

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Кафедра Автоматизированных электроэнергетических систем
(полное название кафедры)

Утверждаю

Зав. кафедрой АЭЭС

В.М. Левин
(подпись, инициалы, фамилия)

«__» _____ 2020 г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Зыковой Дианы Андреевны
(фамилия, имя, отчество студента – автора работы)

Исследование надежности электрической сети 6(10) – 35 кВ нефтепромыслов
(тема работы)

Факультет энергетики
(полное название факультета)

Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки бакалавра)

**Руководитель
от НГТУ**

Левин Владимир Михайлович
(фамилия, имя, отчество)

д.т.н., доцент
(ученая степень, ученое звание)

(подпись, дата)

**Автор выпускной
квалификационной работы**

Зыкова Диана Андреевна
(фамилия, имя, отчество)

ФЭН, ЭН2-61
(факультет, группа)

(подпись, дата)

Консультанты по разделам:

Раздел «Экономика»

(краткое наименование раздела)

Раздел «Охрана труда»

(краткое наименование раздела)

Ю.В. Дронова

(подпись, дата, инициалы, фамилия)

А.М. Парахин

(подпись, дата, инициалы, фамилия)

Новосибирск 2020

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Кафедра Автоматизированных электроэнергетических систем
(полное название кафедры)

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой Левин В.М.
(фамилия, имя, отчество)

(подпись, дата)

**ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ БАКАЛАВРА**

студенту Зыковой Диане Андреевне
(фамилия, имя, отчество)

Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки бакалавра)

Факультет энергетики
(полное название факультета)

Тема Исследование надежности электрической сети 6(10) – 35 кВ
(полное название темы выпускной квалификационной работы бакалавра)
нефтепромыслов

Исходные данные (или цель работы) Моделирование и анализ установившихся
режимов электрической сети; изучение основных положений теории надежности;
расчет и оценка показателей безотказности и восстанавливаемости ВЛ-35 кВ;
изучение целей, задач, стратегий проведения ТОиР электрооборудования
распределительных сетей по техническому состоянию

Структурные части работы Введение
1 Моделирование и расчет установившегося режима электрической сети
2 Оценка безотказности и восстанавливаемости элементов электрической сети
3 Управление ТОиР электрооборудования распределительных сетей по
техническому состоянию
4 Охрана труда
5 Экономическая часть

АННОТАЦИЯ

Настоящая выпускная квалификационная работа бакалавра посвящена расчету и оценке показателей надежности воздушных линий 35 кВ на основе данных аварийной статистики. В работе проведен анализ установившихся режимов рассматриваемой электрической сети и исследован вопрос о техническом обслуживании и ремонте оборудования (ТОиР).

Любой электросетевой комплекс непрерывно развивается, необходимо следить за техническим состоянием нового и старого входящего в него оборудования. Это позволит предотвратить отказы и, как следствие, повысить надежность системы электроснабжения, что является важной задачей электроэнергетики и особенно актуально для ответственных потребителей.

Выпускная квалификационная работа состоит из введения, пяти глав, заключения и списка используемых источников.

Работа представлена на 82 страницах и включает в себя 16 рисунков, 24 таблицы и 22 использованных источника.

Ключевые слова: показатели надежности, безотказность, восстанавливаемость, отказ, ТОиР.

ABSTRACT

This bachelor's thesis is dedicated to the calculation and assessment of reliability measures of 35 kV overhead transmission lines based on emergency failures statistics. The work includes analysis of the stable modes of the considered power grid and explores the issue of maintenance and repair of equipment (MRO).

Since any electric grid complex is constantly developing, it is necessary to monitor the technical state of the new and old equipment included in it. This will prevent failures and as a result increase the reliability of the power-supply system, which is an important task of the electric power industry and is especially important for those consumers for whom power interruptions is not acceptable.

The work consists of introduction, five chapters, conclusion and references.

The thesis is presented on 82 pages and includes 16 figures, 24 tables and 22 sources which were used in the work.

Key words: reliability measure, reliability, failure-free operation, failure, maintenance and repair, MRO.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	7
1 Моделирование и расчет установившегося режима электрической сети	9
1.1 Характеристика и анализ исходных данных.....	9
1.2 Расчет установившегося режима	14
1.1.1 Анализ расчета нормального режима.....	14
1.1.2 Анализ расчета ремонтного режима.....	19
1.1.3 Анализ расчета режима при отключенной цепи ВЛ-35 кВ.	23
1.3 Выводы.....	33
2 Оценка безотказности и восстанавливаемости элементов электрической сети	35
2.1 Теоретическая часть	35
2.2 Анализ статистических данных ООО «Ноябрьскэнерго-нефть» по аварийным отключениям ВЛ-35 кВ.....	39
2.3 Расчет показателей надежности ВЛ-35 кВ.....	45
2.4 Выводы.....	48
3 Управление ТОиР электрооборудования распределительных сетей по техническому состоянию	50
3.1 Цели и задачи ТОиР электрооборудования сетей. Виды корректирующих воздействий.....	50
3.2 Характеристика и области применения стратегий ТОиР электрооборудования.....	53
3.3 Критерии управления ТОиР. Актуальность использования ИСУ ПА	57
3.4 Выводы.....	60

4	Охрана труда	61
4.1	Техника безопасности при эксплуатации воздушных линий..	61
4.2	Расчет защитного заземления	63
5	Экономическая часть	70
5.1	Характеристика электросетевого хозяйства нефтепромыслов	70
5.2	Показатели надежности ВЛ-35 кВ	71
5.3	Расчет составляющих затрат на ТОиР оборудования электросетевого хозяйства по техническому состоянию.....	72
	Заключение	79
	Список использованных источников	80

ВВЕДЕНИЕ

Электрическая сеть – это техническое устройство, служащее для передачи электроэнергии от источника к потребителю и ее распределения между ними. Сеть состоит из двух основных элементов – передающих (ЛЭП) и преобразующих (трансформаторы).

Обеспечение надежности электрической сети – одна из самых важных и насущных задач для электроэнергетики. Потребителей электроэнергии по надежности электроснабжения делят на 3 категории. В данной ВКР рассматривается электросетевой комплекс предприятия ООО «Ноябрьскэнергонепфть». Предприятия нефтяной промышленности требуют бесперебойного электроснабжения, это объясняется особенностями технологического процесса. Следовательно, они относятся к I категории потребителей, для которых характерна максимальная надежность электроснабжения.

Целью бакалаврской работы является исследование надежности воздушных линий 35 кВ, находящихся на балансе ООО «Ноябрьскэнергонепфть».

Для достижения поставленной цели были поставлены и решены следующие задачи:

- Выбор участка электрической сети для исследования;
- Расчет установившихся режимов рассматриваемой сети в программном комплексе MUSTANG и их анализ;
- Изучение теории надежности;
- Анализ аварийной статистики отключений ВЛ-35 кВ – выявление причин отказа и видов отказавшего оборудования;
- Расчет и оценка основных показателей восстанавливаемости и безотказности;
- Исследование вопроса о целях и задачах ТОиР электрооборудования, существующих его стратегиях и выявление критериев

управления ТОиР;

- Изучение техники безопасности при эксплуатации ВЛ;
- Расчет защитного заземления ПС 110/35/6 кВ;
- Изучение структуры суммарных затрат на ТОиР по техническому состоянию на рассматриваемом интервале эксплуатации и расчет этих затрат.

1 МОДЕЛИРОВАНИЕ И РАСЧЕТ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Целью главы является исследование установившихся режимов распределительной электрической сети нефтепромыслов при заданных нагрузках и проверка режимных ограничений в нормальном и ремонтных условиях.

1.1 Характеристика и анализ исходных данных

В качестве объекта исследования был выбран участок электрической сети группы Салымских месторождений. Питание на ПС-110/35 кВ «Западно-Салымскую» приходит от ПС «Снежная» по двухцепной линии 110 кВ. Схема ЗРУ-35 кВ представляет собой одиночную секционированную систему сборных шин. От каждой секции отходит 6 присоединений, от которых далее идет питание на соответствующие ПС 35/0,4 кВ. Принципиальная схема выбранного участка электрической сети представлена на рисунке 1.1. В согласовании с ней были составлены таблицы исходных данных по ветвям (таблица 1.1) и узлам (таблица 1.2) схемы. Для расчетов требуется схема замещения электрической сети выбранного участка, которая повторяет исходную конфигурацию сети и состоит из схем замещения отдельных элементов: ЛЭП и трансформаторов. Схема замещения ЛЭП представляет собой П-образную симметричную схему замещения, включающую следующие электрические параметры: активное R и индуктивное X сопротивление и реактивную проводимость B (рисунок 1.2). Активная проводимость G , моделирующая потери на корону, не учитывается в линиях до 220 кВ. Каждый элемент схемы замещения моделирует физический процесс происходящий в исследуемом объекте [1]. Параметры элементов схемы замещения ЛЭП рассчитываются на основе длин линий и погонных параметров r_0 , x_0 , b_0 , заданных в справочнике для каждой марки провода. В данной работе для линий 110 кВ был выбран провод марки АС

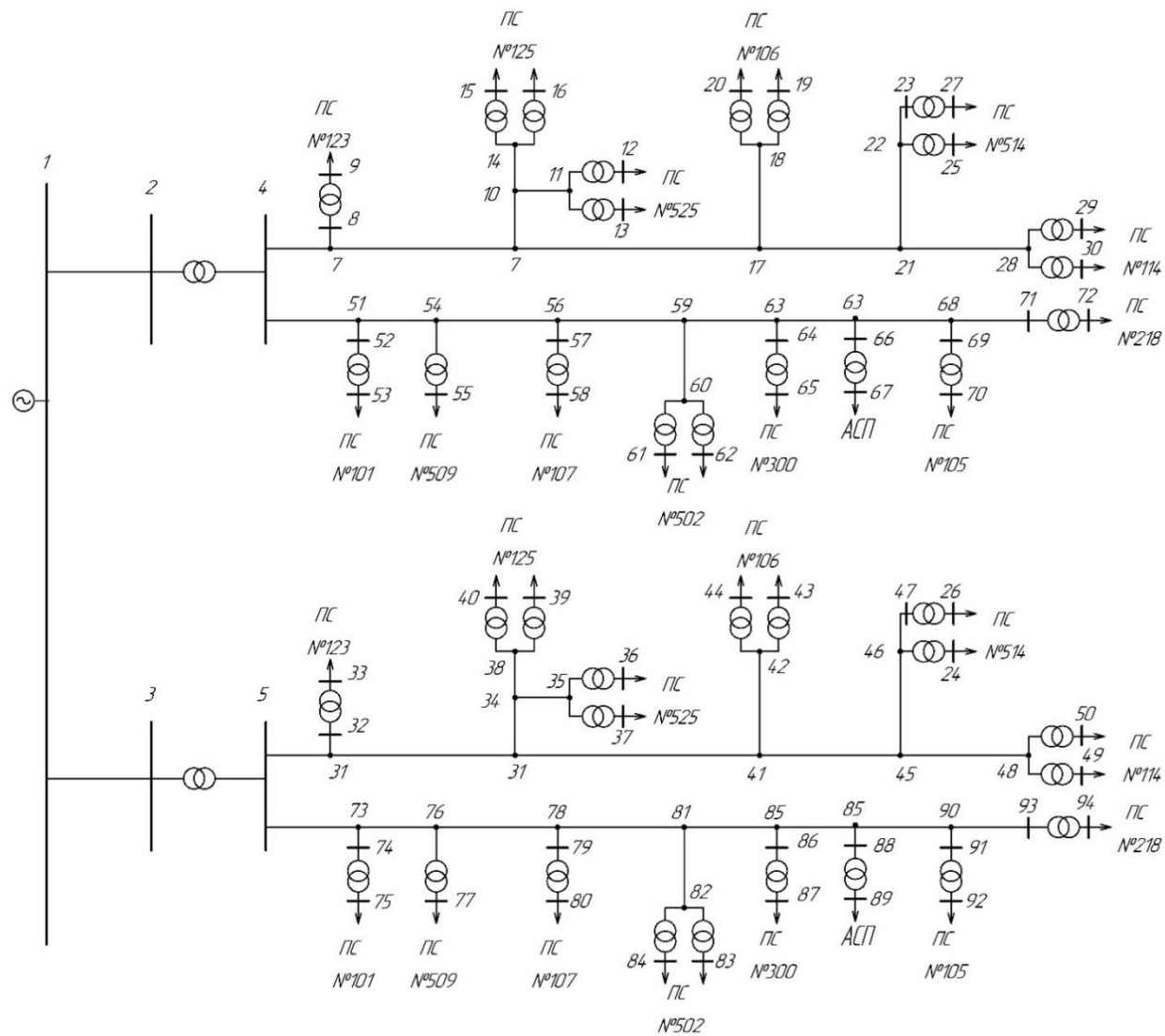


Рисунок 1.1 – Принципиальная схема участка электрической сети группы Салымских месторождений

240/32 с удельными параметрами: $r_0=0,118$ Ом/км; $x_0=0,405$ Ом/км; $b_0=2,808$ мкСм/км, а для линий 35 кВ – провод марки АС 120/19 с удельными параметрами: $r_0=0,244$ Ом/км; $x_0=0,427$ Ом/км; $b_0=2,658$ мкСм/км [2].

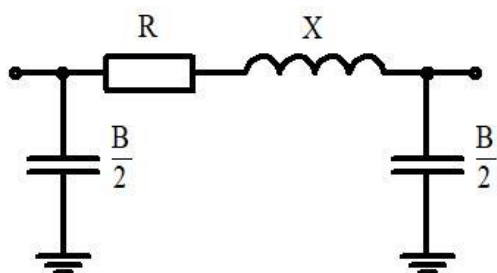


Рисунок 1.2 – Схема замещения ЛЭП

Как и ЛЭП, трансформаторы имеют свою схему замещения, используемую в расчетных схемах электрических сетей. В исследуемой схеме используются двухобмоточные трансформаторы, которые имеют Г-образную схему замещения, изображенную на рисунке 1.3. Сопротивления R и X трансформаторов определяются по их паспортным данным [3]. Параметры трансформаторов, используемых в расчетной схеме приведены в таблице 1.3.

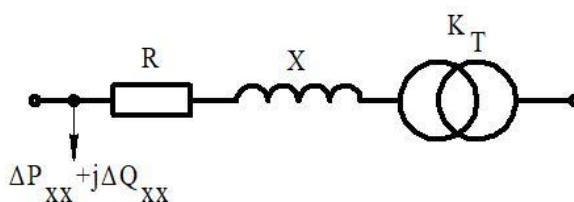


Рисунок 1.3 – Схема замещения трансформатора

Таблица 1.1 – Исходные данные по ветвям

Ветвь	U, кВ	L, км	R, Ом	X, Ом	B, мкСм
1-2	110	10,2	1,204	4,131	28,64
1-3	110	11,1	1,310	4,496	31,17
I секция					
4-7	35	2,7	0,659	1,153	7,18
7-8	35	0,6	0,146	0,256	1,59
7-10	35	0,3	0,073	0,128	0,80
10-11	35	0,3	0,073	0,128	0,80
10-14	35	0,3	0,073	0,128	0,80
7-17	35	0,45	0,110	0,192	1,20
17-18	35	0,3	0,073	0,128	0,80
17-21	35	0,3	0,073	0,128	0,80

Продолжение таблицы 1.1

Ветвь	U, кВ	L, км	R, Ом	X, Ом	B, мкСм
1 секция					
21-22	35	0,3	0,073	0,128	0,80
22-23	35	0,3	0,073	0,128	0,80
21-28	35	0,6	0,146	0,256	1,59
4-51	35	0,3	0,073	0,128	0,80
51-52	35	0,75	0,183	0,320	1,99
51-54	35	1,2	0,293	0,512	3,19
54-56	35	0,3	0,073	0,128	0,80
56-57	35	0,3	0,073	0,128	0,80
56-59	35	0,3	0,073	0,128	0,80
59-60	35	0,6	0,146	0,256	1,59
59-63	35	0,3	0,073	0,128	0,80
63-64	35	0,3	0,073	0,128	0,80
63-66	35	0,3	0,073	0,128	0,80
63-68	35	0,3	0,073	0,128	0,80
68-69	35	0,3	0,073	0,128	0,80
68-71	35	0,75	0,183	0,320	1,99
2 секция					
5-31	35	2,7	0,659	1,153	7,18
31-32	35	0,6	0,146	0,256	1,59
31-34	35	0,3	0,073	0,128	0,80
34-35	35	0,3	0,073	0,128	0,80
34-38	35	0,3	0,073	0,128	0,80
31-41	35	0,45	0,110	0,192	1,20
41-42	35	0,3	0,073	0,128	0,80
41-45	35	0,3	0,073	0,128	0,80
45-46	35	0,3	0,073	0,128	0,80
46-47	35	0,3	0,073	0,128	0,80
45-48	35	0,6	0,146	0,256	1,59
5-73	35	0,3	0,073	0,128	0,80
73-74	35	0,75	0,183	0,320	1,99
73-76	35	1,2	0,293	0,512	3,19
76-78	35	0,3	0,073	0,128	0,80
78-79	35	0,3	0,073	0,128	0,80
78-81	35	0,3	0,073	0,128	0,80
81-82	35	0,6	0,146	0,256	1,59
81-85	35	0,3	0,073	0,128	0,80
85-86	35	0,3	0,073	0,128	0,80
85-88	35	0,3	0,073	0,128	0,80
85-90	35	0,3	0,073	0,128	0,80
90-91	35	0,3	0,073	0,128	0,80
90-93	35	0,3	0,073	0,128	0,80

Таблица 1.2 – Данные нагрузок по узлам

№ ПС	Узел	$S_{\text{нагр}}$, МВА	$P_{\text{нагр}}$, МВт	$Q_{\text{нагр}}$, Мвар
123	9	1,12	1,04	0,41
	33	1,12	1,04	0,41
525	12	1,75	1,63	0,64
	13	1,75	1,63	0,64
	36	1,75	1,63	0,64
	37	1,75	1,63	0,64
125	16	0,875	0,81	0,32
	15	1,12	1,04	0,41
	39	0,875	0,81	0,32
	40	1,12	1,04	0,41
106	20	1,12	1,04	0,41
	19	1,75	1,63	0,64
	44	1,12	1,04	0,41
	43	1,75	1,63	0,64
114	29	1,12	1,04	0,41
	30	1,75	1,63	0,64
	50	1,12	1,04	0,41
	49	1,75	1,63	0,64
514	25	1,75	1,63	0,64
	27	0,875	0,81	0,32
	24	1,75	1,63	0,64
	26	0,875	0,81	0,32
101	53	0,875	0,81	0,32
	75	0,875	0,81	0,32
509	55	1,75	1,63	0,64
	77	1,75	1,63	0,64
107	58	0,875	0,81	0,32
	80	0,875	0,81	0,32
502	61	1,75	1,63	0,64
	62	0,875	0,81	0,32
	84	1,75	1,63	0,64
	83	0,875	0,81	0,32
300	65	1,75	1,63	0,64
	87	1,75	1,63	0,64
АСП	67	0,875	0,81	0,32
	89	0,875	0,81	0,32
105	70	1,75	1,63	0,64
	92	1,75	1,63	0,64
218	72	1,75	1,63	0,64
	94	1,75	1,63	0,64

Таблица 1.3 – Параметры трансформаторов

Место установки	Тип трансформатора	$S_{тр}$, МВА	$U_{вн}$, кВ	$U_{нн}$, кВ	$K_{т}$, о.е.	$R_{т}$, Ом	$X_{т}$, Ом	$P_{кз}$, кВт	$P_{хх}$, квар	$U_{к}$, %
ОРУ 110 кВ	ТРДН-63000	63	115	38,5	2,99	0,87	22,02	260	59	10,5
ПС 35/0,4	ТМН-1250	1,25	35	0,4	87,5	8,60	49,80	23,5	3,6	5,16
	ТМН-1600/35У1	1,6	35	0,4	87,5	11,25	49,20	23,5	5,1	6,5
	ТМН-2500	2,5	35	0,4	87,5	4,61	31,52	23,5	5,1	6,5

1.2 Расчет установившегося режима

Установившийся режим работы электрической сети – это такой режим работы энергосистемы, при котором принимаются неизменные значения параметров режима на протяжении какого-либо промежутка времени.

Расчет установившегося режима заданной схемы производился в программном комплексе MUSTANG для трех случаев:

1. Нормальный режим;
2. Вывод одного трансформатора 110/35 в ремонт;
3. Отключение одной цепи ВЛ-35 кВ.

Для каждого режима необходимо проверить:

1. Уровни напряжения в узлах нагрузок;
2. Значения токов нагрузки по ВЛ в сравнении с длительно допустимыми значениями токов;
3. Коэффициенты загрузки трансформаторов.

1.1.1 Анализ расчета нормального режима

Существующий ГОСТ 32144-2013 по качеству электроэнергии устанавливает, что отклонение напряжения в узле электрической сети не должно превышать $\pm 10\%$ от номинального значения напряжения сети [4].

В таблице 1.4 приведены результаты расчета узловых напряжений и их отклонений от соответствующих номинальных значений сети. В ходе анализа таблицы 1.4 сделан вывод, что в нормальном режиме работы исследуемой

сети отклонения напряжений не превышают нормы.

Таблица 1.4 – Результаты расчета нормального режима по узлам с проверкой отклонения напряжения

№	Узла, кВ	Уном, кВ	ΔU , %	№	Узла, кВ	Уном, кВ	ΔU , %	№	Узла, кВ	Уном, кВ	ΔU , %
1	113	110	2,73	33	0,39	0,4	-2,50	64	35,35	35	1,00
2	109,16	110	-0,76	34	34,99	35	-0,03	65	0,39	0,4	-2,50
3	108,7	110	-1,18	35	34,98	35	-0,06	66	35,35	35	1,00
4	35,64	35	1,83	36	0,39	0,4	-2,50	67	0,4	0,4	0,00
5	35,48	35	1,37	37	0,39	0,4	-2,50	68	35,34	35	0,97
7	35,17	35	0,49	38	34,98	35	-0,06	69	35,34	35	0,97
8	35,16	35	0,46	39	0,39	0,4	-2,50	70	0,39	0,4	-2,50
9	0,39	0,4	-2,50	40	0,39	0,4	-2,50	71	35,33	35	0,94
10	35,15	35	0,43	41	34,97	35	-0,09	72	0,39	0,4	-2,50
11	35,14	35	0,40	42	34,96	35	-0,11	73	35,44	35	1,26
12	0,39	0,4	-2,50	43	0,39	0,4	-2,50	74	35,43	35	1,23
13	0,39	0,4	-2,50	44	0,39	0,4	-2,50	75	0,4	0,4	0,00
14	35,14	35	0,40	45	34,95	35	-0,14	76	35,28	35	0,80
15	0,39	0,4	-2,50	46	34,94	35	-0,17	77	0,39	0,4	-2,50
16	0,39	0,4	-2,50	47	34,93	35	-0,20	78	35,25	35	0,71
17	35,13	35	0,37	48	34,93	35	-0,20	79	35,24	35	0,69
18	35,12	35	0,34	49	0,39	0,4	-2,50	80	0,4	0,4	0,00
19	0,39	0,4	-2,50	50	0,39	0,4	-2,50	81	35,22	35	0,63
20	0,39	0,4	-2,50	51	35,6	35	1,71	82	35,2	35	0,57
21	35,11	35	0,31	52	35,59	35	1,69	83	0,39	0,4	-2,50
22	35,1	35	0,29	53	0,4	0,4	0,00	84	0,39	0,4	-2,50
23	35,1	35	0,29	54	35,44	35	1,26	85	35,2	35	0,57
24	0,39	0,4	-2,50	55	0,4	0,4	0,00	86	35,19	35	0,54
25	0,39	0,4	-2,50	56	35,41	35	1,17	87	0,39	0,4	-2,50
26	0,39	0,4	-2,50	57	35,4	35	1,14	88	35,19	35	0,54
27	0,39	0,4	-2,50	58	0,4	0,4	0,00	89	0,39	0,4	-2,50
28	35,09	35	0,26	59	35,38	35	1,09	90	35,18	35	0,51
29	0,39	0,4	-2,50	60	35,36	35	1,03	91	35,18	35	0,51
30	0,39	0,4	-2,50	61	0,39	0,4	-2,50	92	0,39	0,4	-2,50
31	35,01	35	0,03	62	0,4	0,4	0,00	93	35,18	35	0,51
32	35	35	0,00	63	35,36	35	1,03	94	0,39	0,4	-2,50

Длительно допустимый ток – это максимальное значение тока, который может длительно протекать по проводу без превышения его установившейся температуры сверх определенного значения. Необходимо, чтобы ток I_{ij} , протекающий по линии был меньше, чем длительно допустимый ток $I_{дд}$ во избежание нарушения технических свойств объекта.

Длительно допустимый ток является справочным значением. Для

провода 110 кВ АС240/32 $I_{дд}=605$ А, а провода 35 кВ АС120/19 – $I_{дд}=390$ А [2].

Результаты расчета нормального режима заданного участка электрической сети по ветвям, которые моделируют воздушные ЛЭП, представлены в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Результаты расчета нормального режима по ветвям, моделирующим воздушные ЛЭП

N_i	N_j	U_i , кВ	P_{ij} , МВт	Q_{ij} , Мвар	I_{ij} , кА	$I_{дд}$, кА
1	2	113	26,2	14,1	0,15	0,605
1	3	113	26,2	14,2	0,15	0,605
4	7	35,6	14,2	6,4	0,25	0,39
4	51	35,6	11,5	5,1	0,2	0,39
5	31	35,5	14,2	6,4	0,25	0,39
5	73	35,5	11,5	5,1	0,21	0,39
7	8	35,2	1,1	0,5	0,02	0,39
7	10	35,2	5,2	2,3	0,09	0,39
7	17	35,2	7,9	3,5	0,14	0,39
10	11	35,2	3,3	1,4	0,06	0,39
10	14	35,2	1,9	0,8	0,03	0,39
17	18	35,1	2,7	1,2	0,05	0,39
17	21	35,1	5,2	2,3	0,09	0,39
21	22	35,1	2,5	1,1	0,04	0,39
21	28	35,1	2,7	1,2	0,05	0,39
22	23	35,1	0,8	0,4	0,01	0,39
31	32	35	1,1	0,5	0,02	0,39
31	34	35	5,2	2,3	0,09	0,39
31	41	35	7,9	3,5	0,14	0,39
34	35	35	3,3	1,4	0,06	0,39
34	38	35	1,9	0,8	0,03	0,39
41	42	35	2,7	1,2	0,05	0,39
41	45	35	5,2	2,3	0,09	0,39
45	46	34,9	2,5	1,1	0,04	0,39
45	48	34,9	2,7	1,2	0,05	0,39
46	47	34,9	0,8	0,4	0,01	0,39
51	52	35,6	0,8	0,3	0,01	0,39
51	54	35,6	10,7	4,7	0,19	0,39
54	56	35,4	9	4	0,16	0,39
56	57	35,4	0,8	0,4	0,01	0,39
56	59	35,4	8,2	3,6	0,15	0,39

Продолжение таблицы 1.5

N _i	N _j	U _i , кВ	P _{ij} , МВт	Q _{ij} , Мвар	I _{ij} , кА	I _{дд} , кА
59	60	35,4	2,5	1,1	0,04	0,39
59	63	35,4	5,7	2,5	0,1	0,39
63	64	35,4	1,6	0,7	0,03	0,39
63	66	35,4	0,8	0,4	0,01	0,39
63	68	35,4	3,3	1,4	0,06	0,39
68	69	35,3	1,6	0,7	0,03	0,39
68	71	35,3	1,6	0,7	0,03	0,39
73	74	35,4	0,8	0,3	0,01	0,39
73	76	35,4	10,7	4,7	0,19	0,39
76	78	35,3	9	4	0,16	0,39
78	79	35,2	0,8	0,4	0,01	0,39
78	81	35,2	8,2	3,6	0,15	0,39
81	82	35,2	2,5	1,1	0,04	0,39
81	85	35,2	5,7	2,5	0,1	0,39
85	86	35,2	1,6	0,7	0,03	0,39
85	88	35,2	0,8	0,4	0,01	0,39
85	90	35,2	3,3	1,4	0,06	0,39
90	91	35,2	1,6	0,7	0,03	0,39
90	93	35,2	1,6	0,7	0,03	0,39

Анализ таблицы 1.5 показывает, что в нормальном режиме работы сети токи по всем ветвям не превышают значений длительно допустимых токов.

Коэффициент загрузки трансформатора показывает степень загруженности устройства относительно его номинальной мощности. В таблице 1.6 приведены результаты расчета нормального режима по ветвям, моделирующим трансформаторы, и коэффициентов загрузки этих трансформаторов.

Таблица 1.6 – Результаты расчета нормального режима по ветвям, моделирующим трансформаторы, и коэффициентов загрузки этих трансформаторов

N _i	N _j	U _i , кВ	P _{ij} , МВт	Q _{ij} , Мвар	S _{ij} , МВА	S _{ном} , МВА	k _з , о.е.
2	4	109,2	25,8	13	28,89	63	0,46
3	5	108,7	25,8	13	28,89	63	0,46
8	9	35,2	1,1	0,5	1,21	1,6	0,76
11	12	35,1	1,6	0,7	1,75	2,5	0,70

Продолжение таблицы 1.6

Ni	Nj	Ui, кВ	Pij, МВт	Qij, Мвар	Sij, МВА	Snom, МВА	кз, о.е.
11	13	35,1	1,6	0,7	1,75	2,5	0,70
14	15	35,1	1,1	0,5	1,21	1,6	0,76
14	16	35,1	0,8	0,4	0,89	1,25	0,72
18	19	35,1	1,6	0,7	1,75	2,5	0,70
18	20	35,1	1,1	0,5	1,21	1,6	0,76
22	25	35,1	1,6	0,7	1,75	2,5	0,70
23	27	35,1	0,8	0,4	0,89	1,25	0,72
28	29	35,1	1,1	0,5	1,21	1,6	0,76
28	30	35,1	1,6	0,7	1,75	2,5	0,70
32	33	35	1,1	0,5	1,21	1,6	0,76
35	36	35	1,6	0,7	1,75	2,5	0,70
35	37	35	1,6	0,7	1,75	2,5	0,70
38	39	35	0,8	0,4	0,89	1,25	0,72
38	40	35	1,1	0,5	1,21	1,6	0,76
42	43	35	1,6	0,7	1,75	2,5	0,70
42	44	35	1,1	0,5	1,21	1,6	0,76
46	24	34,9	1,6	0,7	1,75	2,5	0,70
47	26	34,9	0,8	0,4	0,89	1,25	0,72
48	49	34,9	1,6	0,7	1,75	2,5	0,70
48	50	34,9	1,1	0,5	1,21	1,6	0,76
52	53	35,6	0,8	0,4	0,89	1,25	0,72
54	55	35,4	1,6	0,7	1,75	2,5	0,70
57	58	35,4	0,8	0,4	0,89	1,25	0,72
60	61	35,4	1,6	0,7	1,75	2,5	0,70
60	62	35,4	0,8	0,4	0,89	1,25	0,72
64	65	35,3	1,6	0,7	1,75	2,5	0,70
66	67	35,4	0,8	0,4	0,89	1,25	0,72
69	70	35,3	1,6	0,7	1,75	2,5	0,70
71	72	35,3	1,6	0,7	1,75	2,5	0,70
74	75	35,4	0,8	0,4	0,89	1,25	0,72
76	77	35,3	1,6	0,7	1,75	2,5	0,70
79	80	35,2	0,8	0,4	0,89	1,25	0,72
82	83	35,2	0,8	0,4	0,89	1,25	0,72
82	84	35,2	1,6	0,7	1,75	2,5	0,70
86	87	35,2	1,6	0,7	1,75	2,5	0,70
88	89	35,2	0,8	0,4	0,89	1,25	0,72
91	92	35,2	1,6	0,7	1,75	2,5	0,70
93	94	35,2	1,6	0,7	1,75	2,5	0,70

1.1.2 Анализ расчета ремонтного режима

В данном подразделе рассматривается ситуация, когда один трансформатор 110/35, принадлежащий ветви 3-5 (рисунок 1.1), выведен в ремонт. При этом секционный выключатель, который нормально отключен, в данном режиме переводится во включенное положение, чтобы питание нагрузок второй секции шин сохранилось. Анализ режима проводится аналогично п.1.1.1.

В таблицу 1.7 сведены результаты расчета ремонтного режима по узлам и отклонений узловых напряжений от номинальных значений в процентах, для проверки на соответствие нормам ГОСТ 32144-2013 [4].

Таблица 1.7 – Результаты расчета ремонтного режима по узлам с проверкой отклонения напряжения

№	Узла, кВ	Уном, кВ	ΔU , %	№	Узла, кВ	Уном, кВ	ΔU , %	№	Узла, кВ	Уном, кВ	ΔU , %
1	113	110	2,73	33	0,38	0,4	-5,00	64	0,38	0,4	-5,00
2	108,55	110	-1,32	34	33,84	35	-3,31	65	34,05	35	-2,71
3	108,55	110	-1,32	35	33,82	35	-3,37	66	0,38	0,4	-5,00
4	34,34	35	-1,89	36	0,38	0,4	-5,00	67	34,04	35	-2,74
5	34,34	35	-1,89	37	0,38	0,4	-5,00	68	34,03	35	-2,77
7	33,86	35	-3,26	38	33,83	35	-3,34	69	0,38	0,4	-5,00
8	33,85	35	-3,29	39	0,38	0,4	-5,00	70	34,02	35	-2,80
9	0,38	0,4	-5,00	40	0,38	0,4	-5,00	71	0,38	0,4	-5,00
10	33,84	35	-3,31	41	33,81	35	-3,40	72	34,3	35	-2,00
11	33,82	35	-3,37	42	33,8	35	-3,43	73	34,29	35	-2,03
12	0,38	0,4	-5,00	43	0,38	0,4	-5,00	74	0,38	0,4	-5,00
13	0,38	0,4	-5,00	44	0,37	0,4	-7,50	75	34,14	35	-2,46
14	33,83	35	-3,34	45	33,79	35	-3,46	76	0,38	0,4	-5,00
15	0,38	0,4	-5,00	46	33,78	35	-3,49	77	34,1	35	-2,57
16	0,38	0,4	-5,00	47	33,78	35	-3,49	78	34,1	35	-2,57
17	33,81	35	-3,40	48	33,77	35	-3,51	79	0,38	0,4	-5,00
18	33,8	35	-3,43	49	0,38	0,4	-5,00	80	34,07	35	-2,66
19	0,38	0,4	-5,00	50	0,37	0,4	-7,50	81	34,05	35	-2,71
20	0,37	0,4	-7,50	51	34,3	35	-2,00	82	0,38	0,4	-5,00
21	33,79	35	-3,46	52	34,29	35	-2,03	83	0,38	0,4	-5,00
22	33,78	35	-3,49	53	0,38	0,4	-5,00	84	34,05	35	-2,71
23	33,78	35	-3,49	54	34,14	35	-2,46	85	34,04	35	-2,74
24	0,38	0,4	-5,00	55	0,38	0,4	-5,00	86	0,38	0,4	-5,00
25	0,38	0,4	-5,00	56	34,1	35	-2,57	87	34,05	35	-2,71
26	0,38	0,4	-5,00	57	34,1	35	-2,57	88	0,38	0,4	-5,00
27	0,38	0,4	-5,00	58	0,38	0,4	-5,00	89	34,04	35	-2,74
28	33,77	35	-3,51	59	34,07	35	-2,66	90	34,03	35	-2,77

Продолжение таблицы 1.7

№	Узла, кВ	Уном, кВ	ΔU , %	№	Узла, кВ	Уном, кВ	ΔU , %	№	Узла, кВ	Уном, кВ	ΔU , %
29	0,37	0,4	-7,50	60	34,05	35	-2,71	91	0,38	0,4	-5,00
30	0,38	0,4	-5,00	61	0,38	0,4	-5,00	92	34,03	35	-2,77
31	33,86	35	-3,26	62	0,38	0,4	-5,00	93	0,38	0,4	-5,00
32	33,85	35	-3,29	63	34,05	35	-2,71	94	0,38	0,4	-5,00

Данные таблицы 1.7 показывают, что отклонений узловых напряжений сверх нормы в ремонтном режиме сети нет.

Далее необходимо проверить не превышают ли токи по ЛЭП своих длительно допустимых значений в этом утяжеленном для сети режиме. Результаты расчета ремонтного режима заданного участка электрической сети по ветвям, которые моделируют ЛЭП, представлены в таблице 1.8.

Таблица 1.8 – Результаты расчета ремонтного режима по ветвям, моделирующим воздушные ЛЭП

N_i	N_j	U_i , кВ	P_{ij} , МВт	Q_{ij} , Мвар	I_{ij} , кА	$I_{дл}$, кА
1	2	113	27,9	17	0,17	0,605
1	3	113	24,8	15,4	0,15	0,605
4	7	34,3	14,2	6,5	0,26	0,39
4	51	34,3	11,5	5,1	0,21	0,39
5	31	34,3	14,2	6,5	0,26	0,39
5	73	34,3	11,5	5,1	0,21	0,39
7	8	33,9	1,1	0,5	0,02	0,39
7	10	33,9	5,2	2,3	0,1	0,39
7	17	33,9	7,9	3,5	0,15	0,39
10	11	33,8	3,3	1,5	0,06	0,39
10	14	33,8	1,9	0,8	0,03	0,39
17	18	33,8	2,7	1,2	0,05	0,39
17	21	33,8	5,2	2,3	0,1	0,39
21	22	33,8	2,5	1,1	0,05	0,39
21	28	33,8	2,7	1,2	0,05	0,39
22	23	33,8	0,8	0,4	0,02	0,39
31	32	33,9	1,1	0,5	0,02	0,39
31	34	33,9	5,2	2,3	0,1	0,39
31	41	33,9	7,9	3,5	0,15	0,39
34	35	33,8	3,3	1,5	0,06	0,39
34	38	33,8	1,9	0,8	0,03	0,39
41	42	33,8	2,7	1,2	0,05	0,39

Продолжение таблицы 1.8

Ni	Nj	U _i , кВ	P _{ij} , МВт	Q _{ij} , Мвар	I _{ij} , кА	I _{дд} , кА
41	45	33,8	5,2	2,3	0,1	0,39
45	46	33,8	2,5	1,1	0,05	0,39
45	48	33,8	2,7	1,2	0,05	0,39
46	47	33,8	0,8	0,4	0,02	0,39
51	52	34,3	0,8	0,4	0,01	0,39
51	54	34,3	10,7	4,8	0,2	0,39
54	56	34,1	9	4	0,17	0,39
56	57	34,1	0,8	0,4	0,02	0,39
56	59	34,1	8,2	3,6	0,15	0,39
59	60	34,1	2,5	1,1	0,05	0,39
59	63	34,1	5,7	2,5	0,11	0,39
63	64	34,1	1,6	0,7	0,03	0,39
63	66	34,1	0,8	0,4	0,02	0,39
63	68	34,1	3,3	1,5	0,06	0,39
68	69	34	1,6	0,7	0,03	0,39
68	71	34	1,6	0,7	0,03	0,39
73	74	34,3	0,8	0,4	0,01	0,39
73	76	34,3	10,7	4,8	0,2	0,39
76	78	34,1	9	4	0,17	0,39
78	79	34,1	0,8	0,4	0,02	0,39
78	81	34,1	8,2	3,6	0,15	0,39
81	82	34,1	2,5	1,1	0,05	0,39
81	85	34,1	5,7	2,5	0,11	0,39
85	86	34,1	1,6	0,7	0,03	0,39
85	88	34,1	0,8	0,4	0,02	0,39
85	90	34,1	3,3	1,5	0,06	0,39
90	91	34	1,6	0,7	0,03	0,39
90	93	34	1,6	0,7	0,03	0,39

Сравнение таблиц 1.5 и 1.8 показывает, что ток по некоторым линиям увеличился, но не значительно. Превышения значений длительно допустимых токов нет.

Вся нагрузка, которая прежде была поделена между двумя трансформаторами, в рассматриваемом режиме идет через один, следовательно, необходимо проверить не оказался ли трансформатор 110/35 перегружен в новых условиях.

В таблице 1.9 приведены результаты расчета ремонтного режима по

ветвям, моделирующим трансформаторы, и коэффициентов загрузки этих трансформаторов.

Таблица 1.9 – Результаты расчета ремонтного режима по ветвям, моделирующим трансформаторы, и коэффициентов загрузки этих трансформаторов

N_i	N_j	$U_i, \text{кВ}$	$P_{ij}, \text{МВт}$	$Q_{ij}, \text{Мвар}$	$S_{ij}, \text{МВА}$	$S_{\text{НОМ}}, \text{МВА}$	$k_3, \text{о.е.}$
2	4	108,6	51,8	29,9	59,81	63	0,95
8	9	33,8	1,1	0,5	1,21	1,6	0,76
11	12	33,8	1,6	0,7	1,75	2,5	0,70
11	13	33,8	1,6	0,7	1,75	2,5	0,70
14	15	33,8	1,1	0,5	1,21	1,6	0,76
14	16	33,8	0,8	0,4	0,89	1,25	0,72
18	19	33,8	1,6	0,7	1,75	2,5	0,70
18	20	33,8	1,1	0,5	1,21	1,6	0,76
22	25	33,8	1,6	0,7	1,75	2,5	0,70
23	27	33,8	0,8	0,4	0,89	1,25	0,72
28	29	33,8	1,1	0,5	1,21	1,6	0,76
28	30	33,8	1,6	0,7	1,75	2,5	0,70
32	33	33,8	1,1	0,5	1,21	1,6	0,76
35	36	33,8	1,6	0,7	1,75	2,5	0,70
35	37	33,8	1,6	0,7	1,75	2,5	0,70
38	39	33,8	0,8	0,4	0,89	1,25	0,72
38	40	33,8	1,1	0,5	1,21	1,6	0,76
42	43	33,8	1,6	0,7	1,75	2,5	0,70
42	44	33,8	1,1	0,5	1,21	1,6	0,76
46	24	33,8	1,6	0,7	1,75	2,5	0,70
47	26	33,8	0,8	0,4	0,89	1,25	0,72
48	49	33,8	1,6	0,7	1,75	2,5	0,70
48	50	33,8	1,1	0,5	1,21	1,6	0,76
52	53	34,3	0,8	0,4	0,89	1,25	0,72
54	55	34,1	1,6	0,7	1,75	2,5	0,70
57	58	34,1	0,8	0,4	0,89	1,25	0,72
60	61	34,1	1,6	0,7	1,75	2,5	0,70
60	62	34,1	0,8	0,4	0,89	1,25	0,72
64	65	34	1,6	0,7	1,75	2,5	0,70
66	67	34	0,8	0,4	0,89	1,25	0,72
69	70	34	1,6	0,7	1,75	2,5	0,70
71	72	34	1,6	0,7	1,75	2,5	0,70
74	75	34,3	0,8	0,4	0,89	1,25	0,72
76	77	34,1	1,6	0,7	1,75	2,5	0,70

N_i	N_j	$U_i, \text{кВ}$	$P_{ij}, \text{МВт}$	$Q_{ij}, \text{Мвар}$	$S_{ij}, \text{МВА}$	$S_{\text{НОМ}}, \text{МВА}$	$k_3, \text{о.е.}$
79	80	34,1	0,8	0,4	0,89	1,25	0,72
82	83	34,1	0,8	0,4	0,89	1,25	0,72
82	84	34,1	1,6	0,7	1,75	2,5	0,70
86	87	34	1,6	0,7	1,75	2,5	0,70
88	89	34	0,8	0,4	0,89	1,25	0,72
91	92	34	1,6	0,7	1,75	2,5	0,70
93	94	34	1,6	0,7	1,75	2,5	0,70

Коэффициент загрузки трансформатора 110/35, принадлежащего ветви 2-4, увеличился с 0,46 до 0,95.

1.1.3 Анализ расчета режима при отключенной цепи ВЛ-35 кВ

Рассмотрим случай, когда одна цепь ВЛ-35 кВ отключена (рисунок 1.4). В этом режиме нагрузка от трансформаторов отключенной цепи переводится через секционный автоматический выключатель на шины второго трансформатора, подключенного ко второй рабочей цепи ВЛ.

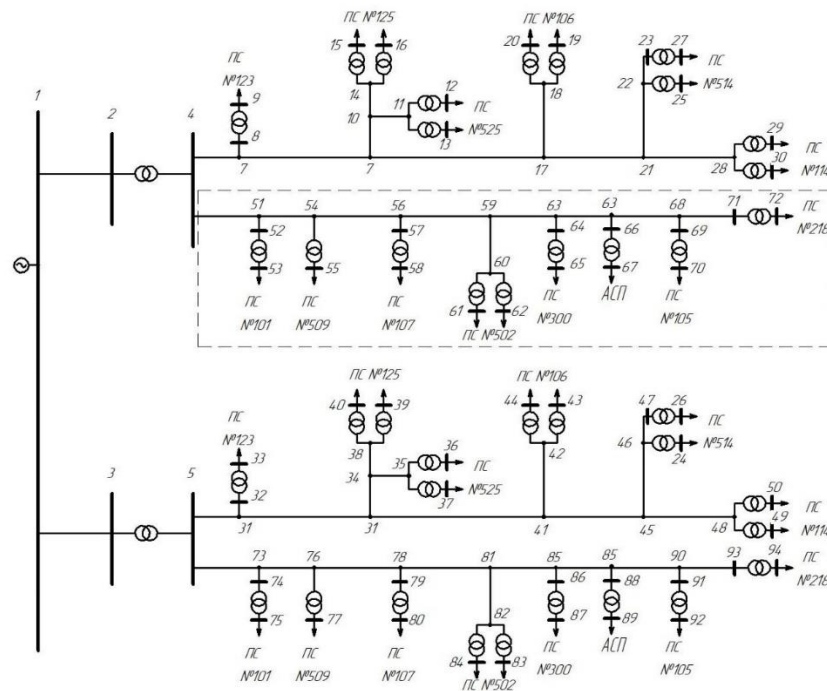


Рисунок 1.4 – Схема участка электрической сети для расчета режима при отключенной цепи ВЛ-35 кВ (выделена пунктиром)

В таблицу 1.10 сведены результаты расчета рассматриваемого режима по узлам и отклонений узловых напряжений от номинальных значений в процентах. В узлах 77, 80, 83, 84, 87, 89, 92, 94 отклонение напряжения достигло допустимых по ГОСТ 32144-2013 10%.

Таблица 1.10 – Результаты расчета режима при отключенной цепи ВЛ-35 кВ по узлам с проверкой отклонения напряжения

№	Узла, кВ	Uном, кВ	ΔU , %
1	113	110	2,73
2	111,02	110	0,93
3	105,76	110	-3,85
4	36,69	35	4,83
5	33,84	35	-3,31
7	36,24	35	3,54
8	36,23	35	3,51
9	0,4	0,4	0,00
10	36,22	35	3,49
11	36,21	35	3,46
12	0,4	0,4	0,00
13	0,4	0,4	0,00
14	36,21	35	3,46
15	0,4	0,4	0,00
16	0,41	0,4	2,50
17	36,2	35	3,43
18	36,19	35	3,40
19	0,4	0,4	0,00
20	0,4	0,4	0,00
21	36,18	35	3,37
22	36,17	35	3,34
23	36,17	35	3,34
24	0,37	0,4	-7,50
25	0,4	0,4	0,00
26	0,37	0,4	-7,50
27	0,41	0,4	2,50
28	36,16	35	3,31
29	0,4	0,4	0,00
30	0,4	0,4	0,00
31	33,35	35	-4,71
32	33,34	35	-4,74
33	0,37	0,4	-7,50
34	33,32	35	-4,80
35	33,31	35	-4,83

Продолжение таблицы 1.10

№	Узла, кВ	Уном, кВ	ΔU , %
36	0,37	0,4	-7,50
37	0,37	0,4	-7,50
38	33,32	35	-4,80
39	0,37	0,4	-7,50
40	0,37	0,4	-7,50
41	33,3	35	-4,86
42	33,29	35	-4,89
43	0,37	0,4	-7,50
44	0,37	0,4	-7,50
45	33,28	35	-4,91
46	33,27	35	-4,94
47	33,27	35	-4,94
48	33,26	35	-4,97
49	0,37	0,4	-7,50
50	0,37	0,4	-7,50
73	33,75	35	-3,57
74	33,73	35	-3,63
75	0,37	0,4	-7,50
76	33,39	35	-4,60
77	0,36	0,4	-10,00
78	33,31	35	-4,83
79	33,31	35	-4,83
80	0,36	0,4	-10,00
81	33,24	35	-5,03
82	33,2	35	-5,14
83	0,36	0,4	-10,00
84	0,36	0,4	-10,00
85	33,2	35	-5,14
86	33,18	35	-5,20
87	0,36	0,4	-10,00
88	33,19	35	-5,17
89	0,36	0,4	-10,00
90	33,17	35	-5,23
91	33,15	35	-5,29
92	0,36	0,4	-10,00
93	33,15	35	-5,29
94	0,36	0,4	-10,00

Результаты расчета режима заданного участка электрической сети при одной отключенной цепи ВЛ-35 кВ по ветвям, которые моделируют

воздушные ЛЭП, представлены в таблице 1.11. В двух ветвях, 5-73 и 73-76, значение тока превышает длительно допустимое, что может привести к перегреву данных проводов.

Таблица 1.11 – Результаты расчета режима при отключенной цепи ВЛ-35 кВ по ветвям, моделирующим воздушные ЛЭП

N_i	N_j	U_{ij} , кВ	P_{ij} , МВт	Q_{ij} , Мвар	I_{ij} , кА	$I_{дл}$, кА
1	2	113	14,4	6,8	0,08	0,605
1	3	113	38,9	25,8	0,24	0,605
4	7	36,7	14,2	6,3	0,24	0,39
5	31	33,8	14,2	6,5	0,27	0,39
5	73	33,8	23,5	12,1	0,45	0,39
7	8	36,2	1,1	0,5	0,02	0,39
7	10	36,2	5,2	2,2	0,09	0,39
7	17	36,2	7,9	3,4	0,14	0,39
10	11	36,2	3,3	1,4	0,06	0,39
10	14	36,2	1,9	0,8	0,03	0,39
17	18	36,2	2,7	1,2	0,05	0,39
17	21	36,2	5,2	2,2	0,09	0,39
21	22	36,2	2,5	1,1	0,04	0,39
21	28	36,2	2,7	1,2	0,05	0,39
22	23	36,2	0,8	0,3	0,01	0,39
31	32	33,3	1,1	0,5	0,02	0,39
31	34	33,3	5,2	2,3	0,1	0,39
31	41	33,3	7,9	3,5	0,15	0,39
34	35	33,3	3,3	1,5	0,06	0,39
34	38	33,3	1,9	0,8	0,04	0,39
41	42	33,3	2,7	1,2	0,05	0,39
41	45	33,3	5,2	2,3	0,1	0,39
45	46	33,3	2,5	1,1	0,05	0,39
45	48	33,3	2,7	1,2	0,05	0,39
46	47	33,3	0,8	0,4	0,02	0,39
73	74	33,7	1,7	0,8	0,03	0,39
73	76	33,7	21,8	11,2	0,42	0,39
76	78	33,4	18,3	9,2	0,35	0,39
78	79	33,3	1,7	0,8	0,03	0,39
78	81	33,3	16,6	8,4	0,32	0,39
81	82	33,2	5	2,5	0,1	0,39
81	85	33,2	11,6	5,9	0,23	0,39
85	86	33,2	3,3	1,7	0,06	0,39
85	88	33,2	1,7	0,8	0,03	0,39

Продолжение таблицы 1.11

N _i	N _j	U _i , кВ	P _{ij} , МВт	Q _{ij} , Мвар	I _{ij} , кА	I _{дд} , кА
85	90	33,2	6,6	3,4	0,13	0,39
90	91	33,2	3,3	1,7	0,06	0,39
90	93	33,2	3,3	1,7	0,06	0,39

Результаты расчета режима заданного участка электрической сети при одной отключенной цепи ВЛ-35 кВ по ветвям, которые моделируют трансформаторы, представлены в таблице 1.12. Трансформаторы, подключенные к оставшейся в работе цепи ВЛ-35, оказались перегружены в рассматриваемом режиме. Такая перегрузка допустима, но с ограничением по времени, которое регламентируется ГОСТ 14209-85 [5].

Таблица 1.12 – Результаты расчета режима при отключенной цепи ВЛ-35 кВ по ветвям, моделирующим трансформаторы

N _i	N _j	U _i , кВ	P _{ij} , МВт	Q _{ij} , Мвар	S _{ij} , МВА	S _{ном} , МВА	k _з , о.е.
2	4	111	14,2	6,8	15,74	63	0,25
3	5	105,8	37,8	22,4	43,94	63	0,70
8	9	36,2	1,1	0,5	1,21	1,6	0,76
11	12	36,2	1,6	0,7	1,75	2,5	0,70
11	13	36,2	1,6	0,7	1,75	2,5	0,70
14	15	36,2	1,1	0,5	1,21	1,6	0,76
14	16	36,2	0,8	0,3	0,85	1,25	0,68
18	19	36,2	1,6	0,7	1,75	2,5	0,70
18	20	36,2	1,1	0,5	1,21	1,6	0,76
22	25	36,2	1,6	0,7	1,75	2,5	0,70
23	27	36,2	0,8	0,3	0,85	1,25	0,68
28	29	36,2	1,1	0,5	1,21	1,6	0,76
28	30	36,2	1,6	0,7	1,75	2,5	0,70
32	33	33,3	1,1	0,5	1,21	1,6	0,76
35	36	33,3	1,6	0,7	1,75	2,5	0,70
35	37	33,3	1,6	0,7	1,75	2,5	0,70
38	39	33,3	0,8	0,4	0,89	1,25	0,72
38	40	33,3	1,1	0,5	1,21	1,6	0,76
42	43	33,3	1,6	0,7	1,75	2,5	0,70
42	44	33,3	1,1	0,5	1,21	1,6	0,76
46	24	33,3	1,6	0,7	1,75	2,5	0,70
47	26	33,3	0,8	0,4	0,89	1,25	0,72
48	49	33,3	1,6	0,7	1,75	2,5	0,70

N_i	N_j	U_i , кВ	P_{ij} , МВт	Q_{ij} , Мвар	S_{ij} , МВА	$S_{ном}$, МВА	k_3 , о.е.
48	50	33,3	1,1	0,5	1,21	1,6	0,76
74	75	33,7	1,7	0,8	1,88	1,25	1,50
76	77	33,4	3,3	1,7	3,71	2,5	1,48
79	80	33,3	1,7	0,8	1,88	1,25	1,50
82	83	33,2	1,7	0,8	1,88	1,25	1,50
82	84	33,2	3,3	1,7	3,71	2,5	1,48
86	87	33,2	3,3	1,7	3,71	2,5	1,48
88	89	33,2	1,7	0,8	1,88	1,25	1,50
91	92	33,2	3,3	1,7	3,71	2,5	1,48
93	94	33,2	3,3	1,7	3,71	2,5	1,48

В рассматриваемой схеме есть возможность осуществления централизованного регулирования напряжения посредством использования РПН, имеющегося у трансформаторов 110/35 кВ. Выберем -5 отпайку трансформатора, принадлежащего ветви 3-5, чтобы снизить отклонение напряжения в узлах 77, 80, 83, 84, 87, 89, 92, 94. Результаты расчета по узлам приведены в таблице 1.13.

Таблица 1.13 – Результаты расчета режима при отключенной цепи ВЛ-35 кВ по узлам с проверкой отклонения напряжения при -5 отпайке трансформатора, принадлежащего ветви 3-5

№	Узла, кВ	$U_{ном}$, кВ	ΔU , %
1	113	110	2,73
2	111,02	110	0,93
3	105,98	110	-3,65
4	36,69	35	4,83
5	37,31	35	6,60
7	36,24	35	3,54
8	36,23	35	3,51
9	0,4	0,4	0,00
10	36,22	35	3,49
11	36,21	35	3,46
12	0,4	0,4	0,00
13	0,4	0,4	0,00
14	36,22	35	3,49
15	0,4	0,4	0,00

Продолжение таблицы 1.13

№	Узла, кВ	Uном, кВ	ΔU , %
16	0,41	0,4	2,50
17	36,2	35	3,43
18	36,19	35	3,40
19	0,4	0,4	0,00
20	0,4	0,4	0,00
21	36,18	35	3,37
22	36,17	35	3,34
23	36,17	35	3,34
24	0,41	0,4	2,50
25	0,4	0,4	0,00
26	0,41	0,4	2,50
27	0,41	0,4	2,50
28	36,16	35	3,31
29	0,4	0,4	0,00
30	0,4	0,4	0,00
31	36,86	35	5,31
32	36,86	35	5,31
33	0,41	0,4	2,50
34	36,85	35	5,29
35	36,83	35	5,23
36	0,41	0,4	2,50
37	0,41	0,4	2,50
38	36,84	35	5,26
39	0,41	0,4	2,50
40	0,41	0,4	2,50
41	36,82	35	5,20
42	36,81	35	5,17
43	0,41	0,4	2,50
44	0,41	0,4	2,50
45	36,81	35	5,17
46	36,8	35	5,14
47	36,79	35	5,11
48	36,79	35	5,11
49	0,41	0,4	2,50
50	0,41	0,4	2,50
73	37,22	35	6,34
74	37,21	35	6,31
75	0,41	0,4	2,50
76	36,91	35	5,46
77	0,4	0,4	0,00
78	36,84	35	5,26

Продолжение таблицы 1.13

№	Узла, кВ	U _{ном} , кВ	ΔU, %
79	36,83	35	5,23
80	0,41	0,4	2,50
81	36,78	35	5,09
82	36,74	35	4,97
83	0,4	0,4	0,00
84	0,4	0,4	0,00
85	36,74	35	4,97
86	36,73	35	4,94
87	0,4	0,4	0,00
88	36,73	35	4,94
89	0,4	0,4	0,00
90	36,71	35	4,89
91	36,7	35	4,86
92	0,4	0,4	0,00
93	36,7	35	4,86
94	0,4	0,4	0,00

В таблицу 1.14 сведены результаты расчета режима по ветвям, которые моделируют воздушные ЛЭП. При установке -5 отпайки ток в ветви 73-76, который прежде превышал длительно допустимое значение, уменьшился до удовлетворительного по условию нагрева значения. Повышение напряжения позволило снизить реактивную мощность, за счет чего уменьшился протекаемый по ветви ток. В ветви 5-73 значение тока тоже стало ниже, но осталось больше длительно допустимого значения. В связи с этим рекомендуется для линии 5-73 заменить провод АС 120/19 на АС 150/24 с $I_{дл}=0,45$ кА.

Таблица 1.14 – Результаты расчета режима при отключенной цепи ВЛ-35 кВ по ветвям, которые моделируют воздушные ЛЭП, при -5 отпайке трансформатора, принадлежащего ветви 3-5

N _i	N _j	U _i , кВ	P _{ij} , МВт	Q _{ij} , Мвар	I _{ij} , кА	I _{дл} , кА
1	2	113	14,4	6,8	0,08	0,605
1	3	113	38,7	24,8	0,23	0,605
4	7	36,7	14,2	6,3	0,24	0,39
5	31	37,3	14,2	6,3	0,24	0,39
5	73	37,3	23,4	11,4	0,4	0,39

Продолжение таблицы 1.14

Ni	Nj	U _i , кВ	P _{ij} , МВт	Q _{ij} , Мвар	I _{ij} , кА	I _{дд} , кА
7	8	36,2	1,1	0,5	0,02	0,39
7	10	36,2	5,2	2,2	0,09	0,39
7	17	36,2	7,9	3,4	0,14	0,39
10	11	36,2	3,3	1,4	0,06	0,39
10	14	36,2	1,9	0,8	0,03	0,39
17	18	36,2	2,7	1,2	0,05	0,39
17	21	36,2	5,2	2,2	0,09	0,39
21	22	36,2	2,5	1,1	0,04	0,39
21	28	36,2	2,7	1,2	0,05	0,39
22	23	36,2	0,8	0,3	0,01	0,39
31	32	36,9	1,1	0,5	0,02	0,39
31	34	36,9	5,2	2,2	0,09	0,39
31	41	36,9	7,8	3,4	0,13	0,39
34	35	36,8	3,3	1,4	0,06	0,39
34	38	36,8	1,9	0,8	0,03	0,39
41	42	36,8	2,7	1,2	0,05	0,39
41	45	36,8	5,2	2,2	0,09	0,39
45	46	36,8	2,5	1,1	0,04	0,39
45	48	36,8	2,7	1,2	0,05	0,39
46	47	36,8	0,8	0,3	0,01	0,39
73	74	37,2	1,7	0,8	0,03	0,39
73	76	37,2	21,7	10,6	0,37	0,39
76	78	36,9	18,2	8,8	0,32	0,39
78	79	36,8	1,7	0,8	0,03	0,39
78	81	36,8	16,6	8	0,29	0,39
81	82	36,8	5	2,4	0,09	0,39
81	85	36,8	11,6	5,6	0,2	0,39
85	86	36,7	3,3	1,6	0,06	0,39
85	88	36,7	1,7	0,8	0,03	0,39
85	90	36,7	6,6	3,2	0,12	0,39
90	91	36,7	3,3	1,6	0,06	0,39
90	93	36,7	3,3	1,6	0,06	0,39

В таблицу 1.15 сведены расчеты режима по ветвям, которые моделируют трансформаторы.

Из таблицы 1.15 видно, что перегрузка девяти трансформаторов 35/0,4 кВ так и осталась. Определим в соответствии с ГОСТ 14209-85 время допустимое для длительной перегрузки (таблица 1.16). Температура

охлаждающей среды для исследуемой местности $\theta_{\text{охл}}=10\text{ }^{\circ}\text{C}$ [5].

Таблица 1.15 – Результаты расчета режима при отключенной цепи ВЛ-35 кВ по ветвям, которые моделируют трансформаторы, при -5 отпайке трансформатора, принадлежащего ветви 3-5

N_i	N_j	U_i , кВ	P_{ij} , МВт	Q_{ij} , Мвар	S_{ij} , МВА	$S_{\text{НОМ}}$, МВА	k_3 , о.е.
2	4	111	14,2	6,8	15,74	63	0,25
3	5	106	37,7	21,4	43,35	63	0,69
8	9	36,2	1,1	0,5	1,21	1,6	0,76
11	12	36,2	1,6	0,7	1,75	2,5	0,70
11	13	36,2	1,6	0,7	1,75	2,5	0,70
14	15	36,2	1,1	0,5	1,21	1,6	0,76
14	16	36,2	0,8	0,3	0,85	1,25	0,68
18	19	36,2	1,6	0,7	1,75	2,5	0,70
18	20	36,2	1,1	0,5	1,21	1,6	0,76
22	25	36,2	1,6	0,7	1,75	2,5	0,70
23	27	36,2	0,8	0,3	0,85	1,25	0,68
28	29	36,2	1,1	0,5	1,21	1,6	0,76
28	30	36,2	1,6	0,7	1,75	2,5	0,70
32	33	36,9	1,1	0,5	1,21	1,6	0,76
35	36	36,8	1,6	0,7	1,75	2,5	0,70
35	37	36,8	1,6	0,7	1,75	2,5	0,70
38	39	36,8	0,8	0,3	0,85	1,25	0,68
38	40	36,8	1,1	0,5	1,21	1,6	0,76
42	43	36,8	1,6	0,7	1,75	2,5	0,70
42	44	36,8	1,1	0,5	1,21	1,6	0,76
46	24	36,8	1,6	0,7	1,75	2,5	0,70
47	26	36,8	0,8	0,3	0,85	1,25	0,68
48	49	36,8	1,6	0,7	1,75	2,5	0,70
48	50	36,8	1,1	0,5	1,21	1,6	0,76
74	75	37,2	1,7	0,8	1,88	1,25	1,50
76	77	36,9	3,3	1,6	3,67	2,5	1,47
79	80	36,8	1,7	0,8	1,88	1,25	1,50
82	83	36,7	1,7	0,8	1,88	1,25	1,50
82	84	36,7	3,3	1,6	3,67	2,5	1,47
86	87	36,7	3,3	1,6	3,67	2,5	1,47
88	89	36,7	1,7	0,8	1,88	1,25	1,50
91	92	36,7	3,3	1,6	3,67	2,5	1,47
93	94	36,7	3,3	1,6	3,67	2,5	1,47

Таблица 1.16 – Допустимое время длительной перегрузки трансформатора

K_1 , о.е.	K_2 , о.е.	Время, ч
0,70	1,47	3,33
0,72	1,50	3

Время планового простоя для конкретной линии принимается с учетом набора имеющихся неисправностей. Т.к. сейчас все ремонты производятся по текущему состоянию, то плановое отключение может быть сдвинуто в связи с отсутствием надобности в отключении. На данном этапе принимаем время простоя электрической сети ВЛ-35 кВ равное 3 часам. При таких условиях трансформаторы могут работать с перегрузкой, и отключать часть потребителей для их разгрузки не потребуется.

1.3 Выводы

В данной главе были исследованы установившиеся режимы участка электрической сети группы Салымских месторождений.

Исследование нормального режима показало, что при заданных нагрузках все режимные ограничения выполняются: отклонения напряжения в узлах сети не превышает норм, установленных в ГОСТ 32144-2013 [4], токи в ветвях ВЛ не превышают длительно допустимых значений, загрузка трансформаторов удовлетворительна и не превышает 0,76 о.е.

Далее был рассмотрен режим с выводом одного из трансформаторов 110/35 кВ в ремонт. В этом режиме также были выполнены все ограничения. Коэффициент загрузки, оставшегося в работе трансформатора 110/35 кВ, повысился с 0,46 о.е. до 0,95 о.е. ГОСТ 14209-85 [5] при таком уровне загрузки не ограничивает время работы трансформатора, что позволяет ему работать, пока не будет введен второй трансформатор 110/35 кВ в работу после ремонта.

При одной отключенной цепи ВЛ-35 кВ не все режимные ограничения были выполнены, поэтому были приняты следующие технические решения:

1. Была выбрана -5 отпайка РПН на трансформаторе 110/35 кВ;
2. Был проверен уровень перегрузки трансформаторов на соответствие ГОСТ 14209-85 [5];
3. Была дана рекомендация на смену провода линии 5-73 на провод АС 150/24 с $I_{дд}=0,45$ кА.

Данные решения позволили снизить отклонения напряжения до уровня соответствия нормам ГОСТ 32144-2013 [4]. Повышение напряжения за счет смены отпайки на трансформаторе 110/35 кВ позволило снизить ток в ветви 73-76 ниже длительно допустимого значения. Обоснованно выбранное время простоя электрической сети ВЛ-35 кВ равное 3 часам, позволило не отключать часть нагрузки для разгрузки перегруженных трансформаторов.

2 ОЦЕНКА БЕЗОТКАЗНОСТИ И ВОССТАНАВЛИВАЕМОСТИ ЭЛЕМЕНТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Целью главы является рассмотрение важнейших свойств надежности технических систем, таких как безотказность и ремонтпригодность (восстанавливаемость) ее элементов, а также количественная оценка показателей безотказности и восстанавливаемости электрооборудования сетей 35 кВ по реальной статистике аварийных отключений.

2.1 Теоретическая часть

Надежность – это комплексное свойство объекта рассмотрения, заключающееся в возможности сохранять во времени способность выполнять заданные функции в определенных режимах и условиях применения, технического обслуживания, хранения и транспортирования [6].

С точки зрения надежности объект может быть исправным, т.е. иметь состояние, когда все его характеристики соответствуют задокументированным, а может быть неисправным – быть в состоянии, когда хотя бы одно из требований к объекту не соответствует нормативу. Также объект характеризуется работоспособным или неработоспособным состоянием. В первом случае рассматриваемый объект может выполнять все заложенные функции, а во втором – объект не в состоянии нести хотя бы одну заложенную в него функцию по каким-либо причинам. Еще существует понятие предельного состояния – это состояние, когда в дальнейшей эксплуатации объекта или в восстановлении его работоспособности нет смысла или возможности. Также можно отметить, что находясь в работоспособном состоянии, объект может быть в рабочем и нерабочем состояниях [7].

Для смены текущего состояния объекта, должно произойти какое-то событие, которое к этому приведет – событие перехода. Их существует несколько:

1. Отказ – событие, ведущее к переходу из работоспособного состояния объекта в неработоспособное или частично неработоспособное. Соответственно, отказ бывает полный и частичный;

2. Дефект – событие перехода, заключающееся в несоответствии характеристик отдельных элементов объекта прописанным в документации;

3. Повреждение – нарушение исправного состояния объекта с сохранением его работоспособности.

Нужно заметить, что сам отказ делится еще на несколько видов [7]:

1. Сбой – одна из разновидностей отказа, характеризующаяся самоустранением и кратковременным нарушением работоспособного состояния объекта;

2. Внезапный отказ – это резкий переход от работоспособного состояния объекта к неработоспособному;

3. Постепенный отказ – отказ, который можно проследить по планомерно изменяющимся параметрам объекта, которые приводят к его неработоспособности;

4. Явный отказ – отказ, который можно определить визуально или посредством диагностического оборудования перед началом эксплуатации объекта или во время нее;

5. Скрытый отказ – отказ, который можно обнаружить лишь при техническом обслуживании объекта или его специальной диагностики.

6. Частичный отказ – потеря частичной работоспособности объекта из-за отказа одного или нескольких его элементов.

Однако, если обратиться к ГОСТ [6], то можно найти еще несколько видов отказов, но ограничимся вышеприведенными.

Надежность для каждого объекта складывается из ряда подсвойств, характеризующих объект – это безотказность, ремонтпригодность, долговечность, сохраняемость [8].

Безотказность – это способность объекта оставаться в работоспособном состоянии на определенном промежутке времени или в течении некоторой

наработки. Нарботка может представлять из себя как временной интервал работы, так и какой-либо объем работы объекта [6].

Ремонтопригодность объекта заключается в его способности посредством технического обслуживания и ремонта к поддержанию и восстановлению работоспособного или исправного состояния.

В качестве частного случая ремонтпригодности можно рассмотреть свойство восстанавливаемости объекта, которое заключается в способности возвращения к работоспособному состоянию после отказа без вывода объекта из эксплуатации.

Долговечность характеризует свойство объекта содержащее в себе способность выполнять предписанные функции при определенных условиях до достижения предельного состояния.

Сохраняемость – это термин, характеризующий способность объекта непрерывно сохранять работоспособность в течение и после его хранения, транспортировки и перерывов в использовании.

Любой объект и его свойства можно описать какими-либо параметрами. В том числе существуют специальные показатели надежности. Их определение тесно связано с теорией вероятности, поскольку весь процесс эксплуатации объекта – это набор случайных событий.

Случайное событие – это любое событие, которое могло произойти или не произойти, например, выход из строя трансформатора или короткое замыкание на линии.

Также ниже приведены одни из основных вероятностных терминов в теории надежности, которые необходимы для понимания показателей надежности.

Случайная величина – это величина, которая в результате испытания примет какое-то одно значение, зависящее от случайных фактов и которое невозможно предсказать. Случайная величина может быть дискретной и непрерывной.

Математическое ожидание – это центр распределения случайной

величины, относительно которого распределяются все возможные ее значения [7].

Показатели надежности для объектов определяются и на этапе их проектирования, и в процессе эксплуатации, но определение этих показателей в данных случаях имеет некоторую разницу. В процессе проектирования показатели надежности определяются на основе теории вероятности, а в процессе эксплуатации – на основе математической статистики [7]. Для того, чтобы показатели надежности, рассчитанные на основе математической статистики, были достоверны, нужна большая выборка данных для их расчета.

Показатели надежности могут быть единичными, если они представляют меру надежности только одного свойства, и комплексными – если оценивают сразу несколько свойств надежности. Далее подробнее будет идти речь о некоторых единичных показателях восстанавливаемых объектов.

Один из показателей безотказности – это параметр потока отказов, представляющий собой математическое ожидание числа отказов объекта за единицу времени, взятое для рассматриваемого временного периода. Также должно соблюдаться условие, что отказавшие элементы заменяются новыми, т.е. число испытываемых элементов сохраняется неизменным в процессе работы. Формула для расчета параметра потока отказов:

$$\omega(t) = \frac{n(\Delta t)}{N\Delta t} \quad (2.1)$$

где $n(\Delta t)$ – число отказавших элементов на интервале Δt ;

N – общее количество всех элементов данного типа.

Обратная параметру потока отказов величина называется средней наработкой на отказ и характеризует математическое ожидание этой наработки до отказа:

$$T_0 = \frac{1}{\omega(t)} \quad (2.2)$$

Время восстановления относится к показателю восстанавливаемости и представляет собой время вынужденного простоя объекта, достаточного для

устранения причин отказа [9]. Данный показатель можно определить как разность между моментом времени введения объекта в работу (t_2) и моментом времени отказа объекта (t_1).

$$T_B = t_2 - t_1 \quad (2.3)$$

Также, при неимении данных о крайних точках периода восстановления (t_1, t_2), можно найти среднее время восстановления через интенсивность восстановления.

Интенсивность восстановления – это условная плотность вероятности восстановления работоспособности объекта, определенная для какого-то момента времени при условии, что до этого момента времени восстановление завершено не было.

$$\mu(t) = \frac{n_B(\Delta t)}{N_{\text{нев ср}} \Delta t} \quad (2.4)$$

где $n_B(\Delta t)$ – это число объектов, восстановленных на интервале времени Δt ;

$N_{\text{нев ср}}$ – среднее число объектов, не восстановленных на том же интервале.

Тогда среднее время восстановления можно найти как:

$$T_{B \text{ ср}} = \frac{1}{\mu(t)} \quad (2.5)$$

2.2 Анализ статистических данных ООО «Ноябрьскэнергонефть» по аварийным отключениям ВЛ-35 кВ

Любая система электроснабжения непрерывно развивается, что приводит к ее изменениям. Поэтому нужно постоянно контролировать состояние элементов сети и степень их надежности. На основе этих данных можно выявлять «узкие места», формировать план диагностики и ее график. Необходимо проводить мониторинг всех видов электросетевого оборудования, однако в этой главе особое внимание будет уделено состоянию ВЛ-35 кВ, находящимся на балансе ООО «Ноябрьскэнергонефть».

Чтобы скомплектовать исходные данные для расчета показателей надежности ВЛ-35 кВ, была проанализирована аварийная статистика этого предприятия за десятилетний период времени (2008-2018 гг.).

ООО «Ноябрьскэнергонетфть» – это филиал ПАО «Газпром нефть». Компания осуществляет деятельность в шести субъектах Российской Федерации, а именно в ЯНАО, ХМАО, Тюменской, Томской, Омской и Оренбургской областях. ООО «Ноябрьскэнергонетфть» имеет широкий набор направлений деятельности, основные из которых – оказание услуг по передаче и распределению электроэнергии, проведение техобслуживания электрических сетей и электрооборудования, выполнение капитальных ремонтов, проведение испытаний и измерений в электроустановках и т.д. [10].

Аварийная статистика представляет собой большой пласт данных, содержащих всевозможную информацию об отказавшем оборудовании (тип оборудования, дата отказа и введения в работу, причина отказа, описание аварии и т.д.). Всего за период с 2008 по 2018 гг. зафиксировано 410 отказов ВЛ-35 кВ. На основе анализа аварийной статистики были выделены основные причины этих отказов (рисунок 2.1).

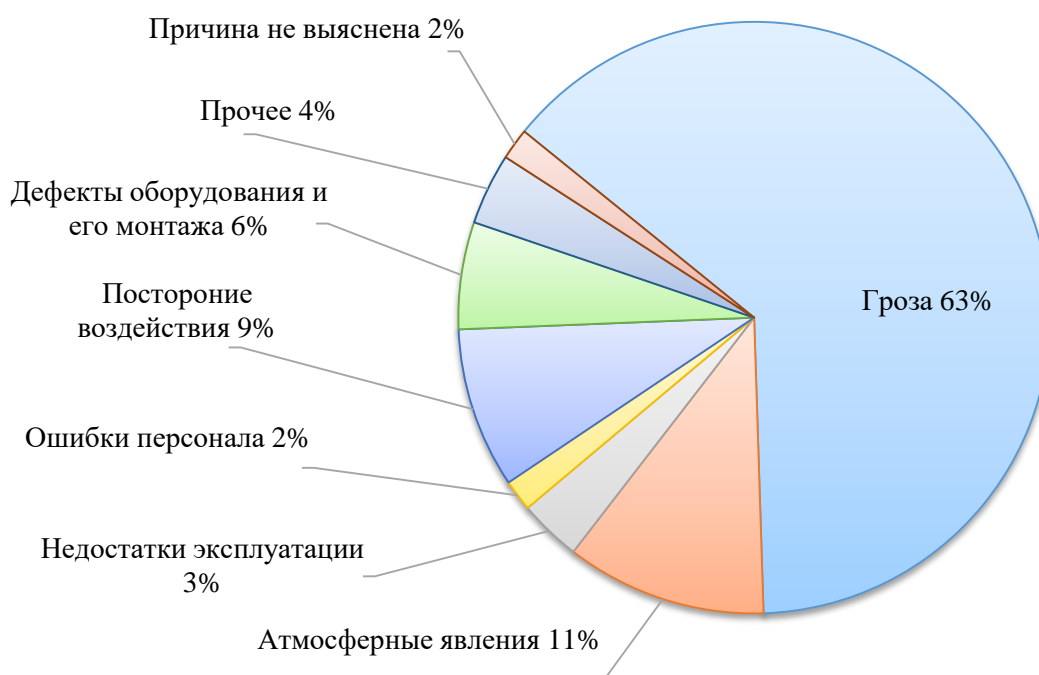


Рисунок 2.1 – Распределение вероятности отказов по основным причинам

Из рисунка 2.1 видно, что большая доля отказов ВЛ-35 кВ (63%) происходит по причине грозových явлений. Область, где расположены воздушные линии, имеет достаточно суровый климат – от резко континентального до арктического. Поэтому такая высокая грозовая деятельность объясняется природно-климатическими факторами места расположения ВЛ.

На рисунке 2.2 приведена картина распределения вероятности отключения ВЛ-35 кВ из-за грозы по годам. Анализируя ее, можно сделать вывод, что наиболее грозowymi были 2009, 2011 и 2012 года.

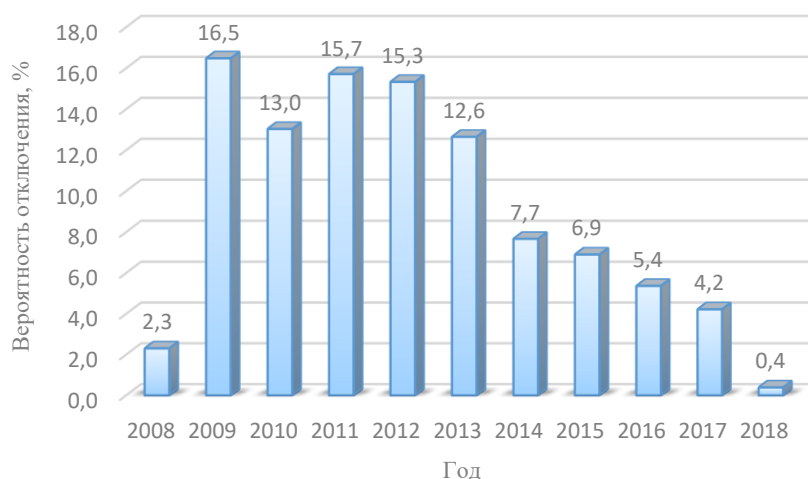


Рисунок 2.2 – Распределение вероятности отключения ВЛ-35 кВ из-за грозы по годам

Также немалую долю составляют отключения ВЛ-35 кВ по причине атмосферных явлений (11%), к которым относятся: штормовой ветер, гололедообразование, снег. На рисунке 2.3 представлено распределение вероятности отключения ВЛ-35 кВ по годам по причине атмосферных явлений. Наиболее неблагоприятным оказался 2012 год, т.к. отключения ВЛ по причине атмосферных воздействий за этот год составили почти 30%.

К посторонним воздействиям относятся неосторожные действия лесорубов, неустановленных транспортных средств, порывы высоконапорного водовода и т.п. Доля этой категории в общем распределении вероятности отказов по основным причинам составляет 9%.

Наиболее часто отказы по причине посторонних воздействий возникали в 2014 году. На рисунке 2.4 представлено распределение вероятности отключения ВЛ-35 кВ по годам по причине посторонних воздействий.

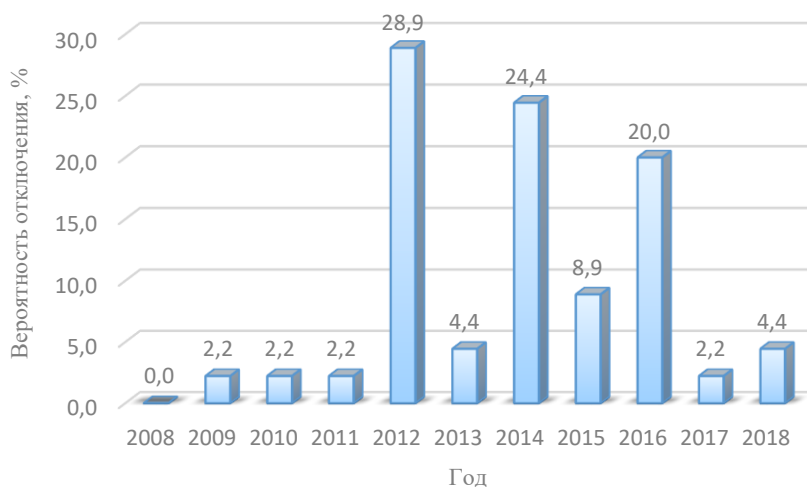


Рисунок 2.3 – Распределение вероятности отключения ВЛ-35 кВ по годам по причине атмосферных явлений

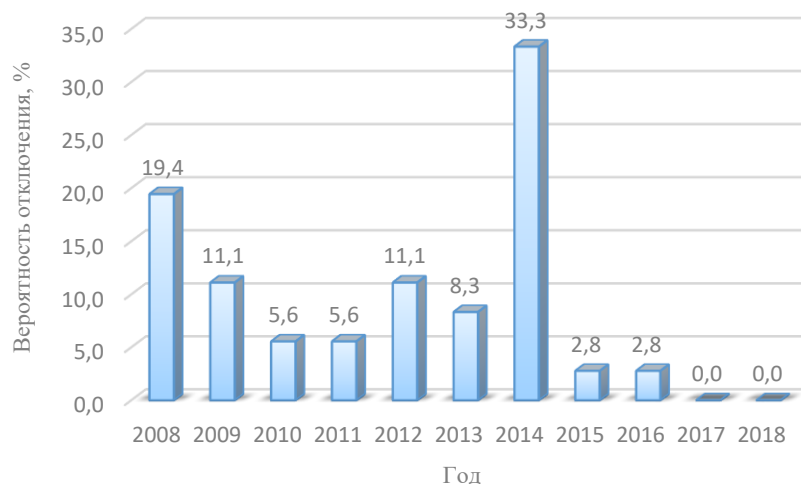


Рисунок 2.4 – Распределение вероятности отключения ВЛ-35 кВ по годам по причине посторонних воздействий

На рисунке 2.5 представлено распределение вероятности отключения ВЛ-35 кВ по годам по причине дефектов оборудования и его монтажа. Данное распределение носит случайный характер (как и вышерассмотренное распределение на рисунке 2.4), т.к. определенной закономерности в нем нет. Можно лишь констатировать тот факт, что больше всего отключений по

вышеуказанной причине происходило в 2011 и 2017 годах (21,7%), а в 2013 году их вообще не было.

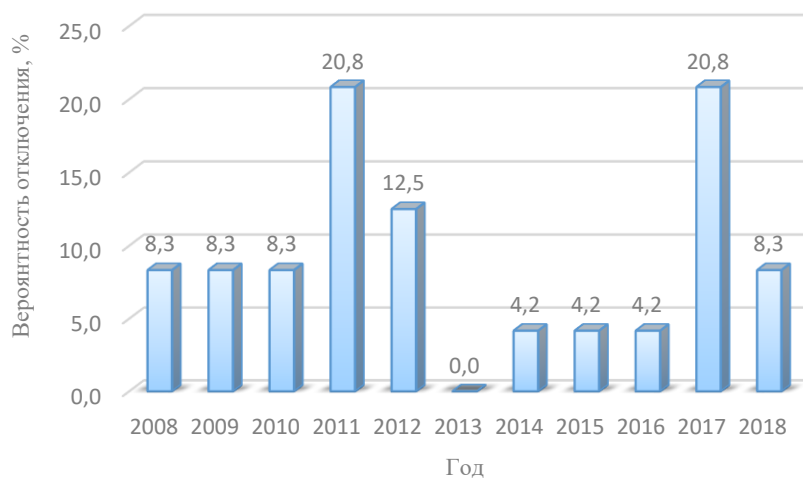


Рисунок 2.5 – Распределение вероятности отключения ВЛ-35 кВ по годам по причине дефектов оборудования и его монтажа

На долю недостатков эксплуатации приходится 3%, а на ошибки персонала – всего 2%.

К прочим причинам отключения линий 35 кВ, которые составили 4%, относятся износ изоляции, старое оборудования, поиск места замыкания и т.д. Вдобавок к этому еще 2% отключения линий произошли по невыясненным причинам.

На рисунке 2.6 представлена статистика по виду оборудования, из-за которого произошел отказ.

Большая часть отказавшего оборудования (57%) приходится на изоляцию, что неудивительно, т.к. большая часть отключений происходила из-за грозových перенапряжений. Если обратиться к статистике отказавшей изоляции по годам (рисунок 2.7), можно заметить, что больше всего изоляция повреждалась в 2009, 2011 и 2012 годах, что соответствует наиболее грозovým годам (рисунок 2.2).

Значительную часть (13%) составляют отказы из-за повреждений проводов, в том числе и обрывов. Достаточно редко отказывают выключатели – всего 2% случаев, чуть чаще повреждаются опоры – 3%.

По данным аварийной статистики в 12% случаев вид отказавшего оборудования не известен.

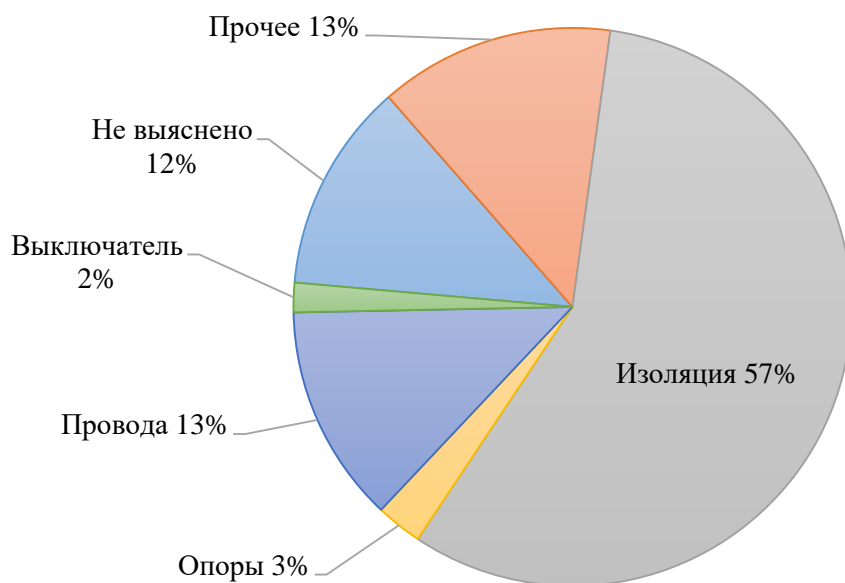


Рисунок 2.6 – Статистика по виду отказавшего оборудования

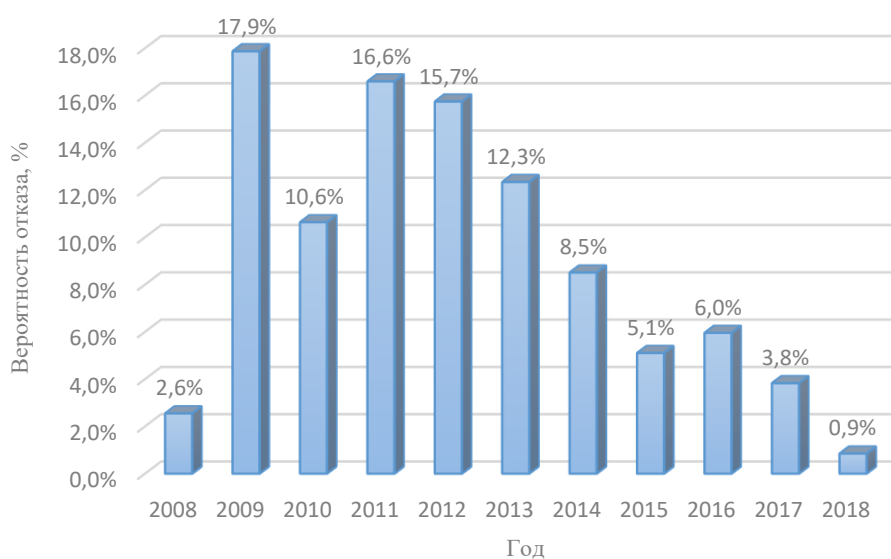


Рисунок 2.7 – Статистика по годам при отказе изоляции

К прочим видам отказавшего оборудования относятся повреждения молниеотводов, линейных разъединителей, ОПН, трансформаторов, выход из строя средств релейной защиты и автоматики и т.д. Доля этой категории составляет 13%.

2.3 Расчет показателей надежности ВЛ-35 кВ

Из данных аварийной статистики ООО «Ноябрьскэнергонефть» была взята информация о количестве отключений за каждый год в период с 2008 по 2018 гг. Для каждого года были рассчитаны параметр потока отказов, средняя наработка на отказ и время восстановления объекта.

Параметр потока отказов рассчитывался на основе формулы (2.1). Протяженность линий 35 кВ, принадлежащих ООО «Ноябрьскэнергонефть», составляет 2062 км. Чтобы просчитать общее количество всех ВЛ-35 кВ, на основе экспертной оценки была взята средняя длина линий класса 35 кВ равная 5 км. Таким образом, приблизительно рассчитать общее количество всех ВЛ можно по формуле

$$N = \frac{L_{\Sigma i}}{l_{срi}} \quad (2.6)$$

где $L_{\Sigma i}$ - суммарная протяженность рассматриваемых ВЛ одного i -го класса напряжения; $l_{срi}$ – средняя длина линии i -го класса напряжения.

В таблице 2.1 приведены статистические данные по отказам в сети 35 кВ и результаты расчета параметра потока отказов ω (ППО) и средней наработки на отказ T_0 . Статистические данные по количеству отказов были несколько скорректированы, а именно, внутри имеющейся статистики были выявлены и убраны сбои.

Средняя наработка на отказ рассчитывалась по формуле (2.2).

Таблица 2.1 – Данные по отказам ВЛ-35 кВ и результаты расчета ППО и средней наработки на отказ

Год	Число отказов, шт	ППО ω , 1/год	Нарботка на отказ T_0 , лет
2008	20	0,0485	20,62
2009	56	0,1358	7,36
2010	44	0,1067	9,37
2011	53	0,1285	7,78
2012	65	0,1576	6,35
2013	41	0,0994	10,06

Год	Число отказов, шт	ППО ω , 1/год	Наработка на отказ T_0 , лет
2014	45	0,1091	9,16
2015	28	0,0679	14,73
2016	29	0,0703	14,22
2017	22	0,0533	18,75
2018	7	0,0170	58,91
2008-2018	410	0,0904	11,06

Минимальная представительность выборки для расчета показателей надежности составляет 20 случаев. Из таблицы 2.1 можно заметить, что выборка 2018 года существенно меньше, чем в остальные года. Это связано с тем, что в 2018 году было осуществлено замораживание части нефтяных скважин России вследствие заключенного соглашения между нефтедобывающими странами о снижении уровня добычи.

На рисунке 2.8 представлено графическое отображение результатов расчета ППО, приведенных в таблице 2.1.

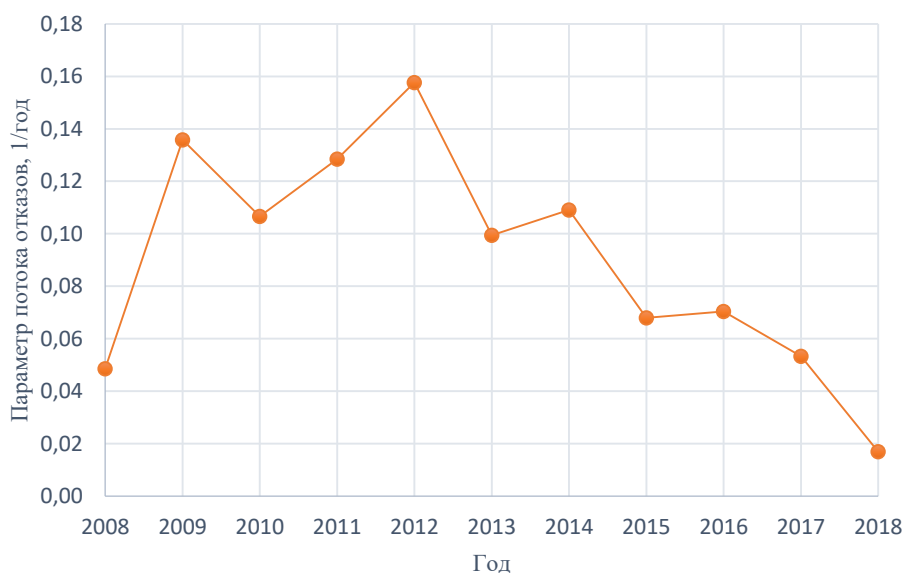


Рисунок 2.8 – График ППО в зависимости от года

Время восстановления объекта складывается из двух составляющих – времени отыскания неисправности и времени ее устранения. На основе

формулы (2.3) было подсчитано среднее время восстановления \bar{T}_B ВЛ-35 кВ для каждого года и в целом за десятилетний период. Результаты расчетов представлены в таблице 2.2. При расчетах этого показателя надежности из рассмотрения были убраны все случаи с временем простоя, равным нулю.

Таблица 2.2 – Результаты расчетов среднего времени восстановления ВЛ-35 кВ за каждый год и за весь период в целом

Год	Суммарное время простоя, ч	Число отказов, шт.	Среднее время восстановления \bar{T}_B , ч
2008	47,65	16	2,98
2009	46,12	19	2,43
2010	133,58	13	10,28
2011	26,45	9	2,94
2012	152,68	35	4,36
2013	72,33	23	3,14
2014	69,48	27	2,57
2015	85,02	23	3,70
2016	92,80	21	4,42
2017	76,33	16	4,77
2018	9,38	4	2,35
2008-2018	811,83	206	3,94

По данным таблицы 2.2 в 2010 году был самый высокий показатель среднего времени восстановления, отличающийся от других годов в 2-3 раза, это связано с тем, что в том году было две крупные аварии, одна из которых произошла вследствие грозových перенапряжений, а вторая – из-за "тяжёлого" пуска нефтеперекачивающей станции.

Полученные показатели надежности необходимо сравнить со справочными данными, чтобы оценить правильность расчета. В таблице 2.3 приведено сравнение фактических и литературных показателей надежности ВЛ-35 кВ, рассчитанных на десятилетнем интервале. В литературе [8] значения ППО даны в 1/100 км·год, поэтому, чтобы сравнить рассчитанные и справочные показатели, последние были переведены в единицы измерения год^{-1} .

Фактические и справочные данные имеют некоторые расхождения. ППО по рассчитанным данным равен 0,0904 год⁻¹, что несколько больше справочного значения для ВЛ-35 кВ на металлических опорах в 0,055 год⁻¹ (1,1 год⁻¹/100км), за этим последовала и разница в показателе надежности – наработка на отказ. Рассчитанное среднее время восстановления составило почти 4 ч, в то время как справочный показатель – 6 ч. Но это не означает, что расчеты неверны, поскольку у фактических и литературных данных могут различаться:

1. Представительность выборки данных;
2. Природно-климатические условия места расположения ВЛ рассматриваемого класса напряжения;
3. Условия эксплуатации.

Таблица 2.3 – Сравнение фактических и справочных показателей надежности ВЛ-35 кВ

	ППО ω , год ⁻¹	Наработка на отказ T_0 , лет	Среднее время восстановления $\bar{T}_в$, ч
Фактические данные	0,0904	11,06	3,94
Справочные данные	0,055	18,18	6

2.4 Выводы

В данной главе, при помощи имеющейся аварийной статистики за 2008-2018 гг., были рассчитаны три основных показателя надежности ВЛ-35 кВ: параметр потока отказов ($\omega=0,0904$ год⁻¹), наработка на отказ ($T_0=11,06$ лет) и среднее время восстановления ($\bar{T}_в=3,94$ ч).

Были проанализированы основные причины отказов ВЛ-35 кВ, принадлежащих ООО «Ноябрьскэнергопетль». В силу природно-климатических факторов в 63% случаев причиной отказа была гроза, в 11% – атмосферные явления. Эти две категории явились самыми представительными по сравнению с остальными причинами отказов (рисунок 2.1).

Все показатели надежности были рассчитаны для каждого года. Таким образом, наиболее высокий ППО зафиксирован в 2012 году и составляет $0,1576 \text{ год}^{-1}$. В этом же году была высокая грозовая активность.

В качестве отказавшего оборудования наиболее часто выступали изоляция – 57%, провода – 13%, опоры – 3%, выключатели – 2% (рисунок 2.6). Необходимо повышать уровень диагностики ВЛ и связанного с ними оборудования, чтобы своевременно находить «слабые» места и предупреждать отказы.

3 УПРАВЛЕНИЕ ТОиР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ СОСТОЯНИЮ

Целью главы является анализ задач ТОиР оборудования электрических сетей, а также характеристика стратегий и критериев управления ТОиР в условиях эксплуатации электрооборудования.

3.1 Цели и задачи ТОиР электрооборудования сетей. Виды корректирующих воздействий

Постоянное развитие электросетевого комплекса приводит к увеличивающимся требованиям по его надежности и качеству. Надежность электросетевого комплекса складывается из двух составляющих: надежности электроснабжения потребителей и эксплуатационной надежности. Эти две категории тесно связаны между собой, причем надежность электрооборудования первостепенна, т.к. не обеспечив ее, обеспечить надежное электроснабжение потребителей невозможно. Поэтому, чтобы обеспечить безотказность электротехнического оборудования, необходимо своевременно и качественно проводить его техническое обслуживание и ремонт (ТОиР).

Система ТОиР представляет собой совокупность взаимосвязанных средств, документации технического обслуживания и ремонта и исполнителей, необходимых для поддержания и восстановления объектов, входящих в эту систему [11].

Система ТОиР относится к отрасли управления активами. Актив – это некий объект, который может представлять или представляет какую-либо ценность для предприятия. Управление активами – это организованная деятельность предприятия, направленная на реализацию ценности от активов [12].

Производственными активами в электросетевом комплексе являются трансформаторные подстанции, распределительные пункты, линии электропередачи, комплектные распределительные устройства, а также другое электрооборудование, обеспечивающее транспорт электроэнергии.

Основные цели ТОиР электрооборудования сетей:

1. Поддержание работоспособности оборудования и предупреждение его отказов, т.е. повышение надежности системы;
2. Сокращение времени простоя предприятия из-за отказа электроустановки;
3. Обеспечение минимального ущерба от оборудования, аварийно вышедшего из строя.

Чтобы выполнить все поставленные цели требуется проанализировать рассматриваемую систему, решить задачу выбора правильной стратегии ТОиР и разработать критерии оценки эффективности ремонтного обслуживания производства. Но сначала необходимо рассмотреть существующие виды корректирующих воздействий:

1. Ремонт объекта;
2. Осмотр объекта.

Ремонт объекта электросетевого хозяйства может быть плановым, т.е. постановка на него планируется в соответствии с задокументированными требованиями [11], и неплановым, когда ситуация обратная ранее упомянутому определению. В свою очередь плановый ремонт делится на несколько видов:

1. Текущий ремонт – одна из разновидностей планового ремонта, подразумевающая замену или восстановление отдельных легкодоступных частей электроустановки и обеспечение или восстановление ее работоспособности.
2. Средний ремонт – вид планового ремонта, который выполняется для восстановления исправности и частичного восстановления ресурса объекта с заменой или восстановлением каких-либо составных частей из

ограниченного перечня и контролем технического состояния объекта в задокументированном объеме.

3. Капитальный ремонт – плановый ремонт, предусматривающий восстановление исправности и полного (близкого к полному) ресурса объекта с заменой или восстановлением любых его частей, включая базовые.

Согласно ПТЭЭП [13] капитальный ремонт ВЛ на железобетонных и металлических опорах должен выполняться не реже 1 раза в 10 лет.

На практике чаще встречаются первый и третий вид плановых ремонтов.

К неплановому ремонту относится аварийный ремонт, который выполняется при внезапных поломках объекта, вызванных нарушением условий эксплуатации, перегрузками или какими-либо другими аварийными ситуациями, с целью восстановления работоспособности объекта.

Ремонт по техническому состоянию объекта – разновидность ремонта, которая подразумевает контроль технического состояния с задокументированной периодичностью, а начало ремонтных работ и их объем определяются состоянием объекта. Данный вид ремонта, согласно ГОСТ [11], может быть как плановым, так и неплановым.

Осмотры электрооборудования, в том числе и ВЛ, также относятся к техническому обслуживанию объектов. Осмотр ВЛ, т.е. визуальный контроль, должен происходить не реже, чем раз в полгода. Инструментальный контроль, т.е. более детальный осмотр с применением специальных приборов, проводится раз в год.

Внеочередные осмотры ВЛ необходимо проводить при образовании на проводах гололеда, при их пляске, после стихийных явлений, а также после отключения ВЛ релейной защитой и после неуспешного АПВ (после успешного – по мере необходимости) [13].

Ремонтные работы и техническое обслуживание воздушных линий могут проводиться при снятии с нее напряжения, при снятии напряжения с

одной ремонтируемой фазы и без снятия напряжения. Все виды работ должны проводиться в соответствии с ПОТЭЭ [14].

3.2 Характеристика и области применения стратегий ТОиР электрооборудования

Чтобы грамотно управлять своими производственными активами, предприятие должно выбрать для них стратегию ТОиР. Это поможет максимально эффективно использовать активы и обеспечить их работоспособность с минимальными затратами, что является актуальной задачей для любой организации, которая желает оставаться конкурентоспособной на рынке.

Стратегия ТОиР – это определенный набор правил по обслуживанию оборудования, соблюдение которых помогает его работоспособность сделать оптимальной.

Самая «древняя» стратегия – это *эксплуатация до отказа*. В этом случае ТОиР оборудования проводится после возникновения отказа, характеризующегося, как правило, утратой работоспособного состояния. Достоинством этой стратегии является наибольшая межремонтная длительность эксплуатации оборудования, соответствующая сроку службы. Однако возникающий отказ, при таком выборе стратегии, обычно достаточно тяжелый и на его устранение требуется много времени, что приводит к длительным простоям ремонтируемого оборудования, недоотпуску продукции и к значительным затратам на ремонт вследствие невозможности этот ремонт спланировать и выделить на него необходимые средства. Поэтому на сегодняшний день стратегия по факту отказа применяется для недорогого и несложного электрооборудования [15].

Одна из самых известных и ранее широко применявшихся стратегий – это *планово-предупредительные ремонты (ППР)*. Суть данной стратегии заключается в том, что каждый вид электрооборудования имеет свой срок службы, основанный на обработке статистических данных по одноименной

группе оборудования. Данная стратегия является превентивной, т.е. направлена на предупреждение возникновения отказа. Достоинство ППР заключается в том, что это наиболее простой и надежный способ планирования ремонтных работ. Однако не все виды оборудования подходят под такой вид ТОиР, поскольку не у всего оборудования вероятность возникновения отказов увеличивается с увеличением продолжительности его использования. Таким образом, могут возникать случаи, что ремонтируется фактически исправное оборудование, заменяются какие-либо детали с большим потенциальным производственным ресурсом на новые. Все это происходит согласно стратегии ППР. Такая ситуация приводит к дополнительным излишним затратам на ремонт. Несмотря на свои недостатки, эта стратегия применяется в настоящее время, но не так масштабно и преимущественно к оборудованию, вероятность отказа которого возрастает с увеличением наработки. В 2003 году начался постепенный отказ от этого вида стратегии ТОиР на основании Правил организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей [16].

Сегодня реализуется программа по постепенному переходу на риск-ориентированное управление активами. То есть при выборе стратегии оценивают риски при отказе актива и возможные последствия. Оценка риска отказа оборудования производится на основе его данных о техническом состоянии. Такой подход появился с развитием отрасли технической диагностики и позволил реализовать стратегию ТОиР *по техническому состоянию объекта*.

Техническое состояние оборудования позволяет оценить интегральный показатель – индекс технического состояния (ИТС). ИТС определяется по методике, изложенной в [17], и изменяется в диапазоне от 0 до 100. В зависимости от значения ИТС определяется вид технического состояния объекта и вид технического воздействия на него. Например, оборудование

находится в очень хорошем состоянии при ИТС€(85;100] и для него необходимо лишь плановое диагностирование.

Таким образом, для реализации стратегии ТОиР по техническому состоянию объекта необходимо проводить мониторинг состояния электрооборудования и иметь диагностическую статистику. Эта стратегия позволяет не проводить «лишних» ремонтов, как это было при ППР, и, как следствие, снижать затраты. Однако планирование ремонтов при этой стратегии удобно на краткосрочный период и не подходит для построения долгосрочных планов. Можно заметить, что ППР и ремонт по техническому состоянию дополняют друг друга, поэтому рационально использовать их вместе – ППР для оборудования, частота отказов которого с наработкой возрастает, а вторая упомянутая стратегия – для оборудования, не подчиняющегося модели износа.

Также существует *надежностно-ориентированная* стратегия ТОиР оборудования, широко известная как RCM (Reliability Centered Maintenance). На основании методологии RCM строятся наиболее эффективные в плане надежности планы ТОиР. Данная стратегия предполагает углубленный анализ оборудования с расчетом необходимых показателей надежности. С помощью них должна быть оценена критичность состояния электрооборудования для системы, в которой оно находится, а также оценивается величина ущерба, которую может принести отказ рассматриваемого оборудования. Основные цели RCM:

1. Перенос акцента с ремонтных воздействий на оборудование в сторону снижения последствий от отказа;
2. Направленность в сторону экологичности происходящих процессов;
3. Увеличение срока службы оборудования;
4. Минимизация затрат за счет эффективного управления активами;
5. Создание информационных систем управления производственными активами.

Вся совокупность параметров определяет дальнейшие технические воздействия – плановое восстановление, работа по состоянию, реконструкция и пр. Данная стратегия применима к любому виду по сложности электрооборудования, при любом техническом состоянии и критичности к отказам.

Стратегия ТОиР *по оценке прогнозируемых рисков* (Risk-based maintenance – RBM) характеризуется оцениванием вероятности отказов оборудования и степени его важности. Исходя из оцененного уровня риска, определяются объемы, виды работ по ТОиР оборудования и их приоритетность. Это помогает поддерживать уровень надежности системы и снижать сопутствующие затраты [18].

Один из важных аспектов в стратегиях ТОиР, на который ориентируются при составлении плана ремонтов, это приоритизация оборудования, т.е. ряду оборудования, который нужно вывести в ремонт, присваиваются приоритеты, в соответствии с которыми определяется порядок проведения ремонта, проще говоря, оборудование становится в «очередь на ремонт». Приоритизация является естественной для стратегий ТОиР по надежности (RCM) и по оценке прогнозируемых рисков (RBM). Для проведения приоритизации необходимо разделить оборудование на агрегаты, агрегаты на системы, а системы на узлы [19].

Агрегат – это отдельно стоящая производственная единица, выполняющая определенную функцию. Пример агрегата в комплексе электроснабжения предприятия нефтедобычи: ВЛ, трансформатор.

Система – это набор независимых функций, обеспечивающих работу агрегата. Например, для трансформатора: система его электроснабжения, система охлаждения, механическая система и т.п.

Узел – составляющая часть системы, которую можно заменить при ремонте [19]. Для трансформатора – это стержни, обмотки, изоляция и т.д.

Графическое представление взаимосвязи агрегата, систем и узлов изображено на рисунке 3.1.

Такое иерархическое разбиение помогает упростить анализ единицы электрооборудования. Чтобы приоритезировать оборудование рассчитывается индекс критичности отказов (RPN – Risk Priority Number).

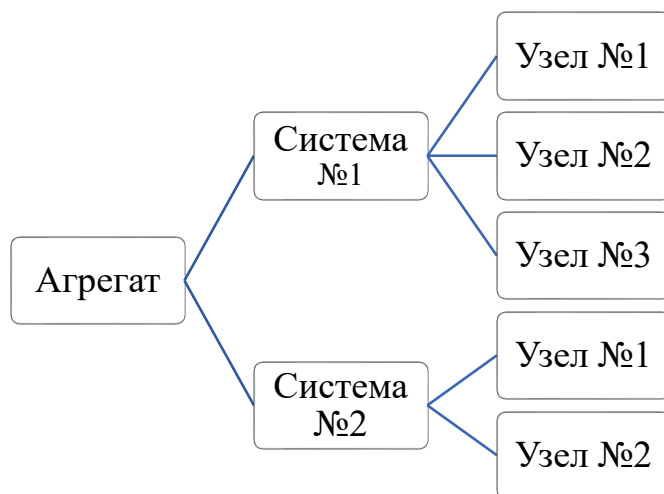


Рисунок 3.1 – Графическое представление взаимосвязи агрегата, систем и узлов в общем виде

Анализ ведется слева направо (рисунок 3.1.), т.е. начинается с выделения агрегатов, дальнейшая эксплуатация которых может привести к негативным последствиям вследствие их отказа. На основе рассчитанных индексов критичности отказов агрегатов, выделяется 20% (если используется принцип Парето) агрегатов с наибольшим значением индексов. И далее уже у них аналогично анализируются, рассчитываются и ранжируются системы, а затем узлы. Таким образом, выявляется оборудование, которое необходимо ремонтировать в первую очередь с точки зрения оценки его надежности и последствий отказа.

3.3 Критерии управления ТОиР. Актуальность использования ИСУ ПА

Для принятия решения о виде ремонтного воздействия, которое нужно приложить к оборудованию в любой отрасли, в том числе при обслуживании объектов электроснабжения нефтяной промышленности, необходимо задаться критериями управления, которые будут характеризовать

эффективность ремонтного обслуживания. Рационально выбранная система критериев помимо того, что позволяет проводить анализ фактической результативности используемой стратегии ТОиР, помогает выявлять ее слабые места и определять пути развития, совершенствования или замены существующей системы ТОиР оборудования.

Исходя из общих требований к ТОиР оборудования, которые постепенно ужесточаются и конкретизируются, можно выделить три основных критерия управления, которыми можно пользоваться при рассмотрении различных стратегий ТОиР:

1. Критерий максимальной надежности.

Чем выше надежность электрооборудования, тем ниже вероятность его отказа. Повышение безотказности работы оборудования в сети электроснабжения предприятия нефтедобычи позволяет обеспечить бесперебойный производственный процесс. В случае снижения надежности сети, которая может происходить по ряду причин, к числу которых относится снижение ИТС единицы оборудования, вероятность отказа повышается, и любой из этих отказов может привести к ряду последствий. Основные негативные последствия – недовыработка и технологические потери нефти. Ориентация на критерий максимальной надежности позволит свести количество отказов к минимуму.

2. Критерий максимальной экономичности.

Стратегия ТОиР электрооборудования сети должна быть выбрана из расчета минимальных затрат на обслуживание, но с максимальной пользой для обслуживаемого объекта. Этот критерий можно выполнить путем углубленного анализа и обработки статистических данных по оборудованию, затем оценить применимость каждой стратегии ТОиР к данному виду электрооборудования и выбрать окончательную стратегию.

Данный критерий характеризует эффективность стратегии ТОиР, т.к. она считается эффективной, если затраты на предотвращение отказа меньше, чем затраты на устранение его последствий.

3. Критерий минимального риска.

Любой отказ элемента сети электроснабжения нефтяного производства ведет к ущербу, выражающемуся в потерях нефти, которые в денежном эквиваленте могут быть весьма существенны. Выбор стратегии ТОиР должен основываться на минимизации рисков отказа оборудования. С точки зрения этого критерия первоначально ремонт должен производиться на объектах, последствия отказа которых значительны.

Учет всех критериев достаточно сложен, особенно если рассматривается предприятие с большим количеством оборудования, как, например, рассматриваемый электросетевой комплекс предприятия нефтедобычи. В энергетике затраты бюджета на ремонт и обслуживание могут составлять до трети всех расходов. Для рационального управления активами и ведения базы данных состояния оборудования и всех его узлов, используется информационная система управления производственными активами (ИСУ ПА), также используется термин ИСУ ТОиР [20].

ИСУ ПА помогает вести учет оборудования, планировать ремонтные воздействия для каждой единицы оборудования на основе его технического и эксплуатационного состояний. Технические параметры оборудования могут заноситься вручную или автоматически, поступая, например, из системы диагностики или АСУТП. План ремонтных работ в ИСУ ПА может составляться на основе наработки оборудования или на основе значений каких-либо выбранных диагностических параметров. Причем составленный план не является окончательным, т.к. при поступлении какой-либо новой информации (данные о новом отказе, низкий технический показатель какой-либо единицы оборудования и т.п.) план перестраивается в соответствии с ней. При проведении работ согласно составленному плану, в ИСУ ПА необходимо вносить данные об использованных ресурсах.

Основная цель использования ИСУ ПА – это оптимизация процессов ТОиР. Программный комплекс помогает систематизировать и поддерживать актуальной информацию об имеющемся основном технологическом

оборудовании и о выполняемых работах по ТОиР. Благодаря ИСУ ПА качественнее ведется статистика отказов и дефектов оборудования с указанием их причин и последствий.

3.4 Выводы

ТОиР оборудования – необходимое мероприятие, которое помогает обеспечивать эксплуатационную надежность и, как следствие, вносит вклад в надежность электроснабжения потребителей.

Применявшийся ранее ППР перестает использоваться повсеместно, т.к. появилась альтернатива – ремонт по техническому состоянию. В электросетевом комплексе происходит постепенный переход к данному виду ремонта, т.к. не все оборудование подчиняется стандартной модели износа.

Существует множество стратегий ТОиР, которые появлялись по мере развития техники и отрасли диагностики оборудования. Каждая стратегия имеет место быть, начиная от самой первой (ремонт по факту отказа) и заканчивая последними (RCM, RBM). Важно правильно подобрать оборудование, которое можно обслуживать по соответствующей стратегии.

Были выделены 3 основных критерия управления производственными активами: критерий максимальной надежности, критерий максимальной экономичности, критерий минимального риска, соблюдение которых поможет оптимально подобрать стратегию ТОиР.

В существующем электросетевом комплексе есть проблема некачественного ведения статистики и базы данных оборудования, следствием чего является усложнение анализа надежности системы и, тем более, усложнение оценки рисков. Поэтому постепенно осваивается ИСУ ПА, которая помогает решить эти проблемы. Использование ИСУ ПА предполагает постоянную актуализацию данных и, в идеале, автоматизированный контроль состояния оборудования, на основании чего составляются оптимальные планы ремонтов и обслуживания.

4 ОХРАНА ТРУДА

Целью данной главы является расчет заземляющего устройства ПС 110/35/6 кВ методом наведенных потенциалов и изучение техники безопасности при эксплуатации воздушных линий.

4.1 Техника безопасности при эксплуатации воздушных линий

Эксплуатация любого электрооборудования должна соответствовать требованиям безопасности. Для воздушных линий (ВЛ) эти требования регламентируются документом [13].

Для того, чтобы производить какие-либо работы на воздушных линиях, необходимо выполнить все организационные и технические мероприятия, обеспечивающие безопасность дальнейших работ. К организационным мероприятиям относятся: составление необходимой документации (оформление наряда или распоряжения), оформление допуска к работе и надзор во время нее, оформление окончания работы. Технические мероприятия включают в себя отключение напряжения (если работы производятся при снятии напряжения), вывешивание защитных плакатов, установка заземлений ВЛ по обоим концам и т.п. Проверка отсутствия напряжения производится приближением изолирующей штанги с укрепленным на ней указателем напряжения к проводам воздушной линии.

Также для выполнения любых работ на действующей воздушной линии должно быть выдано распоряжение на производство работы в письменном или устном виде от уполномоченного лица. Работа на ВЛ должна производиться как минимум двумя работниками, один из которых должен иметь группу допуска по электробезопасности не ниже III.

Работы на воздушных линиях с точки зрения мер безопасности делятся на следующие категории:

1. При снятии напряжения с ВЛ;
2. На ВЛ, находящихся под напряжением;

3. При наличии наведенного напряжения;
4. При пересечении в пролете с другими ВЛ.

К ремонту и обслуживанию воздушных линий допускают работников, прошедших медицинское обследование, специальное обучение безопасным методам работы, необходимые инструктажи и знающих способы оказания первой помощи. Все работники в обязательном порядке сдают экзамен на проверку знаний в соответствии с правилами по технике безопасности.

Работы на воздушных линиях любого класса напряжения при замене опор, изоляторов, проводов или при демонтаже производятся при наличии проекта производственных работ (ППР) или технологической карты [13].

Все воздушные линии напряжением выше 1000 В должны иметь заземление во всех распределительных устройствах и у секционирующих коммутационных аппаратов. Также необходима установка заземлений на всех трех фазах на рабочем месте бригады, при наличии грозозащитного троса, если требуется, он тоже должен быть заземлен. При отсутствии видимого заземления проводов ВЛ на месте производства работ категорически запрещается совершать какие-либо работы: влезать на опору, работать на проводах или на гирляндах изоляторов.

Работники, выполняющие обслуживание или ремонт ВЛ, обязательно должны быть в защитных касках.

Если для ремонта ВЛ требуется поднятие на опору, то обязательно должна быть проверена устойчивость этой опоры с учетом ее материала.

Не допускается работа на ВЛ при неблагоприятных погодных условиях (сильный ветер, дождь, гроза, туман и т.п.), а также в темное время суток. Место проведения работ должно быть достаточно и равномерно освещено.

При осмотрах и обходах ВЛ запрещено производить ремонт или какие-либо восстановительные работы. Осмотр ВЛ, как правило, выполняет один человек, но если место нахождения линии труднодоступное, то осмотр должны производить не менее двух работников. При проведении обхода у работников должна быть связь с диспетчером.

Если на земле замечен оборванный провод от ВЛ напряжением выше 1000 В, то запрещается приближаться к нему, а также к железобетонным опорам 6-35 кВ ближе, чем на 8 м при обнаружении признаков протекания тока замыкания на землю.

4.2 Расчет защитного заземления

Защитное заземление – это средство защиты от поражения током людей при их прикосновении к нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением при пробое изоляции, замыкании на металлический корпус электроустановки или по какой-либо другой причине [21].

Заземляющие устройства электроустановок до 1 кВ и выше 1 кВ до 35кВ включительно с изолированной нейтралью рассчитывают по допустимому сопротивлению, а электроустановок с эффективно заземленной нейтралью 110 кВ и выше – либо по допустимому сопротивлению, либо по допустимому напряжению прикосновения.

Расчет ПС 110/35/6 кВ будет произведен методом наведенных потенциалов по допустимому сопротивлению растеканию тока заземлителя. Потенциал заземляющего устройства при стекании с него тока замыкания на землю должен быть не более 10 кВ [21].

Рассматриваемая подстанция является понижающей и имеет два трансформатора с эффективно заземленной нейтралью со стороны 110 кВ. Распределительные устройства 110 и 35 кВ открытого типа, 6 кВ – закрытого.

Площадь, занимаемая ПС, $S=6300 \text{ м}^2$.

Заземлитель предполагается выполнить из горизонтальных полосовых электродов сечением $4 \times 40 \text{ мм}$ и вертикальных стержневых электродов длиной $l_B=5 \text{ м}$, диаметром $d=12 \text{ мм}$. Электроды будут заглублены в землю на расстояние $t_B=0,8 \text{ м}$.

Расчетные удельные сопротивления верхнего слоя земли – $\rho_1=480$

Ом·м, а нижнего – $\rho_2=80$ Ом·м. Мощность верхнего слоя земли $h_1=2,8$ м.

В качестве естественного заземлителя предполагается использовать систему трос-опоры двух подходящих к подстанции воздушных линий электропередачи 110 кВ на железобетонных опорах с длиной пролета $l=300$ м; каждая линия имеет один стальной грозозащитный трос сечением $s=50$ мм²; расчетное (с учетом сезонных колебаний) сопротивление заземления одной опоры $r_{оп}=12$ Ом; число опор с тросом на каждой линии больше 20; данные измерений сопротивления системы трос – опоры отсутствуют.

Расчетный ток замыкания на землю на стороне 110 кВ составляет 5 кА.

Сопротивление заземлителя растеканию тока R_3 должно быть не более 0,5 Ом в соответствии с требованиями ПУЭ [22].

Сопротивления растеканию системы грозозащитный трос-опоры R_e определяется по формуле:

$$R_e = \sqrt{r_{оп} \frac{r_T}{n_T}} \quad (4.1)$$

где $r_{оп}$ – расчетное сопротивление заземления одной опоры (наибольшее, с учетом сезонных колебаний) Ом; r_T – активное сопротивление троса на длине одного пролета, Ом; n_T – число тросов на опоре.

Для стального троса активное сопротивление:

$$r_T = 0,15 \frac{l}{s} \quad (4.2)$$

где l – длина пролета, м; s – сечение стального троса, мм².

Подставив формулу (4.2) в (4.1), сопротивление естественного заземлителя для двух линий R_e :

$$R_e = \frac{1}{2} \sqrt{r_{оп} \frac{0,15 \cdot l}{n_T \cdot s}} \quad (4.3)$$

$$R_e = \frac{1}{2} \sqrt{12 \frac{0,15 \cdot 300}{1 \cdot 50}} = 1,64 \text{ Ом}$$

Сопротивление искусственного заземлителя $R_{И}$ при использовании естественных заземлителей:

$$R_{И} = \sqrt{\frac{R_e R_3}{R_e - R_3}} \quad (4.4)$$

где R_3 – сопротивление растеканию тока заземлителя принимается 0,5 Ом, в соответствии с ПУЭ.

Тогда требуемое сопротивление искусственного заземлителя:

$$R_{И} = \sqrt{\frac{1,64 \cdot 0,5}{1,64 - 0,5}} = 0,8 \text{ Ом}$$

Предварительная схема заземлителя представлена на рисунке 4.1. Принят контурный тип заземлителя – в виде сетки из горизонтальных полосовых и вертикальных стержневых электродов. Вертикальные электроды размещены по периметру заземлителя. Расстояние между поперечными заземлителями увеличивается от периферии заземляющей сетки к центру.

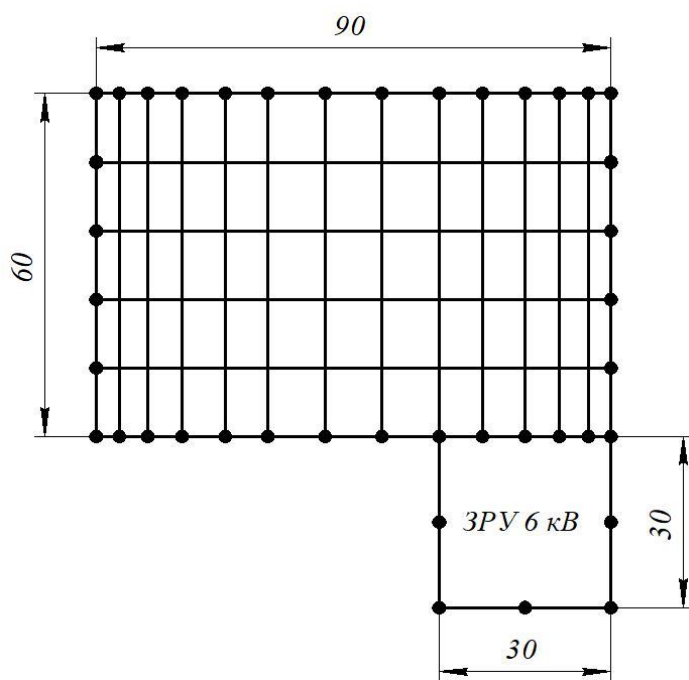


Рисунок 4.1 – Предварительная схема заземлителя (размеры приведены в метрах)

По предварительной схеме заземлителя определяются суммарная длина горизонтальных $L_{Г}$ и количество n вертикальных электродов:

$$L_{\Gamma} = 1470 \text{ м}; n = 41 \text{ шт};$$

Длина вертикальных электродов определяется следующим образом:

$$L_{\text{В}} = n \cdot l_{\text{В}} \quad (4.5)$$

где $l_{\text{В}}$ – длина вертикального электрода, м.

$$L_{\text{В}} = 41 \cdot 5 = 205 \text{ м}$$

Расчетная модель заземлителя представляет собой квадратную сетку площадью $S=6300 \text{ м}^2$. Длина одной стороны равна $\sqrt{S} \approx 80 \text{ м}$ (рисунок 4.2).

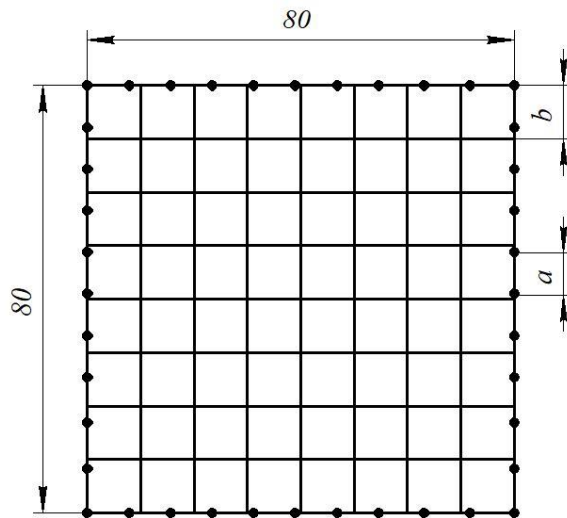


Рисунок 4.2 – Расчетная модель заземлителя

Количество ячеек по одной стороне модели:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 \quad (4.6)$$

Длина горизонтальных электродов уточняется, если количество ячеек по одной стороне модели, рассчитанное по (4.6), оказывается дробным. Для этого используется следующая формула:

$$L_{\Gamma} = 2(m + 1) \cdot \sqrt{S} \quad (4.7)$$

$$m = \frac{1470}{2 \cdot 80} - 1 = 8,2$$

Принимаем $m=8$. Уточняем L_{Γ} по (4.7).

$$L_{\Gamma} = 2(8 + 1) \cdot 80 = 1440 \text{ м}$$

Длина стороны ячейки модели:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} \quad (4.8)$$

$$b = \frac{80}{8} = 10 \text{ м}$$

Расстояние между вертикальными электродами a :

$$a = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{n} \quad (4.9)$$

$$a = \frac{4 \cdot 80}{41} = 7,8 \text{ м}$$

Относительная глубина погружения в землю вертикальных электродов вычисляется по формуле 4.10.

$$t_{\text{отн}} = \frac{l_{\text{В}} + t_{\text{В}}}{\sqrt{S}} \quad (4.10)$$

где $t_{\text{В}}$ – глубина погружения в землю верхнего конца вертикального электрода, м; $l_{\text{В}}$ – длина вертикального электрода, м.

$$t_{\text{отн}} = \frac{5 + 0,8}{80} = 0,0725 \text{ м}$$

Относительная длина верхней части вертикального заземлителя, т.е. части, находящейся в верхнем слое земли:

$$l_{\text{отн}} = \frac{h_1 - t_{\text{В}}}{l_{\text{В}}} \quad (4.11)$$

где h_1 – мощность верхнего слоя земли, м.

$$l_{\text{отн}} = \frac{2,8 - 0,8}{5} = 0,4 \text{ м}$$

Т.к. грунт двухслойный, по (4.12) определяется эквивалентное удельное сопротивление земли.

$$\rho_{\text{э}} = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2}\right)^k \quad (4.12)$$

где ρ_1 и ρ_2 – удельные сопротивления верхнего и нижнего слоев земли соответственно, Ом·м; k – показатель степени, определяемый по (4.13) при

$$1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 10$$

$$k = 0,43 \left(l_{\text{отн}} + 0,272 \cdot \ln \frac{a\sqrt{2}}{l_{\text{В}}} \right) \quad (4.13)$$

$$\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{480}{80} = 6, \text{ тогда по (4.13):}$$

$$k = 0,43 \left(0,4 + 0,272 \cdot \ln \frac{7,8\sqrt{2}}{5} \right) = 0,265$$

Эквивалентное удельное сопротивление земли по (4.12):

$$\rho_э = 80 \cdot \left(\frac{480}{80} \right)^{0,265} = 128,62 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Расчетное сопротивление $R_{И}$ рассматриваемого искусственного заземлителя:

$$R_{И} = A \cdot \frac{\rho_э}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_э}{L_{Г} + L_{В}} \quad (4.14)$$

где A – это коэффициент, значение которого при $0 \leq t_{отн} \leq 0,1$ равно

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot t_{отн} \quad (4.15)$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot 0,0725 = 0,383$$

$$R_{И} = 0,383 \cdot \frac{128,62}{80} + \frac{128,62}{1440 + 205} = 0,69 \text{ Ом}$$

Общее сопротивление заземлителя ПС (с учетом сопротивления естественного заземлителя) вычисляется по формуле 4.16:

$$R_3 = \frac{R_{И} R_e}{R_{И} + R_e} \quad (4.16)$$

$$R_3 = \frac{0,69 \cdot 1,64}{0,69 + 1,64} = 0,49 \text{ Ом} < 0,5 \text{ Ом}$$

Потенциал заземляющего устройства в аварийный период:

$$\varphi_{зу} = I_{кз} R_3 \quad (4.17)$$

$$\varphi_{зу} = 5000 \cdot 0,49 = 2450 \text{ кВ} < 10 \text{ кВ}$$

Обобщая вышеприведенный расчет, можно сделать следующие выводы:

Искусственный заземлитель ПС 110/35/6 кВ должен быть выполнен из горизонтальных пересекающихся полосовых электродов сечением 4×40 мм общей длиной не менее 1440 м и вертикальных стержневых в количестве не менее 41 шт. диаметром 12 мм, длиной по 5 м, размещенных по периметру заземлителя по возможности равномерно, глубина погружения электродов в

землю 0,8 м. При этих условиях сопротивление $R_{и}$ искусственного заземлителя в самое неблагоприятное время года не будет превышать 0,69 Ом, а сопротивление заземлителя подстанции в целом $R_3=0,49$ Ом будет не более 0,5 Ом.

5 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

5.1 Характеристика электросетевого хозяйства нефтепромыслов

Полная характеристика объектов электросетевого хозяйства приведена в главе 1, здесь же будет указано ограниченное количество данных, необходимых для выполнения дальнейшего расчета. Данные по ВЛ-35 кВ приведены в таблице 5.1, а данные по нагрузкам на ПС-35/0,4 кВ в таблице 5.2.

Двухцепные линии (рисунок 1.1) предполагаются сооруженными на отдельно стоящих одноцепных опорах. Так делается для обеспечения надежности электроснабжения ответственных потребителей, к которым относятся предприятия нефтедобычи.

Таблица 5.1 – Характеристика ВЛ-35 кВ

Номер ВЛ	Кол-во цепей	Длина ВЛ, км	Марка провода	Материал опор
1	1	4,05	АС 120/19	Металл
2	1	3,45		
3	1	4,05		
4	1	3		

Таблица 5.2 – Характеристика нагрузок на ПС-35/0,4 кВ

№ ПС	Узел	$P_{нагр}$, кВт	D , т/кВт·ч*	Δt , час
123	9	1040	10	0,015
	33	1040	10	0,015
525	12	1630	0,01	1,0
	13	1630	0,01	1,0
	36	1630	0,01	1,0
	37	1630	0,01	1,0
125	16	810	0,05	1,0
	15	1040	0,05	1,0
	39	810	0,05	1,0
	40	1040	0,05	1,0
106	20	1040	0,15	0,5
	19	1630	0,15	0,5
	44	1040	0,15	0,5
	43	1630	0,15	0,5
114	29	1040	0,08	1,0

Продолжение таблицы 5.2

№ ПС	Узел	$P_{нагр}$, кВт	D , т/кВт·ч*	Δt , час
	30	1630	0,08	1,0
	50	1040	0,08	1,0
	49	1630	0,08	1,0
514	25	1630	0,15	0,5
	27	810	0,05	0,5
	24	1630	0,15	0,5
	26	810	0,05	0,5
101	53	810	8	0,015
	75	810	8	0,015
509	55	1630	12	0,015
	77	1630	12	0,015
107	58	810	5	0,1
	80	810	5	0,1
502	61	1630	10	0,015
	62	810	5	0,1
	84	1630	10	0,015
	83	810	5	0,1
300	65	1630	12	0,015
	87	1630	12	0,015
АСП	67	810	3	0,1
	89	810	3	0,1
105	70	1630	12	0,015
	92	1630	12	0,015
218	72	1630	10	0,015
	94	1630	10	0,015

* D , т/кВт·ч – удельная производительность технологического оборудования, запитанного через трансформаторы КТПН-35/0,4 кВ.

5.2 Показатели надежности ВЛ-35 кВ

Показатели безотказности ВЛ-35 кВ на основе аварийной статистики предприятия ООО «Ноябрьскэнергонефть» были рассчитаны во второй главе в подпункте 2.3 и составили: ППО $\bar{\omega}_0 = 0,0904$ 1/год, наработка на отказ $\bar{T}_0 = 11,06$ лет.

Восстанавливаемость ВЛ-35 кВ можно оценить на основе справочных данных [8]:

1. Частота плановых отключений $\mu = 1$ 1/год;

2. Время планового ремонта $\bar{T}_{пл} = 13$ ч.

Во второй главе также было рассчитано среднее время восстановления после отказа (аварийный ремонт) и составило $\bar{T}_в = 3,94$ ч.

5.3 Расчет составляющих затрат на ТОиР оборудования электросетевого хозяйства по техническому состоянию

Структура суммарных затрат на ТОиР по техническому состоянию на рассматриваемом интервале эксплуатации выглядит следующим образом:

$$Z_{\Sigma}(T) = \sum Z_{п}(T) + \sum Z_{ав}(T) + \sum Z_{дк}(T) + \sum Y(T) \quad (5.1)$$

где $\sum Z_{п}(T)$ – затраты на плановые воздействия, которые включают в себя техническое обслуживание и текущий ремонт. Техническое обслуживание, в соответствии с ПТЭЭП [13], проводится не менее 1 раза в год, а текущий ремонт – не менее, чем раз в 6 лет;

$\sum Z_{ав}(T)$ – затраты на аварийное восстановление;

$\sum Z_{дк}(T)$ – затраты на плановый диагностический контроль, который включает в себя визуальный контроль, проводящийся с периодичностью раз в полгода, и инструментальный контроль, проводящийся с нормативной периодичностью 1 год [13].

$\sum Y(T)$ – суммарный ущерб от недоотпуска электроэнергии потребителям нефтедобычи.

T – горизонт планирования, принимается равным 5 годам.

Расчет по каждой составляющей ведется отдельно для каждой линии.

В таблице 5.3 приведены необходимые значения показателей для расчета затрат при средней длине ВЛ-35 кВ 5 км.

Таблица 5.3 – Значения показателей для расчета затрат при средней длине ВЛ-35 кВ 5 км

$k_{ав},$ о.е.	$k_{то},$ о.е.	$k_{yo},$ о.е.	$k_o,$ о.е.	$c_{п},$ тыс. руб.
10	0,2	0,1	0,05	500

Произведем пересчет коэффициентов (таблица 5.3) к реальным длинам, имеющимся в схеме (рисунок 1.1) ВЛ-35 кВ. Результаты пересчета представлены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Пересчитанные на реальные длины коэффициенты и показатель ППО

№ ВЛ	Длина ВЛ, км	$k_{ав}$, о.е.	$k_{то}$, о.е.	k_{yo} , о.е.	k_o , о.е.	$c_{п}$, тыс. руб.	$\overline{\omega}_0$, 1/год
1	4,05	8,1	0,162	0,081	0,0405	405	0,0732
2	3,45	6,9	0,138	0,069	0,0345	345	0,0624
3	4,05	8,1	0,162	0,081	0,0405	405	0,0732
4	3	6	0,12	0,06	0,03	300	0,0542

1. Расчет затрат на плановые воздействия

$$\sum Z_{пвli}(T) = T \cdot \mu \cdot c_{пi} + T \cdot 1/\text{год} \cdot k_{тоi} \cdot c_{пi} \quad (5.2)$$

где μ – частота плановых отключений ВЛ-35 кВ; $c_{п}$ – средняя стоимость планового единичного воздействия (текущего ремонта) на ВЛ-35 кВ; $k_{то}$ – кратность стоимости технического обслуживания ВЛ-35 кВ относительно стоимости планового ремонта.

Текущий ремонт ВЛ 35 кВ проводится не менее, чем раз в 6 лет. Все линии в системе разновозрастные, поэтому при расчете составляющей затрат на плановые воздействия примем допущение, что у ВЛ-35 кВ №1 и №3 уже был осуществлен ремонт перед рассматриваемым пятилетним периодом расчета.

$$\sum Z_{пв1}(T = 5) = T \cdot \frac{1}{\text{год}} \cdot k_{то1} \cdot c_{п1} = 5 \cdot \frac{1}{1} \cdot 0,162 \cdot 405 = 328,05 \text{ тыс. руб.}$$

$$\begin{aligned} \sum Z_{пв2}(T = 5) &= T \cdot \mu \cdot c_{п2} + T \cdot \frac{1}{\text{год}} \cdot k_{то2} \cdot c_{п2} = \\ &= 5 \cdot 1 \cdot 345 + 5 \cdot \frac{1}{1} \cdot 0,138 \cdot 345 = 1\,725 + 238,05 = 1\,963,05 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

$$\sum Z_{пв3}(T = 5) = T \cdot \frac{1}{\text{год}} \cdot k_{то3} \cdot c_{п3} = 5 \cdot \frac{1}{1} \cdot 0,162 \cdot 405 = 328,05 \text{ тыс. руб.}$$

$$\sum Z_{пв4}(T = 5) = T \cdot \mu \cdot c_{п4} + T \cdot \frac{1}{\text{год}} \cdot k_{то4} \cdot c_{п4} =$$

$$= 5 \cdot 1 \cdot 300 + 5 \cdot \frac{1}{1} \cdot 0,12 \cdot 300 = 1\,500 + 180 = 1\,680 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарные затраты на плановые воздействия:

$$\begin{aligned} \sum 3_{\pi}(T=5) &= \sum_{i=1}^4 3_{\pi i}(T) = 328,05 + 1\,963,05 + 328,05 + 1\,680 = \\ &= 4\,299,15 \text{ тыс. руб} \end{aligned}$$

2. Расчет затрат на аварийное восстановление

$$\sum 3_{\text{авВЛ}i}(T) = T \cdot \overline{\omega_{0i}} \cdot k_{\text{ав}i} \cdot c_{\pi i} \quad (5.3)$$

где $\overline{\omega_{0i}}$ – средний ППО i -той ВЛ-35 кВ; $k_{\text{авВЛ}i}$ – кратность стоимости аварийного воздействия по отношению к плановому i -той ВЛ-35 кВ.

$$\begin{aligned} \sum 3_{\text{авВЛ}1}(T=5) &= 5 \cdot 0,0732 \cdot 8,1 \cdot 405 = 1\,201,057 \text{ тыс. руб.} = \\ &= \sum 3_{\text{авВЛ}3}(T=5) \end{aligned}$$

$$\sum 3_{\text{авВЛ}2}(T=5) = 5 \cdot 0,0624 \cdot 6,9 \cdot 345 = 742,430 \text{ тыс. руб.}$$

$$\sum 3_{\text{авВЛ}4}(T=5) = 5 \cdot 0,0542 \cdot 6 \cdot 300 = 488,160 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарные затраты на аварийное восстановление:

$$\begin{aligned} \sum 3_{\text{ав}}(T=5) &= \sum_{i=1}^4 3_{\text{ав}i}(T=5) = 1\,201,057 + 742,430 + 1\,201,057 + \\ &+ 488,160 = 3\,632,704 \text{ тыс. руб} \end{aligned}$$

3. Расчет затрат на плановый диагностический контроль

$$\sum 3_{\text{дкВЛ}i}(T) = T \cdot \frac{1}{0,5} \cdot k_{o_i} \cdot c_{\pi i} + T \cdot 1/\text{год} \cdot k_{y_{o_i}} \cdot c_{\pi i} \quad (5.4)$$

где k_o и k_{y_o} – кратности стоимостей единичного осмотра и углубленного осмотра i -той ВЛ-35 кВ относительно стоимости планового ремонта/технического обслуживания соответственно.

$$\begin{aligned} \sum 3_{\text{дкВЛ}1}(T=5) &= 5 \cdot \frac{1}{0,5} \cdot 0,0405 \cdot 405 + 5 \cdot \frac{1}{1} \cdot 0,081 \cdot 405 = \\ &= 328,05 \text{ тыс. руб} = \sum 3_{\text{дкВЛ}3}(T=5) \end{aligned}$$

$$\sum z_{\text{дкВЛ2}}(T=5) = 5 \cdot \frac{1}{0,5} \cdot 0,0345 \cdot 345 + 5 \cdot \frac{1}{1} \cdot 0,069 \cdot 345 =$$

$$= 238,05 \text{ тыс. руб}$$

$$\sum z_{\text{дкВЛ4}}(T=5) = 5 \cdot \frac{1}{0,5} \cdot 0,03 \cdot 300 + 5 \cdot \frac{1}{1} \cdot 0,06 \cdot 300 = 180 \text{ тыс. руб}$$

Суммарные затраты на плановый диагностический контроль:

$$\sum z_{\text{дк}}(T=5) = \sum_{i=1}^4 z_{\text{дк}i}(T) = 328,05 + 238,05 + 328,05 + 180 =$$

$$= 1\,074,15 \text{ тыс. руб}$$

4. Расчет суммарного ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителям нефтедобычи

$$\sum y_{\text{ВЛ}i}(T) = \sum (P_{\text{нагр}} \cdot \Delta t \cdot D) \cdot Q_i \cdot \bar{\xi}_0 \cdot T \cdot \bar{\omega}_{0i} \quad (5.5)$$

где $(T \cdot \bar{\omega}_{0i})$ – количество аварийных отключений i -той ВЛ-35 кВ на рассматриваемом интервале эксплуатации; $P_{\text{нагр}}$ – активная мощность нагрузки на секции шин 0,4 кВ каждого трансформатора КТП-35/0,4 кВ; Δt – среднее время перерыва электроснабжения потребителя при аварийном отключении ВЛ-35 кВ с учетом резервного и/или аварийного источника (АВР, дизель-генератор); D – удельная производительность нефтедобычи; $\bar{\xi}_0$ – удельная стоимость потерь нефти; Q – вероятность отказа оборудования (ВЛ-35 кВ):

$$Q = 1 - e^{-\bar{\omega}_0 \cdot \Delta t \cdot J} \quad (5.6)$$

где J – ИТС ВЛ-35 кВ.

Рассчитаем вероятность отказа каждой из ВЛ-35 кВ. В формуле (5.6) присутствует ИТС, в зависимости от значения которого принимается решение о необходимости проведения ремонта. Определение ИТС [17] – объемная задача. На данном этапе для оценки экономических затрат примем значение ИТС, близкое к идеальному, для каждой линии – $J = 0,9$.

$$Q_{\text{ВЛ1}} = 1 - e^{-0,0732 \cdot 1} \cdot 0,9 = 0,191 \text{ о. е.}$$

$$Q_{\text{ВЛ2}} = 1 - e^{-0,0624 \cdot 1} \cdot 0,9 = 0,154 \text{ о. е.}$$

$$Q_{ВЛ3} = 1 - e^{-0,0732 \cdot 1} \cdot 0,9 = 0,191 \text{ о. е.}$$

$$Q_{ВЛ4} = 1 - e^{-0,0542 \cdot 1} \cdot 0,9 = 0,176 \text{ о. е.}$$

Произведем промежуточный расчет – расчет потерь нефти, которые будут иметь место при отключении ВЛ-35 кВ:

$$P_{\Sigma ВЛ i} = \sum P_{нагр j} \cdot \Delta t_j \cdot D_j \quad (5.7)$$

Результаты расчетов по формуле (5.7) для каждой ВЛ-35 кВ на основе данных таблицы 5.2 сведены в таблицу 5.5.

Таблица 5.5 – Расчет суммарных потерь нефти по каждой ВЛ-35 кВ

№ ВЛ	Узел	$P_{нагр}$, кВт	D , т/кВтч	Δt , час	Потери нефти, т	Суммарные потери, т
1	9	1040	10	0,015	156	837,5
	12	1630	0,01	1	16,3	
	13	1630	0,01	1	16,3	
	16	810	0,05	1	40,5	
	15	1040	0,05	1	52	
	20	1040	0,15	0,5	78	
	19	1630	0,15	0,5	122,25	
	29	1040	0,08	1	83,2	
	30	1630	0,08	1	130,4	
	25	1630	0,15	0,5	122,25	
	27	810	0,05	0,5	20,25	
2	53	810	8	0,015	97,2	2 519,4
	55	1630	12	0,015	293,4	
	58	810	5	0,1	405	
	61	1630	10	0,015	244,5	
	62	810	5	0,1	405	
	65	1630	12	0,015	293,4	
	67	810	3	0,1	243	
	70	1630	12	0,015	293,4	
	72	1630	10	0,015	244,5	
3	33	1040	10	0,015	156	837,5
	36	1630	0,01	1	16,3	
	37	1630	0,01	1	16,3	
	39	810	0,05	1	40,5	
	40	1040	0,05	1	52	
	44	1040	0,15	0,5	78	
	43	1630	0,15	0,5	122,25	
	50	1040	0,08	1	83,2	
	49	1630	0,08	1	130,4	

№ ВЛ	Узел	Рнагр, кВт	D, т/кВтч	Δt, час	Потери нефти, т	Суммарные потери, т
3	24	1630	0,15	0,5	122,25	837,5
	26	810	0,05	0,5	20,25	
4	75	810	8	0,015	97,2	2 519,4
	77	1630	12	0,015	293,4	
	80	810	5	0,1	405	
	84	1630	10	0,015	244,5	
	83	810	5	0,1	405	
	87	1630	12	0,015	293,4	
	89	810	3	0,1	243	
	92	1630	12	0,015	293,4	
94	1630	10	0,015	244,5		

Расчет суммарного ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителям нефтедобычи по каждой ВЛ-35 кВ по формуле (5.5):

$$\sum y_{ВЛ1}(T = 5) = 837,5 \cdot 0,191 \cdot 15 \cdot 5 \cdot 0,0732 = 880,4 \text{ тыс. руб.}$$

$$\sum y_{ВЛ2}(T = 5) = 2\,519,4 \cdot 0,183 \cdot 15 \cdot 5 \cdot 0,0624 = 2\,152,28 \text{ тыс. руб.}$$

$$\sum y_{ВЛ3}(T = 5) = 837,5 \cdot 0,191 \cdot 15 \cdot 5 \cdot 0,0732 = 880,4 \text{ тыс. руб.}$$

$$\sum y_{ВЛ4}(T = 5) = 2\,519,4 \cdot 0,176 \cdot 15 \cdot 5 \cdot 0,0542 = 1\,803,111 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарный ущерб от недоотпуска электроэнергии потребителям нефтедобычи:

$$\begin{aligned} \sum y(T = 5) &= \sum_{i=1}^4 y_i(T) = 880,4 + 2\,152,28 + 880,4 + 1\,803,111 = \\ &= 5\,716,191 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

5. Расчет суммарных затрат на ТОиР по техническому состоянию на рассматриваемом интервале эксплуатации 5 лет по (5.1)

$$\begin{aligned} Z_{\Sigma}(T = 5) &= 4\,299,15 + 3\,632,704 + 1\,074,15 + 5\,716,191 \\ &= 14\,722,195 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

На рисунке 5.1 приведена диаграмма, отражающая долевое участие каждой структурной части затрат на ТОиР по техническому состоянию на рассматриваемом интервале эксплуатации 5 лет.

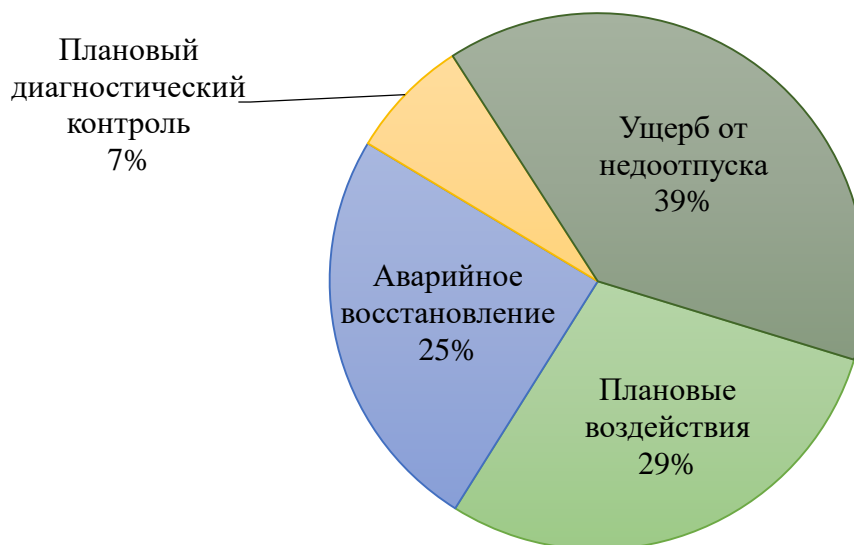


Рисунок 5.1 – Долевое участие каждой структурной части затрат на ТОиР по техническому состоянию на рассматриваемом интервале эксплуатации 5 лет

Была рассмотрена структура суммарных затрат на ТОиР по техническому состоянию на рассматриваемом интервале эксплуатации (5 лет). Наибольшие затраты приходятся на покрытие ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителям нефтедобычи – 39% от всех затрат, это подтверждает тот факт, что система электроснабжения данного вида потребителей должна быть выполнена с максимальной надежностью, это позволит уменьшить рассматриваемую составляющую затрат, а также долю затрат на аварийное восстановление, которая составила 25% (рисунок 5.1). Также значительную долю составляют затраты на плановые воздействия (29%) – эти затраты оправданы, т.к. их целью является повышение надежности электросетевого комплекса. 7% от общих затрат занимают затраты на проведение диагностического контроля, который необходим для мониторинга состояния рассматриваемого электрооборудования. По данным расчета суммарно затраты на ТОиР по техническому состоянию составили 14 722,195 тыс. руб. на рассматриваемом интервале в 5 лет.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящей выпускной квалификационной работе была исследована надежность ВЛ-35 кВ, обеспечивающих электроснабжение потребителей нефтедобычи.

Для исследования установившихся режимов был выбран и смоделирован участок электрической сети группы Салымских месторождений. В программном комплексе MUSTANG были рассчитаны нормальный и два ремонтных режима рассматриваемой сети. При анализе параметров режимов проверялись на соответствие нормам уровни напряжения в узлах схемы, значения токов нагрузки по линиям, загрузка трансформаторов. При выходе параметров за нормированные значения были даны соответствующие рекомендации по исправлению ситуации.

По данным аварийной статистики ООО «Ноябрьскэнергонепфть» за 2008-2018 гг. были исследованы причины отказов ВЛ-35 кВ, отслежена их динамика и выявлены виды отказавших единиц оборудования. Также по имеющейся информации, посредством ее обработки, были посчитаны показатели надежности: параметр потока отказов ω_0 , время наработки на отказ T_0 и время восстановления T_B . Эти параметры были посчитаны для каждого года и в среднем за весь рассматриваемый период (таблицы 2.1, 2.2).

Далее был исследован вопрос об управлении производственными активами. Были выделены цели и задачи технического обслуживания и ремонта электрооборудования, рассмотрена эволюция стратегий ТОиР в корреляции с развитием технологий диагностического контроля. Были выделены три основных критерия управления ТОиР: критерий максимальной надежности, критерий максимальной экономичности и критерий минимального риска.

Данные представленного исследования могут быть использованы для планирования предприятием ООО «Ноябрьскэнергонепфть» ремонтов ВЛ-35 кВ и более глубокой проработки стратегии ТОиР.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Лыкин А. В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2002. – 248 с.
2. Справочник по проектированию электрических сетей / Под ред. Д. Л. Файбисовича. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006. – 352 с.: ил.
3. Идельчик В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.: ил.
4. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – Москва: Стандартинформ, 2014. – 16 с.
5. ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки. – Москва: Стандартинформ, 2009. – 38 с.
6. ГОСТ 27.002-2015. Надежность в технике. Термины и определения. – Москва: Стандартинформ, 2016. – 24 с.
7. Гуменюк В.М. Надежность и диагностика электротехнических систем: Учеб. пособие для вузов. — Владивосток: Изд-во Дальневост. гос. техн. ун-та, 2010. – 218 с. : ил.
8. Китушин В.Г. Надежность электроэнергетических систем. Часть 1. Теоритические основы: Учебное пособие. – Новосибирск: Изд-во НГТУ. – 2003. -256 с. – (Серия «Учебники НГТУ»).
9. Савоськин Н.Е. Надежность электрических систем: учебное пособие. – Пенза: Изд-во ПГУ, 2004 г. — 101 с.
10. ООО «НЭН» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://ноябрьскэнергонепфть.рф/>, свободный.
11. ГОСТ 18322-2016 Система технического обслуживания и ремонта техники. Термины и определения. – Москва: Стандартинформ, 2017. – 16 с.

12. ГОСТ Р 55.0.02-2014/ИСО 55001:2014 Управление активами. Национальная система стандартов. Системы менеджмента. Требования. – Москва: Стандартинформ, 2015. – 16 с.
13. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_40861/, свободный.
14. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_156148/, свободный.
15. Левин В. М. Оптимизационные модели технического обслуживания и ремонтов электрооборудования передачи и распределения [Текст] / В. М. Левин, Е. А. Рычагова, И. В. Сорокин // Вопросы технических наук: новые подходы в решении актуальных проблем: сб. науч. тр. по итогам междунар. науч.-практ. конф. – Казань, 2015. – № 2. – С. 20–29.
16. Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей: СО 34.04.181-2003: утв. ОАО РАО "ЕЭС России". – Москва, 2004. – 447 с.
17. Об утверждении методики оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/456088008>, свободный.
18. Ассоциация эффективного управления производственными активами [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://eam.su/8-obluzhivanie-osnovannoe-na-ocenke-riskov-rbm-risk-based-maintenance.html>, свободный.
19. Антоненко И.Н. Методика приоритизации объектов обслуживания на основе оценки критичности отказов // В мире неразрушающего контроля. - 2018. - Т. 21, №3. - С. 64-68. DOI: 10.12737/article_5b8cf933596a37.05447226
20. Кац Б. А., Молчанов А. Ю. Управление производственными

активами с помощью современных информационных технологий. — Автоматизация в промышленности. 2014. № 8. С.39–45.

21. Парахин А.М., Тихонова О.В. Проектирование и расчет защитного заземления. Метод. пособие для студентов / Парахин А.М.— Новосибирск: НГТУ, 2013 – 49 с.

22. Правила устройства электроустановок (ПУЭ, 7 изд.). – М.: НЦ ЭНАС, 2003.