МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКАЯ ГОСУДАРСТВЕННАЯ АКАДЕМИЯ»

Л.А. Шаманова

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ КУРСОВОГО ПРОЕКТА ПО МДК.02.01. УСТРОЙСТВО И ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПОДСТАНЦИЙ (ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ПОДСТАНЦИИ)

для обучающихся специальности 13.02.07 Электроснабжение (по отраслям)

Черкесск 2023

ВВЕДЕНИЕ

Учебное пособие содержит основные рекомендации, необходимые для выполнения курсового проекта студентами 4-го курса СПО, направления подготовки 13.02.07 Электроснабжение (по отраслям).

Каждый раздел учебного пособия имеет ссылки на соответствующую учебную литературу либо приложения, находящиеся в конце.

Курсовой проект оформляется в виде расчетно-пояснительной записки, написанной от руки, либо набранной на персональном компьютере в текстовом редакторе Word шрифтом TimesNewRoman, размер шрифта 14 кегль, одинарный межстрочный интервал.

Желательный объем пояснительной записки 35…40 страниц формата А4 (электронная версия: 25-30 страниц формата А4).

Пояснительная записка составляется последовательно в соответствии с содержанием проекта. Текст пояснительной записки следует делить на разделы, подразделы. Заголовок и текст каждого раздела нужно начинать с новой страницы, а подраздела продолжать на той же странице. Разделы и подразделы следует нумеровать арабскими цифрами и записывать с абзацного отступа с прописной буквы без точки в конце, выделяя жирным шрифтом.

Рисунки и таблицы должны иметь нумерацию соответствующего раздела, и пояснительные данные (например, Рисунок 1 – Блок-схема прибора). При переносе таблицы на другой лист над ней помещают слова «Продолжение таблицы» с указанием номера в левом верхнем углу.

Все расчеты должны иметь соответствующие пояснения и комментарии, а также ссылки на использованные источники, которые следует приводить в квадратных скобках.

Приложения оформляются как продолжение данного документа на последующих его листах. В тексте проекта должны быть ссылки на все приложения. Каждое приложение начинается с новой страницы с указанием наверху посередине страницы слова «Приложение», его обозначения и наименования отдельной строкой. Приложения обозначают буквами русского алфавита начиная с А, за исключением: З,Й,О,Ч,Ь,Ы,Ъ.

При выполнении курсового проекта поля текста составляют:

слева – 30 мм, сверху и снизу – 20 мм, справа – 15 мм.

Нумерация страниц должна быть сквозной, первой страницей считается титульный лист, номер страницы на нем не ставится. Обозначение страниц начинается со второго листа.

Графическая часть проекта выполняется на листе формата А1, на котором изображается схема электрических соединений проектируемой подстанции с обозначением всех элементов данной схемы в соответствии с ГОСТ 2.722-68.

Обязательным является отображение плана-разреза подстанции с нанесением всего электротехнического оборудования в соответствии с ватманом А1, там же указываются все необходимые размеры (по горизонтали и вертикали), нумерация оборудования и его спецификация.

Оформление пояснительной записки и графического материала должно отвечать требованиям ЕСКД.

ЗАДАНИЕ НА РАЗРАБОТКУ ПРОЕКТА

По МДК.02.01. Устройство и техническое обслуживание электрических подстанций (Электрические подстанции)

Выдано студенту «…» курса _....

Тема проекта: «Проектирование трансформаторной подстанции …»

Подстанция _____ напряжением _____ связана с энергосистемой _____ воздушной линией напряжением _____ кВ, длиной _____ км.
Мощность короткого замыкания на шинах системы ($S_{к.з}$) _____ МВ·А.

Характеристики потребителей электрической энергии подстанции:

№ п\п	Наименование потребителя	Максимальная мощность, МВт	Расположение проводов, м	коэффициент мощности, cosφ	Кол-во линий, шт
1					
2					
3					
4					
5					

Задание выдал преподаватель:

_____

подпись ученое звание Ф.И.О.

Задание принял к выполнению студент

_____

подпись /Ф.И.О./

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ К ПРОЕКТУ

Рекомендуется выбирать основные параметры проектируемой подстанции с учетом места проживания студента (целесообразность выбора месторасположения).

Остальные данные для разработки проекта студентом выбираются по прилагаемым таблицам в соответствии с трехзначным цифровым кодом – формируемым, по трем последним цифрам зачетной книжки.

Таблица 2.1 – Выбор типа и параметров подстанции

Третий знак кода	Тип подстанции	Тип ВЛ высокого напряжения	Напряжение ВЛ ВН, кВ	Длина ВЛ ВН, км	Расположение проводов, м
0	Проходная 110/10	одноцепная	110	80	Горизонтальное, 3,5 м
1	Тупиковая 110/10	двухцепная	110	60	Треугольное, 3 м
2	Проходная 35/10	одноцепная	35	50	Горизонтальное 2 м
3	Тупиковая 35/10	двухцепная	35	40	Треугольное 2,5м
4	Проходная 110/10	одноцепная	110	90	Горизонтальное, 4 м
5	Тупиковая 110/10	двухцепная	110	70	Треугольное 4,5 м
6	Проходная 35/10	одноцепная	35	30	Треугольное 3 м
7	Тупиковая 35/10	двухцепная	35	25	Горизонтальное, 3,5 м
8	Проходная 110/10	одноцепная	110	100	Горизонтальное 4м
9	Тупиковая 110/10	одноцепная	110	60	Треугольное 3,5 м

Таблица 2.2 – Выбор типа и параметров потребителя

Второй знак кода	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
№ потребителей	1,3,5 7,9	2,4,6 8,10	1,4,5 7,9	2,5,6 7,8	1,2,6 9,10	3,5,6 8,9	2,3,6 7,10	1,3,4 6,7	5,6,7 8,9	2,6,7 8,10

Таблица 2.3 – Тип и параметры потребителя

№ п/п	Наименование потребителя	Максимальная мощность, МВт	Напряжение питающих линий, кВ	К-во питающих линий,	cosφ
1	Сельскохозяйственный район	2	10	2	0,85
2	Населенный пункт	3	10	3	0,87
3	Автомобильный завод	4	10	4	0,83
4	Предприятие по добыче угля	7	10	4	0,78
5	Цементный завод	10	10	5	0,83
6	Фабрика по розливу минеральной воды	8	10	3	0,80
7	Трикотажная фабрика	1	10	2	0,78
8	Предприятие химической промышленности	6	10	2	0,79
9	Бумажная фабрика	5	10	2	0,83
10	Завод НВА	9	10	3	0,85

Таблица 2.4 – Выбор мощности короткого замыкания на шинах системы

Первый Знак кода	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
$S_{к.з}$, МВА	750	800	700	1000	900	1100	850	580	650	950

1 ПОСТРОЕНИЕ ГРАФИКОВ НАГРУЗКИ ПОДСТАНЦИИ

Электрическая нагрузка отдельных потребителей, а, следовательно, и суммарная их нагрузка, определяющая режим работы электростанций в энергосистеме, непрерывно меняется. Принято отражать этот факт графиком нагрузки, то есть диаграммой изменения мощности (тока) электроустановок во времени.

По виду фиксируемого параметра различают графики активной *P*, реактивной *Q*, полной (кажущейся) *S* мощностей и тока *I* электроустановки.

Как правило, графики отражают изменение нагрузки за определенный период времени. По этому признаку их подразделяют на суточные (24 ч.), сезонные, годовые и т.п.

По месту назначения или элементу энергосистемы, к которому они относятся, графики можно разделить на следующие группы:

1. графики нагрузки потребителей, определяемые на шинах подстанции;
2. сетевые графики нагрузки – на шинах районных и узловых подстанций;
3. графики нагрузки энергосистемы, характеризующие результирующую нагрузку энергосистемы;
4. графики нагрузки электростанций.

Графики нагрузки используют для анализа работы электроустановок, для проектирования системы электроснабжения, для составления прогнозов электропотребления, планирования ремонтов оборудования, а также в процессе эксплуатации для ведения нормального режима работы электроустановок.

1.1 Суточные графики нагрузок потребителей.

Фактический график нагрузки может быть получен с помощью регистрирующих приборов, которые фиксируют изменения соответствующего параметра во времени.

Перспективный график нагрузки потребителей определяется в процессе проектирования. Для его построения надо располагать, прежде всего, сведениями об установленной мощности электроприемников, под которой понимают их суммарную номинальную мощность.

В рассматриваемом варианте выполнения курсового проекта дана тупиковая подстанция напряжением 35/10кВ, связанная с энергосистемой одноцепной воздушной линией напряжением 35 кВ, длиной 25 км.

Мощность короткого замыкания на шинах системы $S_{к.з}$ = 750В·А, а также следующие наименования потребителей: максимальными мощностями соответственно 10, 15, 7, 6, 8 МВт. Напряжение этих пяти объектов составляет 10 кВ. Для каждого предприятия, по условию, дан коэффициент мощности $cos\varphi$, равный:

– предприятие 1 $cos\varphi$ = 0,83;

– предприятие 2 $cos\varphi$ = 0,80;

– предприятие 3 $cos\varphi$ = 0,78;

– предприятие 4 $cos\varphi$ = 0,79;

– предприятие 5 $cos\varphi$ = 0,83;

Количество линий, питающих данное предприятие, соответственно равны 5, 7, 4, 3, 4.

Кроме P_{max}, для построения графика необходимо знать характер изменения нагрузки потребителя во времени, который можно определить из данных в курсовом проекте типовых графиков силового максимума в процентах в течение суток (зима, лето).

Для удобства расчетов график выполняется ступенчатым. Наибольшая возможная за сутки нагрузка принимается за 100%, а остальные ступени графика показывают относительное значение нагрузки для данного времени суток.

При известном P_{max} можно перевести типовой график в график нагрузки данного потребителя, то есть для выше указанных предприятий, используя соотношение для каждой ступени графика:

$$P_{ст} = \frac{n\%P_{max}}{100}$$

где n% – ордината соответствующей ступени типового графика, в %.

В рассматриваемом варианте курсового проекта нам известны суточные типовые графики нагрузки предприятий (зима, лето), которые переводим в пять графиков нагрузки *P(t)* предприятий, используя выше указанную формулу, а вычисленные данные заносим в таблицы.

Для примера, вычислим значение ступени 0-1 часа для предприятия 1, максимальная потребляемая мощность составляет 10 МВт.

$P_{0\text{-}1} = n\%\ P_{max}/100 = 80\% \cdot 10 / 100 = 8$ МВт. Аналогично, выполняем расчеты, для каждого отдельного часа и предприятия.

Таблица 1.1 – Предприятие № 1

0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12	t, час
80	80	80	80	80	80	100	100	100	100	100	100	%
8	8	8	8	8	8	10	10	10	10	10	10	Зима
65	65	65	65	65	65	65	90	90	90	90	90	%
6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	9	9	9	9	9	Лето
12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24	t, час
100	100	100	100	100	100	80	80	80	80	80	80	%
10	10	10	10	10	10	8	8	8	8	8	8	Зима
90	90	90	90	90	75	75	75	65	65	65	65	%
9	9	9	9	9	7,5	7,5	7,5	6,5	6,5	6,5	6,5	Лето

Таблица 1.2 – Предприятие № 2

0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12	t, час
98	96	96	98	100	100	100	100	100	98	98	100	%
14,7	14,4	14,4	14,7	15	15	15	15	14,7	14,7	14,7	15	Зима
85	80	80	85	90	90	90	90	90	85	85	90	%
12,75	12	12	12,75	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	12,75	12,75	13,5	Лето
12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24	t, час
100	100	100	100	100	98	98	100	100	100	98	98	%
15	15	15	15	15	14,7	14,7	15	15	15	14,7	14,7	Зима
90	90	90	90	90	80	80	90	90	90	85	85	%
13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	12	12	13,5	13,5	13,5	12,75	12,75	Лето

Таблица 1.3 – Предприятие № 3

0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12	t, час
40	40	40	40	40	15	15	95	100	100	100	50	%
2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	1,05	1,05	6,65	7	7	7	3,5	Зима
25	25	30	30	10	10	10	10	90	90	30	30	%
1,75	1,75	2,1	2,1	0,7	0,7	0,7	0,7	6,3	6,3	2,1	2,1	Лето
12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24	t, час
100	100	100	95	95	95	95	50	95	95	95	40	%
7	7	7	6,65	6,65	6,65	6,65	3,5	6,65	6,65	6,65	2,8	Зима
30	90	90	85	85	85	35	35	85	85	22	22	%
2,1	6,3	6,3	5,95	5,95	5,95	2,45	2,45	5,95	5,95	1,54	1,54	Лето

Таблица 1.4 – Предприятие № 4

0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12	t, час
80	80	80	80	80	80	100	100	100	100	100	100	%
4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	6	6	6	6	6	6	Зима
75	75	65	65	65	65	60	60	90	90	90	90	%
4,5	4,5	3,9	3,9	3,9	3,9	3,6	3,6	5,4	5,4	5,4	5,4	Лето
12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24	t, час
100	100	100	100	100	100	85	85	85	85	85	85	%
6	6	6	6	6	6	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	Зима
90	90	85	85	80	80	80	80	65	65	65	65	%
5,4	5,4	5,1	5,1	4,8	4,8	4,8	4,8	3,9	3,9	3,9	3,9	Лето

Таблица 1.5 – Предприятие № 5

0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12	t, час
70	70	70	70	25	25	100	100	100	100	60	100	%
5,6	5,6	5,6	5,6	2	2	8	8	8	8	4,8	8	Зима
56	56	45	45	15	15	15	90	90	90	45	45	%
4,48	4,48	3,6	3,6	1,2	1,2	1,2	7,2	7,2	7,2	3,6	3,6	Лето
12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24	t, час
100	100	90	90	90	90	50	90	90	90	80	80	%
8	8	7,2	7,2	7,2	7,2	4	7,2	7,2	7,2	6,4	6,4	Зима
90	90	85	85	85	85	35	35	80	80	65	65	%
7,2	7,2	6,8	6,8	6,8	6,8	2,8	2,8	6,4	6,4	5,2	5,2	Лето

На основании данных таблиц строим графики суточной нагрузки для всех выше указанных предприятий, где ось абсцисс – время в часах, а ось ординат – мощность в МВт.

1.2 Суммарные графики нагрузок потребителей

Эти графики определяются с учетом потерь мощностей в линиях и трансформаторах при распределении электроэнергии.

Потери мощности от протекания тока в проводах линий и в обмотках трансформаторов являются переменными величинами, зависящими от нагрузки. Постоянную часть потерь мощности в сети определяют в основном потери холостого хода трансформаторов, потери стали при намагничивании. Потери на собственные нужды зависят от параметров трансформатора.

Суммируя значения мощностей графиков нагрузки пяти потребителей и

потери распределения в электрических цепях в целом по энергосистеме, получают результирующий график нагрузки электростанций энергосистемы (зима, лето).

Графики нагрузки генераторов энергосистемы получают из графиков мощности (зима, лето), отпускаемых с шин, учитывая дополнительно расход электроэнергии: постоянные потери, потери на собственные нужды и переменные потери.

Нагрузка между отдельными электростанциями распределяется таким образом, чтобы обеспечить максимальную экономичность работы в целом по энергосистеме. Исходя из этих соображений, диспетчерская служба энергосистемы задает электростанциям суточные графики нагрузки.

Суммарная мощность шин подстанции представляет собой сумму потребляемой мощности пяти предприятий каждой ступени, потери на собственные нужды, постоянные потери и переменные потери каждой ступени:

P^{Σ}пс(t) = P(t) + ΔPпост. + ΔPпер. + ΔPс.н.,

где $P_{(t)}$ – сумма мощностей, потребляемая пятью предприятиями данных промышленностей по определенному значению часа; $\Delta P_{\text{пост.}}$

– постоянные потери, которые составляют 1% от $P_{\max}$; $P_{\max}$ – выбирается максимальное значение ступени $P_{(t)}$, то есть

$\Delta P_{\text{пост.}} = 0{,}01 \cdot P_{\max}$; $\Delta P_{\text{с.н.}}$ – потери на собственные нужды, составляют 0,5% от $P_{\max}$, то есть $\Delta P_{\text{с.н.}} = 0{,}005\ P_{\max}$; $\Delta P_{\text{пер}}$ – переменные потери, зависящие от значения мощности каждой ступени и вычисляются по формуле:

$\Delta P_{\text{пер}} = P^2_{(t)} / 10 \cdot P_{\max}$.

Вычислим потери для суммарных графиков (зима, лето). Находим максимальное значение ступени для графика

суммарной нагрузки (зима) $P_{\max}$= 46 МВт, таблица 4.6.

$P_{(t)}$ для первой ступени 0-1 час по таблицам 4.1-4.5 вычисляется:

$P_{(1)}$= 8 + 14,7 + 2,8 + 4,8 + 5,6 =35,9 МВт.

Аналогично выполняются вычисления для всех остальных ступеней каждого определенного часа согласно времени года (зима, лето).

$\Delta P_{\text{пост.(зима)}}$=1% $P_{\max}$=0,01 $P_{\max}$=0,46 МВт,

$\Delta P_{\text{с.н.(зима)}}$=0,5% $P_{\max}$=0,005 $P_{\max}$=0,23 МВт.

Вычислим значение переменных потерь для 1-й ступени 0-1 часа.

$\Delta P_{\text{пер.(зима)(1)}}$=35,9 ^{2} / 10·46 = 2,8 МВт.

Для всех остальных ступеней каждого определенного часа и определенного сезона года (зима, лето) вычисления производятся аналогично.

Затем вычисляем суммарную мощность, например для 1-й ступени 0-1 часа:

=35,9 + 0,46 + 0,23 + 2,8 = 39,39 МВт.

Таким же образом вычисляются значения остальных ступеней (зима), все вычисленные результаты вносятся в таблицу4.6.

По такой же аналогии вычисляются значения для ступеней графика суммарной нагрузки (лето) и результаты заносятся в таблицу 4.7. $P_{\max}$ для этого графика является равным 41,4 МВт.

$\Delta P_{\text{пост.(лето)}}$=1%·$P_{\max}$=0,01·$P_{\max}$=0,41 МВт, $\Delta P_{\text{с.н.(лето)}}$=0,5% $P_{\max}$=0,005·$P_{\max}$=

0,21 МВт, $\Delta P_{\text{пер.(лето)(1)}}$=29,98 ^{2} / 10· 41,4 = 2,17 МВт,

= 29,98 + 0,41 + 0,21 + 2,17 = 32,77 МВт.

По результатам конечной суммы $P_{\sum пс(t)}$ для сезонов года (зима, лето) строятся графики суммарной нагрузки подстанции с учетом всех выше перечисленных потерь.

Таблица 1.6 - Суммарная нагрузка (зима)

0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12	Зима
35,9	35,6	35,6	35,9	32,6	30,8	40,0	45,6	56	54,7	42,5	42,5	P(t)
0,46												ΔРпост
0,23												ΔРс.н
2,8	2,76	2,76	2,8	2,31	2,07	3,49	4,53	4,6	4,54	3,93	3,93	Δ Рпер
39,39	39,05	39,05	39,30	35,6	33,61	44,23	50,87	51,29	50,93	47,12	47,12	$P^{\sum}_{пс(t)}$
12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24	Зима
46	46	45,2	44,8	44,8	44,5	38,4	38,8	41,95	41,95	40,85	37	P(t)
0,46												ΔРпост
0,23												ΔРс.н
4,6	4,6	4,44	4,37	4,37	4,31	3,2	3,27	3,83	3,83	3,63	2,98	Δ Рпер
51,29	51,2	50,3	49,9	49,9	49,5	52,3	52,7	46,4	46,4	45,1	40,6	$P^{\sum}_{пс(t)}$

Таблица 1.7 - Суммарная нагрузка (лето)

0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12	Зима
29,98	29,23	28,1	28,85	25,8	25,8	25,5	34	41,4	40,6	32,8	33,6	P(t)
0,41												ΔРпост
0,21												ΔРс.н
2,17	2,06	1,91	2,01	1,61	1,61	1,57	2,79	4,14	3,99	2,61	2,73	Δ Рпер
32,77	31,91	30,63	31,78	28,03	28,03	27,69	37,41	46,16	45,26	36,08	36,95	$P^{\sum}_{пс(t)}$
12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24	Зима
37,2	41,4	40,7	40,3	40,0	37,0	29,5	31,0	36,2	36,25	29,8	29,8	P(t)
0,41												ΔРпост
0,21												ΔРс.н
3,34	4,14	4	3,93	3,87	3,32	2,11	2,33	3,17	3,17	2,16	2,16	Δ Рпер
41,1	46,1	45,3	44,9	44,5	40,9	32,2	34	40,0	40,0	32,6	32,6	$P^{\sum}_{пс(t)}$

1.3 Годовой график по продолжительности нагрузок

Этот график показывает длительность работы установки в течение года с различными нагрузками. По оси ординат откладывают нагрузки в соответствующем масштабе, по оси абсцисс – часы года от 0 до 8760. нагрузки на графике располагают в порядке их убывания от $P_{\min}$ до $P_{\max}$.

Принято, что длительность сезонных времен года зима и лето составляют соответственно 200 и 165 дней.

Построение годового графика по продолжительности нагрузок производится на основании известных суточных графиков нагрузки

– зимнего (200 дней), и летнего (165 дней).

График по продолжительности нагрузок применяют в расчетах технико-экономических показателей установки, расчетах потерь электроэнергии, при оценке использования оборудования в течение года и т.п.

График годовой по продолжительности является проекцией суммарных графиков нагрузки (зима, лето).

1.4 Технико-экономические показатели установки

Площадь, ограниченная кривой графика по продолжительности нагрузок активной составляющей, численно равна энергии, произведенной или потребленной электроустановкой за рассматриваемый период (год).

$$W_n = \sum_{i=1}^{n} P_i \cdot T_i$$

где P_i – мощность i- ступени графика, T_i– продолжительность ступени.

$W_{п(зима)}$=1083,82·200=216764 МВт·ч;

$W_{п(лето)}$=887,17·65=146383,05 МВт·ч;

$W_п$=363147,05 МВт·ч.

Средняя нагрузка установки за рассматриваемый период (год) равна:

$$P_{ср} = W_п / T,$$

гдеT – длительность рассматриваемого периода; $W_п$ – электроэнергия за рассматриваемый период (год).

$P_{ср} = W_п / T$= 363147,05 / 8760 = 41,46 МВт.

Степень неравномерности графика работы установки оценивают коэффициентом заполнения ($k_{зап}$).

$k_{зап} = W_п / P_{maxпс} \cdot T$.

$P_{maxпс}$ выбирается максимальное значение с учетом потерь.

$k_{зап(зима)} = W_п / P_{maxпс} \cdot 8760$=363147,05 / 8760 · 51,29=0,81; $k_{зап(лето)} = W_п / P_{maxпс} \cdot 8760$= 363147,05 / 8760 · 46,16=0,9.

Коэффициент заполнения графика нагрузки показывает, во сколько раз выработанное (потребленное) количество электроэнергии за рассматриваемый период (сутки, год) меньше того количества энергии, которое было бы выработано (потреблено) за то же время, если бы нагрузка установки все время была бы максимальной. Очевидно, что чем равномернее график, тем ближе значение $k_{зап}$ к единице.

$$T_{max} = W_п / P_{maxпс} = P_{ср} \cdot T / P_{maxпс} = k_{зап} \cdot T.$$

Эта величина показывает, сколько часов за рассматриваемый период T (обычно год) установка должна была бы работать с неизменной максимальной нагрузкой, чтобы выработать (потребить) действительное количество электроэнергии $W_п$ за этот период времени.

$T_{max(зима)} = W_п / P_{maxпс}$=363147,05 / 51,29 = 7080,27 ч,

$T_{max(лето)} = W_п / P_{maxпс}$=363147,05/ 46,16 = 7867,14 ч. Переведем заданные коэффициенты мощности из косинусов в

тангенсы, используя тригонометрические функции:

предприятие № 1 $cos\varphi_1 = 0{,}83 \rightarrow tg\varphi_1 = 0{,}672$;

предприятие № 2 $cos\varphi_2 = 0{,}8 \rightarrow tg\varphi_2 = 0{,}75$;

предприятие № 3 $cos\varphi_3 = 0{,}78 \rightarrow tg\varphi_3 = 0{,}802$;

предприятие № 4 $cos\varphi_4 = 0{,}79 \rightarrow tg\varphi_4 = 0{,}776$;

предприятие № 5 $cos\varphi_5 = 0{,}83 \rightarrow tg\varphi_5 = 0{,}672$.

Определим реактивную мощность потребителей в часы максимальных нагрузок по известным активным мощностям потребителей:

$\Sigma Q = P_{1(t)} \cdot tg\varphi_1 + P_{2(t)} \cdot tg\varphi_2 + \ldots + P_{i(t)} \cdot tg\varphi_i$

где $P_{1(t)}$, $P_{2(t)}$– максимальное значение мощности, используемое в течение суток пяти предприятий, $tg\varphi_1$, $tg\varphi_2$ найдены выше.

$tg\varphi_{ср}$– средневзвешенный коэффициент мощности на шинах подстанции.

$tg\varphi_{ср} = \Sigma Q / \Sigma P_{maxпс}$.

$\Sigma P_{maxпс}$– учитывается без потерь.

$$tg\varphi_{ср(зима)} = \Sigma Q / \Sigma P_{maxпс} = 33,62 / 46 = 0,731;$$
$$tg\varphi_{ср(лето)} = \Sigma Q / \Sigma P_{maxпс} = 30,25 / 41,4 = 0,731.$$

Полная мощность подстанции вычисляется по формуле:

$$S_{max(зима)}=P_{maxпс} \cdot \sqrt{1 + tg^2\varphi_{ср}};$$
$$S_{max(зима)}=51,29 \cdot \sqrt{1 + 0,7312} = 63,53 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$
$$S_{max(зима)}=46,16 \cdot \sqrt{1 + 0,7312} = 57,18 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

1.5 Выбор количества и мощности трансформаторов

Число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции, согласно задания на разработку проекта и с учетом состава потребителей принимается равным двум.

Вычислим предварительную расчетную мощность трансформатора. Она вычисляется по формуле:

$S_{н.расч} = S_{max} / k_{ав} = 63,53 / 1,4 = 45,38$ МВ·А,

где$k_{ав}$– коэффициент аварийной перегрузки, принимаем равным 1,4. Предварительно принимаем трансформатор мощностью 40 МВ·А

Вычислим средневзвешенные коэффициенты каждого определенного часа для вычисления полной мощности по формуле:

$$tg\ \varphi_{св(i)} = \frac{P_1 tg\varphi_1 + P_2 tg\varphi_2 + \cdots + P_i tg\varphi_i}{\sum_{i=1}^{n} P_i};$$

Например, для 0-1 часа:

$$tg\ \varphi_{св(i)} = \frac{8 \cdot 0,672 + 14,7 \cdot 0,75 + 2,8 \cdot 0,802 + 4,8 \cdot 0,776 + 5,6 \cdot 0,672}{8 + 14,7 + 2,8 + 4,8 + 5,6}$$
$$= \frac{26,135}{35,9} = 0,728;$$

Остальные средневзвешенные коэффициенты для всех остальных часов (24 ч.) рассчитываются аналогично.

$tg\varphi_{св(1)} = 0,728$; $tg\varphi_{св(13)} = 0,731$;
$tg\varphi_{св(3)} = 0,728$; $tg\varphi_{св(15)} = 0,732$;
$tg\varphi_{св(4)} = 0,728$; $tg\varphi_{св(16)} = 0,731$;
$tg\varphi_{св(5)} = 0,734$; $tg\varphi_{св(17)} = 0,731$;
$tg\varphi_{св(6)} = 0,731$; $tg\varphi_{св(18)} = 0,731$;
$tg\varphi_{св(7)} = 0,72$; $tg\varphi_{св(19)} = 0,738$;
$tg\varphi_{св(8)} = 0,73$; $tg\varphi_{св(20)} = 0,728$;
$tg\varphi_{св(9)} = 0,731$; $tg\varphi_{св(21)} = 0,733$;
$tg\varphi_{св(10)} = 0,731$; $tg\varphi_{св(22)} = 0,733$;
$tg\varphi_{св(11)} = 0,735$; $tg\varphi_{св(23)} = 0,734$;
$tg\varphi_{св(12)} = 0,725$; $tg\varphi_{св(24)} = 0,727$.

Вычисляем полную мощность с учетом выше найденных средневзвешенных коэффициентов для каждого определенного часа, которая вычисляется по формуле:

$$S_t = P_t \cdot \sqrt{1 + tg^2\varphi_{(t)\text{ср}}};$$

Для 0-1 часа она будет составлять:

$$S_t = 39.39 \cdot \sqrt{1 + 0.728^2} = 48.72 \text{ МВ·А};$$

Остальные полные мощности для всех остальных часов (24 ч.) рассчитываются аналогично.

$S_{1(t)}$ =48,72МВ·А;
$S_{2(t)}$ =48,3 МВ·А;
$S_{3(t)}$ =48,3 МВ·А;
$S_{4(t)}$ =48,72 МВ·А;
$S_{5(t)}$ =44,16 МВ·А;
$S_{6(t)}$ =41,63 МВ·А;
$S_{7(t)}$ =54,5 МВ·А;
$S_{8(t)}$ =62,98 МВ·А;
$S_{9(t)}$ =63,53 МВ·А;
$S_{10(t)}$ =63,09 МВ·А;
$S_{11(t)}$ =58,48 МВ·А;
$S_{12(t)}$ =58,2 МВ·А;
$S_{13(t)}$ =63,53 МВ·А;
$S_{14(t)}$ =63,53 МВ·А;
$S_{15(t)}$ =62,37 МВ·А;
$S_{16(t)}$ =61,82 МВ·А;
$S_{17(t)}$ =61,82 МВ·А;
$S_{18(t)}$ =61,38 МВ·А;
$S_{19(t)}$ =52,63МВ·А;
$S_{20(t)}$ =52,89МВ·А;
$S_{21(t)}$ =57,62МВ·А;
$S_{22(t)}$ =57,62МВ·А;
$S_{23(t)}$ =56,03МВ·А;
$S_{24(t)}$ =50,28МВ·А.

1.5.1 Проверка трансформаторов на перегрузочную способность

При выборе мощности трансформатора нельзя руководствоваться только их номинальной мощностью, так как в реальных условиях температура окружающей среды, условия установки трансформатора могут быть отличными от принятых. Нагрузка трансформатора меняется в течение суток, и если мощность выбрать по максимальной нагрузке, то в периоды спада трансформатор будет не загружен, т.е. недоиспользована его мощность. Опыт эксплуатации показывает, что трансформатор может работать часть суток с перегрузкой, если в другую часть суток его нагрузка меньше номинальной. Критерием различных режимов является износ изоляции трансформатора.

Нагрузочная способность трансформатора – это совокупность допустимых нагрузок и перегрузок.

Допустимая нагрузка – это длительная нагрузка, при которой расчетный износ изоляции обмоток от нагрева не превосходит износ, соответствующий номинальному режиму работы.

Перегрузка трансформатора – режим, при котором расчетный износ изоляции обмоток превосходит износ, соответствующий номинальному режиму работы. Такой режим возникает, если нагрузка окажется больше номинальной мощности трансформатора или температура окружающей среды больше принятой расчетной.

На основании вычислений полных мощностей каждой ступени строится график, по которому можно провести анализ при выборе силового трансформатора.

При вычислении предварительной мощности трансформатора, учитывающий коэффициент аварийной перегрузки мы предварительно приняли силовой трансформатор мощностью 40 МВ·А. При данной мощности перегрузочная нагрузка длится 24 часа в сутки, при том перегрузочная нагрузка составляет 23,53 МВ·А. При таком режиме постоянной перегрузки трансформатор работать не сможет, поэтому применим трансформатор большей мощности – 63 МВ·А.

Допустимые систематические нагрузки трансформатора больше его номинальной мощности возможны за счет неравномерности нагрузки в течение суток. При недогрузке износ изоляции мал, а во время перегрузки значительно увеличивается.

1.5.2 Построение эквивалентного двухступенчатого графика нагрузки подстанции

Для подсчета допустимой систематической нагрузки действительный график преобразуется в двухступенчатый. На графике, перегрузкой называется тепловой импульс.

При построении двухступенчатого графика нагрузки рассматриваются 3 случая:

1 тепловой импульс. В такой ситуации 10-ти часовой период определяется в сторону предшествующий началу перегрузок.

2 тепловых импульса, причем больший следует за меньшим. 10 ч. Откладывается в сторону меньшего max (меньший max учитывается).

3 тепловых импульса, причем меньший следует за большим. 10 ч. Откладывается в сторону меньшего max.

Анализируя график нагрузки можно сделать выводы, что имеет место 2 случай.

Определим коэффициенты К1 и К2 по формуле:

$$K1 = \frac{1}{S_H}\sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n} S_i^2 t_i}{\sum_{i}^{10} t_i}},$$

$$K1 = \frac{1}{63}\sqrt{\frac{48.3^2 + 48.72^2 + 44.16^2 + 41.63^2 + 54.5^2 + 62.98^2 +}{10}}$$

$$\sqrt{\frac{+63.53^2+63.09^2+58.48^2+58.2^2}{10}}=0.872$$

$$K2 = \frac{1}{63}\sqrt{\frac{63.53^2 + 63.53^2}{2}} = 1.008$$

Из [9, таблица 1-22] по мощности трансформатора выбираем номер чертежа (согласно ГОСТ 14209-69) при эквивалентной температуре охлаждающей среды $\upsilon_{охл}=20^0$С, чертеж № 20. Время перегрузочной нагрузки

большего теплового импульса составляет 2 часа. На оси абсцисс отмечаем значение K_1= 0,872 проецируем на график линии 2 часа и получаем $K_{2доп}$= 1,34. Из условия работы трансформатора в режиме перегрузки должно выполнятся условие: $K_2 \leq K_{2доп}$. (1,008≤1,34).Это условие выполняется, следовательно, мы можем принять трансформатор данной мощности 63 МВ·А.

В результате получаем двухступенчатый график с переводом коэффициентов перегрузок в эквивалентные мощности $S_{1экв}$= 54,909 МВ·А, продолжительностью 10 часов, $S_{2экв}$= 63,53 МВ·А, продолжительностью 2 часа.

Коэффициенты нагрузки представлены в относительных единицах по отношению к $S_{ном}$ = 63 МВ·А.

Таким образом, выбранный трансформатор проходит по условию перегрузочной способности.

2. ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ НА СТОРОНЕ ВН И НН

2.1. Выбор линий ВН и кабелей НН

Для выбора марки и сечения проводов линий ВН и НН необходимо рассчитать:

Максимальное значение силы тока;

$$I_{max} = \frac{S_{max}}{\sqrt{3}U_1} = \frac{63.53 \cdot 10^3}{35} = 1048\ A.$$

Максимальная мощность

$$S_{max}=63.53\ \text{МВ·А}.$$

Экономическое сечение проводника

$$F_{эк} = \frac{I_{max}}{J_{эк}};$$

где $J_{эк}$-экономическая плотность тока, выбирается из условной продолжительности максимальной нагрузки (зима) T_{max}= 7080,27 ч. $J_{эк}$ = 1,3 А/мм^2 для алюминиевых и сталеалюминиевых проводов[1].

$$F_{эк} = \frac{1048}{1,3} = 806,154\text{мм}^2;$$

По конструктивным соображениям принимаем три линии с проводом сечением АС – 240:

Номинальное сечение, мм^2 (алюминий/ сталь) – 240/ 56 [9]; Диаметр провода d = 22,4 мм = 2,24 см; Радиус провода r=1,12 см;

Сопротивление постоянному току при 20^0Сr_0 = 0,12 Ом/км; Индуктивное сопротивление x_0 = 0,394 Ом/км [9] Допустимая токовая нагрузка вне помещений $I_{доп}$= 610 А Среднее геометрическое расстояние между проводами $D_{ср}$ = 5,0 м = 500 см.

2.2 Расчет токов короткого замыкания

2.2.1 Расчет сопротивления линий и трансформатора

Выбранный трансформатор: ТРДНС 63000/35 [11].
Потери короткого замыкания $P_{к.з.}$ = 250 кВт;
Потери холостого хода $P_{х.х.}$ = 50 кВт;
Напряжение короткого замыкания $U_{к.}$ = 11,5%;
Номинальная мощность $S_{н}$= 63 МВ·А;
Напряжение обмотки ВН, $U_{вн}$ = 35 кВ;
Напряжение обмотки НН,$U_{нн}$ = 10,5 кВ.

Активное сопротивление трансформатора вычисляется по формуле:

$$R_T = \frac{\Delta P_{к.з.} \cdot U_H^2 \cdot 10^3}{S_H^2}$$

Сторона ВН

$$R_{T1} = \frac{\Delta P_{к.з.} \cdot U_H^2 \cdot 10^3}{S_H^2} = \frac{250 \cdot 35^2 \cdot 10^3}{63000^2} = 0{,}077 \text{ Ом.}$$

Сторона НН

$$R_{T2} = \frac{\Delta P_{к.з.} \cdot U_H^2 \cdot 10^3}{S_H^2} = \frac{250 \cdot 10{,}5^2 \cdot 10^3}{63000^2} = 0{,}077 \text{ Ом.}$$

Индуктивное сопротивление трансформатора вычисляется по формуле:

$$X_T = \frac{U_K \cdot U_H^2 \cdot 10}{S_H}.$$

Сторона ВН

$$X_{T1} = \frac{U_K \cdot U_H^2 \cdot 10}{S_H} = \frac{11{,}5 \cdot 35^2 \cdot 10}{63000} = 2{,}236 \text{ Ом.}$$

Сторона НН

$$X_{T2} = \frac{U_K \cdot U_H^2 \cdot 10}{S_H} = \frac{11{,}5 \cdot 10{,}5^2 \cdot 10}{63000} = 0{,}2 \text{ Ом.}$$

Применяя трансформатор с расщепленной обмоткой НН корректировку его сопротивлений целесообразно производить по [9] страница 74.

2.2.2 Расчет параметров линий и токов короткого замыкания

Мощность короткого замыкания на шинах системы $S_{к.з.}$= 750 МВ□А; Напряжение ВН обмотки $U_{вн}$ = 35 кВ; Напряжение НН обмотки $U_{нн}$ = 10,5 кВ.

Схема замещения линии:

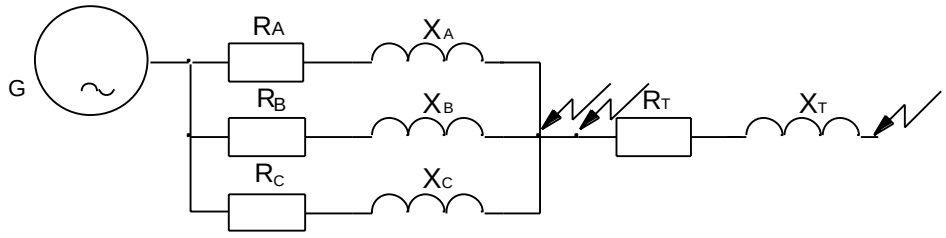


Рисунок 2.1 - Схема замещения линии

Индуктивное сопротивление энергосистемы определяется по формуле:

$$X_c = \frac{U_б^2}{S_{к.з}}.$$

Сторона ВН

$$X_{c1} = \frac{U_б^2}{S_{к.з}} = \frac{35^2}{750} = 1{,}63 \text{ Ом}.$$

Сторона НН

$$X_{c2} = \frac{U_б^2}{S_{к.з}} = \frac{10{,}5^2}{750} = 0{,}147 \text{ Ом}.$$

Активное сопротивление линии:

$$R_л = r_0 \cdot L = 0.12 \cdot 25 = 3 \text{ Ом}.$$

Реактивное сопротивление линии:

$$X_л = x_0 \cdot L = 0.401 \cdot 25 = 10.025 \text{ Ом}.$$

где L – длина линии равная 25 км.

Вычисляем общее сопротивление линии в точке $К_1$.

$$Z_{\sum 1} = \sqrt{R^2 + X^2} = \sqrt{R_л^2 + (X_л + X_{С1})^2} = \sqrt{3^2 + (10{,}25 + 1{,}63)^2} = 12{,}035 \text{ Ом}.$$

Трехфазный ИКЗ на стороне ВН:

$$I^3_{К.З.1} = \frac{U_{б1}}{\sqrt{3} Z_{\sum 1}} = \frac{35 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 12.035} = 1680 \text{ А}.$$

Приводим активное и реактивное сопротивление к точке $К_2$.

$$R_л^* = R_л (\frac{U_{б2}}{U_{ВН}})^2 = 3(\frac{10.5}{35})^2 = 0.27 \text{ Ом}$$

$$X_л^* = X_л (\frac{U_{б2}}{U_{ВН}})^2 = 10.025(\frac{10.5}{35})^2 = 0.902 \text{ Ом}$$

Вычисляем общее сопротивление линии в точке $К_2$.

Активное и реактивное сопротивление линии делим на 3 т.к. в рассматриваемом проекте три вводных лини:

$$R_л = \frac{R_0 \cdot L}{3} = \frac{3}{3} = 1 \text{ Ом},$$

$$X_л = \frac{x_0 \cdot L}{3} = \frac{10.025}{3} = 3.3146 \text{ Ом},$$

где L – длина линии равна 25 км.

Вычисляем общее сопротивление линии в точке $К_1$:

$$Z_{\sum 2} = \sqrt{R^2 + X^2} = \sqrt{R_л^2 + (X_л + X_{c2})^2} = \sqrt{1^2 + (3{,}314 + 1{,}63)^2} = 5{,}045 \text{ Ом}.$$

Трехфазный ток короткого замыкания:

$$I^3_{К.З.2} = \frac{U_{б2}}{\sqrt{3} Z_{\sum 2}} = \frac{35 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 5.045} = 4005 \text{ А}.$$

Определяем постоянную времени затухания апериодической составляющей трехфазного ТКЗ $T_а$:

$$T_a = \frac{X_\Sigma}{\omega \cdot R_\Sigma},$$

где $\omega = 2\pi f = 2 \cdot 3.14 \cdot 50 = 314$ с$^{-1}$ – угловая частота питающей сети.

Сторона ВН:

$$R_{\Sigma 1} = R_{л} = 3 \text{ Ом},$$
$$X_{\Sigma 1} = X_{л} + X_{с1} = 10{,}025 + 1{,}63 = 11{,}655 \text{ Ом},$$
$$T_a = \frac{X_{\Sigma 1}}{\omega \cdot R_{\Sigma 1}} = \frac{11{,}655}{314 \cdot 3} = 0{,}0124 \text{ с}.$$

Сторона НН:

$$R_{\Sigma 2} = R_{л}^{*} + R_{т2} = 0{,}27 + 0{,}007 = 0{,}277 \text{ Ом},$$
$$X_{\Sigma 2} = X_{л}{}^{*} + X_{с2} + X_{т2} = 0{,}902 + 0{,}147 + 0{,}2 = 1{,}25 \text{ Ом},$$
$$T_a = \frac{X_{\Sigma 2}}{\omega \cdot R_{\Sigma 2}} = \frac{1{,}25}{314 \cdot 0{,}277} = 0{,}0144 \text{ с}.$$

Найдем ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени затухания апериодической составляющей ТКЗ по формуле:

$$К_{у} = 1 + e^{-0{,}01/Т_{а}}.$$

Для стороны ВН:

$$К_{у1} = 1 + e^{-0{,}01/Т_{а1}} = 1 + e^{-0{,}01/0{,}0124} = 1{,}446.$$

Для стороны ВН:

$$К_{у2} = 1 + e^{-0{,}01/Т_{а2}} = 1 + e^{-0{,}01/0{,}0144} = 1{,}499.$$

Ударный ток вычисляется с учетом ударного коэффициента:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{К.З.}^{(3)} \cdot K_y.$$

Для стороны ВН:

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot I_{К.З.1}^{(3)} \cdot K_{y1} = \sqrt{2} \cdot 1680 \cdot 1{,}446 = 3434 \text{ А}.$$

Для стороны ВН:

$$i_{y2} = \sqrt{2} \cdot I_{К.З.2}^{(3)} \cdot K_{y2} = \sqrt{2} \cdot 4005 \cdot 1{,}499 = 8470 \text{ А}.$$

2.2.3 Расчет рабочего тока

Перед выбором оборудования необходимо рассчитать рабочие токи.

$$I_{max} = I_p = \frac{S_{max}}{\sqrt{3}U}.$$

Для стороны ВН:

$$I_{max1} = I_{p1} = \frac{S_{max}}{\sqrt{3}U_1} = \frac{63.53 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 1048 \text{ А}.$$

Для стороны ВН:

$$I_{max2} = I_{p2} = \frac{S_{max}}{\sqrt{3}U_2} = \frac{63.53 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 3668 \text{ А}.$$

Рабочий ток на стороне низкого напряжения составляет 3,7 *кА*. Выбор разъединителей, выключателей на рабочий ток такого значения представляется невозможным, так как не существует подобного оборудования. Для уменьшения рабочего тока на стороне низкого напряжения необходимо заменить принятый силовой трансформатор на трансформатор с расщепленной обмоткой низкого напряжения.

Следовательно, рабочий ток для стороны низкого напряжения вычисляется по формуле:

$$I_{max2} = I_{p2} = \frac{S_{max}}{\sqrt{3}U_2 \cdot 2} = \frac{63.53 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 1834 \text{ А.}$$

2.3 Выбор разъединителей и выключателей

Основные параметры, на которые будем опираться при выборе разъединителей и выключателей, являются:

$U_н$ – номинальное напряжение;

$I_р$ – номинальный (рабочий) ток;

$i_у$ – ударный (предельный сквозной) ток;

$B_к$ – термическая стойкость.

$I_{н.откл}$ – номинальный ток отключения, вычисляется только для выключателей.

Выбор разъединителей

Для стороны высокого напряжения:

Разъединитель в точке K_1(смотрите схему замещения рис. 2.1).

Рассмотрим одну из трех линий ввода, где:

Рабочий ток будет равен:

Тип: РНДЗ-1-35/630, $t_т$ =4 с.[9]

$$B_к = (I_{КЗ}^{(3)})^2 \cdot t_T,$$

где $I_{КЗ}^{(3)}$ – трехфазный ТКЗ, $t_т$ – время прохождения наибольшего тока термической стойкости.

При использовании каталожных данных

$$B_к = (I_{ТС})^2 \cdot t_T,$$

где $I_{ТС}$ - ток термической стойкости.

$$B_к = \left(I_{КЗ}^{(3)}\right)^2 \cdot t_T = 1{,}68^2 \cdot 4 = 11{,}3 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_к = (I_{ТС})^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 4 = 1{,}6 \text{ кА}^2\text{с},$$

Таблица 2.1.

	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_н$, кВ	35	35
$I_р$, А	350	630
$i_у$, кА	3,434	64
$B_к$,кА^2·с	11,3	1600

Для стороны высокого напряжения:

Разъединитель в точке K_1 (смотрите схему замещения рис. 2.1). $I_р$=1048 А.

Тип: РНДЗ-1-35/2000, $t_т$ =4 с. [9]

$$B_к = \left(I_{КЗ}^{(3)}\right)^2 \cdot t_T = 4{,}005^2 \cdot 4 = 64{,}16 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_к = (I_{ТС})^2 \cdot t_T = 31{,}5^2 \cdot 4 = 3970 \text{ кА}^2\text{с},$$

Таблица 2.2.

	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_н$, кВ	35	35
$I_р$, А	1048	2000
$i_у$, кА	8,19	84
$B_к$,кА^2·с	64,16	3970

Для остальных разъединителей и выключателей значение термической стойкости вычисляется аналогично.

3. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ПОДСТАНЦИИ

3.1. Причины аварий и отказов

Важнейшей обязанностью работников эксплуатации подстанций является обеспечение надежной работы электрического оборудования и бесперебойного электроснабжения потребителей. Все случаи нарушений нормальных режимов работы подстанций (автоматические отключения оборудования при КЗ, ошибочные действия персонала, перерывы в электроснабжении потребителей и др.) рассматриваются как аварии или отказы в работе в зависимости от их характера, степени повреждения оборудования и тех последствий, к которым они привели.

Для рассмотрения практических методов ликвидации нарушений в книге используется один термин "авария", так как устранение нарушений (являются ли они авариями или отказами) в конечном счете сводится к действиям с коммутационными аппаратами, устройствами релейной защиты, переводам оборудования из одного оперативного состояния в другое и т. д. Аварии на подстанциях могут произойти в результате неожиданных повреждений оборудования, нарушений в работе оборудования от возможных перенапряжений и воздействий электрической дуги, отказов в работе устройств релейной защиты, автоматики, аппаратов вторичной коммутации, ошибочных действий персонала (оперативного, ремонтного, производственных служб).

Причинами неожиданных повреждений оборудования, как правило являются некачественный монтаж и ремонт оборудования (например, отказы выключателей из-за плохой регулировки передаточных механизмов и приводов), неудовлетворительная эксплуатация оборудования, неудовлетворительный уход, например, за контактными соединениями, что приводит к их перегреву с последующим разрывом цепи рабочего тока и возникновению КЗ, дефекты конструкций и технологии изготовления оборудования (заводские дефекты) , естественное старение и форсированные износы изоляции. Например, систематическое превышение температуры обмоток трансформатора сверх допустимой на 6 °С сокращает срок возможного использования его изоляции вдвое.

Причинами нарушений в работе электроустановок могут быть ***грозовые и коммутационные перенапряжения,*** при этом повреждается изоляция

трансформаторов, выключателей, разъединителей и другого оборудования. Чрезмерное загрязнение и увлажнение изоляции способствуют ее перекрытию и пробою.

Однофазные замыкания на землю в сетях 6 - 35 кВ, сопровождающиеся горением заземляющих дуг (вследствие недостаточной компенсации емкостных токов), приводят к перенапряжениям, пробоям изоляции электрических машин и аппаратов, а непосредственное воздействие заземляющих дуг - к разрушению изоляторов, расплавлению шин, .выгоранию цепей вторичной коммутации в ячейках КРУ и др.

Причины отказов в работе устройств релейной зашиты, автоматики и аппаратуры вторичной коммутации следующие:

– неисправности электрических и механических частей реле, нарушения контактных соединений, обрывы жил контрольных кабелей, цепей управления и т. д.;

– неправильный выбор или несвоевременное изменение уставок и характеристик реле;

– ошибки монтажа и дефекты в схемах релейной защиты и автоматики;

– неправильные действия персонала при обслуживании устройств релейной зашиты и автоматики.

Каждая причина может привести к отказу в отключении или неселективному отключению оборудования во время КЗ и иметь тяжелые последствия вплоть до развития местных аварий в системные.

Причинами ошибочных действий персонала при выполнении переключений в большинстве случаев являются нарушения оперативной дисциплины, пренебрежительное отношение к требованиям ПТЭ, недостаточное знание инструкций, невнимательность, отсутствие контроля за собственными действиями и др.

Выше названы лишь основные, наиболее часто повторяющиеся причины аварий и не указаны многие другие, имевшие место в эксплуатации. И хотя причины аварий кажутся порой случайными, вероятность повторения их все же достаточно велика. Поэтому все случаи аварий самым тщательным образом расследуются, изучаются, и принимаются меры к тому, чтобы исключить их повторение.

Аварии на подстанциях - события сравнительно редкие, но чрезвычайно значительные по своим последствиям. Они устраняются в основном действием специальных автоматических устройств, в иных же случаях ликвидируются действиями оперативного персонала.

Ликвидация аварий оперативным персоналом заключается:

– в выполнении переключений, необходимых для отделения поврежденного оборудования и предупреждения развития аварий;

– в устранении опасности для персонала;

– в локализации и ликвидации очагов возгораний в случае их возникновения;

– в восстановлении в кратчайший срок электроснабжения потребителей;

– в выяснении состояния отключившегося от сети оборудования и принятии мер по включению его в работу или выводу в ремонт.

Для оперативного персонала ликвидация аварий является трудной задачей, решение которой связано с мобилизацией в короткий период времени всех его знаний, навыков и опыта. Трудность решения усугубляется сознанием личной ответственности за правильность принимаемых решений в неожиданно возникшей и подчас сложной аварийной ситуации, когда персонал, испытывая эмоциональное напряжение, должен действовать безошибочно, четко и быстро. В этих условиях выдержка персонала, самообладание, сосредоточенность и концентрация внимания на главном являются залогом успешной ликвидации аварии.

3.2. Источники информации и план действий персонала

Выше были рассмотрены причины аварий в схемах подстанций. Причина непосредственно или при стечении некоторых обстоятельств порождает аварию, следствием которой может быть нарушение нормального режима работы подстанции часто с выходом из строя оборудования и прекращением электроснабжения потребителей. Возникновение и развитие аварии в большинстве случаев происходят не на глазах оперативного персонала. О случившемся он узнает по срабатыванию устройств автоматической сигнализации, показаниям измерительных приборов, совокупности сигналов о действии релейной защиты и автоматики.

Устройства автоматической сигнализации по их назначению делят на три группы: сигнализацию положения, предупредительную и аварийную сигнализацию.

Сигнализация положения дает информацию о действительных положениях коммутационных аппаратов и регулирующей аппаратуры. Ее размешают, как правило, на щитах и пультах на мнемонических схемах присоединений.

Предупредительная сигнализация извещает об отклонениях от заданного режима работы оборудования, появлении различного рода неисправностей, требующих незамедлительного принятия мер по их устранению.

Аварийная сигнализация извещает персонал звуковыми и световыми сигналами об автоматических отключениях оборудования. Она выполняется на принципе несоответствия положения коммутационного аппарата и его ключа управления, которое появляется при автоматическом отключении аппарата.

По объему и характеру передаваемой информации устройства автоматической сигнализации относят к индивидуальной, участковой и центральной.

Индивидуальная сигнализация указывает тот конкретный элемент схемы, который автоматически отключился при аварии, а также те устройства защиты, действием которых произошло отключение.

Участковая сигнализация указывает участок главной схемы, где

произошло аварийное отключение оборудования. Ее действие помогает персоналу быстрее ориентироваться в аварийной обстановке.

Центральная сигнализация представляет собой совокупность сигнальных ламп, световых табло, реле, кнопок, с помощью которых включается и отключается звуковой сигнал, устройство мигающего света, световые табло на панели центральной сигнализации и т. д.

Указанные выше источники информации, а также сигнальные реле защит и автоматики, измерительные приборы находятся на щитах управления и релейных щитах подстанций. Авария же может застать персонал находящимся не только на щите управления, но и в любом другом месте на территории подстанции. Поэтому во всех без исключения случаях срабатывания аварийной сигнализации персонал обязан являться на щит управления, так как только там он может получить необходимую информацию и оценить сложившуюся аварийную ситуацию.

Действия оперативного персонала в аварийной ситуации сводятся . к следующим:

1. сбору и систематизации поступившей информации;
2. анализу собранной информации, т е. установлению связи с теми или иными событиями, опознанию того, что произошло;
3. составлению плана ответных действий (принятию оперативного решения) на основе имеющейся информации;
4. реализации плана ответных действий и его корректировке в зависимости от наблюдений, накопления новой информации и реального хода ликвидации аварии.

Итак, в момент возникновения аварийной ситуации оперативному персоналу следует:

1. превратить воздействие звукового сигнала и записать время начала аварии;
2. установить место аварии (РУ, помещение ячейку) по участковой сигнализации, сигнализации положения выключателей, показаниям измерительных приборов;
3. осмотреть световые табло на панелях щита управления;
4. привести в положение соответствия ключи управления коммутационных аппаратов, сигнальные лампы которых указывают на несоответствие положений аппарата и его ключа управления;
5. сообщить диспетчеру, в оперативном управлении (или ведении) которого находится оборудование, о возникновении аварийной ситуации на подстанции, получить разрешение и осмотреть реле на панелях релейной защиты и автоматики. Сработавшие указательные реле пометить мелом или другим способом, записать наименования сработавших выходных реле защиты и автоматики, после чего поднять флажки указательных реле.

Когда информация об аварии будет получена, необходимо произвести ее анализ, т. е. мысленно установить характер аварии и составить о ней общее представление: какое оборудование отключилось и какие участки остались без напряжения, какую опасность это представляет для персонала и оборудования, в какой мере нарушилось электроснабжение потребителей, как отражается

авария на работе энергосистемы или участков сети и т.д. При анализе информации персонал имеет дело с активным мышлением, связанным с реальной ситуацией. Тут очень важно не столько максимальное использование всей собранной информации, сколько умение отобрать нужную информацию, дать оценку ее значимости в данной ситуации. При оценке аварийной ситуации по указателям сработавших устройств релейной зоны и автоматики должны учитываться принципы и зоны действия защит, на какие виды повреждений они реагируют. Нужно учитывать возможность ложных отключений неповрежденного оборудования, отказов в отключении повредившегося оборудования, а также отказов в работе автоматических устройств.

Если поступившая информация противоречива или объем ее настолько велик, что персоналу трудно за короткий период времени провести анализ и увязать его с конкретными действиями, необходимо сосредоточить внимание на главном (устранении опасности для передала, тушении пожара, обеспечении питания потребителей, локализации аварии) и действовать целенаправленно. Концентрация внимания на главных, решающих признаках сложившейся обстановки помогает быстро находить нужное решение и сразу осуществлять его практически.

Практика показывает, что без логического анализа информации истинное понимание аварии и поиск путей быстрой и рациональной ликвидации ее невозможны. Анализ ценен также тем, что в процессе его не только опознается происшедшее, но и зарождается идея решения проблемы, вырабатывается план ответных действий, основой которого является представление аварийной ситуации в целом с учетом возможных причин ее возникновения. От того, насколько удалось персоналу охватить мыслью результаты анализа аварии, зависит успех ее ликвидации.

Составление плана ответных действий- один из важнейших навыков персонала. Хорошо составленный план действий должен отвечать трем основным требованиям: обеспечению безопасности персонала, сохранности оборудования, скорейшему восстановлению электроснабжения потребителей.

План не должен также противоречить требованиям энергосистемы: его осуществление не должно препятствовать выпуску мощности станциями, ограничению перетоков мощности по линиям и через шины узловых подстанций.

При реализации плана действий все операции должны выполняться персоналом осознанно, без нарушений установленного порядка переключений и правил безопасности; в то же время персонал должен проявлять быстроту ориентировки, расторопность. Существенным в реализации плана действий является прослеживание за восстановлением схемы подстанции, недопущение ошибок, которые могли бы привести к развитию аварии.

В рассмотренных выше действиях персонала при ликвидации аварий не было упомянуто о так называемых "самостоятельных действиях", выполнение которых поручено персоналу подстанций. Под самостоятельными действиями понимаются такие оперативные действия с оборудованием, которые выполняются персоналом в соответствии с требованиями инструкций на основе анализа поступившей информации и без предварительного получения

распоряжения или разрешения диспетчера. В самом деле, в случае нависшей угрозы для жизни людей или стихийных бедствий (например, при пожаре) нет необходимости тратить время на установление связи и переговоры с диспетчером - нужно действовать в зависимости от обстоятельств, проявляя при этом максимум инициативы и находчивости. Однако следует помнить, что сообщения диспетчеру о выполненных операциях и действиях должны передаваться при первой же возможности.

Особое значение при ликвидации аварий имеет достоверность и своевременность передаваемой диспетчеру информации, так как на ее основе принимаются оперативные решения. В связи с этим информация должна быть объективной и не носить характера догадок и предположений.

Несомненную пользу приносят сообщения о самом факте аварии, передаваемые диспетчеру в начальный момент ее возникновения. Такие сообщения передаются кратко, например: "На шинах 110 кВ пропало напряжение, обстановка уточняется", а затем уже персонал выбирает ту или иную форму действий: по распоряжению диспетчера или самостоятельно. Диапазон самостоятельных действий персонала не безграничен: он установлен инструкциями по ликвидации аварий. Далее указаны те действия, которые разрешается выполнять персоналу самостоятельно.

3.3. Действия персонала при автоматическом отключении воздушных и кабельных линий

По своему положению в сети воздушные и кабельные линии электропередачи напряжением 6 кВ и выше могут иметь одностороннее и двухстороннее питание. К первым относятся линии так называемого тупикового питания, ко вторым - транзитные линии. Транзитными линиями соединяются сборные шины станций и понижающих подстанций (узловых и проходных), а также сборные шины смежных узловых или проходных подстанций; по ним, как правило, передаются реверсивные (изменяющиеся по направлению) потоки мощности; они образуют замкнутые контуры внутри электрических систем, что повышает надежность работы. К проходящим тупиковым и транзитным линиям 35 - 220 кВ нередко присоединяются ответвления, идущие к понижающим (ответвительным), подстанциям, которые часто выполняются по упрощенным схемам (на отделителях со стороны ВН). Наличие ответвлений от транзитных линий определяет особый порядок действий персонала в случае автоматических отключений таких линий.

Автоматическое отключение пиний тупикового питания (рис. 3.1, *а*) почти всегда приводит к прекращению электроснабжения потребителей, если отсутствует источник резервного питания. Задачей персонала в этом случае является по возможности быстрое включение в работу отключившейся линии, с тем чтобы сократить до минимума продолжительность перерыва питания нагрузки и уменьшить расстройство технологических процессов на предприятиях. Независимо от успешности работы установленного на линии АПВ однократного действия такие линии немедленно (без внешнего осмотра оборудования, предупреждения потребителей и выполнения других действий, задерживающих ликвидацию аварии) включаются под напряжение. При

включении на не устранившееся КЗ персонал должен отключить выключатель линии, не дожидаясь действия защиты. Признаком КЗ является бросок тока с одновременным снижением напряжения на шинах.

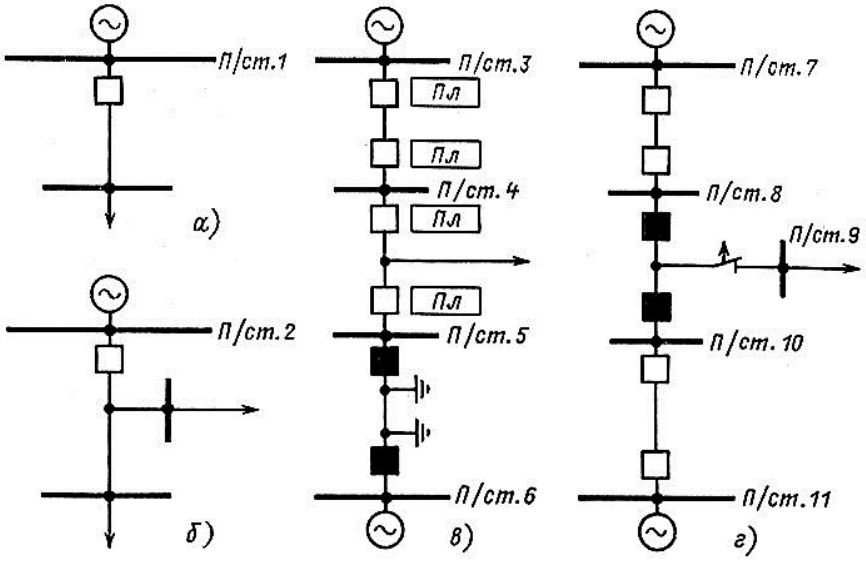


Рисунок 3.1. Схемы с односторонним питанием:
а – тупиковая; *б* – ответвительная; *в* – транзитная в режиме тупикового питания; *г* – отключение ответвительной; (Пл) – плакат «Транзит разомкнут».

Указанные действия персонала распространяются и на транзитные (в обычном, нормальном режиме работы) линии, переведенные до момента возникновения аварии на работу в режим тупикового питания. На рис.3.1, *в* показано, что одна или несколько транзитных подстанций переходят на тупиковое питание при отключении одной транзитной линии в ремонт. Изменение режима работы транзитных линий в этом случае отмечается на питающих и на всех промежуточных подстанциях вывешиванием диспетчерских плакатов "Транзит разомкнут". Наличие плаката обязывает персонал однократно подавать напряжение по линии при ее автоматическом отключении.

Подача напряжения по линиям тупикового питания осуществляется персоналом подстанций самостоятельно с последующим сообщением диспетчеру.

В ряде случаев потребители возражают против немедленной подачи напряжения по питающим линиям после их автоматического отключения, о чем они заранее предупреждают предприятия электрических сетей. Подача напряжения в подобных случаях хоть и осуществляется персоналом самостоятельно, но лишь после уведомления потребителей и получения их согласия.

Обычно не разрешается включать под напряжение кабельные линии без выяснения причин их автоматического отключения, чтобы не увеличивать степень повреждения кабелей в месте КЗ.

Автоматическое отключение транзитных линий само по себе не приводит к прекращению электроснабжения потребителей. Однако отключение на узловой или проходной подстанции одной из транзитных линий может вызвать перегрузку других, оставшихся в работе линий; может

возникнуть необходимость ограничения мощности потребителей или выдачи мощности электростанциями, и, наконец, напряжение в узловых точках энергосистемы может понизиться до недопустимых значений. Чтобы избежать развития этих нежелательных последствий, ***отключившаяся действием защиты транзитная линия в минимально короткий срок опробуется напряжением и включается под нагрузку***. Эти действия, как правило, выполняются по распоряжению соответствующего диспетчера, поскольку при этом необходимы координация действий персонала смежных электроустановок и знание сложившейся обстановки в целом по энергосистеме или участку электрической сети.

Если при опробовании линии напряжением обнаруживается КЗ, ее состояние проверяется локационным искателем и по линии высылаются обходчики для установления причины КЗ. Обходчикам сообщается расстояние по трассе линии до места повреждения, куда они направляются в первую очередь. Расстояние от шин подстанции до места повреждения на линии подсчитывается по показаниям фиксирующих индикаторов, установленных на подстанциях и станциях.

Если проверка линии локационным искателем покажет что она повреждена, ее выводят в ремонт. Если же на линии не будет обнаружено повреждения, она при необходимости (например, для снятия перегрузки) вторично опробуется напряжением и включается под нагрузку. Когда работа сети обеспечивается при отключенной линии, ее вторичное опробование напряжением предпринимается только при получении от обходчиков подтверждения об исправности линии.

В ряде энергосистем оперативному персоналу подстанции предоставляется право самостоятельно подавать напряжение по транзитным линиям с ответвлениями (рис. 3.1, *г*) для питания потребителей ответвительных подстанций, если последние не имеют источников резервного питания. Напряжение подается после проверки отсутствия его на линии и только в одном каком-нибудь направлении, указанном в местной инструкции. В транзит линия обычно включается по распоряжению диспетчера после проверки синхронной работы соединяемых участков энергосистемы.

3.4. Действия персонала при автоматическом отключении трансформаторов

Автоматические отключения трансформаторов (автотрансформаторов) могут быть вызваны внутренними повреждениями, т. е. повреждениями изоляции, токоведущих частей и магнитопроводов, находящихся внутри кожуха трансформатора, внешними повреждениями, в том числе перекрытиями наружной части вводов трансформатора. Повреждения изоляции и токоведущих частей обычно приводят к междувитковым замыканиям в обмотках, замыканиям фазы на землю и даже замыканиям между фазами.

Повреждения магнитопроводов приводят к появлению местных нагревов стали, разложению масла и выделению газов. В качестве основных защит, реагирующих на указанные виды повреждений, применяются токовые

отсечки, дифференциальные и газовые защиты.

Защита трансформаторов от внешних КЗ (неотключенных КЗ во внешней цепи, на сборных шинах или отходящих от шин присоединениях) осуществляется при помощи максимальной токовой защиты или более чувствительной максимальной токовой защиты с блокировкой минимального напряжения или, наконец, токовой защиты обратной последовательности. Кроме того, эти защиты выполняют роль резервных защит при повреждениях в трансформаторах.

Автотрансформаторы защищаются от внешних КЗ аналогично трансформаторам. Защиты устанавливаются со стороны каждой обмотки ВН и СН. Защиты выполняются направленными, с тем чтобы каждая из них действовала только при КЗ в сети "своего" напряжения.

Действия персонала при автоматических отключениях трансформаторов. Отключение защитой одного трансформатора при раздельной работе их на стороне НН и при отсутствии или отказе в действии АВР приводит к прекращению электроснабжения потребителей, получавших питание от отключившегося трансформатора. Задачей персонала в данной аварийной ситуации является быстрое восстановление питания потребителей, а также обеспечение сохранности трансформатора. Решение задачи зависит от анализа полученной информации и прежде всего от анализа работы устройств релейной защиты и автоматики.

Отключение трансформатора максимальной токовой защитой. Предположим, что при этом исчезло напряжение на шинах (секции) НН и действием автоматических устройств (АПВТ, АВР), оно на шины не подавалось. Трансформатор остался включенным под напряжение со стороны ВН, что указывает на отсутствие в нем повреждений. Полученной информации достаточно для того, чтобы попытаться подать напряжение на шины НН вручную от отключившегося трансформатора (без его осмотра) или от трансформатора, находящегося в резерве, от АВР или вручную, если АВР был отключен или отказал в действии. Подача напряжения осуществляется персоналом самостоятельно при включенном положении выключателей всех электрических цепей, которые питались от шин и в момент исчезновения на них напряжения не отключались защитой.

В случае неуспешного включения выключателя действием автоматических устройств повторная подача напряжения на шины, оставшиеся без напряжения, без осмотра оборудования, как правило, не производится. Опыт показывает, что после неуспешного автоматического включения трансформатора подача напряжения на шины дистанционным включением выключателя бывает успешной лишь в РУ стационарного исполнения и неуспешной в КРУ и КРУН. Более того, повторная подача напряжения на шины КРУ без их осмотра часто сопровождается развитием аварии с повреждением дугой большого числа ячеек. Поэтому подачу напряжения рекомендуется производить лишь после осмотра оборудования, обнаружения и отделения места повреждения. При осмотре обращается внимание на положение указателей срабатывания защит присоединений, так как причиной отключения трансформатора мог быть отказ в отключении выключателя одного из присоединений при КЗ на нем. Поврежденное

оборудование выводится из схемы, после чего трансформатор включается в работу.

Отключение трансформатора защитами от внутренних повреждений. Повреждения внутри трансформатора, как правило, носят устойчивый характер, при этом могут реагировать ***все его защиты от внутренних повреждений*** (токовая отсечка, дифференциальная и газовая защиты). Подавать напряжение на трансформатор без его осмотра в этом случае нельзя, так как это может привести к увеличению уже имеющегося повреждения. Следует осмотреть все оборудование присоединения трансформатора, отобрать пробу газа из газового реле для анализа, выявить и устранить повреждение и причину, приведшую к аварии.

Подача напряжения на шины, оставшиеся без напряжения, обычно осуществляется автоматически действием АВР резервного источника питания, а при отказе АВР - персоналом вручную без предварительного осмотра оборудования РУ.

Автоматическое отключение трансформатора может произойти также в результате действия всего лишь ***одной защиты от внутренних повреждений,*** например, дифференциальной или даже газовой (в эксплуатации отмечены случаи ложного срабатывания газовой защиты при сквозных КЗ). Часто это связано не с повреждением внутри трансформатора, а с нарушением внешней изоляции и возникновением КЗ в зоне действия дифференциальной защиты. Такие нарушения изоляции, как правило, нестойки и самоустраняются при отключении трансформатора.

Отключившийся действием одной защиты от внутренних повреждений трансформатор и относящееся к нему оборудование тщательно осматриваются персоналом, проверяется, заполнено ли маслом газовое реле, и в случае отсутствия явных признаков повреждения трансформатор и оборудование включаются в работу. При обнаружении каких-либо неисправностей или повреждений принимаются меры по их устранению, после чего трансформатор включается в работу. На время осмотра отключившегося трансформатора электроснабжение потребителей обеспечивается от резервного источника питания.

3.5. Действия персонала при автоматическом отключении сборных шин

Сборные шины подстанций могут лишиться напряжения при:

– КЗ на линиях, на оборудовании шин (трансформаторах напряжения, вентильных разрядниках, шинных разъединителях), на участках соединительных проводов от шин до выключателей, а также на выключателях;

– КЗ на любом присоединении, отходящем от шин, и отказе в действии его выключателя или защиты;

– отказе или неправильной работе защиты шин или устройства резервирования при отказе выключателей;

– аварии в энергосистеме.

На подстанциях 110 кВ и выше, где требуется мгновенное отключение

КЗ, для зашиты сборных шин и их оборудования применяются дифференциальные токовые защиты. Когда чувствительность и надежность простых дифференциальных защит шин оказываются недостаточными, используются дифференциальные защиты на выпрямленном токе с торможением или дифференциально - фазные защиты. Перечисленные виды защиты шин обеспечивают достаточное быстродействие и селективность отключения КЗ на шинах при всех возможных в эксплуатации схемах первичных соединений.

Сборные шины РУ 6 и 10 кВ с отходящими реактированными линиями и несколькими источниками питания защищаются дифференциальной токовой зашитой, выполняемой по неполной схеме, при которой токовые реле защиты включаются на сумму токов источников питания (а также секционных и шиносоединительных выключателей) и не подключаются к трансформаторам тока реактированных линий. При таком включении защита шин отстраивается от токов КЗ, если точка КЗ находится за реактором любой отходящей линии.

Для защиты шин РУ 6 и 10 кВ применяются также токовые отсечки и дистанционные защиты, устанавливаемые на стороне 6 и 10 кВ трансформаторов, питающих шины. Для резервирования при отказах в отключении выключателей применяются специальные устройства УРОВ.

Для резервирования при отказах в действии защит электрические цепи защищаются по меньшей мере двумя защитами: основной и резервной, взаимно резервирующими друг друга при КЗ на защищаемой цепи и отказе одной из них. Резервные защиты действуют в зоне действия основной за щиты электрической цепи и в прилегающих зонах присоединений, отходящих от сборных шин. Рассмотрим действия персонала при КЗ и срабатывании упомянутых устройств релейной защиты и автоматики.

Отключение сборных шин действием ДЗШ. В случае КЗ на шинах и отключении выключателей этой системы шин возможно нарушение электроснабжения потребителей. Основным методом ликвидации такой аварии является подача напряжения на шины действием автоматического устройства АПВ шин. При отсутствии АПВ шин или отказе его в действии напряжение на шины подается вручную включением выключателя любого присоединения, находящегося под напряжением. Это действие выполняется персоналом без предварительного осмотра шин и получения распоряжения диспетчера в целях быстрейшего восстановления электроснабжения потребителей ***по схеме тупикового питания***. Однако перед подачей напряжения следует проверить отсутствие в РУ ремонтного и другого персонала, чтобы не подвергать его опасности в момент подачи напряжения.

Если попытка подачи напряжения на шины окажется неуспешной, персонал сообщает о выполненных им операциях диспетчеру и далее действует по его указанию. В подобных случаях, как правило, диспетчером отдается распоряжение об осмотре оборудования, входящего в зону действия ДЗШ. Выявленное осмотром поврежденное оборудование отключают со всех сторон сначала выключателями (если они не отключались), а затем разъединителями, обеспечивая тем самым возможность подачи напряжения на неповрежденную часть электроустановки. Не отключившиеся действием защит выключатели (в том числе и выключатели транзитных связей - линий и

трансформаторов) также следует отключать для предотвращения операций с разъединителями поврежденного элемента под током, если в этот момент неожиданно будет подано напряжение по не отключившейся связи.

При восстановлении схемы подстанции включение под нагрузку отключившихся или отключенных вручную ***транзитных связей*** выполняется только по распоряжению диспетчера, если на подстанции отсутствует возможность проверки синхронности напряжений или персоналу не дано право самостоятельного включения этих связей.

Если осмотром будет обнаружено такое повреждение, при котором шины не могут быть быстро введены в работу, то для ускорения подачи напряжения потребителям целесообразно проверить отключенное положение (или отключить) выключателей ***тупиковых линий и трансформаторов***, от которых питалась нагрузка, отключить шинные разъединители этих присоединений от поврежденной системы шин и включить шинные разъединители на оставшуюся в работе систему шин, после чего включить эти присоединения в работу. И только потом по распоряжению диспетчера следует заняться переключением на рабочую систему шин ***транзитных линий и трансформаторов***, связывающих сети различных напряжений.

Отключение сборных шин действием УРОВ. При КЗ на присоединении, отходящем от шин, и отказе его выключателя действием УРОВ отключаются шиносоединительный выключатель (если он был включен) и выключатели всех присоединений, продолжающих питать КЗ. Если при этом прекратится электроснабжение потребителей, то действия персонала должны быть направлены на скорейшее выявление и отделение поврежденного присоединения. При отключении всех остальных выключателей данной системы шин не отключившийся обнаруживается по сигнальной лампе индивидуальной сигнализации. На защитах не отключившегося присоединения можно увидеть также - выпавшие указатели срабатывания защит. В этой ситуации персоналом должна быть предпринята попытка отключения выключателя со щита управления или с места установки. Если эти действия окажутся безуспешными, следует проверить, отключены ли выключатели других присоединений данной системы шин, затем деблокировать и отключить шинные разъединители присоединения, выключатель которого отказал в отключении. Далее на шины подается напряжение по любой транзитной линии, а в случае отсутствия напряжения на линиях - включением шиносоединительного или секционного выключателя. Электроснабжение потребителей восстанавливается ***по схеме тупикового питания.*** Все последующие действия выполняются по распоряжению диспетчера, если персоналу не дано право включения в работу транзитных связей.

Отключение сборных шин при отказе ДЗШ или УРОВ. При КЗ на шинах и отказе в действии ДЗШ КЗ будет отключаться выключателями, установленными на противоположных концах электрических цепей, при этом на линиях придут в действие резервные (дистанционные)[1] защиты, а па трансформаторах - резервные максимальные токовые защиты.

Очевидно, аналогичная аварийная ситуация будет иметь место и при КЗ на любой отходящей от шин подстанции электрической цепи и отказе ее выключателя, когда УРОВ отсутствует или отказало в действии. В обоих случаях персонал должен осмотреть указательные реле устройств релейной защиты и автоматики.

Если анализ работы защит и визуальные признаки повреждения (вспышка, дым, характерный запас в РУ) не дадут никаких результатов, персонал должен сообщить об этом диспетчеру и действовать по его указанию.

Если же по результатам анализа работы защит будет установлен отказ выключателя какого-либо присоединения следует попытаться отключить отказавший в отключении выключатель и доложить диспетчеру.

Нетрудно заметить, что в этих аварийных ситуациях персоналу не дается никаких рекомендаций по, самостоятельным действиям, поскольку развитие аварии выходит за пределы одной подстанции и для ее ликвидации необходимо получение большей информации, чем та, которой располагает персонал подстанции. Что касается восстановления электроснабжения потребителей в случае потери ими напряжения и отказа в действии АВР со стороны НН, то оно должно обеспечиваться вручную от резервного источника или путем переключения питающих нагрузку трансформаторов на другую, оставшуюся в работе систему шин.

Исчезновение напряжения на шинах. При аварии в энергосистеме может исчезнуть напряжение на ряде подстанций. Может случиться и так, что при исчезновении напряжения на подстанции не отключится ни один выключатель и не сработает ни один указатель выходных реле защит, тогда о происшедшем необходимо сообщить диспетчеру и ожидать появления напряжения от энергосистемы. Никакие выключатели, в том числе и выключатели потребительских линий, отключать в данном случае не следует, чтобы не исключать возможности подачи напряжения сразу всем потребителям. При появлении напряжения необходимо проверить нагрузку на транзитных линиях и сообщить диспетчеру.

3.6. Методы и приборы для определения мест повреждений на линиях электропередачи

Для определения мест повреждений на линиях (обрывы проводов, замыкания между проводами, замыкания на землю) существуют приборы и методы, основанные на измерении времени распространения электрических импульсов по проводам линий и на измерении параметров аварийного режима.

При первом методе применяются неавтоматические локационные искатели типов ИКЛ-5, Р5-1А и др. Для определения расстояния от шин подстанции до места повреждения на линии локационный искатель подключают с помощью изолирующих штанг поочередно к проводам отключенной и заземленной со всех сторон линии (рис. 3.2). Затем со стороны подстанции, на которой производится проверка, с линии снимают заземление и в линию посылают электрический импульс. В месте повреждения импульс отражается от неоднородности волнового сопротивления и возвращается к началу линии. Трасса прохождения импульса изображена на рис.3.3.

Расстояние до места повреждения может быть подсчитано по формуле

$$l = 0{,}5 \times t \times v,$$

где t — время между моментом посылки импульса и моментом его возвращения; v - скорость распространения импульса.

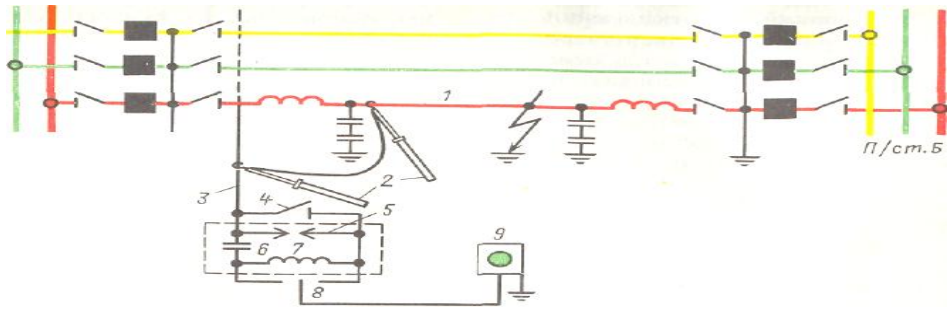


Рисунок 3.2. - Определение расстояния от шин подстанции до места повреждения на линии

Отраженные сигналы наблюдают на экране электронно-лучевой трубки, где по числу масштабных меток определяют расстояние до места повреждения. Примеры характерных повреждений на линиях и их импульсные характеристики показаны на рис. 3.4.

Так как волновые характеристики воздушных линий зависят от рельефа местности, транспозиции проводов на опорах и других факторов, то во избежание внесения ошибок в результаты проверки рекомендуется иметь предварительно снятые характеристики каждой исправной линии. С этими характеристиками нормального состояния линии сравниваются снятые характеристики аварийного состояния. Точность определения мест повреждений локационными искателями находится в пределах 0,3-0,5% длины линии.

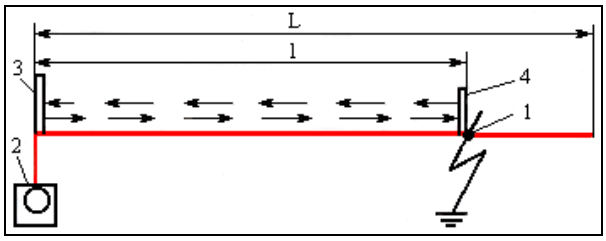


Рисунок 3.3. – Схема прохождения импульса при измерении на линии электропередачи

1-место повреждения; 2-локационный искатель; 3-зондирующий импульс; 4-отраженный импульс; L- общая длина линии; l-расстояние до места повреждения.

К недостаткам, которые часто встречаются в эксплуатации и мешают точному определению мест повреждений на линиях, относятся:

– дефекты воздушных проводок на открытых РУ (обрывы проводок, непропаянные скрутки);

– повреждения защитных фильтров, которые не были своевременно выявлены из-за нарушения сроков профилактики;

– отсутствие характеристик нормального состояния линий;

– необученность персонала работе с импульсными измерителями.

Все работы с локационными измерителями должны проводиться в

строгом соответствии с требованиями ТБ.

Недостатком неавтоматических локационных искателей является непригодность их для определения мест с неустойчивым повреждением на линии. Этот недостаток устраняется при применении автоматических локационных искателей типов Р5-7, УИЗ-1, УИЗ-2 (ЛИДА — локационный искатель дискретного действия, автоматический). В нормальном режиме локационные искатели находятся в режиме ожидания. В момент повреждения на одной из линий, обслуживаемых искателем, соответствующие реле защиты выбирают повредившуюся линию и автоматически подключают к ней искатель. Запись результата производится на запоминающем устройстве.

Широкое распространение в энергосистемах получил второй метод - определение места повреждения по параметрам аварийного режима. Фиксация этих параметров производится фиксирующими приборами (индикаторами) , установленными с двух сторон (для линий 110 кВ и выше) или только с одного конца линии (для линий 6-35 кВ), во время возникновения КЗ. К числу таких приборов относятся индикаторы серий ФИП, ОПТ, ФПН, ЛИФП, ФИС.

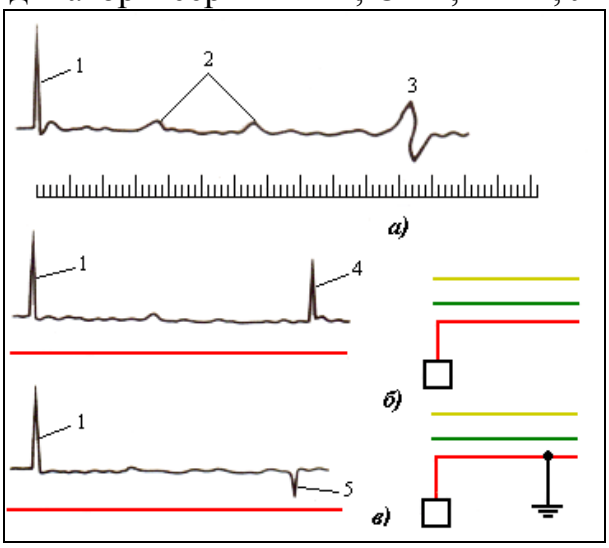


Рисунок 3.4. – Импульсные характеристики линии электропередачи *а*-изображение исправной линии; *б*-при обрыве провода в петле; в-при заземлении провода; 1-зондирующий импульс; 2- отражения при транспозиции и при изменении рельефа местности; 3-конец линии; 4-обрыв провода; 5-заземление.

Индикаторы серий ФИП и ЛИФП имеют две модификации: для измерения тока (модификация А), подключаемые к трансформаторам тока каждой контролируемой линии, и для измерения напряжения (модификация В), подключаемые к шинным трансформаторам напряжения. Показания, снимаемые с блоков отсчета индикаторов серии ФИП, переводятся в именованные единицы (килоамперы, киловольты) с помощью специальных таблиц. Расстояние в километрах до места повреждения находится затем по этим параметрам на основе расчетных алгоритмов.

Индикаторы ФИП с фильтрами тока и напряжения обратной последовательности получили название ФПТ (модификация А) и ФПН (модификация Н). Использование составляющих обратной последовательности расширило границы применения индикаторов. С их

помощью возможно определение мест повреждений при всех видах КЗ, а также на линиях с ответвлениями и линиях, имеющих между собой сложную электромагнитную связь (например, на параллельных линиях с различной взаимоиндукцией по трассе).

Более совершенными в техническом отношении по сравнению с индикаторами серии ФИП являются аналогичные по назначению фиксирующие индикаторы серии ЛИФП. Индикаторы ЛИФП-А и ЛИФП-В основаны на измерении соответственно токов и напряжений нулевой последовательности. Выходные счетчики этих индикаторов проградуированы непосредственно в единицах измеряемой величины. Они позволяют определять места повреждений при однофазных и двухфазных КЗ на землю.

Индикаторы серии ФИС (фиксация сопротивления до места повреждения) подключаются входными блока ми к цепям напряжения и тока. Оригинальный блок считывания этих индикаторов позволяет градуировать их в километрах длины проверяемой линии и передавать эту информацию по телеканалам на диспетчерские пункты.

При эксплуатации фиксирующих индикаторов важно, чтобы персонал подстанций быстро и правильно регистрировал, и передавал диспетчеру данные замеров. После снятия показаний с фиксирующих индикаторов их необходимо каждый раз возвращать в состояние готовности к последующей работе.

Однофазные замыкания на землю в распределительных сетях 6 - 10 кВ составляют до 80% всех повреждений. Для отыскания воздушной линии имеющей замыкание фазы на землю, без ее отключения применяют приборы "Поиск-1", "Волна", "Зонд".

Указанные устройства основаны на измерении составляющих магнитной индукции от высших гармоник, содержащихся в токе замыкания на землю. Их уровень в поврежденной линии всегда выше, чем в неповрежденных линиях; это и служит признаком повреждения на линии.

Для отыскания поврежденной воздушной линии измерения прибором производят под каждой отходящей от подстанции линией, размещая прибор (его антенну) на расстоянии 5 - 10 м от оси трассы линии. Поврежденной считается линия, на которой при измерении стрелка прибора отклонится на большее число делений.

4. Техническое обслуживание подстанции

Техническое обслуживание трансформаторных подстанций – это комплекс взаимосвязанных мер, принимаемых для поддержания стабильного функционирования и безопасной эксплуатации трансформатора и распределительных устройств. Чтобы не допустить быстрого износа и поломки электрооборудования, нужно обеспечить ему полноценный надзор и уход.

В частности, для поддержания подстанций в работоспособном состоянии осуществляются:

- плановые осмотры – каждое полугодие;
- замер токовой нагрузки на вводах, совместно с замером напряжения на шинах – каждое полугодие;

- внеплановые осмотры – после сгорания предохранителей, срабатывания выключателей, стихийных явлений;
- устранение загрязнений и пыли на изоляции составляющих подстанции – при наличии загрязнений;
- чистка, смазывание и затяг контактных соединений – при необходимости;
- нанесение смазки на шарниры и элементы, подверженные трению – по мере потребности;
- замена предупреждающих плакатов, знаков, схем и пр. – при их износе;
- замер значения тока КЗ либо сопротивления цепи «фаза-нуль» отходящих линий 0,4 кВ – минимум раз в 6 лет;
- ликвидация неполадок в контактной зоне выключателей и компонентах приводов – при наличии таких неисправностей;
- замер сопротивления изоляции – при реализации ремонтных мероприятий на ТП, минимум раз в 6 лет;
- определение сопротивления заземления – аналогично;
- обрезка сучьев, устранение кустов в охранной области подстанции – по мере потребности.

Техническое обслуживание оборудования подстанций - осмотр и техника безопасности

Осмотр - это первый этап техобслуживания подстанций. Техника безопасности требует, чтобы техническое обслуживание и ремонт трансформаторной подстанции проводились с учетом требований, предъявляемых к этому виду электротехнических работ. Прежде чем мастер сможет войти внутрь трансформаторной камеры, где будет проводиться осмотр и устранение поломок, следует разблокировать ее на внешней щитовой.

Затем на рубильники вешают предупреждающую табличку: «Работают люди! Не включать!». После того, как конденсаторы выпрямителей будут полностью разряжены, дверь в камеру распределительного трансформатора открывается. Чтобы войти внутрь ничем не рискуя, специалист проверяет наличие напряжения на блок-контактах выхода - эту процедуру выполняют с применением индикаторов низкого напряжения. Соблюдение правил техники безопасности позволяет избежать травматизма, а также выполнять ремонтные работы ТП качественно и оперативно.

Во время проведения осмотра специалисты - обращают внимание на звук, издаваемый работающим электрооборудованием. При выявлении нехарактерных для трансформаторных подстанций посторонних звуков, например, сильного гудения или методического дребезжания, электрооборудование отключают. Затем мастер проводит внешний осмотр рабочих узлов и линии - причиной необычных звуков может быть ослабление крепления деталей.

Мастер проверит наличие механических повреждений и трещин на масломерном стекле, измерит уровень масла и изучит его характеристики (цвет и вязкость). Если масло сильно потемнело, значит, оно подвергалось длительному воздействию высоких температур и подлежит замене. Если масло стало розовым, это говорит о том, что оно взаимодействовало с влагой

и его также пора заменить. Голубой цвет масла указывает на нормальные рабочие характеристики и возможность его дальнейшей эксплуатации.

При профилактическом осмотре мастер также проверяет состояние проходных изоляторов: в них не должно быть сколов, пыли и любых посторонних предметов. Все результаты осмотра и выполненные процедуры по замене или ремонту фиксируют в технический журнал КТП с указанием даты осмотра.

СПИСОКИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Правила устройства электроустановок. Главы 1.1, 1.2, 1.7,1.9, 2.4, 2.5, 4.1, 4.2, 6.1-6.6, 7.1, 7.2, 7.5, 7.6, 7.10 [Электронный ресурс] / ред. А. М. Меламед. — 7-е изд. — Электрон. текстовые данные. — М. : ЭНАС, 2015. — 560 с. — 978-5-4248-0031-3. — Режим доступа: http://www.iprbookshop.ru/76937.html.
2. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования/ Под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002.
3. Афонин, В. В. Электрические станции и подстанции. Часть 1. Электрические станции и подстанции : учебное пособие / В. В. Афонин, К. А. Набатов. — Тамбов : Тамбовский государственный технический университет, ЭБС АСВ, 2015. — 90 с. — ISBN 978-5-8265-1387-3. — Текст : электронный // Электронно-библиотечная система IPR BOOKS : [сайт]. — URL: https://www.iprbookshop.ru/64621.html — Режим доступа: для авторизир. пользователей
4. Афонин, В. В. Электрические станции и подстанции. В 2 частях. Ч.2. : учебное пособие / В. В. Афонин, К. А. Набатов. — Тамбов : Тамбовский государственный технический университет, ЭБС АСВ, 2017. — 97 с. — ISBN 978-5-8265-1724-6. — Текст : электронный // Электронно-библиотечная система IPR BOOKS : [сайт]. — URL: https://www.iprbookshop.ru/85984.html — Режим доступа: для авторизир. пользователей
5. Вантеев, А. И. Обслуживание электрических подстанций: теория и практика : учебное пособие / А. И. Вантеев. — Москва, Вологда : Инфра-Инженерия, 2021. — 368 с. — ISBN 978-5-9729-0538-6. — Текст : электронный // Электронно-библиотечная система IPR BOOKS : [сайт]. — URL: https://www.iprbookshop.ru/114938.html — Режим доступа: для авторизир. пользователей
6. Безопасность работ при эксплуатации оборудования электрических подстанций и сетей : учебное пособие / Е. Е. Привалов, А. В. Ефанов, С. С. Ястребов, В. А. Ярош ; под редакцией Е. Е. Привалова. — Ставрополь : Параграф, 2020. — 175 с. — Текст : электронный // Электронно-библиотечная система IPR BOOKS : [сайт]. — URL: https://www.iprbookshop.ru/109370.html — Режим доступа: для авторизир. пользователей
7. Эксплуатация электрических сетей и систем электроснабжения : учебное пособие для СПО / составители А. Н. Козлов, В. А. Козлов, А. Г. Ротачева. — Саратов : Профобразование, 2021. — 142 с. — ISBN 978-5-4488-1160-9. — Текст : электронный // Электронно-библиотечная система IPR BOOKS : [сайт]. — URL: https://www.iprbookshop.ru/105162.html — Режим доступа: для авторизир. пользователей. - DOI: https://doi.org/10.23682/105162
8. Безопасное обслуживание оборудования электрических подстанций и сетей : учебное пособие / Е. Е. Привалов, А. В. Ефанов, С. С. Ястребов, В. А. Ярош ; под редакцией Е. Е. Привалова. — Ставрополь : Параграф, 2020. — 173 с. — Текст : электронный // Электронно-библиотечная система IPR BOOKS : [сайт]. — URL: https://www.iprbookshop.ru/109368.html — Режим доступа: для авторизир. пользователей.