижения токов КЗ; улучшение устойчивости системы.

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.02.2018.297.00. ПЗ					28

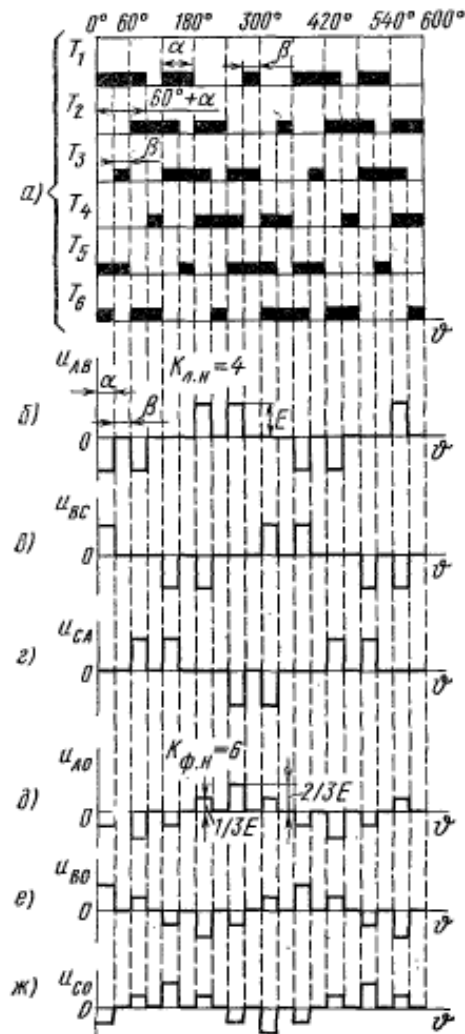


Рисунок 4 - Временные диаграммы трехфазного мостового АИН

3.2 Применение УПК в энергосистеме

Как отмечалось ранее, проблемным с точки зрения загрузки линий является участок энергосистемы, расположенный между ГРЭС и подстанцией «Центральная». Именно здесь возникает необходимость регулирования потоков мощности при отключении одной из линий или при определенных величинах нагрузки подстанций. В связи с этим мы принимаем решение об установке УПК на линиях «ГРЭС – Тверская», «ГРЭС – Курская», «ГРЭС – Окружная» и «ГРЭС – Сухаревская». Мощность УПК будет определяться максимальным из сопротивлений, необходимых во всех возможных режимах. Как показало предварительное моделирование, для обеспечения необходимых режимов работы номинальная установленная мощность УПК должна быть не менее: $Q_1=1,5$ МВАр;

$Q_2=2,2$ МВАр; $Q_3=2,4$ МВАр; $Q_4=1,5$ МВАр. Поскольку параметры режима, определяющие работу энергосистемы, меняются во времени непрерывно в широком диапазоне, УПК должно подстраиваться под их изменение и регулировать свою мощность для обеспечения оптимального режима работы сети. В условиях реального времени это возможно только с помощью применения специального программного обеспечения. Далее рассмотрим создание программы, позволяющей выполнять регулирование работы УПК автоматически.

На рисунке 5 представлена схема замещения участка электрической сети.

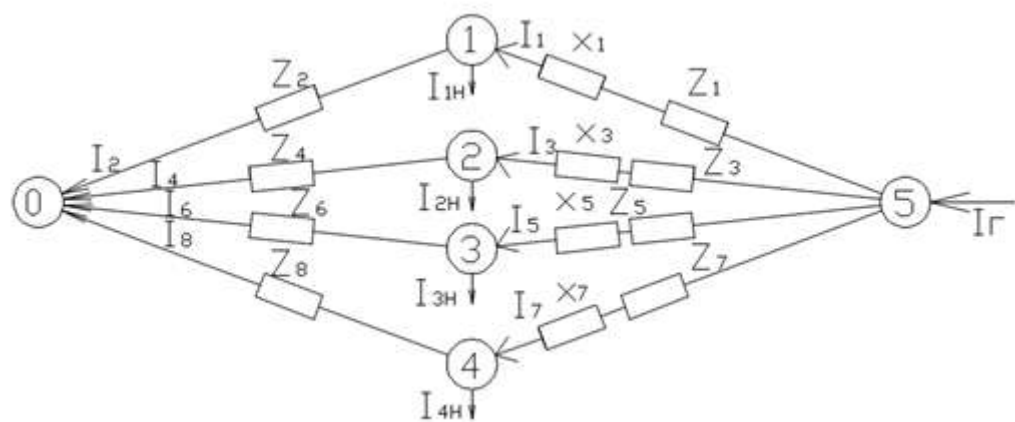


Рисунок 5 – Схема замещения сети

Токовая нагрузка узлов, найденная при известных мощностях и напряжениях в узлах:

- 1) Узел № 1 (подстанция «Тверская»): $98,739 + j 38,807$, А;
- 2) Узел № 2 (подстанция «Курская»): $180,075 + j 84,559$, А;
- 3) Узел № 3 (подстанция «Окружная»): $199,712 + j 89,574$, А;
- 4) Узел № 4 (подстанция «Сухаревская»): $198,66 + j 88,691$, А;
- 5) Узел №5 («ГРЭС»): $-1123 - j376$ А.

Для нахождения потокораспределения в сети запишем матрицу сопротивлений Z :

$$Z = \begin{pmatrix} Z_1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_2 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & Z_3 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & Z_4 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & Z_5 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & Z_6 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & Z_7 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & Z_8 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 2,44 + j4,27 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 3,416 + j5,978 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 4,08 + j8,4 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 2,04 + j4,2 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 3,975 + j10,325 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1,908 + j4,956 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 2,36 + j8,1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 2,95 + j10,125 \end{pmatrix};$$

Далее найдем матрицу связей М:

$$M = -1 \begin{pmatrix} -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 \\ 1 & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & -1 & 0 & -1 & 0 & -1 & 0 \end{pmatrix};$$

Матрица проводимостей:

$$Y = M(Z^{-1} M^T) = \begin{pmatrix} 0,173 - j0,303 & 0 & 0 & 0 & -0,101 + j0,177 \\ 0 & 0,14 - j0,289 & 0 & 0 & -0,047 + j0,096 \\ 0 & 0 & 0,1 - j0,26 & 0 & -0,032 + j0,084 \\ 0 & 0 & 0 & 0,06 - j0,205 & -0,033 + j0,114 \\ -0,101 + j0,177 & -0,047 + j0,096 & -0,032 + j0,084 & -0,033 + j0,114 & 0,213 - j0,471 \end{pmatrix};$$

Далее найдем матрицу А:

$$A = Z^{-1} \cdot (M^T Y^{-1}) = \begin{pmatrix} 400 - j18 & -105 - j10 & -102 - j10 & -174 - j17 & -314 - j31 \\ -600 - j18 & -105 - j10 & -102 - j10 & -174 - j17 & -314 - j31 \\ -155 - j4,802 & 245 - j2,744 & -86 - j2,67 & -147 - j4,574 & -265 - j8,232 \\ -155 - j4,802 & -755 - j2,744 & -86 - j2,67 & -147 - j4,574 & -265 - j8,232 \\ -132 + j7,106 & -76 + j4,061 & 251 + j3,951 & -126 + j6,768 & -227 + j12 \\ -132 + j7,106 & -76 + j4,061 & -749 + j3,951 & -126 + j6,768 & -227 + j12 \\ -113 + j16 & -65 + j8,962 & -63 + j8,72 & 448 + j15 & -194 + j27 \\ -113 + j16 & -65 + j8,962 & -63 + j8,72 & -552 + j15 & -194 + j27 \end{pmatrix} \cdot 10^{-3}$$

Запишем матрицу узловых токов с учетом реактивной проводимости ЛЭП:

$$I_H = \begin{pmatrix} I_{1H} - j \cdot U_{cp} \left(\frac{b_1}{2} + \frac{b_2}{2} \right) \\ I_{2H} - j \cdot U_{cp} \left(\frac{b_3}{2} + \frac{b_4}{2} \right) \\ I_{3H} - j \cdot U_{cp} \left(\frac{b_5}{2} + \frac{b_6}{2} \right) \\ I_{4H} - j \cdot U_{cp} \left(\frac{b_7}{2} + \frac{b_8}{2} \right) \\ I_{5H} - j \cdot U_{cp} \left(\frac{b_1}{2} + \frac{b_3}{2} + \frac{b_5}{2} + \frac{b_7}{2} \right) \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 98,739 + j35,139 \\ 180,075 + j79,889 \\ 199,712 + j83,73 \\ 198,66 + j81,425 \\ -1123 - j387,819 \end{pmatrix};$$

Далее найдем токовое распределение по ветвям:

$$J = A \cdot I_H = \begin{pmatrix} 309,717 + j130,246 \\ 210,978 + j95,107 \\ 278,18 + j104,678 \\ 98,105 + j24,788 \\ 256,373 + j77,904 \\ 56,661 - j5,826 \\ 278,729 + j74,992 \\ 80,069 - j6,433 \end{pmatrix}.$$

В данном случае, полные токи, проходящие по ЛЭП, меньше предельно допустимых для этих линий, а значит, регулирование сопротивлений линий для изменения потоков мощности не является обязательным. Однако, с помощью использования УПК можно добиться такого потокораспределения, которое будет характеризоваться минимумом потерь активной мощности.

Рассмотрим часть алгоритма программы регулирования сопротивления УПК, отвечающую за работу в нормальном режиме и обеспечивающую протекание по ЛЭП потоков мощности, которые будут характеризоваться минимумом потерь активной мощности. Алгоритм записан в программном комплексе Mathcad. В результате выполнения расчетов нами будут получены значения сопротивлений УПК x_1 , x_3 , x_5 и x_7 . Поскольку код алгоритма велик и не может быть представлен целиком, будем рассматривать его по частям:

1) Исходные данные:

В начале нами должны быть заданы следующие параметры:

U – среднее напряжение сети, кВ;

$J_{1доп}$, $J_{3доп}$, $J_{5доп}$, $J_{7доп}$ – допустимые токи линий, А;

									Лист
									32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.02.2018.297.00. ПЗ				

Δ – шаг;

q, w, e, t – переменные, служащие для ограничения количества выполняемых операций.

v – максимальное количество операций;

U_{\min} - минимальное допустимое напряжение в узле сети;

U_{\max} – максимальное допустимое напряжение в узле сети;

2) Условие продолжения расчетов

$$\begin{aligned} & \bullet \quad \text{while} \quad [[[3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{0,0})|^2 \cdot \text{Re}(z_1) + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{1,0})|^2 \cdot \text{Re}(z_2) + \\ & + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{2,0})|^2 \cdot \text{Re}(z_3) + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{3,0})|^2 \cdot \text{Re}(z_4) + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{4,0})|^2 \cdot \text{Re}(z_5) + \\ & + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{5,0})|^2 \cdot \text{Re}(z_6) + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{6,0})|^2 \cdot \text{Re}(z_7) + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{7,0})|^2 \cdot \text{Re}(z_8)] > \\ & > [3(|J(x_1 + \Delta, x_3, x_5, x_7)_{0,0})|^2 \cdot \text{Re}(z_1) + 3(|J(x_1 + \Delta, x_3, x_5, x_7)_{1,0})|^2 \cdot \text{Re}(z_2) + 3(|J(x_1 + \Delta, x_3, x_5, x_7)_{2,0})|^2 \cdot \\ & \cdot \text{Re}(z_3) + 3(|J(x_1 + \Delta, x_3, x_5, x_7)_{3,0})|^2 \cdot \text{Re}(z_4) + 3(|J(x_1 + \Delta, x_3, x_5, x_7)_{4,0})|^2 \cdot \text{Re}(z_5) + \\ & + 3(|J(x_1 + \Delta, x_3, x_5, x_7)_{5,0})|^2 \cdot \text{Re}(z_6) + 3(|J(x_1 + \Delta, x_3, x_5, x_7)_{6,0})|^2 \cdot \text{Re}(z_7) + 3(|J(x_1 + \Delta, x_3, x_5, x_7)_{7,0})|^2 \cdot \\ & \cdot \text{Re}(z_8)]] \vee [[3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{0,0})|^2 \cdot \text{Re}(z_1) + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{1,0})|^2 \cdot \text{Re}(z_2) + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{2,0})|^2 \cdot \\ & \cdot \text{Re}(z_3) + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{3,0})|^2 \cdot \text{Re}(z_4) + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{4,0})|^2 \cdot \text{Re}(z_5) + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{5,0})|^2 \cdot \\ & \cdot \text{Re}(z_6) + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{6,0})|^2 \cdot \text{Re}(z_7) + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{7,0})|^2 \cdot \text{Re}(z_8)] > [3(|J(x_1 - \Delta, x_3, x_5, x_7)_{0,0})|^2 \cdot \\ & \cdot \text{Re}(z_1) + 3(|J(x_1 - \Delta, x_3, x_5, x_7)_{1,0})|^2 \cdot \text{Re}(z_2) + 3(|J(x_1 - \Delta, x_3, x_5, x_7)_{2,0})|^2 \cdot \text{Re}(z_3) + \\ & 3(|J(x_1 - \Delta, x_3, x_5, x_7)_{3,0})|^2 \cdot \text{Re}(z_4) + 3(|J(x_1 - \Delta, x_3, x_5, x_7)_{4,0})|^2 \cdot \text{Re}(z_5) + 3(|J(x_1 - \Delta, x_3, x_5, x_7)_{5,0})|^2 \cdot \\ & \cdot \text{Re}(z_6) + 3(|J(x_1 - \Delta, x_3, x_5, x_7)_{6,0})|^2 \cdot \text{Re}(z_7) + 3(|J(x_1 - \Delta, x_3, x_5, x_7)_{7,0})|^2 \cdot \text{Re}(z_8)]] \vee \\ & [[3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{0,0})|^2 \cdot \text{Re}(z_1) + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{1,0})|^2 \cdot \text{Re}(z_2) + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{2,0})|^2 \cdot \text{Re}(z_3) + \\ & + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{3,0})|^2 \cdot \text{Re}(z_4) + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{4,0})|^2 \cdot \text{Re}(z_5) + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{5,0})|^2 \cdot \text{Re}(z_6) + \\ & + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{6,0})|^2 \cdot \text{Re}(z_7) + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{7,0})|^2 \cdot \text{Re}(z_8)] > [3(|J(x_1, x_3 + \Delta, x_5, x_7)_{0,0})|^2 \cdot \\ & \cdot \text{Re}(z_1) + 3(|J(x_1, x_3 + \Delta, x_5, x_7)_{1,0})|^2 \cdot \text{Re}(z_2) + 3(|J(x_1, x_3 + \Delta, x_5, x_7)_{2,0})|^2 \cdot \text{Re}(z_3) + \\ & 3(|J(x_1, x_3 + \Delta, x_5, x_7)_{3,0})|^2 \cdot \text{Re}(z_4) + 3(|J(x_1, x_3 + \Delta, x_5, x_7)_{4,0})|^2 \cdot \text{Re}(z_5) + \\ & + 3(|J(x_1, x_3 + \Delta, x_5, x_7)_{5,0})|^2 \cdot \text{Re}(z_6) + 3(|J(x_1, x_3 + \Delta, x_5, x_7)_{6,0})|^2 \cdot \text{Re}(z_7) + 3(|J(x_1, x_3 + \Delta, x_5, x_7)_{7,0})|^2 \cdot \\ & \cdot \text{Re}(z_8)]] \vee [[3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{0,0})|^2 \cdot \text{Re}(z_1) + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{1,0})|^2 \cdot \text{Re}(z_2) + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{2,0})|^2 \cdot \\ & \cdot \text{Re}(z_3) + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{3,0})|^2 \cdot \text{Re}(z_4) + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{4,0})|^2 \cdot \text{Re}(z_5) + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{5,0})|^2 \cdot \\ & \cdot \text{Re}(z_6) + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{6,0})|^2 \cdot \text{Re}(z_7) + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{7,0})|^2 \cdot \text{Re}(z_8)] > [3(|J(x_1, x_3 - \Delta, x_5, x_7)_{0,0})|^2 \cdot \\ & \cdot \text{Re}(z_1) + 3(|J(x_1, x_3 - \Delta, x_5, x_7)_{1,0})|^2 \cdot \text{Re}(z_2) + 3(|J(x_1, x_3 - \Delta, x_5, x_7)_{2,0})|^2 \cdot \text{Re}(z_3) + \end{aligned}$$

									Лист
									33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

$$\begin{aligned}
& +3(|J(x_1, x_3 - \Delta, x_5, x_7)_{3,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_4) + 3(|J(x_1, x_3 - \Delta, x_5, x_7)_{4,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_5) + 3(|J(x_1, x_3 - \Delta, x_5, x_7)_{5,0}|)^2 \cdot \\
& \cdot \text{Re}(z_6) + 3(|J(x_1, x_3 - \Delta, x_5, x_7)_{6,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_7) + 3(|J(x_1, x_3 - \Delta, x_5, x_7)_{7,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_8)] \quad \vee \\
& \vee [3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{0,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_1) + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{1,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_2) + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{2,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_3) + \\
& 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{3,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_4) + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{4,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_5) + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{5,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_6) + \\
& + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{6,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_7) + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{7,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_8)] > [3(|J(x_1, x_3, x_5 + \Delta, x_7)_{0,0}|)^2 \cdot \\
& \cdot \text{Re}(z_1) + 3(|J(x_1, x_3, x_5 + \Delta, x_7)_{1,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_2) + 3(|J(x_1, x_3, x_5 + \Delta, x_7)_{2,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_3) + \\
& 3(|J(x_1, x_3, x_5 + \Delta, x_7)_{3,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_4) + 3(|J(x_1, x_3, x_5 + \Delta, x_7)_{4,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_5) + 3(|J(x_1, x_3, x_5 + \Delta, x_7)_{5,0}|)^2 \cdot \\
& \cdot \text{Re}(z_6) + 3(|J(x_1, x_3, x_5 + \Delta, x_7)_{6,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_7) + 3(|J(x_1, x_3, x_5 + \Delta, x_7)_{7,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_8)] \quad \vee \\
& [[3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{0,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_1) + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{1,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_2) + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{2,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_3) + \\
& 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{3,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_4) + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{4,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_5) + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{5,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_6) + \\
& + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{6,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_7) + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{7,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_8)] > [3(|J(x_1, x_3, x_5 - \Delta, x_7)_{0,0}|)^2 \cdot \\
& \cdot \text{Re}(z_1) + 3(|J(x_1, x_3, x_5 - \Delta, x_7)_{1,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_2) + 3(|J(x_1, x_3, x_5 - \Delta, x_7)_{2,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_3) + \\
& 3(|J(x_1, x_3, x_5 - \Delta, x_7)_{3,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_4) + 3(|J(x_1, x_3, x_5 - \Delta, x_7)_{4,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_5) + 3(|J(x_1, x_3, x_5 - \Delta, x_7)_{5,0}|)^2 \cdot \\
& \cdot \text{Re}(z_6) + 3(|J(x_1, x_3, x_5 - \Delta, x_7)_{6,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_7) + 3(|J(x_1, x_3, x_5 - \Delta, x_7)_{7,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_8)] \quad \vee \\
& [[3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{0,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_1) + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{1,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_2) + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{2,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_3) + \\
& + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{3,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_4) + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{4,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_5) + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{5,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_6) + \\
& + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{6,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_7) + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{7,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_8)] > [3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7 + \Delta)_{0,0}|)^2 \cdot \\
& \cdot \text{Re}(z_1) + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7 + \Delta)_{1,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_2) + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7 + \Delta)_{2,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_3) + \\
& + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7 + \Delta)_{3,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_4) + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7 + \Delta)_{4,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_5) + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7 + \Delta)_{5,0}|)^2 \cdot \\
& \cdot \text{Re}(z_6) + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7 + \Delta)_{6,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_7) + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7 + \Delta)_{7,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_8)] \quad \vee \\
& [[3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{0,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_1) + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{1,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_2) + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{2,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_3) + \\
& + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{3,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_4) + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{4,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_5) + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{5,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_6) + \\
& + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{6,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_7) + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{7,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_8)] > [3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7 - \Delta)_{0,0}|)^2 \cdot \\
& \cdot \text{Re}(z_1) + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7 - \Delta)_{1,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_2) + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7 - \Delta)_{2,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_3) + \\
& + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7 - \Delta)_{3,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_4) + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7 - \Delta)_{4,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_5) + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7 - \Delta)_{5,0}|)^2 \cdot \\
& \cdot \text{Re}(z_6) + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7 - \Delta)_{6,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_7) + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7 - \Delta)_{7,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_8)]
\end{aligned}$$

•• break if (q>v) ∨ (w>v) ∨ (e>v) ∨ (t>v) ∨

Пояснение: Программа будет продолжать расчет, если изменение сопротивления хотя бы одного УПК приводит к уменьшению потерь в сети по

										Лист
										34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.02.2018.297.00. ПЗ					

сравнению с исходным режимом. Программа прекратит расчет, если будет превышено заданное количество операций.

3) Условие продолжения изменения сопротивления УПК

Данный пункт рассмотрим на примере линии №1 и установленном на ней УПК.

$$\begin{aligned}
 & \bullet \text{While} \quad [[3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{0,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_1) + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{1,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_2) + \\
 & + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{2,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_3) + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{3,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_4) + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{4,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_5) + \\
 & + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{5,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_6) + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{6,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_7) + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{7,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_8)] > \\
 & > [3(|J(x_1 + \Delta, x_3, x_5, x_7)_{0,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_1) + 3(|J(x_1 + \Delta, x_3, x_5, x_7)_{1,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_2) + 3(|J(x_1 + \Delta, x_3, x_5, x_7)_{2,0}|)^2 \cdot \\
 & \cdot \text{Re}(z_3) + 3(|J(x_1 + \Delta, x_3, x_5, x_7)_{3,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_4) + 3(|J(x_1 + \Delta, x_3, x_5, x_7)_{4,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_5) + \\
 & + 3(|J(x_1 + \Delta, x_3, x_5, x_7)_{5,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_6) + 3(|J(x_1 + \Delta, x_3, x_5, x_7)_{6,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_7) + 3(|J(x_1 + \Delta, x_3, x_5, x_7)_{7,0}|)^2 \cdot \\
 & \cdot \text{Re}(z_8)] \wedge [(U_{\min} < \sqrt{(U_0 + \sqrt{3} \text{Re}(J(x_1 + \Delta; x_3; x_5; x_7)_{1,0}) \text{Re}(Z_2))^2 + (\sqrt{3} \text{Im}(J(x_1 + \Delta; x_3; x_5; x_7)_{1,0}) \text{Im}(Z_2))^2} < \\
 & U_{\max}) \wedge (U_{\min} < \sqrt{(U_0 + \sqrt{3} \text{Re}(J(x_1 + \Delta; x_3; x_5; x_7)_{3,0}) \text{Re}(Z_4))^2 + (\sqrt{3} \text{Im}(J(x_1 + \Delta; x_3; x_5; x_7)_{3,0}) \text{Im}(Z_4))^2} < \\
 & U_{\max}) \wedge (U_{\min} < \sqrt{(U_0 + \sqrt{3} \text{Re}(J(x_1 + \Delta; x_3; x_5; x_7)_{5,0}) \text{Re}(Z_6))^2 + (\sqrt{3} \text{Im}(J(x_1 + \Delta; x_3; x_5; x_7)_{5,0}) \text{Im}(Z_6))^2} < \\
 & U_{\max}) \wedge (U_{\min} < \sqrt{(U_0 + \sqrt{3} \text{Re}(J(x_1 + \Delta; x_3; x_5; x_7)_{7,0}) \text{Re}(Z_8))^2 + (\sqrt{3} \text{Im}(J(x_1 + \Delta; x_3; x_5; x_7)_{7,0}) \text{Im}(Z_8))^2} < \\
 & U_{\max}) \wedge [(U_{\min} < \sqrt{[(U_0 + \sqrt{3} \text{Re}(J(x_1 + \Delta; x_3; x_5; x_7)_{1,0}) \text{Re}(Z_2) + \sqrt{3} \text{Re}(J(x_1 + \Delta; x_3; x_5; x_7)_{0,0}) \text{Re}(Z_1))^2 + \\
 & + (\sqrt{3} \text{Im}(J(x_1 + \Delta; x_3; x_5; x_7)_{1,0}) \text{Im}(Z_2) + \sqrt{3} \text{Im}(J(x_1 + \Delta; x_3; x_5; x_7)_{0,0}) \text{Im}(Z_1 + j\Delta))^2}] < \\
 & U_{\max})] \vee [[3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{0,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_1) + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{1,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_2) + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{2,0}|)^2 \cdot \\
 & \cdot \text{Re}(z_3) + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{3,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_4) + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{4,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_5) + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{5,0}|)^2 \cdot \\
 & \cdot \text{Re}(z_6) + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{6,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_7) + 3(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{7,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_8)] > [3(|J(x_1 - \Delta, x_3, x_5, x_7)_{0,0}|)^2 \cdot \\
 & \cdot \text{Re}(z_1) + 3(|J(x_1 - \Delta, x_3, x_5, x_7)_{1,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_2) + 3(|J(x_1 - \Delta, x_3, x_5, x_7)_{2,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_3) + \\
 & 3(|J(x_1 - \Delta, x_3, x_5, x_7)_{3,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_4) + 3(|J(x_1 - \Delta, x_3, x_5, x_7)_{4,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_5) + 3(|J(x_1 - \Delta, x_3, x_5, x_7)_{5,0}|)^2 \cdot \\
 & \cdot \text{Re}(z_6) + 3(|J(x_1 - \Delta, x_3, x_5, x_7)_{6,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_7) + 3(|J(x_1 - \Delta, x_3, x_5, x_7)_{7,0}|)^2 \cdot \text{Re}(z_8)] \wedge [(U_{\min} < \\
 & \sqrt{(U_0 + \sqrt{3} \text{Re}(J(x_1 - \Delta; x_3; x_5; x_7)_{1,0}) \text{Re}(Z_2))^2 + (\sqrt{3} \text{Im}(J(x_1 - \Delta; x_3; x_5; x_7)_{1,0}) \text{Im}(Z_2))^2} < U_{\max}) \wedge (U_{\min} < \\
 & \sqrt{(U_0 + \sqrt{3} \text{Re}(J(x_1 - \Delta; x_3; x_5; x_7)_{3,0}) \text{Re}(Z_4))^2 + (\sqrt{3} \text{Im}(J(x_1 - \Delta; x_3; x_5; x_7)_{3,0}) \text{Im}(Z_4))^2} < U_{\max}) \wedge (U_{\min} < \\
 & \sqrt{(U_0 + \sqrt{3} \text{Re}(J(x_1 - \Delta; x_3; x_5; x_7)_{5,0}) \text{Re}(Z_6))^2 + (\sqrt{3} \text{Im}(J(x_1 - \Delta; x_3; x_5; x_7)_{5,0}) \text{Im}(Z_6))^2} < U_{\max}) \wedge (U_{\min} <
 \end{aligned}$$

										Лист
										35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.02.2018.297.00. ПЗ					

$$U_{\max}) \quad \wedge (U_{\min} < \sqrt{(U_0 + \sqrt{3} \operatorname{Re}(J(x_1 - \Delta; x_3; x_5; x_7)_{3,0}) \operatorname{Re}(Z_4))^2 + (\sqrt{3} \operatorname{Im}(J(x_1 - \Delta; x_3; x_5; x_7)_{3,0}) \operatorname{Im}(Z_4))^2} <$$

$$U_{\max}) \quad \wedge (U_{\min} < \sqrt{(U_0 + \sqrt{3} \operatorname{Re}(J(x_1 - \Delta; x_3; x_5; x_7)_{5,0}) \operatorname{Re}(Z_6))^2 + (\sqrt{3} \operatorname{Im}(J(x_1 - \Delta; x_3; x_5; x_7)_{5,0}) \operatorname{Im}(Z_6))^2} <$$

$$U_{\max}) \quad \wedge (U_{\min} < \sqrt{(U_0 + \sqrt{3} \operatorname{Re}(J(x_1 - \Delta; x_3; x_5; x_7)_{7,0}) \operatorname{Re}(Z_8))^2 + (\sqrt{3} \operatorname{Im}(J(x_1 - \Delta; x_3; x_5; x_7)_{7,0}) \operatorname{Im}(Z_8))^2} <$$

$$U_{\max}) \quad \wedge \quad [(U_{\min} < \sqrt{[(U_0 + \sqrt{3} \operatorname{Re}(J(x_1 - \Delta; x_3; x_5; x_7)_{1,0}) \operatorname{Re}(Z_2) + \sqrt{3} \operatorname{Re}(J(x_1 - \Delta; x_3; x_5; x_7)_{0,0}) \operatorname{Re}(Z_1))^2 +$$

$$U_{\max})]]];$$

••• $x_1 \leftarrow x_1 - \Delta;$

••• $q \leftarrow q + 1.$

Пояснение: Пока изменение сопротивления УПК, установленного на линии №1, приводит к снижению потерь в сети, а напряжение в узлах сети при изменении сопротивления УПК не выходит за допустимые значения, продолжается работа подпрограммы. При превышении заданного количества операций подпрограмма завершает расчет. Если увеличение сопротивления УПК, установленного на линии №1, приводит к снижению потерь в линии, а напряжения в узлах при этом не выходит за границу допустимых значений, то происходит увеличение этого сопротивления на величину шага, а также увеличение переменной q на 1, что соответствует выполнению операции. Если снижение сопротивления УПК, установленного на линии №1, приводит к снижению потерь в линии, а напряжения в узлах при этом не выходит за границу допустимых значений, то происходит уменьшение этого сопротивления на величину шага, а также увеличение переменной q на 1, что соответствует выполнению операции.

Аналогичные фрагменты алгоритма записываются для каждой линии, на которой установлено УПК.

На рисунке 7 представлен скриншот фрагмента рассматриваемой подпрограммы.

```

while [ [ $( | [x1,x3,x5,x7,0,0] )^2-Re(z1) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,1,0] )^2-Re(z2) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,2,0] )^2-Re(z3) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,3,0] )^2-Re(z4) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,4,0] )^2-Re(z5) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,5,0] )^2-Re(z6) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,6,0] )^2-Re(z7) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,7,0] )^2-Re(z8) ] > v ] ]
break if q > v || w > v || e > v || r > v
while [ [ $( | [x1,x3,x5,x7,0,0] )^2-Re(z1) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,1,0] )^2-Re(z2) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,2,0] )^2-Re(z3) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,3,0] )^2-Re(z4) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,4,0] )^2-Re(z5) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,5,0] )^2-Re(z6) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,6,0] )^2-Re(z7) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,7,0] )^2-Re(z8) ] > v ] ]
break if q > v
if [ [ $( | [x1,x3,x5,x7,0,0] )^2-Re(z1) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,1,0] )^2-Re(z2) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,2,0] )^2-Re(z3) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,3,0] )^2-Re(z4) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,4,0] )^2-Re(z5) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,5,0] )^2-Re(z6) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,6,0] )^2-Re(z7) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,7,0] )^2-Re(z8) ] > v ] ]
x1 <- x1 + Δ
q <- q + 1
if [ [ $( | [x1,x3,x5,x7,0,0] )^2-Re(z1) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,1,0] )^2-Re(z2) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,2,0] )^2-Re(z3) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,3,0] )^2-Re(z4) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,4,0] )^2-Re(z5) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,5,0] )^2-Re(z6) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,6,0] )^2-Re(z7) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,7,0] )^2-Re(z8) ] > v ] ]
x1 <- x1 - Δ
q <- q + 1
while [ [ $( | [x1,x3,x5,x7,0,0] )^2-Re(z1) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,1,0] )^2-Re(z2) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,2,0] )^2-Re(z3) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,3,0] )^2-Re(z4) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,4,0] )^2-Re(z5) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,5,0] )^2-Re(z6) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,6,0] )^2-Re(z7) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,7,0] )^2-Re(z8) ] > v ] ]
break if w > v
if [ [ $( | [x1,x3,x5,x7,0,0] )^2-Re(z1) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,1,0] )^2-Re(z2) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,2,0] )^2-Re(z3) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,3,0] )^2-Re(z4) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,4,0] )^2-Re(z5) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,5,0] )^2-Re(z6) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,6,0] )^2-Re(z7) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,7,0] )^2-Re(z8) ] > v ] ]
x3 <- x3 + Δ
w <- w + 1
if [ [ $( | [x1,x3,x5,x7,0,0] )^2-Re(z1) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,1,0] )^2-Re(z2) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,2,0] )^2-Re(z3) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,3,0] )^2-Re(z4) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,4,0] )^2-Re(z5) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,5,0] )^2-Re(z6) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,6,0] )^2-Re(z7) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,7,0] )^2-Re(z8) ] > v ] ]
x3 <- x3 - Δ
w <- w + 1
while [ [ $( | [x1,x3,x5,x7,0,0] )^2-Re(z1) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,1,0] )^2-Re(z2) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,2,0] )^2-Re(z3) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,3,0] )^2-Re(z4) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,4,0] )^2-Re(z5) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,5,0] )^2-Re(z6) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,6,0] )^2-Re(z7) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,7,0] )^2-Re(z8) ] > v ] ]
break if e > v
if [ [ $( | [x1,x3,x5,x7,0,0] )^2-Re(z1) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,1,0] )^2-Re(z2) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,2,0] )^2-Re(z3) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,3,0] )^2-Re(z4) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,4,0] )^2-Re(z5) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,5,0] )^2-Re(z6) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,6,0] )^2-Re(z7) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,7,0] )^2-Re(z8) ] > v ] ]
x5 <- x5 + Δ
e <- e + 1
if [ [ $( | [x1,x3,x5,x7,0,0] )^2-Re(z1) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,1,0] )^2-Re(z2) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,2,0] )^2-Re(z3) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,3,0] )^2-Re(z4) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,4,0] )^2-Re(z5) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,5,0] )^2-Re(z6) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,6,0] )^2-Re(z7) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,7,0] )^2-Re(z8) ] > v ] ]
x5 <- x5 - Δ
e <- e + 1
while [ [ $( | [x1,x3,x5,x7,0,0] )^2-Re(z1) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,1,0] )^2-Re(z2) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,2,0] )^2-Re(z3) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,3,0] )^2-Re(z4) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,4,0] )^2-Re(z5) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,5,0] )^2-Re(z6) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,6,0] )^2-Re(z7) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,7,0] )^2-Re(z8) ] > v ] ]
break if r > v
if [ [ $( | [x1,x3,x5,x7,0,0] )^2-Re(z1) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,1,0] )^2-Re(z2) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,2,0] )^2-Re(z3) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,3,0] )^2-Re(z4) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,4,0] )^2-Re(z5) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,5,0] )^2-Re(z6) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,6,0] )^2-Re(z7) + 3 * ( [x1,x3,x5,x7,7,0] )^2-Re(z8) ] > v ] ]
x7 <- x7 + Δ
r <- r + 1

```

Рисунок 7 – Скриншот с фрагментом подпрограммы уменьшения потерь активной мощности.

Рассмотренная программа позволяет снизить потери активной мощности в сети в нормальном режиме. На рисунке 8 приведен расчет сопротивлений УПК, потерь в сети при оптимизации потерь с помощью УПК и без них. Как мы видим, суммарные потери при использовании УПК снизились на 201 кВт. При этом сопротивления УПК: $x_1=4,65$ Ом, $x_3=3,28$ Ом, $x_5=0,71$ Ом, $x_7= - 2,45$ Ом.

otvet(0,0,0,0) =	4.65	Сопротивление УПК линии №1
	3.28	Сопротивление УПК линии №3
	0.71	Сопротивление УПК линии №5
	-2.45	Сопротивление УПК линии №7
	478	Количество операций по поиску сопротивления УПК линии №1
	347	Количество операций по поиску сопротивления УПК линии №3
	150	Количество операций по поиску сопротивления УПК линии №5
290	Количество операций по поиску сопротивления УПК линии №7	
4.359×10^6	Суммарные потери в сети при использовании УПК	

Суммарные потери в сети в исходном режиме
 $\Delta W = 3 * (| [0,0,0,0,0,0,0,0])^2-Re(z1) + 3 * (| [0,0,0,0,0,1,0,0])^2-Re(z2) + 3 * (| [0,0,0,0,0,2,0,0])^2-Re(z3) + 3 * (| [0,0,0,0,0,3,0,0])^2-Re(z4) + 3 * (| [0,0,0,0,0,4,0,0])^2-Re(z5) + 3 * (| [0,0,0,0,0,5,0,0])^2-Re(z6) + 3 * (| [0,0,0,0,0,6,0,0])^2-Re(z7) + 3 * (| [0,0,0,0,0,7,0,0])^2-Re(z8) = 4.56 \times 10^6$

Рисунок 8 – Скриншот программы, иллюстрирующий снижение потерь активной мощности

Далее рассмотрим часть программы, отвечающую за перераспределение потоков мощности в сети при перегрузке линий. Логичным возможным условием перераспределения токовой загрузки является обеспечения минимума потерь при соблюдении допустимой величины тока для каждой линии. Однако попытка реализации такой программы показала, что на работу программы затрачивается большое количество времени, а метод покоординатного поиска, с помощью

которого она реализовывается, в данном случае зачастую дает неоптимальный результат. В связи с этим было принято решение перераспределять токовую загрузку таким образом, чтобы отношение протекающего по линии тока к ее допустимому току было для всех линий одинаково. Фрагменты программы с пояснениями приведены далее:

1) Условия продолжения расчетов

$$\bullet \text{ while } (J_{1\text{доп}} < |J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{0,0}| \vee J_{3\text{доп}} < |J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{2,0}| \vee J_{5\text{доп}} < |J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{4,0}| \vee J_{7\text{доп}} < |J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{6,0}|) \wedge (J_{кз} > |J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{0,0}| \wedge J_{кз} > |J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{2,0}| \wedge J_{кз} > |J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{4,0}| \wedge J_{кз} > |J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{6,0}|)$$

Пояснение: Пока один из токов, протекающих по линиям с УПК, больше допустимых, и все токи линий меньше токов короткого замыкания, продолжается расчет.

2) Условия регулирования тока линии

Данный пункт рассмотрим на примере линии №1.

$$\bullet \text{ while } J_{1\text{доп}} < |J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{0,0}|$$

$$\bullet\bullet \text{ break if } |J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{2,0}| = 0 \vee (|J(x_1, x_3 + \Delta, x_5, x_7)_{0,0}| > |J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{0,0}| \wedge |J(x_1, x_3 - \Delta, x_5, x_7)_{0,0}| > |J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{0,0}|) \vee (J_{3\text{доп}} < |J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{2,0}| \vee [\neg(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{2,0}|/J_{3\text{доп}} < |J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{4,0}|/J_{5\text{доп}} \vee |J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{4,0}| = 0)] \vee [\neg(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{2,0}|/J_{3\text{доп}} < |J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{6,0}|/J_{7\text{доп}} \vee |J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{6,0}| = 0)] \vee [(U_{\min} < \sqrt{(U_0 + \sqrt{3}\text{Re}(J(x_1; x_3 + \Delta; x_5; x_7)_{1,0})\text{Re}(Z_2))^2 + (\sqrt{3}\text{Im}(J(x_1; x_3 + \Delta; x_5; x_7)_{1,0})\text{Im}(Z_2))^2} < U_{\max}) \wedge (U_{\min} < \sqrt{(U_0 + \sqrt{3}\text{Re}(J(x_1; x_3 + \Delta; x_5; x_7)_{3,0})\text{Re}(Z_4))^2 + (\sqrt{3}\text{Im}(J(x_1; x_3 + \Delta; x_5; x_7)_{3,0})\text{Im}(Z_4))^2} < U_{\max}) \wedge (U_{\min} < \sqrt{(U_0 + \sqrt{3}\text{Re}(J(x_1; x_3 + \Delta; x_5; x_7)_{5,0})\text{Re}(Z_6))^2 + (\sqrt{3}\text{Im}(J(x_1; x_3 + \Delta; x_5; x_7)_{5,0})\text{Im}(Z_6))^2} < U_{\max}) \wedge (U_{\min} < \sqrt{(U_0 + \sqrt{3}\text{Re}(J(x_1; x_3 + \Delta; x_5; x_7)_{7,0})\text{Re}(Z_8))^2 + (\sqrt{3}\text{Im}(J(x_1; x_3 + \Delta; x_5; x_7)_{7,0})\text{Im}(Z_8))^2} < U_{\max}) \wedge [(U_{\min} < \sqrt{[(U_0 + \sqrt{3}\text{Re}(J(x_1; x_3 + \Delta; x_5; x_7)_{1,0})\text{Re}(Z_2) + \sqrt{3}\text{Re}(J(x_1; x_3 + \Delta; x_5; x_7)_{0,0})\text{Re}(Z_1))^2 + (\sqrt{3}\text{Im}(J(x_1; x_3 + \Delta; x_5; x_7)_{1,0})\text{Im}(Z_2) + \sqrt{3}\text{Im}(J(x_1; x_3 + \Delta; x_5; x_7)_{0,0})\text{Im}(Z_1))^2} < U_{\max})] \wedge [(U_{\min} < \sqrt{(U_0 + \sqrt{3}\text{Re}(J(x_1; x_3 - \Delta; x_5; x_7)_{1,0})\text{Re}(Z_2))^2 + (\sqrt{3}\text{Im}(J(x_1; x_3 - \Delta; x_5; x_7)_{1,0})\text{Im}(Z_2))^2} < U_{\max}) \wedge (U_{\min} < \sqrt{(U_0 + \sqrt{3}\text{Re}(J(x_1; x_3 - \Delta; x_5; x_7)_{3,0})\text{Re}(Z_4))^2 + (\sqrt{3}\text{Im}(J(x_1; x_3 - \Delta; x_5; x_7)_{3,0})\text{Im}(Z_4))^2} < U_{\max}) \wedge (U_{\min} <$$

$$\sqrt{(U_0 + \sqrt{3}\operatorname{Re}(J(x_1; x_3 - \Delta; x_5; x_7)_{5,0})\operatorname{Re}(Z_6))^2 + (\sqrt{3}\operatorname{Im}(J(x_1; x_3 - \Delta; x_5; x_7)_{5,0})\operatorname{Im}(Z_6))^2} < U_{\max} \wedge (U_{\min} <$$

$$\sqrt{(U_0 + \sqrt{3}\operatorname{Re}(J(x_1; x_3 - \Delta; x_5; x_7)_{7,0})\operatorname{Re}(Z_8))^2 + (\sqrt{3}\operatorname{Im}(J(x_1; x_3 - \Delta; x_5; x_7)_{7,0})\operatorname{Im}(Z_8))^2} < U_{\max} \wedge [(U_{\min} <$$

$$\sqrt{[(U_0 + \sqrt{3}\operatorname{Re}(J(x_1; x_3 - \Delta; x_5; x_7)_{1,0})\operatorname{Re}(Z_2) + \sqrt{3}\operatorname{Re}(J(x_1; x_3 - \Delta; x_5; x_7)_{0,0})\operatorname{Re}(Z_1))^2 + (\sqrt{3}\operatorname{Im}(J(x_1; x_3 - \Delta; x_5; x_7)_{1,0})\operatorname{Im}(Z_2) + \sqrt{3}\operatorname{Im}(J(x_1; x_3 - \Delta; x_5; x_7)_{0,0})\operatorname{Im}(Z_1))^2]} < U_{\max}]]$$

- $x_3 \leftarrow x_3 - \Delta$ if $|J(x_1, x_3 - \Delta, x_5, x_7)_{0,0}| < |J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{0,0}|$

- $x_3 \leftarrow x_3 + \Delta$ if $|J(x_1, x_3 + \Delta, x_5, x_7)_{0,0}| < |J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{0,0}|$

- while $J_{1\text{доп}} < |J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{0,0}|$

- break if $|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{4,0}| = 0 \vee (|J(x_1, x_3, x_5 + \Delta, x_7)_{0,0}| > |J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{0,0}| \wedge$

$$|J(x_1, x_3, x_5 - \Delta, x_7)_{0,0}| > |J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{0,0}|) \vee (J_{5\text{доп}} < |J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{4,0}|) \vee$$

$$[\neg(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{4,0}|/J_{5\text{доп}} < |J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{2,0}|/J_{3\text{доп}} \vee |J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{2,0}| = 0)] \vee$$

$$[\neg(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{4,0}|/J_{5\text{доп}} < |J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{6,0}|/J_{7\text{доп}} \vee |J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{6,0}| = 0)] \vee [(U_{\min} <$$

$$\sqrt{(U_0 + \sqrt{3}\operatorname{Re}(J(x_1; x_3; x_5 + \Delta; x_7)_{1,0})\operatorname{Re}(Z_2))^2 + (\sqrt{3}\operatorname{Im}(J(x_1; x_3; x_5 + \Delta; x_7)_{1,0})\operatorname{Im}(Z_2))^2} < U_{\max} \wedge (U_{\min} <$$

$$\sqrt{(U_0 + \sqrt{3}\operatorname{Re}(J(x_1; x_3; x_5 + \Delta; x_7)_{3,0})\operatorname{Re}(Z_4))^2 + (\sqrt{3}\operatorname{Im}(J(x_1; x_3; x_5 + \Delta; x_7)_{3,0})\operatorname{Im}(Z_4))^2} < U_{\max} \wedge (U_{\min} <$$

$$\sqrt{(U_0 + \sqrt{3}\operatorname{Re}(J(x_1; x_3; x_5 + \Delta; x_7)_{5,0})\operatorname{Re}(Z_6))^2 + (\sqrt{3}\operatorname{Im}(J(x_1; x_3; x_5 + \Delta; x_7)_{5,0})\operatorname{Im}(Z_6))^2} < U_{\max} \wedge (U_{\min} <$$

$$\sqrt{(U_0 + \sqrt{3}\operatorname{Re}(J(x_1; x_3; x_5 + \Delta; x_7)_{7,0})\operatorname{Re}(Z_8))^2 + (\sqrt{3}\operatorname{Im}(J(x_1; x_3; x_5 + \Delta; x_7)_{7,0})\operatorname{Im}(Z_8))^2} < U_{\max} \wedge [(U_{\min} <$$

$$\sqrt{[(U_0 + \sqrt{3}\operatorname{Re}(J(x_1; x_3; x_5 + \Delta; x_7)_{1,0})\operatorname{Re}(Z_2) + \sqrt{3}\operatorname{Re}(J(x_1; x_3; x_5 + \Delta; x_7)_{0,0})\operatorname{Re}(Z_1))^2 + (\sqrt{3}\operatorname{Im}(J(x_1; x_3; x_5 + \Delta; x_7)_{1,0})\operatorname{Im}(Z_2) + \sqrt{3}\operatorname{Im}(J(x_1; x_3; x_5 + \Delta; x_7)_{0,0})\operatorname{Im}(Z_1))^2]} < U_{\max}]] \wedge [(U_{\min} <$$

$$\sqrt{(U_0 + \sqrt{3}\operatorname{Re}(J(x_1; x_3; x_5 - \Delta; x_7)_{1,0})\operatorname{Re}(Z_2))^2 + (\sqrt{3}\operatorname{Im}(J(x_1; x_3; x_5 - \Delta; x_7)_{1,0})\operatorname{Im}(Z_2))^2} < U_{\max} \wedge (U_{\min} <$$

$$\sqrt{(U_0 + \sqrt{3}\operatorname{Re}(J(x_1; x_3; x_5 - \Delta; x_7)_{3,0})\operatorname{Re}(Z_4))^2 + (\sqrt{3}\operatorname{Im}(J(x_1; x_3; x_5 - \Delta; x_7)_{3,0})\operatorname{Im}(Z_4))^2} < U_{\max} \wedge (U_{\min} <$$

$$\sqrt{(U_0 + \sqrt{3}\operatorname{Re}(J(x_1; x_3; x_5 - \Delta; x_7)_{5,0})\operatorname{Re}(Z_6))^2 + (\sqrt{3}\operatorname{Im}(J(x_1; x_3; x_5 - \Delta; x_7)_{5,0})\operatorname{Im}(Z_6))^2} < U_{\max} \wedge (U_{\min} <$$

$$\sqrt{(U_0 + \sqrt{3}\operatorname{Re}(J(x_1; x_3; x_5 - \Delta; x_7)_{7,0})\operatorname{Re}(Z_8))^2 + (\sqrt{3}\operatorname{Im}(J(x_1; x_3; x_5 - \Delta; x_7)_{7,0})\operatorname{Im}(Z_8))^2} < U_{\max} \wedge [(U_{\min} <$$

$$\sqrt{[(U_0 + \sqrt{3}\operatorname{Re}(J(x_1; x_3; x_5 - \Delta; x_7)_{1,0})\operatorname{Re}(Z_2) + \sqrt{3}\operatorname{Re}(J(x_1; x_3; x_5 - \Delta; x_7)_{0,0})\operatorname{Re}(Z_1))^2 + (\sqrt{3}\operatorname{Im}(J(x_1; x_3; x_5 - \Delta; x_7)_{1,0})\operatorname{Im}(Z_2) + \sqrt{3}\operatorname{Im}(J(x_1; x_3; x_5 - \Delta; x_7)_{0,0})\operatorname{Im}(Z_1))^2]} < U_{\max}]]$$

- $x_5 \leftarrow x_5 - \Delta$ if $|J(x_1, x_3, x_5 - \Delta, x_7)_{0,0}| < |J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{0,0}|$

- $x_5 \leftarrow x_5 + \Delta$ if $|J(x_1, x_3, x_5 + \Delta, x_7)_{0,0}| < |J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{0,0}|$

										Лист
										40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.02.2018.297.00. ПЗ					

- while $J_{1\text{доп}} < |J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{0,0}|$
- break if $|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{6,0}| = 0 \vee (|J(x_1, x_3, x_5, x_7 + \Delta)_{0,0}| > |J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{0,0}| \wedge |J(x_1, x_3, x_5, x_7 - \Delta)_{0,0}| > |J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{0,0}|) \vee (J_{7\text{доп}} < |J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{6,0}|) \vee [\neg(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{6,0}|/J_{7\text{доп}} < |J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{2,0}|/J_{3\text{доп}} \vee |J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{2,0}| = 0)] \vee [\neg(|J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{6,0}|/J_{7\text{доп}} < |J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{4,0}|/J_{5\text{доп}} \vee |J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{4,0}| = 0)] \vee [((U_{\min} < \sqrt{(U_0 + \sqrt{3}\text{Re}(J(x_1; x_3; x_5; x_7 + \Delta)_{1,0})\text{Re}(Z_2))^2 + (\sqrt{3}\text{Im}(J(x_1; x_3; x_5; x_7 + \Delta)_{1,0})\text{Im}(Z_2))^2} < U_{\max}) \wedge (U_{\min} < \sqrt{(U_0 + \sqrt{3}\text{Re}(J(x_1; x_3; x_5; x_7 + \Delta)_{3,0})\text{Re}(Z_4))^2 + (\sqrt{3}\text{Im}(J(x_1; x_3; x_5; x_7 + \Delta)_{3,0})\text{Im}(Z_4))^2} < U_{\max}) \wedge (U_{\min} < \sqrt{(U_0 + \sqrt{3}\text{Re}(J(x_1; x_3; x_5; x_7 + \Delta)_{5,0})\text{Re}(Z_6))^2 + (\sqrt{3}\text{Im}(J(x_1; x_3; x_5; x_7 + \Delta)_{5,0})\text{Im}(Z_6))^2} < U_{\max}) \wedge (U_{\min} < \sqrt{(U_0 + \sqrt{3}\text{Re}(J(x_1; x_3; x_5; x_7 + \Delta)_{7,0})\text{Re}(Z_8))^2 + (\sqrt{3}\text{Im}(J(x_1; x_3; x_5; x_7 + \Delta)_{7,0})\text{Im}(Z_8))^2} < U_{\max}) \wedge [(U_{\min} < \sqrt{[(U_0 + \sqrt{3}\text{Re}(J(x_1; x_3; x_5; x_7 + \Delta)_{1,0})\text{Re}(Z_2) + \sqrt{3}\text{Re}(J(x_1; x_3; x_5; x_7 + \Delta)_{0,0})\text{Re}(Z_1))^2 + (\sqrt{3}\text{Im}(J(x_1; x_3; x_5; x_7 + \Delta)_{1,0})\text{Im}(Z_2) + \sqrt{3}\text{Im}(J(x_1; x_3; x_5; x_7 + \Delta)_{0,0})\text{Im}(Z_1))^2} < U_{\max})] \wedge [(U_{\min} < \sqrt{(U_0 + \sqrt{3}\text{Re}(J(x_1; x_3; x_5; x_7 - \Delta)_{1,0})\text{Re}(Z_2))^2 + (\sqrt{3}\text{Im}(J(x_1; x_3; x_5; x_7 - \Delta)_{1,0})\text{Im}(Z_2))^2} < U_{\max}) \wedge (U_{\min} < \sqrt{(U_0 + \sqrt{3}\text{Re}(J(x_1; x_3; x_5; x_7 - \Delta)_{3,0})\text{Re}(Z_4))^2 + (\sqrt{3}\text{Im}(J(x_1; x_3; x_5; x_7 - \Delta)_{3,0})\text{Im}(Z_4))^2} < U_{\max}) \wedge (U_{\min} < \sqrt{(U_0 + \sqrt{3}\text{Re}(J(x_1; x_3; x_5; x_7 - \Delta)_{5,0})\text{Re}(Z_6))^2 + (\sqrt{3}\text{Im}(J(x_1; x_3; x_5; x_7 - \Delta)_{5,0})\text{Im}(Z_6))^2} < U_{\max}) \wedge (U_{\min} < \sqrt{(U_0 + \sqrt{3}\text{Re}(J(x_1; x_3; x_5; x_7 - \Delta)_{7,0})\text{Re}(Z_8))^2 + (\sqrt{3}\text{Im}(J(x_1; x_3; x_5; x_7 - \Delta)_{7,0})\text{Im}(Z_8))^2} < U_{\max}) \wedge [(U_{\min} < \sqrt{[(U_0 + \sqrt{3}\text{Re}(J(x_1; x_3; x_5; x_7 - \Delta)_{1,0})\text{Re}(Z_2) + \sqrt{3}\text{Re}(J(x_1; x_3; x_5; x_7 - \Delta)_{0,0})\text{Re}(Z_1))^2 + (\sqrt{3}\text{Im}(J(x_1; x_3; x_5; x_7 - \Delta)_{1,0})\text{Im}(Z_2) + \sqrt{3}\text{Im}(J(x_1; x_3; x_5; x_7 - \Delta)_{0,0})\text{Im}(Z_1))^2} < U_{\max})]]$
- $x_7 \leftarrow x_7 - \Delta$ if $|J(x_1, x_3, x_5, x_7 - \Delta)_{0,0}| < |J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{0,0}|$
- $x_7 \leftarrow x_7 + \Delta$ if $|J(x_1, x_3, x_5, x_7 + \Delta)_{0,0}| < |J(x_1, x_3, x_5, x_7)_{0,0}|$

Пояснение: Пока ток по рассматриваемой линии превышает допустимый, операция продолжается. Если через линию, с помощью УПК которой предполагается регулирование потоков, не идет ток, операция прекращается. Если уменьшение или увеличение сопротивления этого УПК не приводит к уменьшению тока на рассматриваемой линии, операция прекращается. Если ток на линии с рассматриваемым УПК больше допустимого, операция прекращается. Если отношения протекающего тока к допустимому для линии, на которой

						Лист
					13.04.02.2018.297.00. ПЗ	41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

установлен рассматриваемый УПК, больше, чем на других линиях с УПК, операция прекращается. Условие пропускается, если один из токов равен нулю.

Аналогичные фрагменты алгоритма записываются для каждой линии.

Также программа содержит условия, согласно которым она прекращает работу если напряжение в узле превышает допустимое значение.

Кроме того, использование УПК в режиме короткого замыкание (КЗ) позволяет либо снизить величину токов КЗ (за счет увеличения сопротивления линии), либо улучшить устойчивость генераторов (при компенсации сопротивления линии).

3.3 Применение УПК в послеаварийном режиме

Рассмотрим послеаварийный режим работы сети при отключении линии «ГРЭС – Курская». Согласно таблице 16, токовая загрузка линии «ГРЭС – Тверская» в этом режиме превышает допустимое значение. Для перераспределение потоков мощности воспользуемся нашей программой. Расчет показывает, что для требуемого перераспределения потоков, сопротивления УПК должны быть: $x_1=0$, $x_2=0$, $x_3= - 3,78$ Ом, $x_4= - 6,24$ Ом. На рисунке 9 представлен расчет требуемых значений сопротивлений в программе.

1) УПК:

$$\begin{aligned} \text{otvet}(0,0,0,0)_{0,0} &= 0 && \text{--Линия 1} \\ \text{otvet}(0,0,0,0)_{1,0} &= 0 && \text{--Линия 3} \\ \text{otvet}(0,0,0,0)_{2,0} &= -3.78 && \text{--Линия 5} \\ \text{otvet}(0,0,0,0)_{3,0} &= -6.24 && \text{--Линия 7} \end{aligned}$$

Рисунок 9 – Скриншот программы

В таблице 20 приведены данные о напряжениях в узлах сети при регулировании перетоков мощности в сети.

Таблица 20 – Уровни напряжений в сети в послеаварийном режиме

№	Диспетчерское наименование	U _{ном} , кВ	U _{расч} , кВ	ΔU, %
1	Исток	110	114,34	3,95
2	ГРЭС	110	120,02	9,1
3	Юрма – 1	110	113,76	3,42
4	Юрма – 2	110	113,48	3,16
5	Агидель (Т1)	110	114,03	3,66
6	Агидель (Т2)	110	114,08	3,71
7	Газовая (Т1)	110	113,61	3,28

Продолжение таблицы 20

№	Диспетчерское наименование	U _{ном} , кВ	U _{расч} , кВ	ΔU, %
8	Газовая (Т2)	110	113,67	3,33
9	Юго-Восточная (Т1)	110	113,68	3,35
10	Юго-Восточная (Т2)	110	113,72	3,38
11	Зимняя (Т1)	110	113,75	3,41
12	Зимняя (Т2)	110	113,88	3,52
13	Савеловская	110	113,89	3,54
14	Профсоюзная	110	114,11	3,74
15	Нагатинская	110	114,4	4
16	Чеховская	110	113,93	3,57
17	Тверская	110	117,51	6,83
18	Курская	110	113,73	3,39
19	Окружная	110	115,95	5,4
20	Сухаревская	110	117,7	7

В таблице 21 приведена токовая нагрузка линий в рассматриваемом режиме.

Таблица 21 - Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

№	Наименование линии	Марка провода	S, МВА	I, А	I _{доп} , А	К _{за} , %
1	Исток – Отпайка 1	АС-185/29	12,83+j6,86	74	510	14,5
2	Исток – Отпайка 2	АС-185/29	15,66+j8,17	90	510	17,65
3	Отпайка 1 – Агидель	АС-185/29	1,41+j0,39	7	510	1,37
4	Отпайка 2 - Агидель	АС-185/29	3,01+j0,99	16	510	3,13
5	Исток – Отпайка 3	АС-185/29	37,1+j10,94	196	510	38,43
6	Исток – Отпайка 4	АС-185/29	26,4+j10,05	143	510	28,04
7	Отпайка 1 – Отпайка 5	АС-185/29	11,44+j6,62	67	510	13,14
8	Отпайка 2 – Отпайка 6	АС-185/29	12,67+j7,31	74	510	14,51
9	Отпайка 4 – Юрма – 1	АС-185/29	7+j1,87	37	510	7,25
10	Отпайка 3 – Юрма – 2	АС-185/29	24,03+j6,94	127	510	24,9
11	Газовая – Отпайка 3	АС-185/29	13,01+j4	69	510	13,53
12	Отпайка 4 – Отпайка 7	АС-185/29	19,34+j8,27	107	510	20,98
13	Отпайка 7 - Газовая	АС-185/29	18,03+j8	100	510	19,61
14	Отпайка 7 – Юго-Восточная	АС-185/29	1,5+j0,33	8	510	1,57
15	Юго-Восточная – Отпайка 8	АС-185/29	7,01+j2,5	38	510	7,45
16	Отпайка 8 - Зимняя	АС-185/29	8,03+j2,98	44	510	8,63
17	Отпайка 8 – Отпайка 6	АС-185/29	14,86+j5,41	80	510	15,69
18	Зимняя – Отпайка 5	АС-185/29	10+j3	53	510	10,39
19	Отпайка 5 - Савеловская	АС-185/29	1,43+j3,84	22	510	4,31
20	Отпайка 6 – Савеловская	АС-185/29	2,2-j2,1	16	510	3,14
21	Савеловская - Профсоюзная	АС-150/24	8,08-j1,52	43	450	9,56
22	Профсоюзная - Нагатинская	АС-240/32	21,15+j2,37	108	610	17,7
23	Нагатинская - Центральная	АС-240/32	44,2+j16,1	237	610	38,85
24	Савеловская - Чеховская	АС-185/29	4,77-j1,03	26	510	5,1
25	Чеховская - Центральная	АС-240/32	36,82+j7,01	190	610	31,15
26	ГРЭС-Тверская	АС-120/19	75,75+j27,7	389	390	99,74
27	Тверская - Центральная	АС-120/19	54,73+j18,17	284	390	72,82

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

13.04.02.2018.297.00. ПЗ

Лист

43

Продолжение таблицы 21

№	Наименование линии	Марка провода	S, МВА	I, А	I _{доп} , А	k _{за} , %
28	ГРЭС - Курская	АС-150/24	-	-	450	-
29	Курская - Центральная	АС-150/24	36,25+j17,16	202	450	44,89
30	ГРЭС - Окружная	АС-185/29	74,88+j29,36	389	510	76,27
31	Окружная - Центральная	АС-185/29	33,07+j9,43	173	510	33,92
32	ГРЭС - Сухаревская	АС-240/32	89,37+j35,94	465	610	76,23
33	Сухаревская - Центральная	АС-240/32	47,44+j16,63	252	610	41,31

Как мы видим из таблицы 21, токовая нагрузка ЛЭП не выходит за допустимые пределы. Учитывая это, а также тот факт, что напряжения в узлах сети отличается менее чем на 10% от номинального, можно сделать вывод, что данный режим работы сети допустим.

4. Анализ работы перспективной сети

Для дальнейшего рассмотрения сети принимаем допущение о том, что в течении ближайших 5 лет нагрузка каждого из потребителей вырастет на 10%. Основываясь на этом, рассмотрим режимы работы сети. При это считаем, что установленные УПК работают во всех режимах работы.

4.1 Нагрузки перспективной сети

В таблице 22 приведена перспективная нагрузка подстанций сети с учетом роста предыдущей нагрузки на 10%.

Таблица 22 – Значения перспективных нагрузок в узлах сети

№	Диспетчерское наименование	P, МВт	Q, Мвар
1	Юрма – 1	7,7	2,2
2	Юрма – 2	26,2	7,7
3	Агидель (Т1)	3,3	1,1
4	Агидель (Т2)	1,54	0,44
5	Газовая (Т1)	14,3	4,4
6	Газовая (Т2)	19,8	8,8
7	Юго-Восточная (Т1)	1,65	0,44
8	Юго-Восточная (Т2)	7,7	2,75
9	Зимняя (Т1)	8,8	3,3
10	Зимняя (Т2)	11	3,3
11	Савеловская	13,2	4,4
12	Профсоюзная	14,3	5,5
13	Нагатинская	25,3	15,4
14	Чеховская	35,2	9,9

Продолжение таблицы 22

№	Диспетчерское наименование	P, МВт	Q, Мвар
15	Тверская	21,91	8,77
16	Курская	39,6	18,7
17	Окружная	43,82	19,72
18	Сухаревская	43,82	19,72

4.2 Загрузка трансформаторов в перспективной сети

Методика нахождения коэффициентов загрузки трансформаторов в нормальном и аварийном режимах была приведена в пункте 2.2. Аналогичным образом произведем анализ загрузки трансформаторов для перспективной сети. Результаты анализа приведены в таблице 23. Как мы видим, загрузка всех трансформаторов не превышает допустимые значения.

Таблица 23 – Загрузка трансформаторов перспективной сети.

№	Диспетчерское наименование	P, МВт	Q, Мвар	Кол-во	S _т , МВА	k _з , %	k _{ав} , %
1	Юрма – 1	7,7	2,2	2	16	25	50,1
2	Юрма – 2	26,2	7,7	2	25	54,6	109,2
3	Агидель (Т1)	3,3	1,1	1	16	21,7	31,7
4	Агидель (Т2)	1,54	0,44	1	16	10	31,7
5	Газовая (Т1)	14,3	4,4	1	40	37,4	91,4
6	Газовая (Т2)	19,8	8,8	1	40	54,2	91,4
7	Юго-Восточная (Т1)	1,65	0,44	1	10	17,1	98,8
8	Юго-Восточная (Т2)	7,7	2,75	1	10	81,8	98,8
9	Зимняя (Т1)	8,8	3,3	1	25	37,6	83,5
10	Зимняя (Т2)	11	3,3	1	25	45,9	83,5
11	Савеловская	13,2	4,4	2	16	43,5	87
12	Профсоюзная	14,3	5,5	2	25	30,6	61,3
13	Нагатинская	25,3	15,4	2	40	37	74
14	Чеховская	35,2	9,9	2	40	45,7	91,4
15	Тверская	21,91	8,77	2	21	56,2	112,4
16	Курская	39,6	18,7	2	40	54,7	109,5
17	Окружная	43,82	19,72	2	40	60,1	120,2
18	Сухаревская	43,82	19,72	2	40	60,1	120,2

Поскольку загрузка трансформаторов меньше предельно допустимой, замена трансформаторов не требуется

4.3 Режим максимальных нагрузок

Значения напряжения в узлах сети в данном режиме приведены в таблице 24.

Таблица 24 – Напряжения в узлах сети в максимальном режиме

№	Диспетчерское наименование	U _{ном} , кВ	U _{расч} , кВ	ΔU, %
1	Исток	110	113,54	3,21
2	ГРЭС	110	119,15	
3	Юрма – 1	110	112,9	2,64
4	Юрма – 2	110	112,58	2,35
5	Агидель (Т1)	110	113,27	2,97
6	Агидель (Т2)	110	113,33	3,03
7	Газовая (Т1)	110	112,72	2,47
8	Газовая (Т2)	110	112,8	2,55
9	Юго-Восточная (Т1)	110	112,8	2,55
10	Юго-Восточная (Т2)	110	112,96	2,69
11	Зимняя (Т1)	110	112,99	2,72
12	Зимняя (Т2)	110	113,14	2,85
13	Савеловская	110	113,22	2,93
14	Профсоюзная	110	113,85	3,5
15	Нагатинская	110	114,28	3,89
16	Чеховская	110	113,59	3,26
17	Тверская	110	116,51	5,92
18	Курская	110	115,27	4,79
19	Окружная	110	115,23	4,75
20	Сухаревская	110	116,35	5,77

В таблице 25 приведена токовая загрузка линий в рассматриваемом режиме.

Таблица 25 - Токовая загрузка ЛЭП в режиме максимальных нагрузок

№	Наименование линии	Марка провода	S, МВА	I, А	I _{доп} , А	к _{за} , %
1	Исток – Отпайка 1	АС-185/29	9,75+j5,66	58	510	11,37
2	Исток – Отпайка 2	АС-185/29	12,81+j7,11	75	510	14,7
3	Отпайка 1 – Агидель	АС-185/29	1,56+j0,42	8	510	1,57
4	Отпайка 2 - Агидель	АС-185/29	3,32+j1,08	18	510	3,52
5	Исток – Отпайка 3	АС-185/29	40,55+j12,14	216	510	45,32
6	Исток – Отпайка 4	АС-185/29	28,85+j11,13	158	510	30,98
7	Отпайка 1 – Отпайка 5	АС-185/29	8,31+j5,39	51	510	10
8	Отпайка 2 – Отпайка 6	АС-185/29	9,61+j6,15	58	510	11,37
9	Отпайка 4 – Юрма – 1	АС-185/29	7,7+j2,08	41	510	8,04
10	Отпайка 3 – Юрма – 2	АС-185/29	26,23+j7,66	140	510	27,45
11	Газовая – Отпайка 3	АС-185/29	14,31+j4,4	77	510	15,1
12	Отпайка 4 – Отпайка 7	АС-185/29	21,09+j9,12	118	510	23,14
13	Отпайка 7 - Газовая	АС-185/29	19,87+j8,8	111	510	21,76
14	Отпайка 7 – Юго-Восточная	АС-185/29	1,66+j0,37	9	510	1,76
15	Юго-Восточная – Отпайка 8	АС-185/29	7,71+j2,75	42	510	8,24
16	Отпайка 8 - Зимняя	АС-185/29	8,85+j3,28	48	510	9,41
17	Отпайка 8 – Отпайка 6	АС-185/29	16,23+j5,97	88	510	17,25
18	Зимняя – Отпайка 5	АС-185/29	11+j3,3	59	510	11,57

Продолжение таблицы 25

№	Наименование линии	Марка провода	S, МВА	I, А	I _{доп} , А	к _{за} , %
19	Отпайка 5 - Савеловская	АС-185/29	2,69-j2,32	19	510	3,73
20	Отпайка 6 – Савеловская	АС-185/29	6,61-j0,41	34	510	6,67
21	Савеловская - Профсоюзная	АС-150/24	12,86-j0,14	66	450	14,67
22	Профсоюзная - Нагатинская	АС-240/32	27,33+j4,22	140	610	22,95
23	Нагатинская - Центральная	АС-240/32	52,74+j19,41	284	610	46,58
24	Савеловская - Чеховская	АС-185/29	9,84+j1,02	50	510	9,8
25	Чеховская - Центральная	АС-240/32	45,21+j9,86	235	610	46,08
26	ГРЭС-Тверская	АС-120/19	55,94+j20,87	290	390	74,36
27	Тверская - Центральная	АС-120/19	33,42+j10,25	174	390	44,62
28	ГРЭС - Курская	АС-150/24	54,59+j21,23	285	450	63,33
29	Курская - Центральная	АС-150/24	13,97+j0,77	70	450	15,55
30	ГРЭС - Окружная	АС-185/29	57,31+j22,18	299	510	58,63
31	Окружная - Центральная	АС-185/29	12,4+j0,84	62	510	12,16
32	ГРЭС - Сухаревская	АС-240/32	72,16+j28,72	378	610	61,97
33	Сухаревская - Центральная	АС-240/32	27,16+j7,66	142	610	23,28

Как мы видим из таблицы 23, токовая нагрузка ЛЭП не выходит за допустимые пределы. Учитывая это, а также тот факт, что напряжения в узлах сети отличается менее чем на 10% от номинального, можно сделать вывод, что данный режим работы сети допустим. Потери на рассматриваемом участке сети без перераспределения потоков с помощью УПК составляют 4,425 МВт, с ними – 4,237 МВт.

4.4 Режим минимальных нагрузок

Расчет режима минимальных нагрузок производится для того, чтобы понять, не превышают ли напряжения в узлах сети установленных значений в летний период, когда часть нагрузок уменьшается. Поскольку нагрузки в перспективной сети больше чем в исходной, а минимальный режим исходной сети соответствует всем предъявляемым требованиям, то можно сделать вывод, что и минимальный режим перспективной сети также будет соответствовать этим требованиям.

4.5 Послеаварийные режимы

Для начала рассмотрим отключение линии «Центральная – Чеховская». В таблице 26 приведены данные о напряжениях в узлах сети в данном режиме, а в таблице 27 – нагрузке линий.

										Лист
										47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.02.2018.297.00. ПЗ					

Таблица 26 – Напряжение в узлах сети в первом послеаварийном режиме

№	Диспетчерское наименование	U _{ном} , кВ	U _{расч} , кВ	ΔU, %
1	Исток	110	107,43	2,34
2	ГРЭС	110	118,99	8,17
3	Юрма – 1	110	106,75	2,95
4	Юрма – 2	110	106,42	3,25
5	Агидель (Т1)	110	107,16	2,58
6	Агидель (Т2)	110	107,22	2,78
7	Газовая (Т1)	110	106,57	3,11
8	Газовая (Т2)	110	106,65	3,05
9	Юго-Восточная (Т1)	110	106,65	3,05
10	Юго-Восточная (Т2)	110	106,83	2,88
11	Зимняя (Т1)	110	106,86	2,85
12	Зимняя (Т2)	110	107,02	2,71
13	Савеловская	110	107,12	2,62
14	Профсоюзная	110	112,04	1,85
15	Нагатинская	110	113,6	3,27
16	Чеховская	110	104,99	4,55
17	Тверская	110	116,86	6,24
18	Курская	110	115,4	4,91
19	Окружная	110	115,23	4,75
20	Сухаревская	110	115,96	5,42

Таблица 27 - Токсовая загрузка ЛЭП в первом послеаварийном режиме

№	Наименование линии	Марка провода	S, МВА	I, А	I _{доп} , А	К _{за} , %
1	Исток – Отпайка 1	АС-185/29	9,43+j5,51	59	510	11,57
2	Исток – Отпайка 2	АС-185/29	12,6+j6,98	78	510	15,29
3	Отпайка 1 – Агидель	АС-185/29	1,54+j0,43	9	510	1,76
4	Отпайка 2 - Агидель	АС-185/29	3,3+j1,09	19	510	3,73
5	Исток – Отпайка 3	АС-185/29	40,7+j12,25	229	510	44,9
6	Исток – Отпайка 4	АС-185/29	29,23+j11,27	169	510	33,14
7	Отпайка 1 – Отпайка 5	АС-185/29	7,9+j5,24	51	510	10
8	Отпайка 2 – Отпайка 6	АС-185/29	9,3+j6,02	60	510	11,76
9	Отпайка 4 – Юрма – 1	АС-185/29	7,7+j2,09	43	510	8,43
10	Отпайка 3 – Юрма – 2	АС-185/29	26,23+j7,69	148	510	29,02
11	Газовая – Отпайка 3	АС-185/29	14,3+j4,4	81	510	15,88
12	Отпайка 4 – Отпайка 7	АС-185/29	21,44+j9,15	126	510	24,71
13	Отпайка 7 - Газовая	АС-185/29	19,8+j8,8	117	510	22,94
14	Отпайка 7 – Юго-Восточная	АС-185/29	1,65+j0,38	9	510	1,76
15	Юго-Восточная – Отпайка 8	АС-185/29	7,7+j2,75	44	510	8,63
16	Отпайка 8 - Зимняя	АС-185/29	8,8+j3,29	51	510	10
17	Отпайка 8 – Отпайка 6	АС-185/29	16,48+j5,98	95	510	18,63
18	Зимняя – Отпайка 5	АС-185/29	11+j3,3	62	510	12,16
19	Отпайка 5 - Савеловская	АС-185/29	3,1+j2,12	21	510	4,11
20	Отпайка 6 – Савеловская	АС-185/29	7,19+j0,18	39	510	7,65
21	Савеловская - Профсоюзная	АС-150/24	59,17+j12,07	325	450	72,22
22	Профсоюзная - Нагатинская	АС-240/32	75,44+j20,55	403	610	66,06
23	Нагатинская - Центральная	АС-240/32	101,33+j37,56	549	610	90

Продолжение таблицы 27

№	Наименование линии	Марка провода	S, МВА	I, А	I _{доп} , А	k _{за} , %
24	Савеловская - Чеховская	АС-185/29	35,63+j10,34	201	510	39,41
25	Чеховская - Центральная	АС-240/32	-	-	610	-
26	ГРЭС-Тверская	АС-120/19	69,65+j19,78	352	390	90,26
27	Тверская - Центральная	АС-120/19	46,83+j9,79	237	390	60,77
28	ГРЭС - Курская	АС-150/24	60,27+j21,9	312	450	69,33
29	Курская - Центральная	АС-150/24	19,42+j1,73	98	450	21,78
30	ГРЭС - Окружная	АС-185/29	53,27+j23,09	283	510	55,49
31	Окружная - Центральная	АС-185/29	8,48+j2,24	44	510	8,62
32	ГРЭС - Сухаревская	АС-240/32	56,81+j28,24	310	610	50,82
33	Сухаревская - Центральная	АС-240/32	12,27+j7,76	73	610	11,97

Как мы видим из таблицы 27, токовая нагрузка ЛЭП не выходит за допустимые пределы. Учитывая это, а также тот факт, что напряжения в узлах сети отличается менее чем на 10% от номинального, можно сделать вывод, что данный режим работы сети допустим.

Далее рассмотрим группу аварий, происходящих на участке между подстанциями «Центральная» и «ГРЭС».

В таблице 28 приведены уровни напряжения в сети, которые регистрируются в различных послеаварийных режимах. В таблицах 29 – 32 токовая нагрузка линий в данных послеаварийных режимах.

Таблица 28 – Уровни напряжения в узлах сети

Отключаемая линия			«ГРЭС – Тверская»	«ГРЭС – Курская»	«ГРЭС – Окружная»	«ГРЭС – Сухаревская»	ΔU _{max} , %
№	Диспетчерское наименование	U _{ном} , кВ	U _{расч} , кВ	U _{расч} , кВ	U _{расч} , кВ	U _{расч} , кВ	
1	Исток	110	113,54	113,54	113,54	113,54	3,21
2	ГРЭС	110	120,75	120,68	120,59	120,77	9,79
3	Юрма – 1	110	112,9	112,9	112,9	112,9	2,64
4	Юрма – 2	110	112,58	112,58	112,58	112,58	2,35
5	Агидель (Т1)	110	113,27	113,27	113,27	113,27	2,97
6	Агидель (Т2)	110	113,33	113,33	113,33	113,33	3,03
7	Газовая (Т1)	110	112,72	112,72	112,72	112,72	2,47
8	Газовая (Т2)	110	112,8	112,8	112,8	112,8	2,55
9	Юго-Восточная (Т1)	110	112,8	112,8	112,8	112,8	2,55
10	Юго-Восточная (Т2)	110	112,96	112,96	112,96	112,96	2,69
11	Зимняя (Т1)	110	112,99	112,99	112,99	112,99	2,72

Продолжение таблицы 28

Отключаемая линия			«ГРЭС – Тверская»	«ГРЭС – Курская»	«ГРЭС – Окружная»	«ГРЭС – Сухаревская»	$\Delta U_{\max}, \%$
№	Диспетчерское наименование	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$U_{\text{расч}}, \text{кВ}$	$U_{\text{расч}}, \text{кВ}$	$U_{\text{расч}}, \text{кВ}$	$U_{\text{расч}}, \text{кВ}$	
12	Зимняя (Т2)	110	113,14	113,14	113,14	113,14	2,85
13	Савеловская	110	113,22	113,22	113,22	113,22	2,93
14	Профсоюзная	110	113,85	113,85	113,85	113,85	3,5
15	Нагатинская	110	114,28	114,28	114,28	114,28	3,89
16	Чеховская	110	113,59	113,59	113,59	113,59	3,26
17	Тверская	110	113,89	117,83	117,78	117,89	7,17
18	Курская	110	115,97	113,6	115,93	115,99	5,45
19	Окружная	110	115,78	115,76	113,4	115,8	5,27
20	Сухаревская	110	116,92	116,89	116,84	112,05	6,29

Таблица 29 - Токовая нагрузка ЛЭП при отключении «ГРЭС – Тверская»

№	Наименование линии	Марка провода	S, МВА	I, А	$I_{\text{доп}}, \text{А}$	$k_{\text{за}}, \%$
1	Исток – Отпайка 1	АС-185/29	9,75+j5,66	58	510	11,37
2	Исток – Отпайка 2	АС-185/29	12,81+j7,11	75	510	14,7
3	Отпайка 1 – Агидель	АС-185/29	1,56+j0,42	8	510	1,57
4	Отпайка 2 - Агидель	АС-185/29	3,32+j1,08	18	510	3,52
5	Исток – Отпайка 3	АС-185/29	40,55+j12,14	216	510	45,32
6	Исток – Отпайка 4	АС-185/29	28,85+j11,13	158	510	30,98
7	Отпайка 1 – Отпайка 5	АС-185/29	8,31+j5,39	51	510	10
8	Отпайка 2 – Отпайка 6	АС-185/29	9,61+j6,15	58	510	11,37
9	Отпайка 4 – Юрма – 1	АС-185/29	7,7+j2,08	41	510	8,04
10	Отпайка 3 – Юрма – 2	АС-185/29	26,23+j7,66	140	510	27,45
11	Газовая – Отпайка 3	АС-185/29	14,31+j4,4	77	510	15,1
12	Отпайка 4 – Отпайка 7	АС-185/29	21,09+j9,12	118	510	23,14
13	Отпайка 7 - Газовая	АС-185/29	19,87+j8,8	111	510	21,76
14	Отпайка 7 – Юго-Восточная	АС-185/29	1,66+j0,37	9	510	1,76
15	Юго-Восточная – Отпайка 8	АС-185/29	7,71+j2,75	42	510	8,24
16	Отпайка 8 - Зимняя	АС-185/29	8,85+j3,28	48	510	9,41
17	Отпайка 8 – Отпайка 6	АС-185/29	16,23+j5,97	88	510	17,25
18	Зимняя – Отпайка 5	АС-185/29	11+j3,3	59	510	11,57
19	Отпайка 5 - Савеловская	АС-185/29	2,69-j2,32	19	510	3,73
20	Отпайка 6 – Савеловская	АС-185/29	6,61-j0,41	34	510	6,67
21	Савеловская - Профсоюзная	АС-150/24	12,86-j0,14	66	450	14,67
22	Профсоюзная - Нагатинская	АС-240/32	27,33+j4,22	140	610	22,95
23	Нагатинская - Центральная	АС-240/32	52,74+j19,41	284	610	46,58
24	Савеловская - Чеховская	АС-185/29	9,84+j1,02	50	510	9,8
25	Чеховская - Центральная	АС-240/32	45,21+j9,86	235	610	46,08
26	ГРЭС-Тверская	АС-120/19	-	-	390	-
27	Тверская - Центральная	АС-120/19	21,91+j8,77	120	390	30,77
28	ГРЭС - Курская	АС-150/24	87,66+j27,42	440	450	97,78
29	Курская - Центральная	АС-150/24	45,37+j4,31	229	450	50,89
30	ГРЭС - Окружная	АС-185/29	76,24+j29,83	391	510	76,67
31	Окружная - Центральная	АС-185/29	30,44+j6,38	393	510	77,06

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

13.04.02.2018.297.00. ПЗ

Лист

50

Продолжение таблицы 29

№	Наименование линии	Марка провода	S, МВА	I, А	I _{доп} , А	k _{за} , %
32	ГРЭС - Сухаревская	АС-240/32	76,11+j35,75	404	610	66,23
33	Сухаревская - Центральная	АС-240/32	30,89+j12,97	168	610	27,54

Таблица 30 - Токовая загрузка ЛЭП при отключении «ГРЭС – Курская»

№	Наименование линии	Марка провода	S, МВА	I, А	I _{доп} , А	k _{за} , %
1	Исток – Отпайка 1	АС-185/29	9,75+j5,66	58	510	11,37
2	Исток – Отпайка 2	АС-185/29	12,81+j7,11	75	510	14,7
3	Отпайка 1 – Агидель	АС-185/29	1,56+j0,42	8	510	1,57
4	Отпайка 2 - Агидель	АС-185/29	3,32+j1,08	18	510	3,52
5	Исток – Отпайка 3	АС-185/29	40,55+j12,14	216	510	45,32
6	Исток – Отпайка 4	АС-185/29	28,85+j11,13	158	510	30,98
7	Отпайка 1 – Отпайка 5	АС-185/29	8,31+j5,39	51	510	10
8	Отпайка 2 – Отпайка 6	АС-185/29	9,61+j6,15	58	510	11,37
9	Отпайка 4 – Юрма – 1	АС-185/29	7,7+j2,08	41	510	8,04
10	Отпайка 3 – Юрма – 2	АС-185/29	26,23+j7,66	140	510	27,45
11	Газовая – Отпайка 3	АС-185/29	14,31+j4,4	77	510	15,1
12	Отпайка 4 – Отпайка 7	АС-185/29	21,09+j9,12	118	510	23,14
13	Отпайка 7 - Газовая	АС-185/29	19,87+j8,8	111	510	21,76
14	Отпайка 7 – Юго-Восточная	АС-185/29	1,66+j0,37	9	510	1,76
15	Юго-Восточная – Отпайка 8	АС-185/29	7,71+j2,75	42	510	8,24
16	Отпайка 8 - Зимняя	АС-185/29	8,85+j3,28	48	510	9,41
17	Отпайка 8 – Отпайка 6	АС-185/29	16,23+j5,97	88	510	17,25
18	Зимняя – Отпайка 5	АС-185/29	11+j3,3	59	510	11,57
19	Отпайка 5 - Савеловская	АС-185/29	2,69-j2,32	19	510	3,73
20	Отпайка 6 – Савеловская	АС-185/29	6,61-j0,41	34	510	6,67
21	Савеловская - Профсоюзная	АС-150/24	12,86-j0,14	66	450	14,67
22	Профсоюзная - Нагатинская	АС-240/32	27,33+j4,22	140	610	22,95
23	Нагатинская - Центральная	АС-240/32	52,74+j19,41	284	610	46,58
24	Савеловская - Чеховская	АС-185/29	9,84+j1,02	50	510	9,8
25	Чеховская - Центральная	АС-240/32	45,21+j9,86	235	610	46,08
27	Тверская - Центральная	АС-120/19	72,73+j14,87	364	390	93,33
28	ГРЭС - Курская	АС-150/24	-	-	450	-
29	Курская - Центральная	АС-150/24	39,9+j18,97	223	450	49,56
30	ГРЭС - Окружная	АС-185/29	71,61+j30,68	375	510	73,53
31	Окружная - Центральная	АС-185/29	26,02+j7,76	136	510	26,67
32	ГРЭС - Сухаревская	АС-240/32	72,07+j36,13	387	610	63,44
33	Сухаревская - Центральная	АС-240/32	26,99+j13,82	152	610	24,92

Таблица 31 - Токовая загрузка ЛЭП при отключении «ГРЭС – Окружная»

№	Наименование линии	Марка провода	S, МВА	I, А	I _{доп} , А	k _{за} , %
1	Исток – Отпайка 1	АС-185/29	9,75+j5,66	58	510	11,37
2	Исток – Отпайка 2	АС-185/29	12,81+j7,11	75	510	14,7
3	Отпайка 1 – Агидель	АС-185/29	1,56+j0,42	8	510	1,57
4	Отпайка 2 - Агидель	АС-185/29	3,32+j1,08	18	510	3,52

Продолжение таблицы 31

№	Наименование линии	Марка провода	S, МВА	I, А	I _{доп} , А	к _{за} , %
5	Исток – Отпайка 3	АС-185/29	40,55+j12,14	216	510	45,32
6	Исток – Отпайка 4	АС-185/29	28,85+j11,13	158	510	30,98
7	Отпайка 1 – Отпайка 5	АС-185/29	8,31+j5,39	51	510	10
8	Отпайка 2 – Отпайка 6	АС-185/29	9,61+j6,15	58	510	11,37
9	Отпайка 4 – Юрма – 1	АС-185/29	7,7+j2,08	41	510	8,04
10	Отпайка 3 – Юрма – 2	АС-185/29	26,23+j7,66	140	510	27,45
11	Газовая – Отпайка 3	АС-185/29	14,31+j4,4	77	510	15,1
12	Отпайка 4 – Отпайка 7	АС-185/29	21,09+j9,12	118	510	23,14
13	Отпайка 7 - Газовая	АС-185/29	19,87+j8,8	111	510	21,76
14	Отпайка 7 – Юго-Восточная	АС-185/29	1,66+j0,37	9	510	1,76
15	Юго-Восточная – Отпайка 8	АС-185/29	7,71+j2,75	42	510	8,24
16	Отпайка 8 - Зимняя	АС-185/29	8,85+j3,28	48	510	9,41
17	Отпайка 8 – Отпайка 6	АС-185/29	16,23+j5,97	88	510	17,25
18	Зимняя – Отпайка 5	АС-185/29	11+j3,3	59	510	11,57
19	Отпайка 5 - Савеловская	АС-185/29	2,69-j2,32	19	510	3,73
20	Отпайка 6 – Савеловская	АС-185/29	6,61-j0,41	34	510	6,67
21	Савеловская - Профсоюзная	АС-150/24	12,86-j0,14	66	450	14,67
22	Профсоюзная - Нагатинская	АС-240/32	27,33+j4,22	140	610	22,95
23	Нагатинская - Центральная	АС-240/32	52,74+j19,41	284	610	46,58
24	Савеловская - Чеховская	АС-185/29	9,84+j1,02	50	510	9,8
25	Чеховская - Центральная	АС-240/32	45,21+j9,86	235	610	46,08
26	ГРЭС-Тверская	АС-120/19	92,01+j27,29	460	390	117,9
27	Тверская - Центральная	АС-120/19	68,55+j16,19	346	390	88,71
28	ГРЭС - Курская	АС-150/24	78,68+j29,56	404	450	89,78
29	Курская - Центральная	АС-150/24	36,87+j7,43	189	450	42
30	ГРЭС - Окружная	АС-185/29	-	-	510	-
31	Окружная - Центральная	АС-185/29	44,16+j20,18	245	510	48,04
32	ГРЭС - Сухаревская	АС-240/32	69,31+j36,15	376	610	61,64
33	Сухаревская - Центральная	АС-240/32	24,32+j14,15	141	610	23,11

Таблица 32 - Токовая нагрузка ЛЭП при отключении «ГРЭС – Сухаревская»

№	Наименование линии	Марка провода	S, МВА	I, А	I _{доп} , А	к _{за} , %
1	Исток – Отпайка 1	АС-185/29	9,75+j5,66	58	510	11,37
2	Исток – Отпайка 2	АС-185/29	12,81+j7,11	75	510	14,7
3	Отпайка 1 – Агидель	АС-185/29	1,56+j0,42	8	510	1,57
4	Отпайка 2 - Агидель	АС-185/29	3,32+j1,08	18	510	3,52
5	Исток – Отпайка 3	АС-185/29	40,55+j12,14	216	510	45,32
6	Исток – Отпайка 4	АС-185/29	28,85+j11,13	158	510	30,98
7	Отпайка 1 – Отпайка 5	АС-185/29	8,31+j5,39	51	510	10
8	Отпайка 2 – Отпайка 6	АС-185/29	9,61+j6,15	58	510	11,37
9	Отпайка 4 – Юрма – 1	АС-185/29	7,7+j2,08	41	510	8,04
10	Отпайка 3 – Юрма – 2	АС-185/29	26,23+j7,66	140	510	27,45
11	Газовая – Отпайка 3	АС-185/29	14,31+j4,4	77	510	15,1
12	Отпайка 4 – Отпайка 7	АС-185/29	21,09+j9,12	118	510	23,14
13	Отпайка 7 - Газовая	АС-185/29	19,87+j8,8	111	510	21,76

Продолжение таблицы 32

№	Наименование линии	Марка провода	S, МВА	I, А	I _{доп} , А	k _{за} , %
14	Отпайка 7 – Юго-Восточная	АС-185/29	1,66+j0,37	9	510	1,76
15	Юго-Восточная – Отпайка 8	АС-185/29	7,71+j2,75	42	510	8,24
16	Отпайка 8 - Зимняя	АС-185/29	8,85+j3,28	48	510	9,41
17	Отпайка 8 – Отпайка 6	АС-185/29	16,23+j5,97	88	510	17,25
18	Зимняя – Отпайка 5	АС-185/29	11+j3,3	59	510	11,57
19	Отпайка 5 - Савеловская	АС-185/29	2,69-j2,32	19	510	3,73
20	Отпайка 6 – Савеловская	АС-185/29	6,61-j0,41	34	510	6,67
21	Савеловская - Профсоюзная	АС-150/24	12,86-j0,14	66	450	14,67
22	Профсоюзная - Нагатинская	АС-240/32	27,33+j4,22	140	610	22,95
23	Нагатинская - Центральная	АС-240/32	52,74+j19,41	284	610	46,58
24	Савеловская - Чеховская	АС-185/29	9,84+j1,02	50	510	9,8
25	Чеховская - Центральная	АС-240/32	45,21+j9,86	235	610	46,08
26	ГРЭС-Тверская	АС-120/19	92,48+j29,29	464	390	119
27	Тверская - Центральная	АС-120/19	68,99+j18,14	350	390	89,74
28	ГРЭС - Курская	АС-150/24	78,97+j31,26	407	450	90,44
29	Курская - Центральная	АС-150/24	37,12+j9,05	192	450	42,67
30	ГРЭС - Окружная	АС-185/29	68,56+j32,45	365	510	71,57
31	Окружная - Центральная	АС-185/29	23,07+j9,8	126	510	24,71
32	ГРЭС - Сухаревская	АС-240/32	-	-	610	-
33	Сухаревская - Центральная	АС-240/32	44,36+j20,66	248	610	40,66

Как мы видим из таблиц 30-32, аварии на линиях «ГРЭС – Курская», «ГРЭС – Окружная» и «ГРЭС – Сухаревская» приводит к протеканию недопустимых по условию нагрева токов. Для решения возникающей проблемы воспользуемся программой для нахождения сопротивлений УПК с целью перераспределение потоков мощности.

В таблице 33 приведены уровни напряжения в сети при аварии на линии «ГРЭС – Курская» и перераспределении потоков мощности.

Таблица 33 – Напряжения в узлах сети в максимальном режиме

№	Диспетчерское наименование	U _{ном} , кВ	U _{расч} , кВ	ΔU, %
1	Исток	110	113,54	3,21
2	ГРЭС	110	119,9	9
3	Юрма – 1	110	112,9	2,64
4	Юрма – 2	110	112,58	2,35
5	Агидель (Т1)	110	113,27	2,97
6	Агидель (Т2)	110	113,33	3,03
7	Газовая (Т1)	110	112,72	2,47
8	Газовая (Т2)	110	112,8	2,55
9	Юго-Восточная (Т1)	110	112,8	2,55
10	Юго-Восточная (Т2)	110	112,96	2,69
11	Зимняя (Т1)	110	112,99	2,72

Продолжение таблицы 33

№	Диспетчерское наименование	U _{ном} , кВ	U _{расч} , кВ	ΔU, %
12	Зимняя (Т2)	110	113,14	2,85
13	Савеловская	110	113,22	2,93
14	Профсоюзная	110	113,85	3,5
15	Нагатинская	110	114,28	3,89
16	Чеховская	110	113,59	3,26
17	Тверская	110	117,4	6,73
18	Курская	110	113,6	3,27
19	Окружная	110	115,81	5,28
20	Сухаревская	110	117,47	6,79

В таблице 34 приведена токовая загрузка ЛЭП в рассматриваемом режиме.

Таблица 34 - Токсовая загрузка ЛЭП при отключении «ГРЭС – Курская»

№	Наименование линии	Марка провода	S, МВА	I, А	I _{доп} , А	К _{за} , %
1	Исток – Отпайка 1	АС-185/29	9,75+j5,66	58	510	11,37
2	Исток – Отпайка 2	АС-185/29	12,81+j7,11	75	510	14,7
3	Отпайка 1 – Агидель	АС-185/29	1,56+j0,42	8	510	1,57
4	Отпайка 2 - Агидель	АС-185/29	3,32+j1,08	18	510	3,52
5	Исток – Отпайка 3	АС-185/29	40,55+j12,14	216	510	45,32
6	Исток – Отпайка 4	АС-185/29	28,85+j11,13	158	510	30,98
7	Отпайка 1 – Отпайка 5	АС-185/29	8,31+j5,39	51	510	10
8	Отпайка 2 – Отпайка 6	АС-185/29	9,61+j6,15	58	510	11,37
9	Отпайка 4 – Юрма – 1	АС-185/29	7,7+j2,08	41	510	8,04
10	Отпайка 3 – Юрма – 2	АС-185/29	26,23+j7,66	140	510	27,45
11	Газовая – Отпайка 3	АС-185/29	14,31+j4,4	77	510	15,1
12	Отпайка 4 – Отпайка 7	АС-185/29	21,09+j9,12	118	510	23,14
13	Отпайка 7 - Газовая	АС-185/29	19,87+j8,8	111	510	21,76
14	Отпайка 7 – Юго-Восточная	АС-185/29	1,66+j0,37	9	510	1,76
15	Юго-Восточная – Отпайка 8	АС-185/29	7,71+j2,75	42	510	8,24
16	Отпайка 8 - Зимняя	АС-185/29	8,85+j3,28	48	510	9,41
17	Отпайка 8 – Отпайка 6	АС-185/29	16,23+j5,97	88	510	17,25
18	Зимняя – Отпайка 5	АС-185/29	11+j3,3	59	510	11,57
19	Отпайка 5 - Савеловская	АС-185/29	2,69-j2,32	19	510	3,73
20	Отпайка 6 – Савеловская	АС-185/29	6,61-j0,41	34	510	6,67
21	Савеловская - Профсоюзная	АС-150/24	12,86-j0,14	66	450	14,67
22	Профсоюзная - Нагатинская	АС-240/32	27,33+j4,22	140	610	22,95
23	Нагатинская - Центральная	АС-240/32	52,74+j19,41	284	610	46,58
24	Савеловская - Чеховская	АС-185/29	9,84+j1,02	50	510	9,8
25	Чеховская - Центральная	АС-240/32	45,21+j9,86	235	610	46,08
26	ГРЭС-Тверская	АС-120/19	75,76+j27,4	389	390	99,74
27	Тверская - Центральная	АС-120/19	52,75+j17,07	273	390	70
28	ГРЭС - Курская	АС-150/24	-	-	450	-
29	Курская - Центральная	АС-150/24	39,9+j18,97	223	450	49,56
30	ГРЭС - Окружная	АС-185/29	74,98+j29,28	389	510	76,27
31	Окружная - Центральная	АС-185/29	29,22+j7,61	152	510	29,8
32	ГРЭС - Сухаревская	АС-240/32	89,26+j36,32	465	610	76,23
33	Сухаревская - Центральная	АС-240/32	43,44+j15,3	231	610	37,87

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

13.04.02.2018.297.00. ПЗ

Лист

54

Как мы видим из таблицы 34, токовая нагрузка всех линий не выходит за допустимые пределы. Для обеспечения заданного режима сопротивления УПК должны быть равны: $x_1=0$, $x_2=0$, $x_3=-3,68$ Ом, $x_4=-5,89$ Ом.

В остальных послеаварийных режимах превышение допустимых токов также ликвидируется с помощью разработанной программы.

5 Исследование перенапряжений в кабельных сетях при замыканиях на землю

На сегодняшний день однофазные замыкания на землю является одним из распространенных видов повреждений в кабельных сетях [3]. Возникающие в результате переходного электромагнитного процесса перенапряжения отрицательным образом воздействуют на изоляцию кабелей, многие из которых находятся в эксплуатации значительно больше своего нормативного срока службы. В связи с этим остро встает вопрос о количественном анализе возникающих в сетях перенапряжений: их кратности, длительности и о координатах их максимальных значений.

Поскольку отдельные участки городской кабельной сети зачастую состоят из кабелей разных сечений, с разными видами изоляции, находящимися в эксплуатации разное время, а также рассчитанные на разные номинальные напряжения, то на этих участках существует множество точек, в которых меняется однородность сети. Возникновение в данных точках обратных волн, движущихся в обратную сторону, к точке возникновения первоначальной волны, а также относительно небольшие длины линий, значительно затрудняют ручной расчет волновых процессов в кабельных сетях. В связи с этим использование компьютерного моделирования для анализа происходящих в кабельных сетях переходных процессов является наиболее оптимальным вариантом. Одной из самых распространённых программ, позволяющей моделировать электромагнитные переходные процессы, является ATPDraw [4], которую можно использовать для определения количественных параметров перенапряжений в кабельных сетях.

					13.04.02.2018.297.00. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

5.1 Исходные данные

В качестве объекта исследования рассматривалась схема кабельной сети номинальным напряжением 10 кВ, приведенная на рисунке 10.

Для моделирования системы бесконечной мощности использовался элемент «АС-3ph. Type 14», с фазным напряжением $110/\sqrt{3}$ кВ. Линия электропередач представлена с помощью компонента «LINEZT_1», для которого были заданы погонное активное сопротивление $r_0=0,159$ Ом/км, волновое сопротивление $Z_B=417,52$ Ом, длина $l=25$ км, а также скорость распространения электромагнитной волны в проводнике $v=3\cdot 10^8$ м/с. Трансформатор, представленный на рисунке 1, в программе был смоделирован Г-образной схемой замещения: активное сопротивление $r_T=0,37$ Ом представлено элементом «Resistor», индуктивное сопротивление $x_T=12,3$ Ом – элементом «IND_RP», шунт проводимости $b_T=4,7\cdot 10^{-5}$ См – элементом «IND_RP», входная емкость трансформатора $C_T=0,0015$ мкФ – элементом «CAP_RS», а коэффициент трансформации $k_T=11$ с помощью элемента «TRAFO_13».

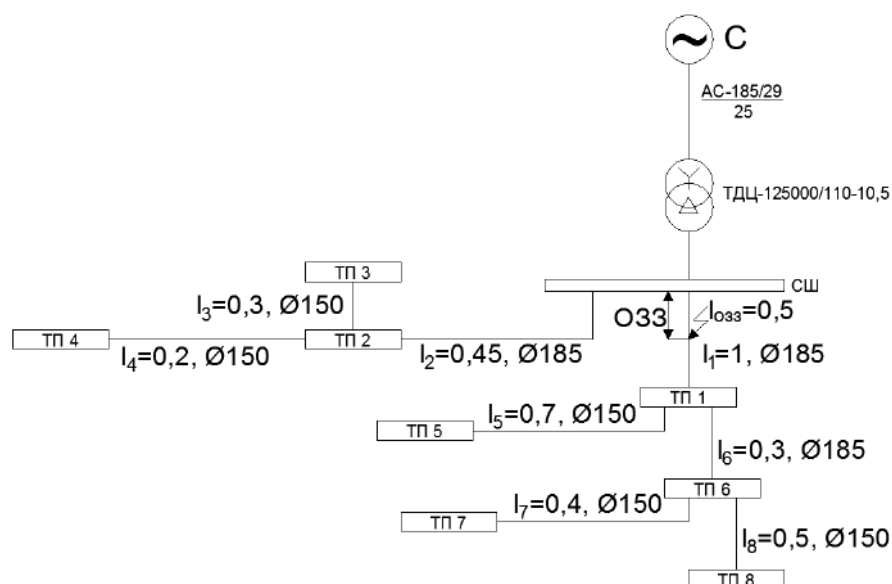


Рисунок 10 – Схема исследуемой электрической сети

Моделирование каждой из жил кабельных линий 1-8 осуществлялось элементом «LINEZT_1», для которых были заданы погонное активное

						Лист
					13.04.02.2018.297.00. ПЗ	56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

сопротивление r_0 , волновое сопротивление Z_B , соответствующая длина КЛ, а также скорость распространения электромагнитной волны в ней $v_{КЛ}$. Значения перечисленных выше параметров для кабелей различных сечений приведены в таблице 35.

Следует отметить, что волновое сопротивление Z_B было рассчитано по формуле $Z_B = \sqrt{\frac{L_0}{C_0}}$. При этом C_0 было найдено с учетом емкостей между жилами кабеля и между жилами и оболочкой. Процесс преобразования расчетной схемы для нахождения погонной емкости C_0 показан на рисунке 11. Рассмотрим для примера нахождение погонной емкости для кабеля сечением 185 мм². Значения $C_{\text{лин.тр}}=0,07074$ мкФ/км и $C_{\text{ф}}=0,262$ мкФ/км взяты из [5].

$$C_{\text{лин.зв}} = 3 \cdot C_{\text{лин.тр}} = 3 \cdot 0,07074 = 0,212 \text{ мкФ / км};$$

$$C_0 = \frac{\frac{1}{C_{\text{лин.зв}}} + \frac{1}{C_{\text{ф}}}}{\frac{1}{C_{\text{лин.зв}} \cdot C_{\text{ф}}}} = \frac{\frac{1}{0,212} + \frac{1}{0,262}}{\frac{1}{0,212 \cdot 0,262}} = 0,474 \text{ мкФ / км};$$

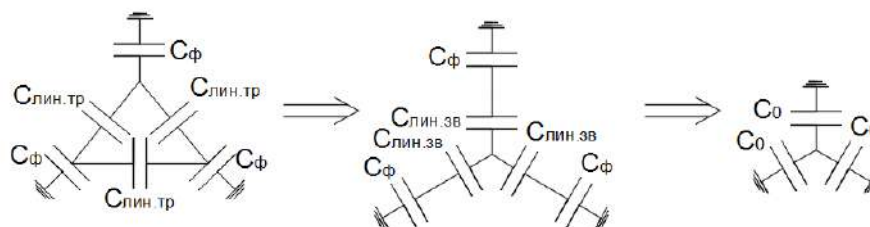


Рисунок 11 – Процесс преобразование расчетной схемы

Таблица 35 – Параметры кабелей [5]

Сечение, мм ²	r_0 , Ом/км	Z_B , Ом	V , м/с·10 ⁸
240	0,1398	21,259	0,89
185	0,1813	22,73	0,9277
150	0,2234	24,138	0,9617
120	0,2796	25,738	0,9984

К трансформаторным подстанциям под номерами 3, 4, 5, 7 и 8 была подключена нагрузка, каждая из фаз которой была представлена последовательно соединенными активным сопротивлением $r_H=102,365$ Ом и индуктивностью $L_H=130$ мГн.

Моделирование однофазного замыкания на землю (ОЗЗ), осуществлялось с помощью элемента «Switch time controlled», замыкающую фазу А кабеля №1 на землю, в момент времени $t_{\text{озз}}=0,01$ с, когда напряжения на этой фазе достигает по модулю своего максимального значения.

На рисунке 12 приведен фрагмент модели составленной в программе ATPDraw. Для нахождения значения напряжений в разных точках кабеля, было принято решение моделировать линию с помощью участков одинаковой длины, на концах которых установлены вольтметры.

В процессе моделирования сети, нами были приняты следующие допущения:

1) В данном случае выбор используемых сечений кабелей не был обоснован с помощью проверки на протекание длительно допустимых токов и с помощью допустимого падения напряжения на них.

2) Поскольку дуговое замыкание носит случайный характер, зависящий от многих факторов, то при моделировании сопротивления дуги было принято допущение о постоянстве ее длины;

3) Загорание дуги происходило при максимальном напряжении, прикладываемом к фазе А, а гасла она в первый момент перехода протекающего по ней тока через ноль.

С помощью программного комплекса ATPDraw, нами были рассмотрены вопросы распределения величин перенапряжений по длине линий в зависимости от используемых в сети сечений кабелей, вопрос выбора оптимальных, с точки зрения возникающих перенапряжений, сечений, а также различные способы защиты от возникающих перенапряжений при замыканиях в сетях и их эффективность.

					13.04.02.2018.297.00. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

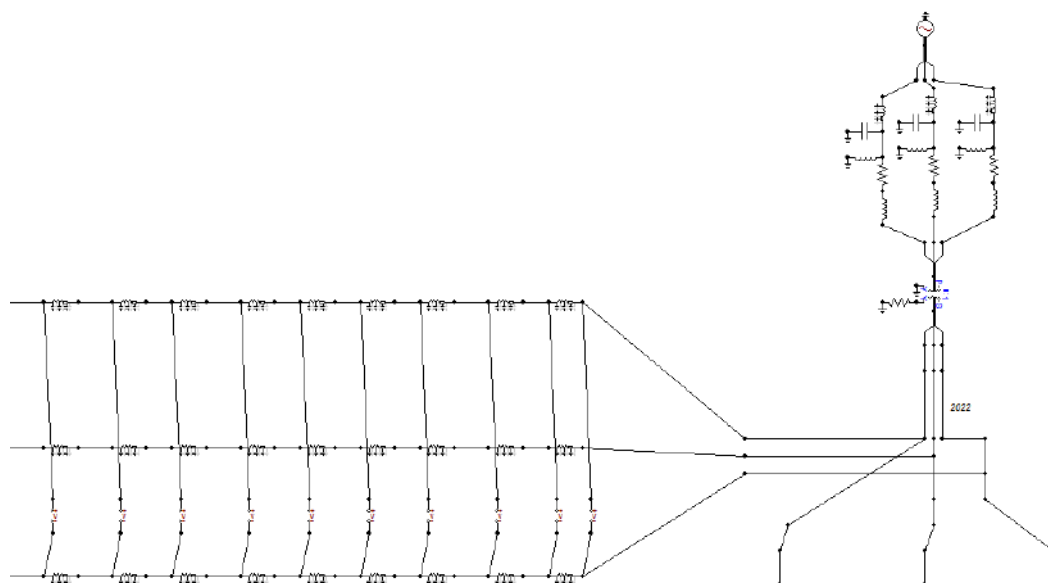


Рисунок 12 – Фрагмент модели сети, составленный в программе ATPDraw

5.2 Исследование распределения величины максимального перенапряжения вдоль кабеля

Рассмотрим распределение величин максимальных перенапряжений по длине кабельных линий. При этом кроме схемы, изображенной на рисунке 10, были рассмотрены еще два варианта сети:

- Кабельная линия между трансформаторными подстанциями ТП1 и ТП6 выполнена кабелем с сечением 120 мм^2 ;
- Кабельная линия между трансформаторными подстанциями ТП1 и ТП6 выполнена кабелем с сечением 120 мм^2 , а также кабельная линия между ТП6 и ТП7 выполнена кабелем с сечением 120 мм^2 .

Полученные в результате компьютерного моделирования значения максимальных линейных перенапряжений на каждом из участков кабельной сети для линий №1-8 представлены в таблицах 36-43.

Таблица 36 – Значения максимальных линейных напряжений на линии №1.

Вариант 1				Вариант 2				Вариант 3			
U _{AB} , кВ	U _{BC} , кВ	U _{AC} , кВ	L, м	U _{AB} , кВ	U _{BC} , кВ	U _{AC} , кВ	L, м	U _{AB} , кВ	U _{BC} , кВ	U _{AC} , кВ	L, м
16156	10000	17453	0	16117	10000	17288	0	16193	10000	17036	0
16569	10000	17623	50	16603	10000	17422	50	16614	10000	17162	50
15844	10000	17473	100	15881	10000	17636	100	15942	10000	17581	100
15885	10000	17776	150	16035	10000	17926	150	16026	10000	17917	150

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

Продолжение таблицы 36

Вариант 1				Вариант 2				Вариант 3			
U _{AB} , кВ	U _{BC} , кВ	U _{AC} , кВ	L, м	U _{AB} , кВ	U _{BC} , кВ	U _{AC} , кВ	L, м	U _{AB} , кВ	U _{BC} , кВ	U _{AC} , кВ	L, м
15740	10000	17210	200	15670	10000	17373	200	15735	10000	17541	200
15296	10000	16597	250	15356	10000	16833	250	15410	10000	16912	250
15380	10000	16965	300	15396	10000	17061	300	15466	10000	16899	300
14797	10000	16521	350	14817	10000	16637	350	14845	10000	16504	350
14438	10000	15857	400	14417	10000	15862	400	14412	10000	15864	400
14305	10000	15202	450	14283	10000	15825	450	14262	10000	15226	450
12045	10000	14614	500	12052	10000	14698	500	12032	10000	14744	500
14169	10000	15360	550	13812	10000	15147	550	14263	10000	15298	550
14974	10000	16247	600	15281	10000	15736	600	15262	10000	16076	600
16568	10000	17024	650	16462	10000	16913	650	16694	10000	17141	650
17176	10000	17634	700	17807	10000	18260	700	17297	10000	17749	700
17793	10000	18251	750	18839	10000	19292	750	18824	10000	19274	750
17889	10000	18346	800	19130	10000	19581	800	18698	10000	19149	800
17771	10000	18225	850	18428	10000	18878	850	18223	10000	18671	850
17518	10000	17979	900	18571	10000	19019	900	18189	10000	18644	900
17987	10000	18438	950	19027	10000	19474	950	18214	10000	18670	950
18086	10000	18579	1000	18602	10000	19046	1000	18520	10000	18963	1000

Таблица 37 – Значения максимальных линейных напряжений на линии №2

Вариант 1				Вариант 2				Вариант 3			
U _{AB} , кВ	U _{BC} , кВ	U _{AC} , кВ	L, м	U _{AB} , кВ	U _{BC} , кВ	U _{AC} , кВ	L, м	U _{AB} , кВ	U _{BC} , кВ	U _{AC} , кВ	L, м
16156	10000	17453	0	16117	10000	17288	0	16193	10000	17036	0
16273	10000	17212	50	16263	10000	17008	50	16354	10000	16994	50
16434	10000	17213	100	16384	10000	17514	100	16471	10000	17316	100
17106	10000	17743	150	17094	10000	17717	150	17158	10000	17769	150
17319	10000	18316	200	17311	10000	18254	200	17374	10000	18160	200
18151	10000	18654	250	18120	10000	18624	250	18168	10000	18672	250
18163	10000	18655	300	18144	10000	18648	300	18176	10000	18680	300
17805	10000	18486	350	17738	10000	18419	350	17714	10000	18395	350
17182	10000	17709	400	17159	10000	17691	400	17142	10000	17786	400
16780	10000	17937	450	16705	10000	17907	450	16698	10000	17929	450

Таблица 38 – Значения максимальных линейных напряжений на линии №3

Вариант 1				Вариант 2				Вариант 3			
U _{AB} , кВ	U _{BC} , кВ	U _{AC} , кВ	L, м	U _{AB} , кВ	U _{BC} , кВ	U _{AC} , кВ	L, м	U _{AB} , кВ	U _{BC} , кВ	U _{AC} , кВ	L, м
16780	10000	17937	0	16705	10000	17907	0	16698	10000	17929	0
17525	10000	18218	50	17472	10000	18165	50	17529	10000	18221	50
18390	10000	19078	100	18303	10000	18993	100	18374	10000	19064	100
18753	10000	19444	150	18663	10000	19355	150	18764	10000	19454	150

Продолжение таблицы 38

Вариант 1				Вариант 2				Вариант 3			
U _{AB} , кВ	U _{BC} , кВ	U _{AC} , кВ	L, м	U _{AB} , кВ	U _{BC} , кВ	U _{AC} , кВ	L, м	U _{AB} , кВ	U _{BC} , кВ	U _{AC} , кВ	L, м
19180	10000	20045	200	19191	10000	20056	200	19290	10000	20155	200
19105	10000	19968	250	19096	10000	19959	250	19243	10000	20106	250
19586	10000	20448	300	19555	10000	20416	300	19718	10000	20580	300

Таблица 39 – Значения максимальных линейных напряжений на линии №4

Вариант 1				Вариант 2				Вариант 3			
U _{AB} , кВ	U _{BC} , кВ	U _{AC} , кВ	L, м	U _{AB} , кВ	U _{BC} , кВ	U _{AC} , кВ	L, м	U _{AB} , кВ	U _{BC} , кВ	U _{AC} , кВ	L, м
16780	10000	17937	0	16705	10000	17907	0	16698	10000	17929	0
17543	10000	18386	50	17476	10000	18369	50	17503	10000	18381	50
18186	10000	18880	100	18134	10000	18828	100	18169	10000	18863	100
18231	10000	19390	150	18267	10000	19382	150	18287	10000	19375	150
18977	10000	19660	200	19019	10000	19651	200	19042	10000	19646	200

Таблица 40 – Значения максимальных линейных напряжений на линии №5

Вариант 1				Вариант 2				Вариант 3			
U _{AB} , кВ	U _{BC} , кВ	U _{AC} , кВ	L, м	U _{AB} , кВ	U _{BC} , кВ	U _{AC} , кВ	L, м	U _{AB} , кВ	U _{BC} , кВ	U _{AC} , кВ	L, м
18086	10000	18579	0	18602	10000	19046	0	18520	10000	18963	0
17458	10000	18675	50	17730	10000	18306	50	18241	10000	18977	50
17899	10000	18725	100	17966	10000	18419	100	17683	10000	19129	100
18025	10000	18855	150	17575	10000	18431	150	17618	10000	18654	150
17688	10000	18691	200	18088	10000	18737	200	17807	10000	18677	200
17236	10000	18547	250	17975	10000	18880	250	18650	10000	19084	250
16995	10000	18500	300	18205	10000	18640	300	18967	10000	19402	300
17154	10000	18665	350	18077	10000	18509	350	18318	10000	19039	350
17677	10000	18897	400	17981	10000	18472	400	18009	10000	18884	400
18008	10000	19128	450	18679	10000	19109	450	18251	10000	19050	450
18530	10000	18961	500	19566	10000	19994	500	19378	10000	19804	500
18397	10000	19716	550	18948	10000	19376	550	19298	10000	19723	550
18482	10000	20326	600	18271	10000	19749	600	18791	10000	19805	600
18952	10000	20798	650	19221	10000	20048	650	19563	10000	20247	650
19100	10000	20945	700	20314	10000	20735	700	20191	10000	20761	700

Таблица 41 – Значения максимальных линейных напряжений на линии №6

Вариант 1				Вариант 2				Вариант 3			
U _{AB} , кВ	U _{BC} , кВ	U _{AC} , кВ	L, м	U _{AB} , кВ	U _{BC} , кВ	U _{AC} , кВ	L, м	U _{AB} , кВ	U _{BC} , кВ	U _{AC} , кВ	L, м
18086	10000	18578	0	18602	10000	19046	0	18520	10000	18963	0
18254	10000	18734	50	17939	10000	18411	50	17996	10000	18443	50
17978	10000	19242	100	18127	10000	18592	100	18156	10000	18674	100

Продолжение таблицы 41

Вариант 1				Вариант 2				Вариант 3			
U _{AB} , кВ	U _{BC} , кВ	U _{AC} , кВ	L, м	U _{AB} , кВ	U _{BC} , кВ	U _{AC} , кВ	L, м	U _{AB} , кВ	U _{BC} , кВ	U _{AC} , кВ	L, м
18867	10000	19333	150	18743	10000	19205	150	18376	10000	19043	150
18720	10000	19186	200	18908	10000	19371	200	18884	10000	19348	200
19285	10000	19754	250	19149	10000	19613	250	19258	10000	19721	250
19609	10000	20080	300	18798	10000	19265	300	19099	10000	19562	300

Таблица 42 – Значения максимальных линейных напряжений на линии №7

Вариант 1				Вариант 2				Вариант 3			
U _{AB} , кВ	U _{BC} , кВ	U _{AC} , кВ	L, м	U _{AB} , кВ	U _{BC} , кВ	U _{AC} , кВ	L, м	U _{AB} , кВ	U _{BC} , кВ	U _{AC} , кВ	L, м
19609	10000	20080	0	18798	10000	19265	0	19099	10000	19562	0
19287	10000	19756	50	18868	10000	19331	50	19228	10000	19689	50
19324	10000	19789	100	19184	10000	19645	100	19145	10000	19169	100
19904	10000	20370	150	19650	10000	20125	150	19842	10000	20300	150
20062	10000	20539	200	20033	10000	20509	200	20047	10000	20518	200
20193	10000	20671	250	20303	10000	20777	250	20240	10000	20709	250
19864	10000	20339	300	19928	10000	20404	300	20304	10000	20773	300
20461	10000	20934	350	20332	10000	20804	350	20241	10000	20707	350
20474	10000	20946	400	20718	10000	21188	400	20922	10000	21388	400

Таблица 43 – Значения максимальных линейных напряжений на линии №8

Вариант 1				Вариант 2				Вариант 3			
U _{AB} , кВ	U _{BC} , кВ	U _{AC} , кВ	L, м	U _{AB} , кВ	U _{BC} , кВ	U _{AC} , кВ	L, м	U _{AB} , кВ	U _{BC} , кВ	U _{AC} , кВ	L, м
19609	10000	20080	0	18798	10000	19265	0	19099	10000	19562	0
18914	10000	19387	50	19118	10000	19585	50	18468	10000	19430	50
19008	10000	19466	100	18905	10000	19362	100	18978	10000	19577	100
18955	10000	19412	150	19155	10000	19606	150	19039	10000	19489	150
18872	10000	19334	200	19528	10000	19711	200	19290	10000	19737	200
19357	10000	19810	250	19231	10000	19732	250	19639	10000	20091	250
19501	10000	19953	300	19596	10000	20043	300	19783	10000	20234	300
20274	10000	20723	350	19646	10000	20094	350	19818	10000	20492	350
20180	10000	20630	400	19597	10000	20045	400	20138	10000	20578	400
20260	10000	20712	450	19956	10000	20399	450	20354	10000	20799	450
20644	10000	21097	500	20066	10000	20511	500	20729	10000	21174	500

Характерные графики распределения напряжения на участках сети приведены на рисунках 13 – 15. На всех графиках приведены напряжения, измеренные между фазами А и С, т.е. между поврежденной, и одной из «здоровых» фаз. Напряжения между двумя «здоровыми» фазами после замыкания не изменится и будет равно 10 кВ.

На рисунке 13 приведены графики распределение величины максимального перенапряжения по длине линии №4. Как мы видим, минимальные значения перенапряжения во всех случаях соответствуют началу линии. По мере приближения к ее окончанию значения напряжений растут, и достигают максимальных значений на ее конце. Данная зависимость сохранятся для графиков большинства тупиковых ветвей.

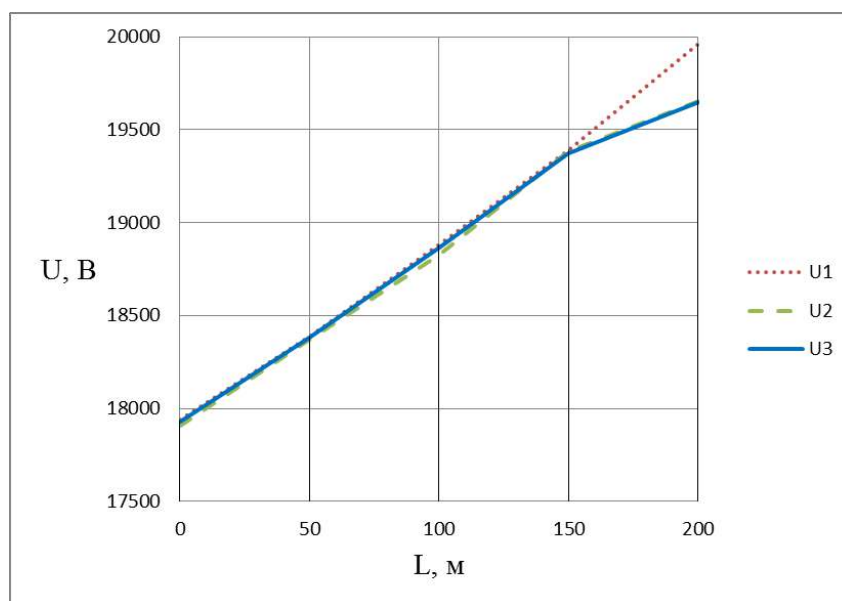


Рисунок 13– Распределение максимальных Перенапряжений по длине линии №4

На рисунке 14 приведены аналогичные графики для линии №5. Как мы видим, в данном случае линии имеют большое количество точек локальных экстремумов значений напряжений, координаты которых для разных вариантов сети не всегда совпадают. Максимальные значения перенапряжений, также как и в предыдущем случае, соответствует концу линии.

На рисунке 15 приведены графики распределение величины максимального перенапряжения по длине линии №6. В данном случае, координата максимального перенапряжения находится не в конце линии, что зачастую соответствует линиям, которые не являются тупиковыми.

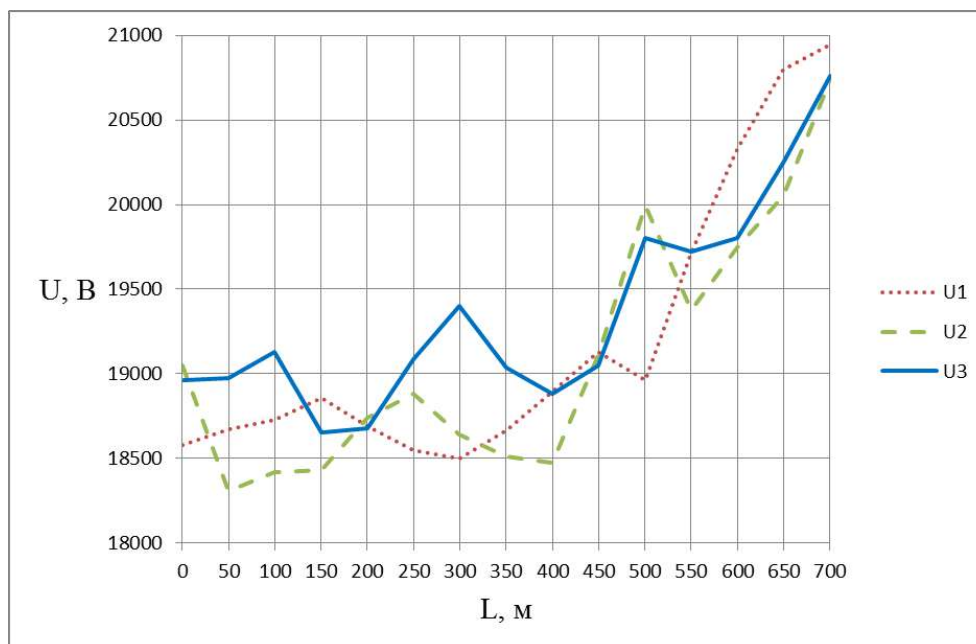


Рисунок 14 – Распределение максимальных перенапряжений между фазами А и С для линии №5

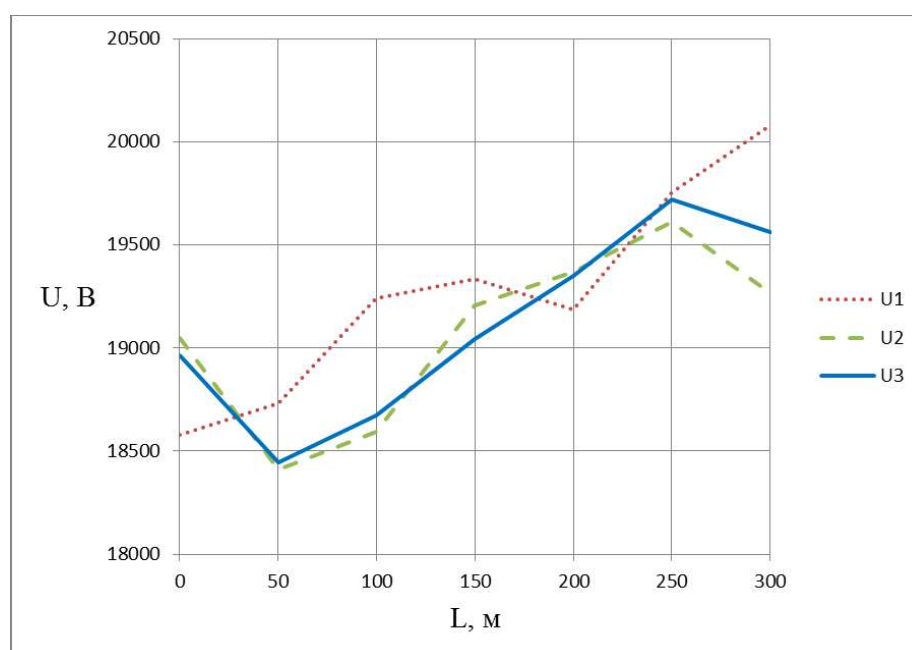


Рисунок 15– Распределение максимальных перенапряжений между фазами А и С для линии №6

Из приведенных графиков видно, что изменение сечений одной из линий сети приводит к изменению, как значений максимальных перенапряжений, так и координат мест их возникновения.

На основании проведенных измерений нами могут быть построены диаграммы, показывающие распределение максимальных перенапряжений в сети.

На рисунке 16 приведена одна из таких диаграмм, построенная для второго

варианта рассмотренной сети. На графике участки красного цвета показывают, что на данном участке идет повышение напряжения относительно начального напряжения на этом участке, а участки синего цвета показывают - снижение.

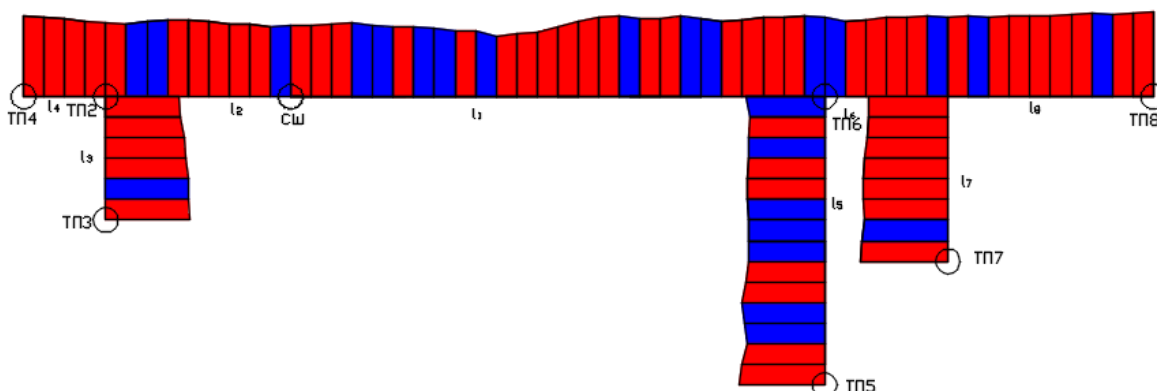


Рисунок 16 – Диаграмма распределения максимальных перенапряжений по кабельной сети

Выводы:

1. Изменение сечения одной из линий кабельной сети приводит к изменению графиков распределения максимальных перенапряжений по длине линии как по форме, так и по величине. При этом наиболее заметны эти изменения на линиях расположенных в непосредственной близости от кабеля, подвергнутого изменениям.

2. Максимальное перенапряжение на кабельной линии может достигаться не только в ее начале или конце, но и на удалении от конечных соединений. Данная особенность характерна для кабелей, соединяющих трансформаторные подстанции с другими ТП, к которым подключена нагрузка.

3. Максимальные перенапряжения на различных фазах линии могут достигаться при различных параметрах сети.

5.3 Исследование процесса выбора кабелей для нахождения наилучшего и наихудшего вариантов подключения.

Величина возникающих в сети перенапряжений, безусловно, во многом зависит от случайных факторов, таких как величина подключенной нагрузки, место и время возникновения ОЗЗ, состава работающих кабельных линий. Поэтому задача перебора всех вариаций сети и возникающих в ней повреждений

									Лист
									65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.02.2018.297.00. ПЗ				

выглядит крайне сложной. Количество операций можно сократить за счет выполнения следующих рекомендаций:

1) В качестве места возникновения ОЗЗ следует выбирать характерные точки, такие как: соединительные кабельные муфты, предполагаемые места с ослабленной изоляцией (например, наиболее длительно-эксплуатируемые участки сети), а также точки, в которых возникновение замыканий в предыдущих расчетах приводило к наибольшим или наименьшим перенапряжениям.

2) Нужно рассматривать режимы максимальной и минимальной загрузок трансформаторных подстанций, а также наиболее характерный режим их работы, с учетом графика нагрузки.

3) Максимальные перенапряжения соответствуют ситуации, при которой напряжение на поврежденной фазе в момент замыкания достигает своего максимального по модулю значения, поэтому в расчетах следует рассматривать замыкания, произошедшие в этот момент времени.

Рассмотрим процесс поиска наихудшего, с точки зрения возникающих перенапряжений, варианта сети. Сам процесс будет заключаться в последовательном переборе всех возможных сечений определенной линии, критерием выбора требуемого сечения будет являться возникновение наибольшего перенапряжения в сети. После нахождения искомого сечения процесс будет повторяться для другой линии, при этом сечение ранее рассмотренной линии будет изменено на найденное. Поясним сказанное на примере. Процесс нахождения наихудшего варианта сети начнем с линии № 6. В исходном варианте она имеет сечение 185 мм^2 , а максимальное перенапряжение между фазами А и С в сети при этом возникает на линии №8 и составляет 21097 В. В результате рассмотрения аналогичных схем с сечением линии №6 равным 240, 150 или 120 мм^2 было установлено, что наибольшее перенапряжение, равное 21203 В на линии №8, возникает в том случае, когда рассматриваемая линия выполнена кабелем сечением 240 мм^2 . Далее аналогичным образом была рассмотрена линия №7, при этом схема сети,

									Лист
									66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.04.02.2018.297.00. ПЗ

отличалась от исходной, представленной на рисунке 10, тем, что в ней линия №6 была выполнена сечением 240 мм².

В таблице 43 приведены этапы поиска наихудшего варианта сети, с точки зрения возникающих перенапряжений. Также эта таблица содержит информацию о старых и новых сечениях линий, максимальных перенапряжениях и линиях, на которых они возникают.

Таблица 43 – Этапы преобразования схемы при поиске наихудшего варианта

№ этапа	№ линии	Старое сечение, мм ²	Новое сечение, мм ²	U _{maxAC} , В	№ линии с U _{maxAC}
1	6	185	240	21203	7
2	7	150	120	21268	7
3	8	150	185	21568	8
4	5	150	150	21568	8
5	4	150	240	21879	8
6	3	150	240	22417	8
7	2	185	240	22806	8

Аналогичным образом проведем поиск наихудшего варианта сети при другой последовательности этапов. Процесс поиска приведен в таблице 44.

Таблица 44 – Этапы преобразования схемы при поиске наихудшего варианта

№ этапа	№ линии	Старое сечение, мм ²	Новое сечение, мм ²	U _{maxAC} , В	№ линии с U _{maxAC}
1	2	185	240	21629	5
2	4	150	240	21887	8
3	3	150	240	22236	8
4	5	150	240	22893	7
5	6	185	185	22893	7
6	7	150	150	22893	7
7	8	150	150	22893	7

Как мы видим, последовательность преобразования схемы влияет на конечный вариант.

Далее рассмотрим процесс поиска варианта сети, в котором возникающие перенапряжения имеют минимальную величину. Процесс поиска приведен в таблице 45.

Таблица 45 – Этапы преобразования схемы при поиске наилучшего варианта

№ этапа	№ линии	Старое сечение, мм ²	Новое сечение, мм ²	U _{maxAC} , В	№ линии с U _{maxAC}
1	2	185	120	20910	7
2	4	150	120	20804	7
3	3	150	150	20804	7
4	5	150	120	20739	7
5	6	185	185	20739	7
6	7	150	185	20119	8
7	8	150	150	20119	8

Анализируя приведенные выше таблицы, можно установить, что максимальное и минимальное значения перенапряжений, наблюдаемые в различных вариантах сети, отличаются на 12,9%.

Также нами были рассмотрены схемы сети, состоящие из кабелей одного сечения. Значения максимальных перенапряжений при этом не является минимальной по отношению к другим рассмотренным вариантам. На основании этого можно сделать вывод, что соблюдение однородности сети не является критерием снижения величины возникающих в ней максимальных перенапряжений.

Как отмечалось ранее, процесс распространения электромагнитных волн в кабельных линиях, характеризующихся сильной неоднородностью параметров, а также относительно небольшой длиной, является сложным, с трудом поддающимся анализу. В связи с этим, для нахождения закономерностей в найденном массиве данных в будущем необходимо использовать специализированные математические методы.

Выводы:

1. Процесс нахождения комбинации сечений кабелей, дающей максимальные величины перенапряжений на рассматриваемой линии, зависит от выбора линии, с которой начинается изменение схемы, а также от дальнейшей последовательности изменения линий.

2. Изменение сечения кабеля может сопровождаться ростом значения максимального перенапряжения на одной фазе рассматриваемой линии и снижением на другой.

3. Выполнение сети полностью однородной, с одинаковым волновым сопротивлением линий, не является условием минимальной оптимального с кратности перенапряжений варианта сети.

5.4 Исследование возникающих в кабельной сети процессов при различного рода замыканиях

Рассмотрим более подробно металлическое замыкание фазы А кабеля на землю в точке ОЗЗ, произошедшее в момент времени $t=0,01$ с, когда напряжение на этой фазе достигает своего максимального отрицательного значения.

Поскольку рассматриваемая цепь обладает индуктивностями и емкостями, переход от одного состояния к другому сопровождается переходным процессом. Поэтому напряжение поврежденной фазы становится равным нулю не мгновенно, а спустя некоторое время. При этом на поврежденной фазе будут наблюдаться кратковременные перенапряжения. Характерные осциллограммы приведены на рисунке 17,а.

При ОЗЗ в сети с изолированной нейтралью на «здоровых» фазах в установившемся режиме напряжение поднимется до линейного. Кроме того, наличие в сети емкостей является дополнительной причиной перенапряжений. Рассмотрим, для примера, фазу С. Она обладает емкостью относительно земли, а также емкостью относительно фазы А, которая после замыкания на землю фазы А окажется соединенной параллельно с первой емкостью, в результате начнется процесс перезарядки емкостей.

Характер изменения напряжения на фазе С показан на рисунке 17, а.

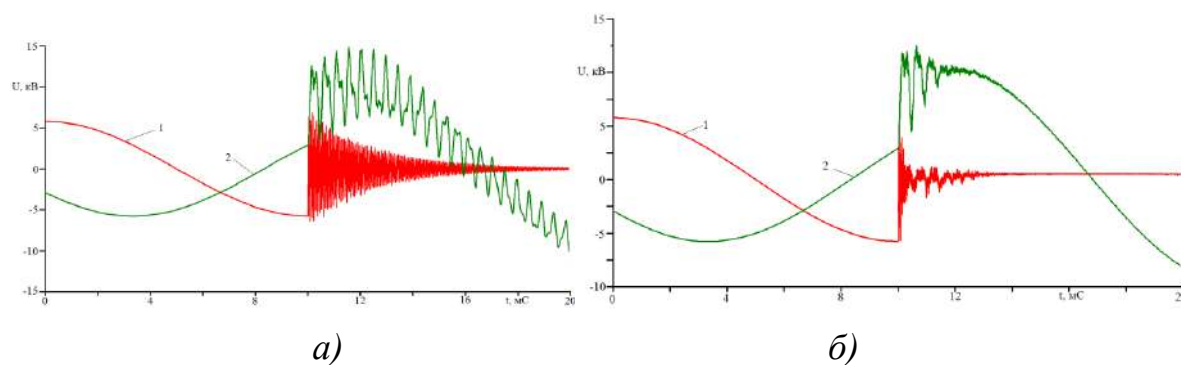


Рисунок 17 - Зависимости напряжений от времени на фазах А (1 красный цвет) и С (2 зеленый цвет) при металлическом (а) и дуговом (б) замыканиях.

					13.04.02.2018.297.00. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

В кабельных сетях чаще происходят не металлические, а дуговые замыкания. Поскольку данный процесс носит случайный характер, зависящий от многих факторов, то, как отмечалось ранее, при моделировании сопротивления дуги было принято допущение о постоянстве ее длины, значение которой было принято $L_d = 0,5$ м. Используя значения тока в дуге I_d , её сопротивление можно ориентировочно определить по следующей формуле [6]:

$$r_d = 1050 \frac{L_d}{I_d}.$$

Моделирование сопротивления дуги было выполнено с помощью элемента «NLINRES», нелинейная характеристика которого была описана для различных значений протекающего через него тока.

В результате расчета были получены графики напряжений на фазах А и С при дуговом замыкании, представленные на рисунке 17,б.

Известно, что дуговые замыкания имеют неустойчивый, перемежающийся характер. При моделировании был рассмотрен случай, когда дуга гаснет в момент первого перехода через ноль протекающего по ней тока, что в данном случае соответствует времени $t=0,010043$ с. На рисунке 18,а показаны зависимости напряжений на фазах А и С от времени.

После гашения дуги заряды с этих емкостей перераспределяются поровну между емкостями трех фаз, в результате этого фазы приобретут одинаковое напряжение по отношению к земле, которое будет накладываться на напряжение источника. В результате этого графики зависимостей напряжения от времени для всех фаз поднимутся вверх.

На рисунке 18, б показаны зависимости на фазах А и С от времени при повторном загорании и гашении дуги.

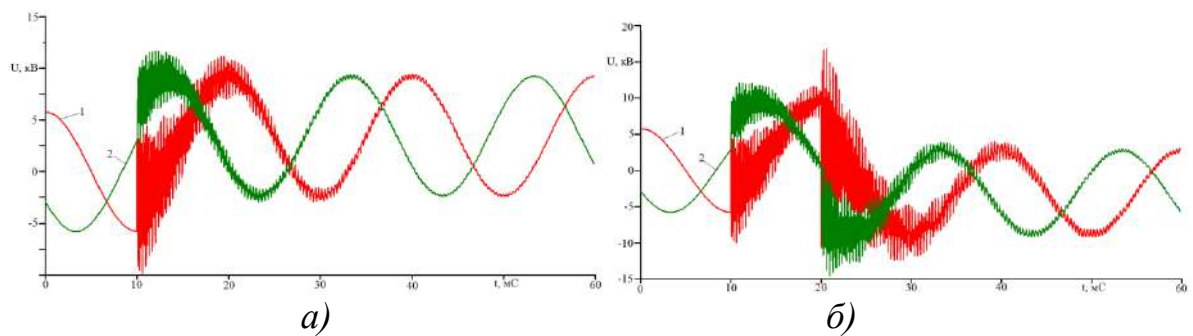


Рисунок 18 - Зависимости напряжений на фазах А (1 красный цвет) и С (2 зеленый цвет) при неустойчивом дуговом замыкании однократном (а) и повторном (б)

В таблице 46 приведены амплитуды наблюдаемых перенапряжений возникающие в кабельной сети при перемежающейся дуге в n-ом цикле «зажигания-гашения» дуги, и их кратности относительно амплитуды номинальных фазных или линейных напряжений,. Рассмотрены случаи: без применения дополнительных мероприятий для защиты изоляции; с применением ОПН, устанавливаемых в местах, указанных на рисунке 18; с переводом сети на резистивное заземление нейтрали.

Согласно рекомендациям [7] ОПН в сетях 6-35 кВ необходимо устанавливать со стороны высшего напряжения трансформаторов 6-35 кВ. Поэтому был исследован вариант с установкой их перед нагрузкой (см. рисунок 19). ОПН был смоделирован в программе с помощью элемента «NLINRES».

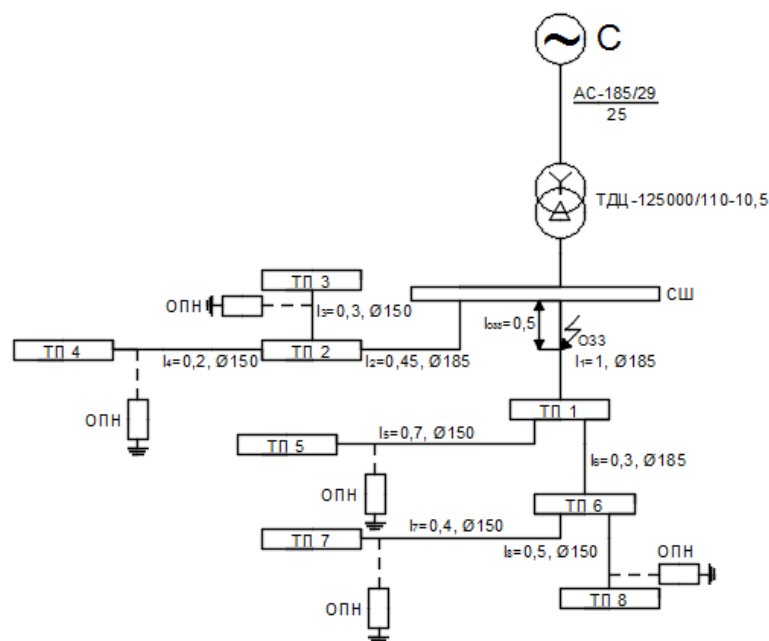


Рисунок 19 – Схема сети с применением ОПН

Таблица 46 - Сравнение перенапряжений в сетях

Схема	n	1	2	3	4	5
Без ОПН	$ U_{\max AC} , B$	22689	33061	32808	35184	35394
	$ U_{\max C} , B$	12461	15014	15496	16223	16491
	$U_{\max A}, B$	11254	19999	19249	20933	20938
	k_{AC}	2,27	3,31	3,28	3,52	3,54
	k_C	2,16	2,6	2,68	2,81	2,86
	k_A	1,95	3,46	3,33	3,63	3,63
С ОПН	$ U_{\max AC} , B$	18562	19462	19653	19714	19708
	$ U_{\max C} , B$	8849	8978	9043	9092	9092
	$ U_{\max A} , B$	10268	10621	10777	10783	10769
	k_{AC}	1,86	1,95	1,97	1,97	1,97
	k_C	1,53	1,56	1,57	1,57	1,57
	k_A	1,78	1,84	1,87	1,87	1,87
С заземлением нейтрали	$U_{\max AC} , B$	22228	27646	28972	29863	30133
	$ U_{\max C} , B$	11790	13813	14505	14959	15166
	$ U_{\max A} , B$	12070	15182	15925	16367	16465
	k_{AC}	2,22	2,76	2,9	2,99	3,01
	k_C	2,04	2,39	2,51	2,59	2,63
	k_A	2,09	2,63	2,76	2,83	2,85

Продолжение таблицы 46

Схема	n	6	7	8	9	10
Без ОПН	$ U_{\max AC} , B$	35759	35667	35745	35739	35736
	$ U_{\max C} , B$	16555	16535	16553	16564	16563
	$ U_{\max A} , B$	21264	21175	21233	21222	21215
	k_{AC}	3,58	3,57	3,57	3,57	3,57
	k_C	2,87	2,86	2,87	2,87	2,87
	k_A	3,68	3,67	3,68	3,68	3,67
С ОПН	$ U_{\max AC} , B$	19701	19701	19702	19701	19702
	$ U_{\max C} , B$	9088	9087	9087	9087	9087
	$ U_{\max A} , B$	10766	10767	10767	10767	10767
	k_{AC}	1,97	1,97	1,97	1,97	1,99
	k_C	1,57	1,57	1,57	1,57	1,57
	k_A	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86
С заземлением нейтрали	$ U_{\max AC} , B$	30181	30197	30205	30208	30228
	$ U_{\max C} , B$	15177	15154	15167	15176	15162
	$ U_{\max A} , B$	16515	16538	16536	16534	16582
	k_{AC}	3,01	3,02	3,02	3,02	3,02
	k_C	2,63	2,62	2,63	2,63	2,63
	k_A	2,86	2,86	2,86	2,86	2,87

Для защиты электрических сетей с изолированной нейтралью от перенапряжений, возникающих в результате замыкания одной из фаз на землю, можно использовать резистивное заземление нейтрали. Высокоомное

						Лист
						72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.02.2018.297.00. ПЗ	

сопротивление может быть включено в нейтраль обмотки высшего напряжения специального нейтралеобразующего трансформатора или к нейтрали обмотки силового трансформатора. Ввиду функциональных особенностей используемой программы, в данной работе резистивное заземление смоделировано включением активного сопротивления в обмотку низшего напряжения трансформатора Т.

Для вычисления требуемой величины активного сопротивления была оценена величина емкостного тока:

$$I_C = U_{\phi} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = \frac{10}{\sqrt{3}} \cdot 314 \cdot (0,474 \cdot (1 + 0,45 + 0,3) + 0,431 \cdot (0,3 + 0,2 + 0,7 + 0,4 + 0,5)) = 3,145 \text{ А};$$

Для обеспечения полного заряда емкостей фаз необходимо, чтобы $I_R \geq I_C$, отсюда можно найти сопротивление резистора:

$$R \leq \frac{U_{\phi}}{I_c} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 3,145} = 1835,8(\text{Ом}).$$

Полученные характеристики напряжений от времени при одном цикле «загорание-гашение» дуги в сети с ОПН приведены на рисунке 20, а, а при резистивном заземлении нейтрали – на рисунке 20, б.

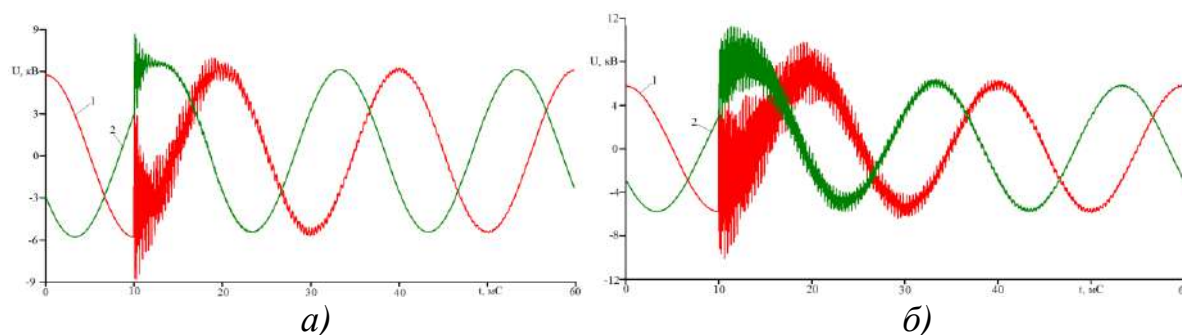


Рисунок 20 - Зависимости напряжений от времени на фазах А (1 красный цвет) и С (2 зеленый цвет) при дуговом замыкании в сети с ОПН (а) и в сети с резистивным заземлением нейтрали (б)

Вывод:

Из представленных графиков и результатов измерений, приведенных в таблице 46, видно, что наличие как ОПН, так и резистивного заземления нейтрали обеспечивает разряд заряженных в результате замыкания емкостей еще до очередного загорания дуги. Поэтому в данном случае появление перемежающейся

дуги не приводит к смещению графиков фазных напряжения вверх, что обеспечивает уменьшение величины максимальных перенапряжений.

					13.04.02.2018.297.00. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Использование элементов smart-grid, таких как устройства продольной компенсации, в электрических сетях позволяет добиться управляемости сети в широком диапазоне, что дает возможность изменять характеристики сети для обеспечения допустимых значений параметров режима и улучшения экономичности ее работы. Вместе с тем, корректная работа рассматриваемых устройств в электрических сетях возможно только при использовании компьютерного моделирования и управления.

Компьютерное моделирование также помогает решить вопросы прогнозирования величины и места возникновения наибольших перенапряжения в кабельных сетях при различных видах замыканий. Эти данные могут быть использованы для выбора и проверки кабельных линий.

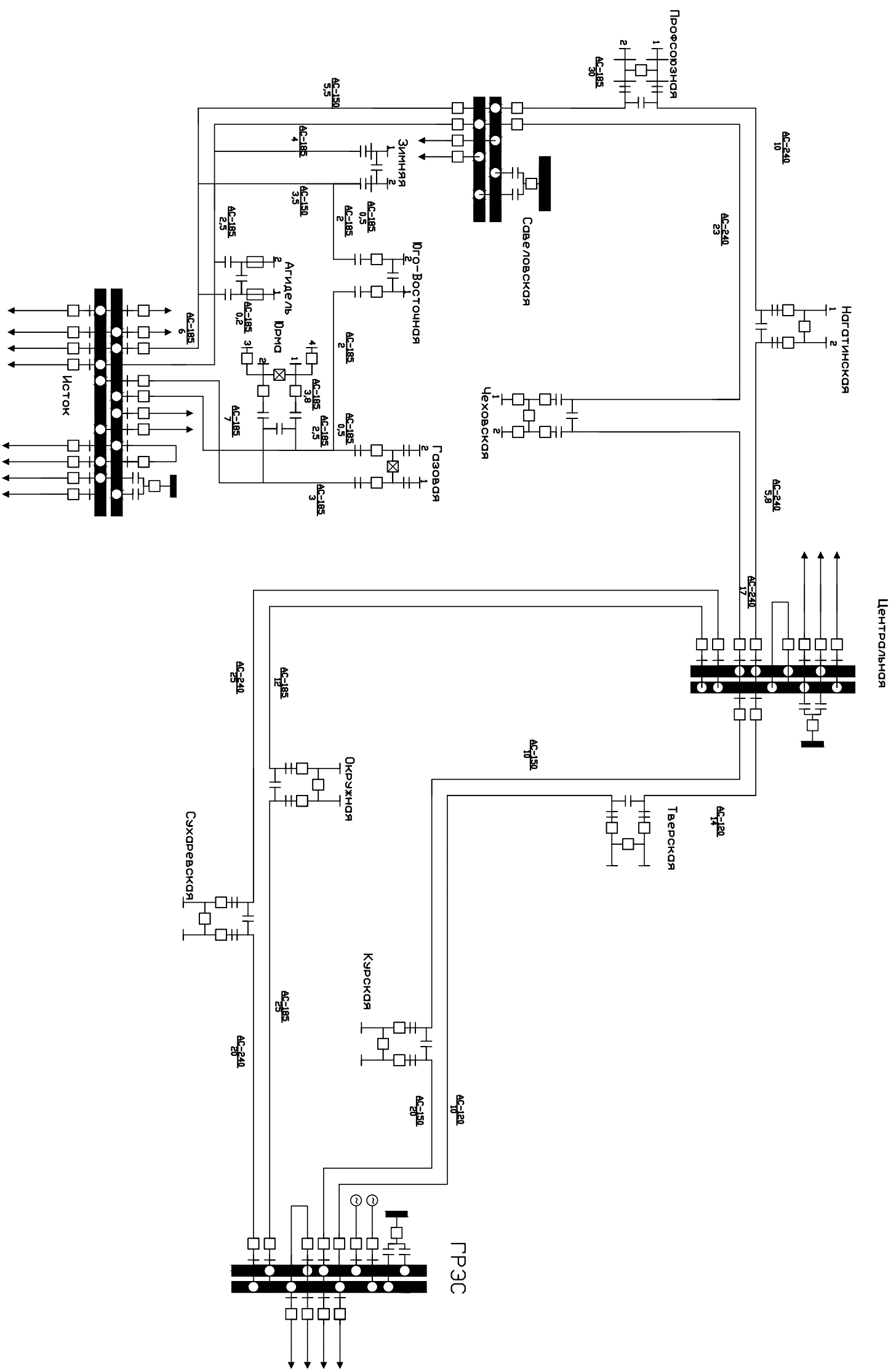
					13.04.02.2018.297.00. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича, - 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.
2. Ю.С. Забродин, Промышленная электроника: учебник для ВУЗов – М.: Высшая школа, 1982 – 496 с. ил.
3. Коржов, А.В. Метод оценки значимости влияния проектных и эксплуатационных факторов на срок службы изоляции силовых кабелей 6(10) кВ городских электрических сетей / А.В. Коржов // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». – 2014. – Т. 14, № 1. – С. 31–34.
4. Дмитриев, М.В. Грозовые перенапряжения на оборудовании РУ 35-750 кВ и защита от них/ М.В. Дмитриев – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2010. – 64 с.
5. Макаров Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-550 кВ. Под редакцией И.Т. Горюнова, А.А. Любимова – М.: Папирус Про, 2004. – 688 с.
6. Зятин В.М. Расчеты токов короткого замыкания с учетом сопротивления дуги в месте замыкания в сетях до 1000 В/ В.М. Зятин В.И., Поляхов // Электрические станции. – 1988. – №12. – С. 65-73
7. Дмитриев, М.В. Применение ОПН в электрических сетях 6-750 кВ. – СПб., 2007. – 57 с.

					13.04.02.2018.297.00. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	Справ. №	Перв. примен.
--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	----------	---------------



13.04.02.2018.295.00. ПЗ				
Приложение А				
Схема электрической сети				
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.	Волков	Коровин		
Проб.	Коровин			
Т.контр.	Коровин			
Н.контр.	Коровин			
Утв.	Курличникова			
Лист	Масса	Масштаб		
Лист 74			Листов 74	