

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Н.В.Коломиец, Н.Р.Пономарчук, Г.А.Елгина

**РЕЖИМЫ РАБОТЫ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ
ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ**

*Рекомендовано в качестве учебного пособия
Редакционно-издательским советом
Томского политехнического университета*

Издательство
Томского политехнического университета
2015

УДК 621.311.2.004(075.8)
ББК 31.277:31.208.1я73
К612

Режимы работы и эксплуатация электрооборудования электрических станций: учебное пособие / Н.В.Коломиец, Н.Р.Пономарчук, Г.А.Елгина; Томский политехнический университет.– Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2015. – 80 с.

Учебное пособие содержит: теоретические основы и допустимые режимы работы турбогенераторов, рекомендации и расчеты по определению теплового состояния трансформатора, расчет переходного процесса при самозапуске электродвигателей собственных нужд энергоблока.

Пособие подготовлено на кафедре электроэнергетических систем и предназначено для выполнения курсовой работы или проекта студентам направления 140 400 – «Электроэнергетика и электротехника» профиля – «Электрические станции».

Рецензенты

Зам. Технического директора
Томской ГРЭС-2 ТГК-11
И.В. Редькин

Начальник службы электрических режимов
Томского РДУ
Т.Р. Березницкая

© ФГБОУ ВПО НИ ТПУ, 2015
© Коломиец Н.В., Пономарчук Н.Р.,
Елгина Г.А. 2015
© Оформление. Издательство Томского
политехнического университета, 2015

ВВЕДЕНИЕ

В соответствии с учебным планом подготовки специалистов по направлению 140 400 – Электроэнергетика и электротехника и профилю – «Электрические станции» предусматривается выполнение курсовой работы в рамках дисциплины «Эксплуатация и режимы работы электрооборудования электростанций». К этому моменту студентами изучен профессиональный цикл дисциплин в соответствии с учебным планом, в частности, такие дисциплины как «Электрические машины», «Электрические станции и подстанции» и др. Кроме того, после производственной практики студенты знакомятся с общими вопросами организации эксплуатации основного электрооборудования, методами и средствами управления работой электростанцией, основными эксплуатационными режимами. В связи с этим целью данной курсовой работы является систематизация полученных знаний и развитие навыков самостоятельной работы и владения различными прикладными программными средствами при решении практических задач, с которыми приходится иметь дело персоналу эксплуатационного состава электростанции.

В содержание курсовой работы входят вопросы, связанные с анализом и расчётом режимов работы турбогенераторов, силовых трансформаторов и электродвигателей механизмов собственных нужд тепловых электростанций.

Данные методические указания предназначены для студентов указанного профиля очного обучения и содержат:

1. Задание на проектирование;
2. Исходные данные для выполнения курсовой работы;
3. Методические указания и рекомендации по выполнению отдельных пунктов задания;
4. Рекомендуемую литературу.

1. ЗАДАНИЕ НА ВЫПОЛНЕНИЕ КУРСОВОЙ РАБОТЫ

Задание содержит вопросы расчёта режимов, объединенные в рамках трёх основных разделов дисциплины:

1. Режимы работы турбогенератора;
2. Режимы работы силового трансформатора;
3. Режимы работы электродвигателей механизмов собственных нужд.

Помимо этого в этом разделе приведены некоторые требования по оформлению пояснительной записки.

1.1. Режим работы турбогенератора

1. Выбрать тип синхронного генератора, привести его паспортные данные, основные параметры и характеристики, дать описание, принятой системе охлаждения, отметив её достоинства и недостатки.

2. Определить различными способами ток возбуждения генератора в номинальном режиме работы. Вычислить погрешность расчетов в сравнении с паспортными данными; выбрать систему возбуждения и привести ее описание, сравнив со штатной, рекомендуемой заводом-изготовителем.

3. Определить условия работы турбогенератора в режиме синхронного компенсатора, асинхронном и несимметричном режимах.

4. Построить диаграмму мощностей турбогенератора и определить возможность его работы по заданному диспетчерскому графику нагрузки. Дать рекомендации по ведению режимов работы.

1.2. Режим работы силового трансформатора

1. Для заданного суточного графика нагрузки (таблица 2.3) выполнить расчет теплового режима силового трансформатора, питающего собственные нужды принятого энергоблока и местные потребители.

2. Построить графики изменения температуры масла в верхних слоях и наиболее нагретых точек обмотки.

3. Определить относительный износ витковой изоляции трансформатора.

4. Произвести расчет допустимых нагрузок и аварийных перегрузок трансформатора.

1.3. Режимы работы электродвигателей механизмов собственных нужд

1. Для заданных механизмов собственных нужд (с.нщн.) конкретного энергоблока выбрать электродвигатели.

2. Выбрать схему рабочего и резервного питания собственных нужд электростанции, а также число рабочих, резервных или пускорезервных трансформаторов собственных нужд.

3. Для трех агрегатов, имеющих разные механические характеристики ($p = 0$, $p = 1$, $p = 2 \div 3$), построить характеристики избыточного момента на валу электродвигателя аналитически и на ПЭВМ с использованием промышленной программы МУСТАНГ.

4. Определить время пуска и выбега для двух агрегатов с.н. аналитически и на ПЭВМ с использованием промышленной программы МУСТАНГ.

5. Произвести проверку на нагрев двигателей, выбранных в пункте 3 с номинальным и действительным напряжением на шинах.

6. Смоделировать самозапуск электродвигателей собственных нужд на базе промышленной программы МУСТАНГ и определить группу механизмов собственных нужд для двигателей, которых может быть обеспечен успешный самозапуск.

1.4. Требования к курсовой работе

Расчетно-пояснительная записка и графическая часть оформляются в соответствии с требованиями и рекомендациями стандарта СТО ТПУ 2.5.01-2006 «Работы выпускные квалификационные, проекты и работы курсовые» и положения о ВКР бакалавра, специалиста, магистра.

Рисунки в пояснительной записке могут быть выполнены в графическом редакторе «Visio» или на миллиметровой бумаге.

Графическая часть проекта содержит схему питания секций 6.3 кВ собственных нужд, где схема собственных нужд представлена детально, а основное оборудование станции структурно.

В схеме питания секций 6.3 кВ собственных нужд изображаются все рабочие и резервные (пускорезервные) трансформаторы собственных нужд, электрические аппараты, сборные шины рабочего и резервного питания первой ступени напряжения (см. рисунок П1). Потребители собственных нужд второй ступени напряжения представляются обобщенно и питаются от одного трансформатора T_2 на секции A_1 , мощность которого выбирается из условия

$$S_{T_2} = 0,1 \cdot \sum S_{D_1},$$

где S_{D_1} – суммарная мощность электродвигателей первой ступени напряжения.

Местные потребители могут быть представлены также в виде обобщенной нагрузки

$$S_{MH} = S_{MHA_1} + S_{MHB_1},$$

распределенной между секциями A и B собственных нужд блока. При этом рекомендуется принять $S_{MHA_1} \approx S_{MHB_1}$.

Общестанционная нагрузка собственных нужд распределяется равномерно между всеми секциями собственных нужд блоков и принимается из условия

$$S_{осн.A_1} = S_{осн.B_1} = \frac{0,1S_{Gном}}{n},$$

где $S_{осн.A_1}$, $S_{осн.B_1}$ – мощность общестанционных потребителей собственных нужд, подключенных к секциям A_1 и B_1 ;

$S_{Gном}$ – номинальная мощность блока;

n – число энергоблоков на станции.

2. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ КУРСОВОЙ РАБОТЫ

Трехзначный номер варианта задания выдается преподавателем или определяется по порядковому номеру фамилии студента в групповом журнале. При этом номер определяет первые две цифры варианта, а их сумма дает третью цифру. Например, студент Иванов А.А. под номером 14 в журнале имеет вариант 145.

Первая цифра варианта определяет род топлива, используемого на станции:

- 0 – низкотемпературный каменный уголь;
- 1 – высокотемпературный каменный уголь;
- 2 – газ;
- 3 – мазут.

Вторая цифра определяет вид диспетчерского графика по таблице 2.2. При этом данные таблицы 2.2 представлены в виде дроби, где в

числителе – значение коэффициента мощности ($\cos\varphi$), а в знаменателе – значение активной нагрузки генератора в процентах от $P_{\text{ном}}$.

Кроме того, сумма первых двух цифр варианта дает число турбогенераторов на электростанции, если она составляет менее 7. Если сумма составит цифру более 7, то ее следует разделить пополам, округлив до большего значения. Например, сумма цифр составляет 13, тогда число агрегатов принимается равным 7 и т.д.

В настоящее время выпускная квалификационная работа бакалавра может быть выполнена по результатам курсовых работ и проектов, поэтому количество агрегатов на электростанции принимается, как в курсовом проекте по дисциплине «Электрическая часть электрических станций».

Единичная мощность турбогенератора может определяться по таблице 2.1, в соответствии с третьей цифрой номера варианта или приниматься, как и в курсовом проекте по дисциплине «Электрическая часть электрических станций». Соответствующий состав механизмов собственных нужд принимается по таблице П1, приведенной в приложении. Пояснение к таблице П1 приведены перед таблицей.

Сумма второй и третьей цифры дает номер суточного графика для расчета теплового режима трансформатора собственных нужд или блочного трансформатора, если источником питания секций 6,3 кВ собственных нужд является реактированная линия. Данные приведены в таблице 2.3.

Сумма всех трех цифр соответствует порядковому номеру города в таблице 1.37, для которого следует принять соответствующее значение $\theta_{\text{охл}}$. Таблица 1.37 приведена в [1].

Таблица 2.1

Мощность турбогенератора

№	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
$P_{G.\text{ном}}$ МВт	50÷63	100÷120	150÷165	200	300	320	500	800	1200	220

Таблица 2.2

Диспетчерский график нагрузки

Часы	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0
2	<u>0,95</u> 115	<u>0,8</u> 120	<u>0,9</u> 110	<u>0,85</u> 100	<u>0,9</u> 120	<u>0,95</u> 105	<u>1,0</u> 115	<u>1,0</u> 110	<u>0,95</u> 110	<u>1,0</u> 105
4	<u>-0,95</u> 70	<u>-0,65</u> 80	<u>-0,6</u> 40	<u>-0,7</u> 70	<u>-0,5</u> 60	<u>-0,85</u> 90	<u>-0,9</u> 70	<u>-0,75</u> 60	<u>-0,8</u> 40	<u>-0,7</u> 80
6	<u>0,8</u> 90	<u>1,0</u> 100	<u>0,5</u> 90	<u>0,95</u> 70	<u>0,6</u> 80	<u>0,6</u> 80	<u>0,5</u> 100	<u>0,8</u> 100	<u>1,0</u> 90	<u>НОМ</u> 100
8	<u>0,7</u> 60	<u>-0,9</u> 70	<u>0,8</u> 80	<u>0,9</u> 110	<u>0,7</u> 0,5	<u>0,8</u> 40	<u>-0,8</u> 100	<u>0,9</u> 75	<u>НОМ</u> 80	<u>0,8</u> 90
10	<u>0,85</u> 100	<u>0,95</u> 60	<u>0,7</u> 70	<u>0,8</u> 80	<u>-0,8</u> 80	<u>0,7</u> 100	<u>0,75</u> 70	<u>НОМ</u> 80	<u>-0,9</u> 100	<u>0,6</u> 100
12	<u>1,0</u> 90	<u>0,85</u> 100	<u>-0,8</u> 60	<u>0,7</u> 60	<u>-0,6</u> 60	<u>-0,7</u> 50	<u>НОМ</u> 90	<u>-0,8</u> 95	<u>-0,6</u> 70	<u>0,85</u> 80
14	<u>0,9</u> 100	<u>1,0</u> 90	<u>-0,95</u> 110	<u>-0,9</u> 80	<u>0,85</u> 100	<u>НОМ</u> 110	<u>0,95</u> 80	<u>0,95</u> 50	<u>0,6</u> 50	<u>0,9</u> 70
16	<u>0,85</u> 80	<u>0,9</u> 100	<u>0,95</u> 100	<u>0,75</u> 90	<u>НОМ</u> 95	<u>0,85</u> 90	<u>0,8</u> 60	<u>0,6</u> 70	<u>0,75</u> 90	<u>-0,5</u> 60
18	<u>-0,8</u> 70	<u>0,75</u> 80	<u>0,6</u> 80	<u>НОМ</u> 100	<u>0,5</u> 60	<u>0,5</u> 80	<u>0,75</u> 40	<u>0,85</u> 90	<u>0,9</u> 70	<u>0,65</u> 70
20	<u>-0,6</u> 70	<u>-0,8</u> 70	<u>НОМ</u> 90	<u>-0,95</u> 110	<u>-0,8</u> 70	<u>-0,8</u> 60	<u>-0,6</u> 50	<u>-0,6</u> 60	<u>-0,95</u> 80	<u>-0,9</u> 70
22	<u>-0,7</u> 60	<u>НОМ</u> 110	<u>-0,9</u> 70	<u>0,6</u> 60	<u>-0,7</u> 50	<u>0,9</u> 70	<u>0,65</u> 80	<u>0,75</u> 50	<u>-0,6</u> 60	<u>0,85</u> 70
24	<u>НОМ</u> 100	<u>-0,75</u> 60	<u>-0,7</u> 60	<u>-0,5</u> 40	<u>0,95</u> 90	<u>0,75</u> 60	<u>-0,5</u> 50	<u>0,5</u> 70	<u>0,8</u> 100	<u>0,95</u> 100

Таблица 2.3

Суточный график нагрузки

Часы	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0
1	0,88	0,81	0,83	0,86	0,63	0,65	0,76	0,69	0,69	0,73
2	0,94	0,9	0,85	0,89	0,75	0,66	0,79	0,65	0,72	0,75
3	1,01	0,94	0,96	0,9	0,83	0,7	0,8	0,62	0,77	0,73
4	1,17	0,95	0,99	0,93	0,77	0,8	0,81	0,65	0,85	0,73
5	1,27	0,92	1,03	0,96	0,7	0,89	0,86	0,65	0,96	0,76
6	1,44	0,85	1,0	0,95	0,71	0,91	0,94	0,65	1,15	0,82
7	1,46	0,72	0,95	0,94	0,85	0,89	1,04	0,64	1,3	1,03
8	1,21	0,69	0,9	0,9	1,24	0,83	1,04	0,67	1,33	1,24
9	1,06	0,75	0,95	0,86	1,3	0,74	1,1	0,73	1,29	1,35
10	0,94	0,98	1,11	0,84	1,03	0,68	1,14	0,87	1,13	1,31
11	0,81	1,27	1,21	0,92	0,92	0,67	1,18	1,07	0,98	1,13
12	0,8	1,31	1,26	1,27	0,84	0,7	1,22	1,16	0,92	0,97
13	0,82	1,1	1,33	1,37	0,84	0,75	1,16	1,16	0,86	0,76
14	0,88	1,0	1,32	1,29	0,86	0,83	1,04	1,16	0,8	0,69
15	0,94	0,89	1,26	0,94	0,9	1,21	0,95	1,14	0,75	0,69
16	0,91	0,85	1,13	0,84	0,96	1,31	0,88	1,08	0,75	0,72
17	0,92	0,85	1,07	0,85	0,95	1,23	0,84	0,93	0,78	0,82
18	0,96	0,88	1,03	0,87	0,9	1,0	0,82	0,82	0,83	0,87
19	0,98	0,85	1,04	0,93	0,85	0,77	0,82	0,79	0,89	0,92
20	0,96	0,82	1,01	0,91	0,73	0,71	0,82	0,74	0,92	0,92
21	0,93	0,8	0,96	0,87	0,67	0,7	0,8	0,74	0,9	0,83
22	0,91	0,8	0,94	0,85	0,62	0,7	0,8	0,74	0,85	0,69
23	0,88	0,79	0,91	0,84	0,59	0,67	0,78	0,75	0,8	0,64
24	0,85	0,75	0,8	0,83	0,58	0,63	0,77	0,75	0,69	0,72

3. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ТУРБОГЕНЕРАТОРАХ

3.1 Основы теории работы генератора

Синхронные генераторы состоят конструктивно из неподвижного статора с трёхфазной обмоткой и приводящего во вращение первичным двигателем (турбиной) ротора с обмоткой возбуждения, в которую подаётся постоянный ток от системы возбуждения.

Частота вращения ротора n у синхронных машин связана с частотой переменного тока f постоянным соотношением

$$n = \frac{60f}{p},$$

где p – число пар полюсов.

В России принята частота переменного тока $f = 50$ Гц при $p = 1$, $n = 3000$ об/мин, а, к примеру, в США – $f = 60$ Гц при $p = 1$, $n = 3600$ об/мин. Для атомных электростанций при частоте $f = 50$ Гц применяются генераторы с $p = 2$, $n = 1500$ об/мин.

Роторы турбогенераторов выполняются неявнополюсными. Полюсы в них образованы соответствующей укладкой обмотки возбуждения в пазы на цилиндрической поверхности бочки ротора.

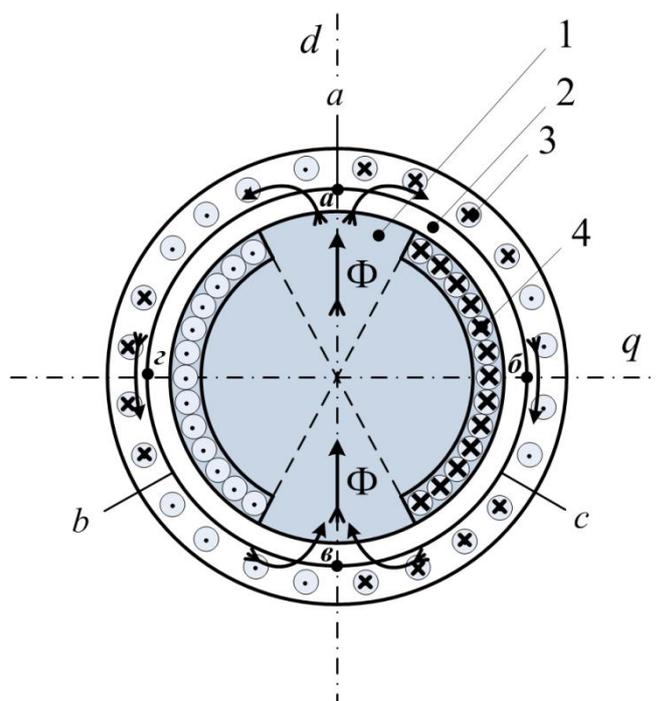
Обмотка занимает примерно две трети окружности. При этом ротор оказывается симметричным только относительно двух взаимно перпендикулярных осей d и q , называемых соответственно продольной и поперечной осями машины (см. рис. 1). Продольная ось условно проходит через центр ротора и делит пополам большой зуб ротора.

Обмотка статора выполняется с таким же числом полюсов, что и ротор.

При работе машины постоянный ток от возбудителя, проходя по обмотке возбуждения генератора, создает магнитный поток Φ , вращающийся вместе с ротором. Путь прохождения потока показан на рис. 3.1 [2].

В установившемся режиме, т.е. при неизменной нагрузке и неизменной скорости вращения сумма моментов, действующих на вал генератора, равна нулю. Если по какой-либо причине это условие нарушается, возникает избыточный момент (вращающий или тормозящий) и скорость вращения увеличивается или уменьшается. Можно сказать, что вращающий момент турбины уравнивается равным ему по ве-

личине, но противоположным по знаку тормозящим моментом турбогенератора.



*Рис. 3.1. Расположение потока Φ при холостом ходе генератора:
1 – большой зуб ротора; 2 – воздушный зазор; 3 – проводники обмотки статора; 4 – проводники обмотки ротора; a, b, c – магнитные оси фазных обмоток A, B, C*

Вращающий момент паровой турбины определяется давлением, температурой и количеством пара, поступающего на лопатки, и глубиной вакуума в конденсаторе.

Тормозящий момент на валу турбогенератора возникает в результате взаимодействия магнитного потока, пересекающего воздушный зазор между статором и ротором, с током в проводниках и противоположен моменту на валу турбины.

На холостом ходу турбогенератора ось магнитного потока Φ совпадает с осью полюсов ротора. Угол δ между ними равен нулю (рис. 3.1). Все токи проводников обмотки возбуждения (условно извлечённые на поверхность) находятся в поле, у которого первая гармоническая магнитной индукции синусоидально распределена по окружности расточки статора рис. 3.2 [2].

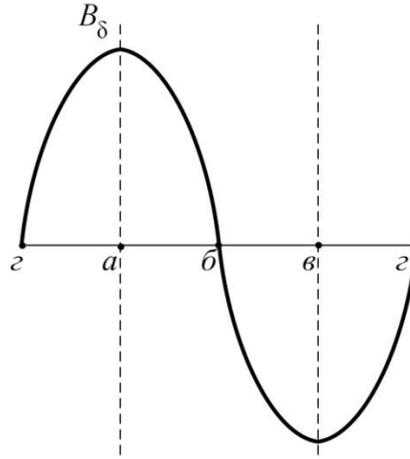


Рис.3. 2. Изменение магнитной индукции по окружности расточки статора: а,б,в,г – точки на расточке статора

Несмотря на то, что каждый проводник подвергается определённому усилию, результирующий момент на валу, а, следовательно, и развиваемая активная мощность равна нулю. Отсутствие момента на валу в режиме холостого хода машины, не включённой в сеть, объясняется тем, что магнитные линии вызваны тем же током.

Если генератор включен в сеть, но не несёт активной нагрузки, имеет место то же самое явление. Действительно, в отсутствие углового сдвига между осью Φ и осью полюсов ротора d обмотанная часть окружности ротора делится на четыре равные части (рис. 3.3).

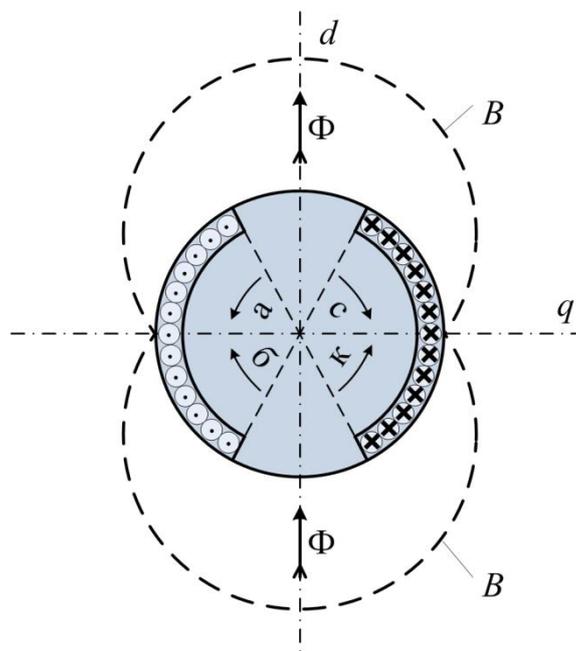


Рис. 3.3. Моменты, действующие на проводник обмотки ротора, включённого в сеть генератора, при холостом ходе ($\angle d, \Phi = 0$)

Ток во всех проводниках один и тот же, число проводников на каждом участке также одно и то же. Отдельные проводники находятся в зоне различной магнитной индукции B , но распределение индукции на каждом участке одинаково. В таких условиях усилия и моменты на валу, образованные каждым участком в отдельности, равны по величине.

Применяя правило левой руки (рис. 3.4), можно установить, что на участках c и b усилия, а, следовательно, и моменты действуют по направлению вращения часовой стрелки, а на участках a и k – в противоположном направлении. Таким образом, моменты, возникшие на отдельных участках, попарно компенсируются. Результирующий момент и активная мощность на валу равны нулю [2].

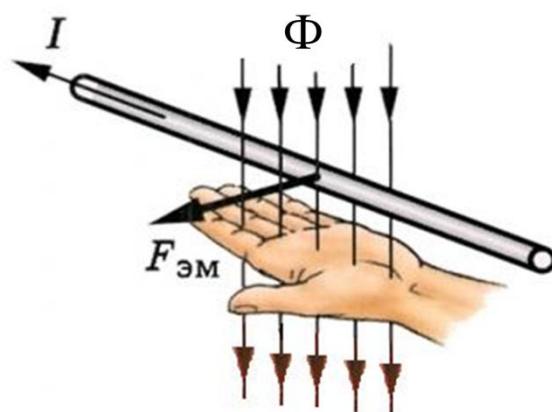


Рис. 3.4. Правило левой руки: I – ток в проводнике; Φ – магнитный поток; $F_{эм}$ – сила, действующая на проводник

При сдвиге оси полюсов δ относительно оси магнитного потока машины Φ на угол в пределах от нуля до 90° обмотанная часть окружности ротора может быть разделена на шесть симметричных попарно равных участков. Из соотношения направления силовых линий в зазоре и тока в проводниках следует, что усилия на участках a и k противоположны, а на участках c и b совпадают с направлением вращения часовой стрелки.

На участках L и M (см. рис. 3.5) различно не только направление тока в проводниках, но и направление магнитного поля относительно проводников. Поэтому на этих участках усилия и соответственно моменты на валу действуют в одном и том же направлении и суммируются.

Эти зоны магнитного потока и обмотки ротора являются активнодействующими. Они образуют результирующий момент на валу и определяют активную мощность турбогенератора в данном режиме.

Чем больше угол между d и Φ , тем больше размеры активнодействующих зон (на рис. 3.5 она заштрихована). Вместе с тем эти участки оказываются в зоне всё большей магнитной индукции. В результате увеличиваются усилие на валу и активная мощность.

При угловом сдвиге на 90° активнодействующей является вся обмотка (рис. 3.6). Соответственно этому момент на валу и активная мощность имеют наибольшее значение. При ещё большем сдвиге размер активных участков становятся меньше, уменьшается и момент на валу. При сдвиге на 180° момент и мощность равны нулю. При сдвиге на 270° величины снова достигают максимума, но действуют в обратном направлении. Сдвиг между осями полюсов и потока в пределах $180^\circ \div 360^\circ$ соответствуют работе турбогенератора в режиме двигателя.

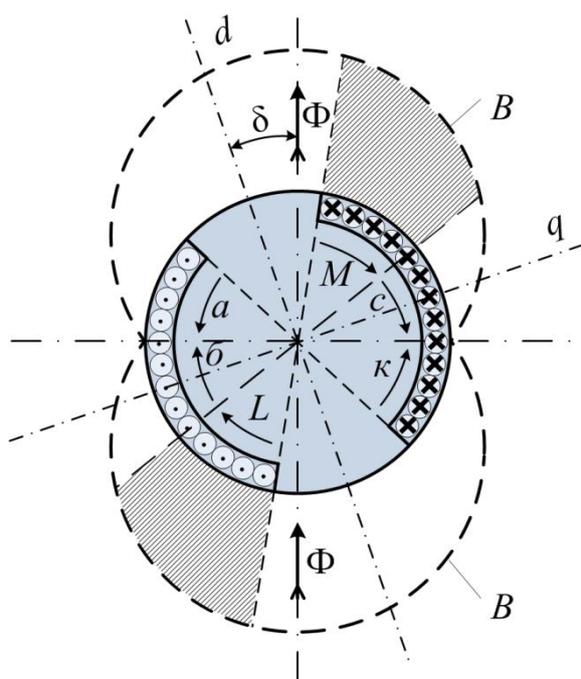


Рис. 3.5. Моменты, действующие на проводники обмотки ротора генератора в режиме нагрузки ($\angle d, \Phi = \delta$)

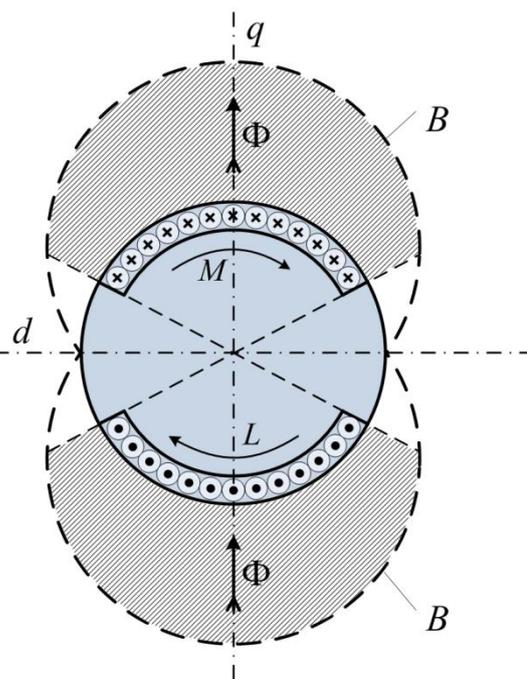


Рис. 3.6. Условие получения максимального момента ($\angle d, \Phi = 90^\circ$)

3.2. Факторы, определяющие активную мощность турбогенераторов

Активная мощность турбогенераторов в кВт может быть выражена через геометрические размеры, статическую перегружаемость и линейную токовую нагрузку ротора следующим образом [2]:

$$P_{\text{ном}} = \frac{1,2}{s} \cdot A_2 \cdot B_2 \cdot D_2^2 \cdot L_a \cdot n \cdot 10^{-2}, \quad (3.2.1)$$

где s – статическая перегружаемость, представляющая отношение максимально возможной активной мощности к номинальной;

A_2 – линейная токовая нагрузка ротора, А/см;

D_2 – диаметр ротора, м;

L_a – активная длина ротора, м;

n – число оборотов, об/мин;

B_2 – индукция в зазоре, Тл.

Применение ротора большого диаметра даёт возможность увеличить линейную нагрузку почти пропорционально изменению диаметра. Поэтому единичная мощность при неизменной длине активной части ротора пропорциональна кубу диаметра [2, 3].

Металлургические заводы из года в год увеличивают размеры поковок, поставляемых для изготовления роторов крупных турбогенераторов. Это позволяет в настоящее время применять ротор диаметром 1150÷1200 мм.

Дальнейшее увеличение диаметра ограничивается механическими свойствами не только поковки для изготовления самого ротора, но и поковки для изготовления немагнитных бандажных колец, защищающих лобовые части обмотки возбуждения от смещения под действием центробежных сил. В настоящее время диаметр ротора турбогенератора ограничен величиной 1250 мм.

Наибольшая длина ротора L_a ограничена статическим прогибом (в неподвижном состоянии) и частотными характеристиками системы «ротор турбины – ротор генератора».

Скорость вращения при которой возникает вибрация, называется критической $n_{\text{кр}}$. При $n_{\text{кр}}$ частота свободных колебаний совпадает или оказывается вблизи вынужденных колебаний, обуславливаемых скоростью вращения.

Ротор турбогенератора имеет не одну, а несколько частот собственных колебаний. Соотношение между этими колебаниями определяется конструкцией и геометрическими размерами ротора [2, 3].

Большую роль играет механическая жёсткость центральной и концевых частей. Чем меньше длина «хвостовин» по сравнению с актив-

ной частью, тем меньше стрела прогиба и выше частота собственных колебаний. С другой стороны, чем больше отношение активной длины к диаметру ротора, тем меньше частота собственных колебаний.

Наличие большого зуба в продольной электрической оси ротора приводит к неодинаковой механической жёсткости ротора в различных плоскостях, проходящих через ось вращения. Из-за этого величина прогиба ротора меняется дважды за один оборот, что приводит к возникновению вынужденных колебаний удвоенной частоты вращения.

Ротор паровой турбины может несколько изменить частоту свободных колебаний. У современных крупных турбогенераторов основная частота свободных колебаний лежит ниже номинальной скорости вращения, а её вторая гармоническая – выше или ниже номинальной. В первом случае это так называемые жёсткие роторы, во втором – гибкие.

В настоящее время наибольшую длину активной части по соображениям спокойного и надёжного хода машины ограничивают величиной 5.5÷6 диаметров ротора.

Магнитная индукция B_2 на поверхности ротора достигла уже в 30-х годах 0.8 Тл. В последнее время эта величина достигает 1 Тл (за счёт лучшего отвода тепла от стали ротора). Препятствием является пока практически неизменная магнитная проницаемость стальных поковок для изготовления роторов.

Иначе обстоит дело с линейной токовой нагрузкой ротора A_2 . Токовая нагрузка может быть представлена в следующем виде [2]:

$$A_2 = j \cdot \frac{\sum q}{\pi \cdot D_2 \cdot 100}, \quad (3.2.2)$$

где j – плотность тока в обмотке ротора в номинальном режиме;

q – сумма поперечных сечений проводников обмотки возбуждения во всех пазах ротора.

Наибольшее возможное значение линейной нагрузки зависит от системы, способа и средств охлаждения обмотки. Так, переход от воздушного охлаждения к водородному с избыточным давлением 0,003 МПа позволил увеличить линейную нагрузку ротора на 30%, а переход к избыточному давлению 0,2 МПа – на 50%.

Применение непосредственного газового или жидкостного охлаждения дало возможность значительно увеличить плотность тока. Это увеличение обусловлено исключением перепада температуры в изоляционном покрове проводников, в зубцах, с поверхности ротора в пазу и в зазоре между статором и ротором. Линейная нагрузка зависит и от

скорости движения охлаждающей жидкости, омывающей проводники. Так, для двухполюсного генератора с диаметром ротора 1÷1.5 м при соответствующих скорости и давлении линейная нагрузка A составляет 2000÷3000 А/см при плотности тока 10 А/мм². С увеличением линейной токовой нагрузки ротора возрастает и токовая нагрузка статора. В соответствии с этим системы охлаждения статора тоже меняются. При линейной токовой нагрузке статора $A_{ст} = 2000$ А/см и непосредственном водяном охлаждении плотность тока в обмотке статора уже превышает 7 А/мм². В дальнейшем эта плотность может быть ещё более увеличена.

4. РЕЖИМЫ РАБОТЫ ТУРБОГЕНЕРАТОРА

Значение единичной мощности и тип генератора принимается в соответствии с заданием (см. п. 2).

Основные параметры турбогенераторов, выпускаемых отечественной промышленностью, широко представлены в справочной литературе, например, [1, 3, 4, 5]. В пояснительной записке их рекомендуется представить в виде таблицы (см. таблицу 4.1).

Таблица 4.1

Параметры турбогенератора ТВВ-200-2ЕУЗ

Наименование параметра	Значение
1. Номинальная скорость вращения – n_o , об/мин	3000
2. Номинальная полная мощность – $S_{ном}$, МВА	235.3
3. Номинальная активная мощность – $P_{ном}$, МВт	200
4. Номинальный и т.д.	

Рабочие свойства синхронного генератора оценивают его характеристиками, важнейшими из которых являются характеристики: холостого хода, трехфазного короткого замыкания, внешняя и др.

Для определения токов МДС, ЭДС и напряжений синхронного генератора в установившихся режимах и наглядного представления о взаимосвязи между ними используются векторные диаграммы, которые являются графическим представлением комплексных уравнений [6].

4.1. Характеристика холостого хода

Характеристика холостого хода (ХХХ) является важнейшей характеристикой синхронной машины. Она представляет собой зависимость

ЭДС, индуцируемой в обмотке якоря (статора) от тока возбуждения при неизменной частоте вращения ротора. Эта характеристика позволяет оценить насыщение магнитной цепи машины и с ее помощью построить векторные диаграммы и другие характеристики синхронного генератора.

При выполнении расчетов обычно пользуются не реальной характеристикой холостого хода (ХХХ), отражающей зависимость ЭДС обмотки статора E от МДС обмотки возбуждения F_f , а исходя из нормальной ХХХ, полученной при испытаниях большого числа разнотипных машин, в виде усредненной кривой $U_{G*} = f I_{f*}$,

где U_{G*} – напряжение на выводах генератора в режиме холостого хода, о.е.;

I_{f*} – ток возбуждения, о.е.

При этом погрешность, вносимая в расчеты за счет использования усредненной характеристики в относительных единицах, не превышает 5% [7,8]. В литературе нормальная характеристика холостого хода (НХХХ) задается в виде графика (кривая 1 на рис. 4.1), либо в виде таблицы (см. таблицу 4.2).

Таблица 4.2

Нормальная характеристика холостого хода для турбогенераторов

I_{f*} , о.е.	0.5	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0	3.5
U_{G*} , о.е.	0.58	1.0	1.21	1.33	1.4	1.46	1.51

4.2. Характеристика короткого замыкания

Построение характеристики короткого замыкания (ХКЗ) конкретного генератора производится по значению отношения короткого замыкания (ОКЗ), приведенному в его паспортных данных [8].

Под ОКЗ синхронной машины понимают отношение установившегося тока трехфазного КЗ на выводах статора при токе возбуждения,

соответствующем номинальному напряжению по ХХХ, к номинальному току статора

$$\text{ОКЗ} = \frac{I_{\text{К}}}{I_{\text{НОМ}}} = I_{\text{К}^*},$$

где $I_{\text{К}}$ – установившийся ток трехфазного КЗ; $I_{\text{НОМ}}$ – номинальный ток статора.

Из рис.4.1 видно, что ОКЗ можно определить по-другому, а именно как отношение тока возбуждения I_{f0} , необходимого для создания номинального напряжения на выводах генератора в режиме холостого хода при номинальной скорости вращения, к току возбуждения $I_{fК}$, необходимого для создания номинального тока статора в режиме установившегося трехфазного КЗ на выводах, т.е.

$$\text{ОКЗ} = \frac{I_{f0}}{I_{fК}} \text{ или } \text{ОКЗ} = \frac{OA}{OB} \text{ (см. рис. 4.1).}$$

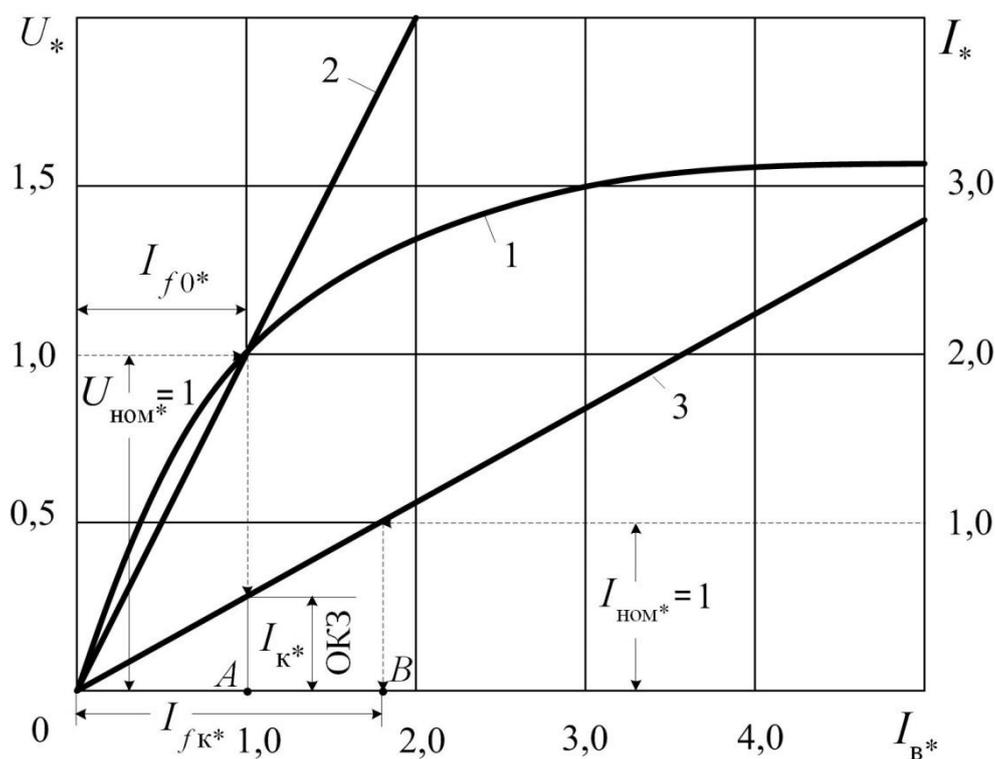


Рис. 4.1. Характеристики турбогенератора:
1 – нормальная ХХХ; 2 – спрямленная ХХХ; 3 – трехфазного КЗ

ОКЗ характеризует влияние реакции статора на систему возбуждения. С ростом мощности турбогенераторов ОКЗ уменьшается, что повышает требования к системам возбуждения генераторов в отношении диапазона и быстродействия регулирования. Синхронные машины с малым ОКЗ дают большее изменение напряжения при нагрузке, обладают меньшей устойчивостью при параллельной работе.

При отсутствии в паспортных данных значение ОКЗ оно может определено как величина, обратно пропорциональная индуктивному сопротивлению генератора

$$\text{ОКЗ} = \frac{1}{x_{d*}},$$

так как величина, обратная продольной синхронной реактивности, дает ненасыщенное отношение короткого замыкания (ОКЗ) [9].

Сама ХКЗ представляет собой прямую, проведенную через начало координат и точку, соответствующую ОКЗ при значении $I_{f*} = 1,0$ (прямая 3 на рис. 4.1).

Заданием на проектирование предусмотрено определение тока возбуждения для условий номинального режима генератора, т.е. когда $I_{G_{ном*}} = 1,0$. Но следует отметить, что приведенные ниже методы могут быть использованы для определения тока возбуждения при любом другом значении тока нагрузки, т.е. когда $I_{G*} \neq I_{G_{ном*}}$.

Наиболее просто ток возбуждения генератора, соответствующий заданному току статора, может быть определен по спрямленной характеристике холостого хода (СХХХ) [8]. Так принято называть прямую, проведенную через две точки – 0 и точку нормальной ХХХ, соответствующую значению номинального напряжения генератора, т.е. $U_{G_{ном*}} = 1,0$ (прямая 2 на рис. 4.1).

Для наглядности целесообразно использование разного масштаба по току и напряжению, например, когда $M_I = 0,5 M_U$. Построение ведется в следующем порядке (см. рис. 4.2):

1. На оси ординат отложим отрезок OA , представляющий вектор напряжения $\dot{U}_{G_{ном*}}$ в относительных единицах, а под углом $\varphi_{ном}$ к нему из точки O отложим вектор тока генератора $\dot{I}_{G_{ном*}}$.
2. Из конца вектора $\dot{U}_{G_{ном*}}$ проведем отрезок AB , длина которого

определяется произведением $\dot{I}_{G_{\text{НОМ}^*}} \cdot x_{d^*}$.

3. Соединив точки B и O получим вектор ЭДС \dot{E}_{q^*} , равный геометрической сумме векторов $\dot{U}_{G_{\text{НОМ}^*}}$ и $\dot{I}_{G_{\text{НОМ}^*}} \cdot x_{d^*}$.

Полученное построение принято называть векторной диаграммой ЭДС.

Далее, радиусом, равным длине вектора \dot{E}_{q^*} , описывается дуга до пересечения с осью ординат в точке C , которая сносится на спрямленную СХХ (точка D) и затем по оси абсцисс определяется значение тока возбуждения $\dot{I}_{\text{в.НОМ}^*}$, соответствующее номинальному режиму (точка F), при котором $\dot{U}_{G_{\text{НОМ}^*}} = 1,0$ и $\dot{I}_{G_{\text{НОМ}^*}} = 1,0$.

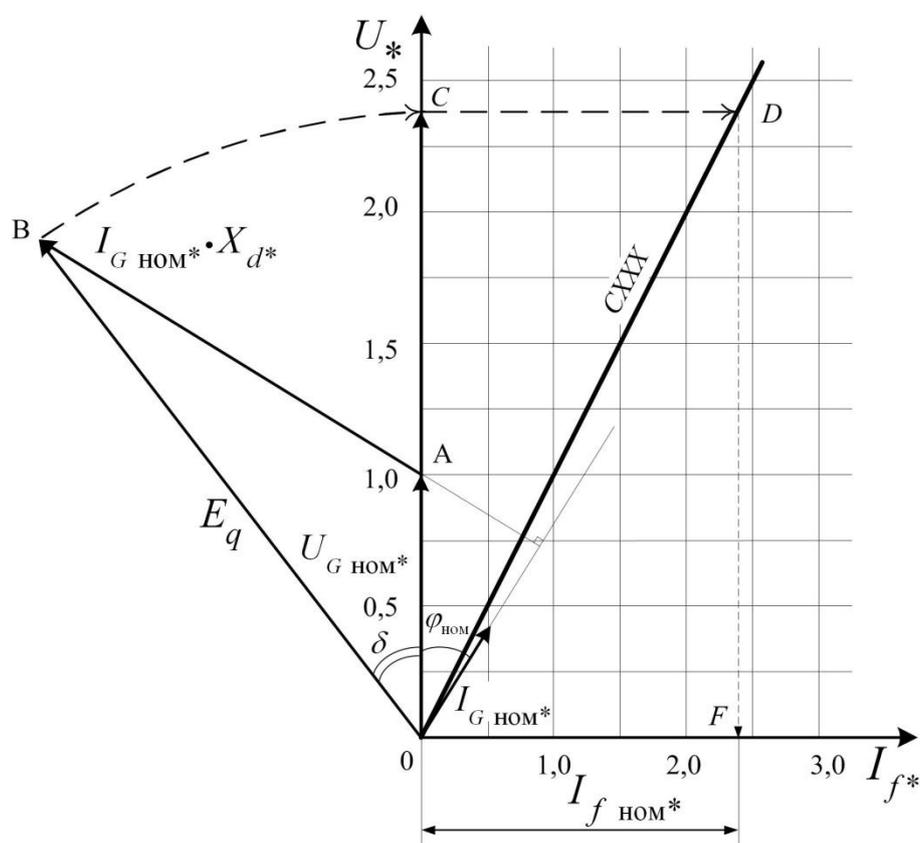


Рис. 4.2. Определение тока возбуждения по СХХХ

4.3. Практическая диаграмма ЭДС

Вторым доступным способом определения тока возбуждения, соответствующего заданному значению тока статора генератора, является построение практической диаграммы ЭДС (ПД ЭДС) [8].

Магнитный поток Φ при номинальной нагрузке генератора создается результирующей МДС $F = F_f + F_a$. Поток Φ индуцирует в обмотке статора ЭДС $\dot{E}_{G_{ном*}} = U_{G_{ном*}} + I_{G_{ном*}} \cdot X_{\sigma*}$ и опережает вектор $\dot{E}_{G_{ном*}}$ на 90° . Вектор МДС реакции якоря (статора) \dot{F}_a совпадает по направлению с вектором тока $\dot{I}_{G_{ном*}}$. Углы в треугольнике МДС $\varphi_{ном}$, γ (рис. 4.3) однозначно выражаются через углы на той части диаграммы на которой отложены векторы напряжения. Треугольнику МДС будет соответствовать треугольник токов $I_{f*}; I_{f.a*}; I_{f_{ном*}}$, построение и определение которых рассматривается при построении ПД ЭДС.

На рис. 4.4 представлено взаимное пространственное расположение основных частей генератора статора и ротора и размещенных на них обмоток вместе с создаваемыми ими намагничивающими силами [10].

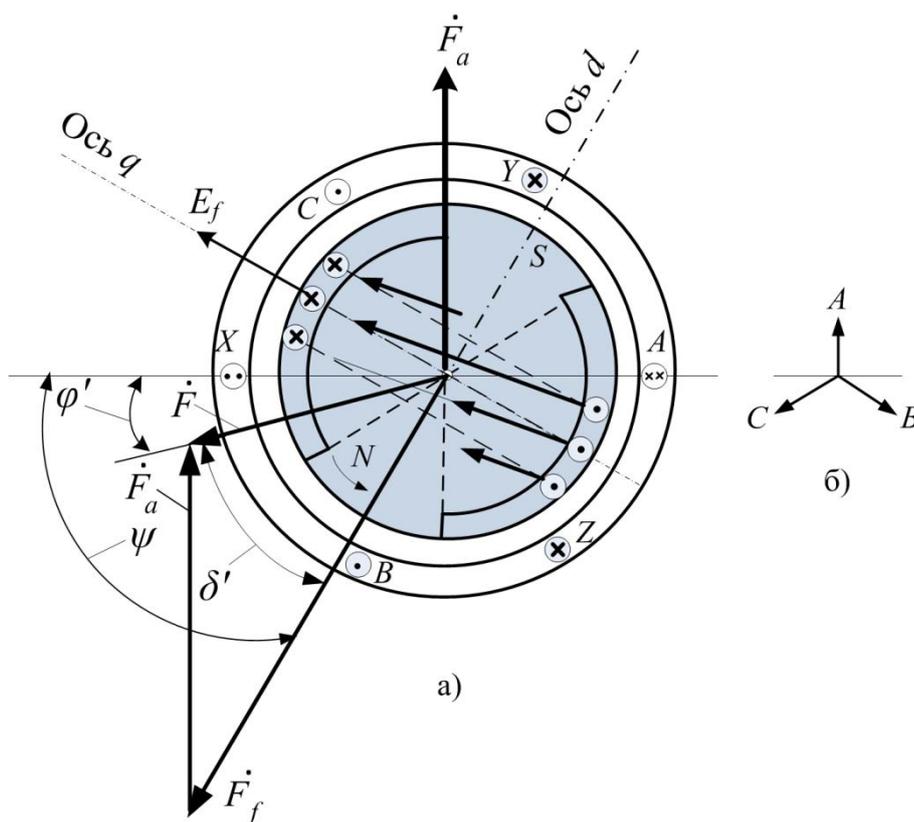


Рис. 4.4. Пространственная диаграмма МДС неявнополюсного генератора

На рис. 4.4, а показано положение ротора для момента времени, соответствующего мгновенному значению токов рис. 4.4, б. Угол ψ характеризует сдвиг в пространстве проводников с максимумом тока I от проводников с максимумом ЭДС E_f , находящихся против оси полюса. На такой же угол ψ отстает во времени ток I от ЭДС E_f . Если к вектору МДС обмотки возбуждения F_f прибавить геометрически вектор МДС реакции якоря (статора) F_a , то получится вектор результирующей МДС F , который отстает в пространстве от вектора F_f на такой же угол δ' , как и ЭДС $E_{G_{НОМ}}$ отстает во времени от ЭДС E_f .

Практическая диаграмма ЭДС строится в следующем порядке. На одном графике (см. рис. 4.5) изображаются ХХХ и ХКЗ.

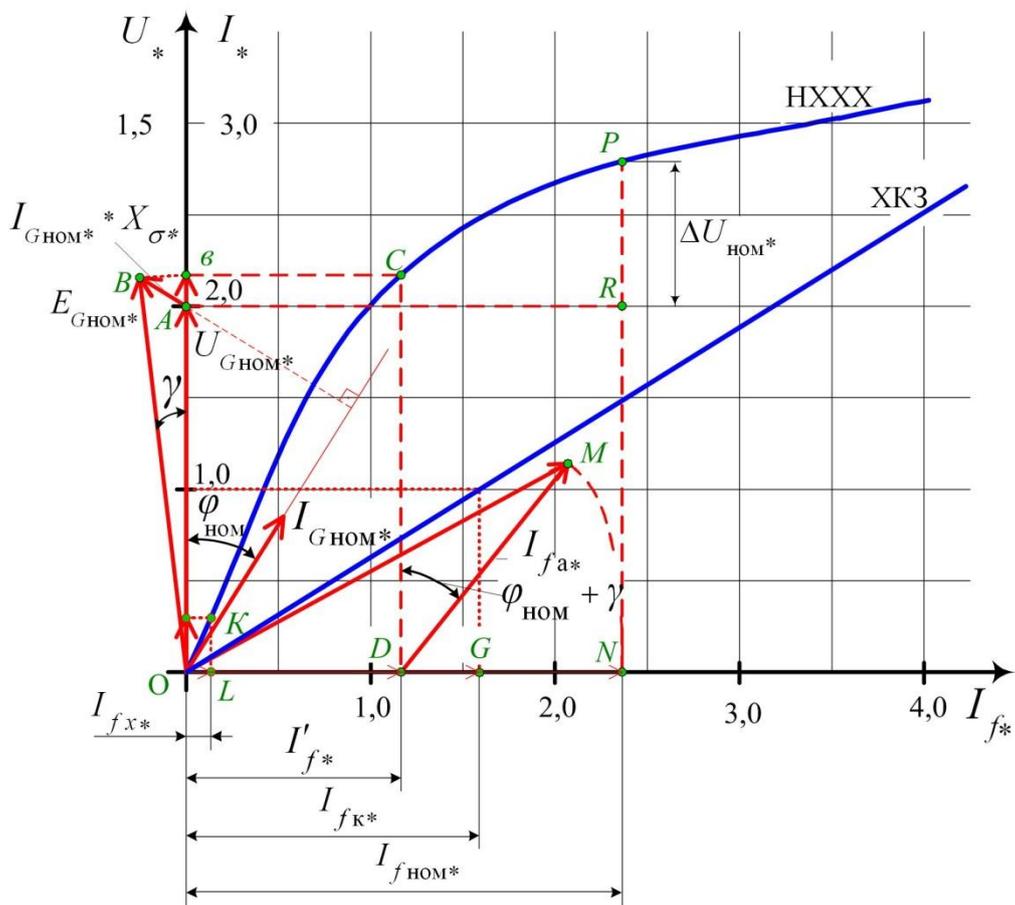


Рис. 4.5. Определение тока возбуждения турбогенератора с помощью практической диаграммы ЭДС

Далее на оси ординат откладывается вектор $\dot{U}_{G_{\text{НОМ}^*}} = 1,0 = OA$, а из т. A – вектор $\dot{I}_{G_{\text{НОМ}^*}} \cdot X_{\sigma} = AB$ (откладывается в масштабе напряжения), перпендикулярный вектору тока $\dot{I}_{G_{\text{НОМ}^*}}$ и изображенному под углом $\varphi_{\text{НОМ}}$ к вектору $\dot{U}_{G_{\text{НОМ}^*}}$. В результате получим вектор ЭДС генератора $\dot{E}_{G_{\text{НОМ}^*}}$, равный отрезку OB , т.е. геометрической сумме векторов $\dot{U}_{G_{\text{НОМ}^*}}$ и $\dot{I}_{G_{\text{НОМ}^*}} \cdot X_{\sigma}$.

Из центра O опишем дугу радиусом OB до пересечения с осью ординат в точке b и снесем последнюю в точку C на XXX . Тогда на оси абсцисс получим вектор OD , определяющий собой ток возбуждения I'_{f^*} , необходимый для создания ЭДС генератора $\dot{E}_{G_{\text{НОМ}^*}}$.

Теперь учтем реакцию якоря (статора). Для тока $I_K = \dot{I}_{G_{\text{НОМ}^*}} = 1,0$ находим по ХКЗ ток возбуждения, соответствующий протеканию нормального тока по обмотке статора $I_{f_{K^*}} = OG$. Далее из него следует вычесть ток $I_{f_{X^*}}$, который определяется по кривой НХХХ с помощью отрезка $KL = E_{X^*} = \dot{I}_{G_{\text{НОМ}^*}} \cdot X_{\sigma^*}$, соразмерного с ЭДС рассеяния. Получим $I_{f_{X^*}} = OL$. Отсюда ток $I_{f_{a^*}} = I_{f_{K^*}} - I_{f_{X^*}} = OG - OL$, соответствующий МДС реакции якоря (статора) – F_a .

Чтобы получить полный ток возбуждения $I_{f_{\text{НОМ}^*}}$, соответствующий номинальному режиму турбогенератора, следует геометрически сложить векторы $OD = I'_{f^*}$ и $DM = LG = I_{f_{a^*}}$. Угол ODM должен быть равен сумме $\varphi_{\text{НОМ}} + \gamma + 90^\circ$. Отсюда $OM = I_{f_{\text{НОМ}^*}}$. Далее опишем дугу из центра O радиусом OM до пересечения с осью абсцисс в т. N , тогда и получим значение полного тока возбуждения $I_{f_{\text{НОМ}^*}} = ON = OM$ в относительных единицах (о.е.).

Оба способа дают значение полного тока возбуждения в о.е., для определения значения которого в именованных единицах следует полученное значение умножить на I_{f_x} , приведённое в паспортных данных в Амперах.

Практическая диаграмма ЭДС кроме полного тока возбуждения, соответствующего заданному значению тока статора, позволяет опре-

делить повышение напряжения на выводах генератора при резком сбросе нагрузки.

Если из т. N , соответствующей значению полного тока возбуждения в номинальном режиме работы ($\dot{U}_{G_{\text{НОМ}^*}} = 1,0, \dot{I}_{G_{\text{НОМ}^*}} = 1,0, \varphi = \varphi_{\text{НОМ}}$) провести вертикаль до пересечения с кривой НХХХ и горизонталью $U_G = U_{G_{\text{НОМ}^*}}$, то получим точки P и R . Отсюда следует, что при резком сбросе нагрузки генератора, работающего с заданным током возбуждения ($I_{f^*} = I_{f_{\text{НОМ}^*}}$) произойдет резкое увеличение напряжения на шинах. Значение повышения напряжения $\Delta U_{\text{НОМ}}$ (%) по отношению к его номинальному значению, может быть определено, как

$$\Delta U_{\text{НОМ}} = \frac{NP - NR}{NR} \cdot 100\% = \frac{E_0 - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} \cdot 100\% .$$

Погрешность графического определения $I_{f_{\text{НОМ}}}$ может быть вычислена следующим образом

$$\Delta I_{f_c} = \frac{I_{f_{\text{НОМ}}}^c - I_{f_{\text{НОМ}}}}{I_{f_{\text{НОМ}}}} \cdot 100\% ;$$

$$\Delta I_{f_{\text{п}}} = \frac{I_{f_{\text{НОМ}}}^{\text{п}} - I_{f_{\text{НОМ}}}}{I_{f_{\text{НОМ}}}} \cdot 100\% ,$$

где ΔI_{f_c} – погрешность определения тока возбуждения по спрямленной характеристике;

$\Delta I_{f_{\text{п}}}$ – погрешность определения тока возбуждения по практической диаграмме ЭДС;

$I_{f_{\text{НОМ}}}^c$ – значения тока возбуждения, определенного по спрямленной характеристике;

$I_{f_{\text{НОМ}}}^{\text{п}}$ – значения тока возбуждения, определенного по практической диаграмме ЭДС;

$I_{f_{\text{НОМ}}}$ – значение полного тока возбуждения, приведенное в паспортных данных конкретного генератора.

По полученному значению $I_{f_{\text{НОМ}}}$ следует выбрать систему возбуждения, способную обеспечить такой ток возбуждения. Для этого рекомендуется воспользоваться литературой [10 – 12].

Выбранную систему возбуждения необходимо сравнить с рекомендуемой заводом изготовителем для данного типа генератора.

4.4. Определение допустимости работы турбогенератора в режиме синхронного компенсатора, асинхронном и несимметричном режимах

Использование турбогенератора для работы в режиме синхронного компенсатора (СК) следует рассмотреть и описать, базируясь на материалах, изложенных в [11, 12, 14].

Определение допустимого тока статора турбогенератора, работающего в режиме СК, следует произвести на основе рекомендаций в [11], исходя из условия, что ток ротора турбогенератора не превышает своего номинального значения. Для этого, используя спрямлённую ХХХ, определим ток статора в соответствии с условием, что ток ротора, полученный с помощью практической диаграммы ЭДС не превышает каталожное значение, т.е. $I_{f\text{НОМ}}$. По каталожным данным $I_{f\text{НОМ}}$ и $I_{f\text{X}}$ для конкретного генератора определяем

$$I_{f\text{НОМ}^*} = \frac{I_{f\text{НОМ}}}{I_{f\text{X}}}.$$

Отложив на оси абсцисс значение $I_{f\text{НОМ}^*}$, найдем значение E_{q^*} , которое совпадает по фазе с вектором $U_{G\text{НОМ}^*}$, поскольку наибольшая выдаваемая реактивная мощность имеет место при $\delta = 0$, т.е. генератор не несет активной нагрузки. Отсюда ток статора в о.е. может быть получен из выражения

$$I_{\text{СК}^*} = \frac{E_{q^*} - U_{G\text{НОМ}^*}}{X_{d^*}}. \quad I_G \leq I_{\text{СК}}.$$

В именованных единицах $I_{\text{СК}} = I_{G\text{НОМ}} \cdot I_{\text{СК}^*}$.

Таким образом, турбогенератор может быть использован для работы в режиме СК при работе с током нагрузки $I_G \leq I_{\text{СК}}$.

Описание работы турбогенератора в режиме СК может быть основано на материалах [11, 12].

Описание асинхронного и несимметричного режимов турбогенераторов можно найти в [3, 11, 15, 16].

4.5. Диаграмма мощностей

Диаграмма мощностей (ДМ) строится на основе векторной диаграммы ненасыщенного неявнополюсного генератора [15, 16]. При

этом если все три вектора \dot{E}_q , \dot{U}_G и $\dot{I}_G \cdot x_d$ векторной диаграммы (рис. 4.6) умножить на один и тот же множитель U_G / x_d и повернуть весь рисунок на 90° по часовой стрелке, то получим треугольник векторов для построения ДМ. Причём, если построение ведется с использованием именованных единиц, то при рассмотрении 3-х фазного генератора следует ввести еще и дополнительный множитель $\sqrt{3}$.

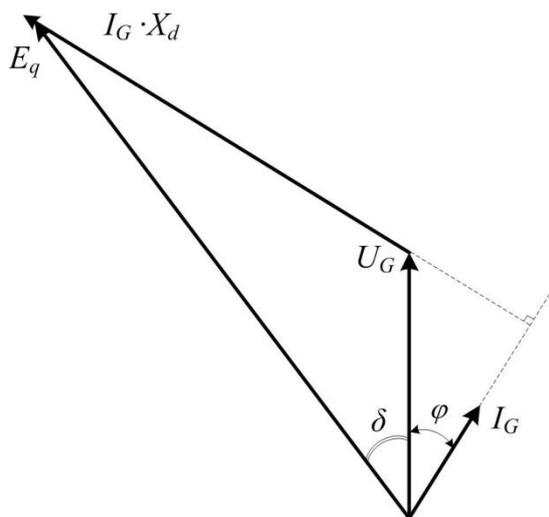


Рис. 4.6. Векторная диаграмма ЭДС

В полученном треугольнике векторов (рис. 4.7) вектор $AB = \dot{E}_q \cdot \dot{U}_G / X_d \equiv I_f$, т.е. пропорционален току возбуждения генератора, а вектор OA равный произведению $\dot{U}_G \cdot \dot{I}_G = \dot{S}_G$, представляет собой полную мощность генератора, определяемую током статора генератора.

Диаграмма мощностей может быть построена для конкретного значения тока возбуждения и угла φ . Тогда проекции вектора OA полной мощности S генератора на координатные оси дадут значения активной P и реактивной Q мощности генератора при заданных условиях.

Рассмотрим порядок построения диаграммы мощностей для условий номинального режима, то есть когда $U_G = U_{ном}$, $I_G = I_{ном}$, $\varphi = \varphi_{ном}$. Построение выполним для векторов в относительных единицах, т.е. $U_{Gном*} = 1,0$ и $I_{Gном*} = 1,0$.

а) В прямоугольной системе координат из т. O отложим вектор \dot{S} под углом $\varphi = \varphi_{ном}$ к оси ординат в о.е. Длина вектора \dot{S} определяется

1) Участок AD диаграммы мощностей позволяет определить возможности турбогенератора по допустимому току возбуждения и строится он исходя из условия $I_f = I_{f_{\max}} = \text{const.}$. Для этого из т. B следует провести окружность радиусом $AB = \frac{\dot{E}_q \cdot \dot{U}_G}{X_d} \equiv I_f$. Нагрузки, ограниченные дугой AD , определяются допустимым в эксплуатации нагревом обмотки возбуждения. Нагрев обмотки возбуждения практически не зависит от тока статора и обусловлен лишь током ротора.

При работе генератора с нагрузками в зоне участка AD имеет место снижение его мощности из-за сильного размагничивающего действия реакции якоря. Коэффициент мощности $\cos \varphi < \cos \varphi_{\text{ном}}$, но при этом возрастает статическая устойчивость генератора, т.к. угол δ оказывается меньше номинального значения, т.е. $\delta < \delta_{\text{ном}}$.

2) Участок AC является частью окружности, построенной радиусом $OA = S_{\text{ном}}$ с центром в т. O и характеризует возможности генератора при заданном токе статора $I_G = I_{G_{\text{ном}}} = \text{const}$ с номинальной, полной мощностью $S_{\text{ном}}$ и значениях $\cos \varphi$ выше номинального. При этом ось ординат, соответствующая работе генератора с $\cos \varphi = 1$, делит диаграмму мощностей на две части.

Первая часть диаграммы мощностей отражает режим работы генератора с отстающим от напряжения током статора, реакция которого является размагничивающей. Принято считать, что генератор работает с перевозбуждением, т.к. требуется увеличение тока возбуждения для компенсации реакции якоря.

Левая часть диаграммы мощностей характеризует генератор при работе с недовозбуждением, когда ток статора имеет опережающий намагничивающий характер.

3) Участок CK характеризует возможности генератора, определяемые мощностью его турбины. Обычно турбина выбирается из расчета $P_{\text{турб}} = (100 \div 120 \%) P_{G_{\text{ном}}}$, поэтому она не может развивать мощность выше полной мощности генератора. В практических расчетах принимают $P_{\text{турб}} = 110 \% P_{G_{\text{ном}}}$, что на диаграмме мощностей отражается горизонталью, проведенной через соответствующее значение на оси ординат.

4) Участок KF характеризуют возможности турбогенератора по условиям нагрева элементов торцевых зон статора и крайних пакетов активной части. В большой степени это касается генераторов с непо-

средственным охлаждением и связано с увеличением результирующей магнитной индукции в торцевых областях при работе с опережающим током статора. Зависимость имеет очень сложный характер и упрощенно участок KF может быть представлен в виде дуги окружности с радиусом, равным значению $1,1 \cdot S_{\text{ном}^*}$ и центром в т. M на оси абсцисс, соответствующей значению $Q_{\text{ном}^*}$.

5) Участок FB определяет ограничение нагрузки генератора по условиям обеспечения устойчивой параллельной работы. Эта зависимость имеет сложный характер и обусловлена возможностями системы автоматического регулирования возбуждения. При построении диаграммы мощностей для упрощения принимают, что предел мощности по условиям статической устойчивости на десять процентов превышает активную мощность. Поэтому допустимые нагрузки ограничиваются кривой FB , которая строится, исходя из указанного условия. Из т. B проводится перпендикуляр к оси абсцисс и через любую точку на нём (например, L') описывается дуга окружности с центром в т. B . Затем от принятой точки (в данном случае от т. L') откладывается вниз отрезок равный 0,1 о.е. (10%) и проводится горизонтальная линия до пересечения с дугой окружности, получаем точку L . Аналогично строятся точки H, J, Z, W .

Можно записать аналитическое выражение для построения граничной линии по условию десятипроцентного запаса статической устойчивости

$$\frac{E_q \cdot U_G}{X_d} - \frac{E_q \cdot U_G}{X_d} \cdot \sin \delta = 0,1, \quad (4.5.1)$$

где $\frac{E_q \cdot U_G}{X_d}$ – предел мощности (максимальная активная мощность при $\delta = 90^\circ$);

В (4.5.1) известны $1/X_d = \text{ОКЗ}$ для данного типа генератора и в о.е. $U_G = 1$, следовательно, задавая значения E_q в о.е. определяем $\sin \delta = 1 - \frac{0,1X_d}{E_q}$. По этой формуле можно определить значение E_q при котором $\sin \delta = 0$. Затем с этого значения задаем E_q и определяем активную и реактивную мощности по формулам

$$P = \frac{E_q \cdot U_G}{X_d} \cdot \sin \delta; \quad Q = \frac{E_q \cdot U_G}{X_d} \cdot \cos \delta - \frac{U_G^2}{X_d}.$$

Полученные значения P и Q откладываем на диаграмме мощностей и получаем граничную линию $B' F$.

В соответствии с заданным диспетчерским графиком (см. табл. 2.2) каждая точка графика рассматривается на диаграмме мощностей и приводятся необходимые действия персонала. Анализ диспетчерского графика нагрузки рекомендуется свести в таблицу (для примера см. табл. 4.3).

При этом на диаграмму мощностей наносится рекомендуемое положение заданной точки графика ($2'$, $3'$ и т.д.).

Необходимы рекомендации по анализу диспетчерского графика нагрузки!

Таблица 4.3

Анализ диспетчерского графика нагрузки

№ точки	Режим	Действия персонала
1	Нормальный	–
2	Перегрузка по току статора	Снизить полную мощность до значения, соответствующего положению т. $2'$ при том же (сниженном, увеличенном) коэффициенте мощности

При этом на диаграмму мощностей наносится рекомендуемое положение заданной точки графика ($2'$, $3'$ и т.д.).

5. РЕЖИМЫ РАБОТЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ

5.1. Условия расчета режимов и подготовка исходных данных

Расчет режимов работы трансформаторов производится в соответствии с ГОСТ 14209-85 «Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки». Указанный стандарт устанавливает допустимые нагрузки силовых масляных трансформаторов общего назначения мощностью до 100 МВА включительно с системами охлаждения М, Д, ДЦ, Ц. Он определяет метод расчета допустимых систематических нагрузок и аварийных перегрузок, а также нормы таких нагрузок и перегрузок с учетом температуры окружающей среды.

Значение и продолжительность допустимых нагрузок и перегрузок трансформаторов, а также расчётный износ витковой изоляции обмоток определяются на основе преобразования исходного графика нагрузок в прямоугольный двухступенчатый или многоступенчатый.

При выполнении расчётов исходят из условия, что нагрузка трансформатора свыше его номинальной мощности допускается только при исправной и полностью включенной системе охлаждения.

В трёхобмоточных трансформаторах допустимые нагрузки и перегрузки определяются для наиболее нагруженной обмотки.

В трансформаторах с расщепленными обмотками допускаются те же перегрузки, отнесенные к номинальной мощности каждой ветви $S_{\text{ном НН1}} = S_{\text{ном НН2}} = 0,5 \cdot S_{\text{ном}}$, что и в трансформаторах с нерасщепленными обмотками. Причём, допускаются дополнительные перегрузки одной ветви за счёт недогрузки другой, если об этом имеются указания в паспорте.

Допустимые систематические и аварийные перегрузки следует определять по таблице 1.36 [1].

При выполнении расчётов исходят из условия, что трансформатор устанавливается на открытом воздухе.

5.2. Определение эквивалентной температуры охлаждающей среды и постоянной времени нагрева трансформатора

Эквивалентная температура охлаждающей среды – это такая условно постоянная за принятое время температура, при которой износ витковой изоляции обмотки равен износу за такое же время, но при изменяющейся температуре охлаждающей среды.

Эквивалентную температуру за любой промежуток времени (сутки, месяц, год) следует определять по формуле

$$\theta_{\text{охл}} = 20 \log \left[\frac{1}{n} \left(2^{\frac{\theta_{\text{охл.1}}}{6}} + 2^{\frac{\theta_{\text{охл.2}}}{6}} + \dots + 2^{\frac{\theta_{\text{охл.n}}}{6}} \right) \right], \quad (5.2.1)$$

где $n \geq 12$ – количество равных интервалов заданного промежутка времени;

$\theta_{\text{охл.n}}$ – температура охлаждающей среды по каждому n интервалу, °С.

В практических расчётах допускается принимать значения годовой и сезонных эквивалентных температур в населенных пунктах из таблицы 1.37 [1].

При отрицательных значениях средней температуры охлаждающего воздуха следует принимать не их, а скорректированные значения, определяемые по графику рисунок 1.3 в [1].

Для построения графика изменения температуры масла и обмоток трансформатора требуется определить ряд параметров, характеризующих тепловой режим.

Постоянная времени нагрева τ трансформатора определяется, как

$$\tau = \frac{C \cdot \Delta\theta_{\text{м.ном}}}{P_0 + P_{\text{к}}}, \quad (5.2.2)$$

где C – теплоемкость трансформатора, Вт · час / град;

$\Delta\theta_{\text{м.ном}}$ – превышение температуры верхних слоев масла над температурой охлаждающей среды, град.;

P_0 и $P_{\text{к}}$ – соответственно потери холостого хода и короткого замыкания, Вт.

Теплоёмкость C определяется как

$$C = d \cdot G_{\text{обм}} + 133 G_{\text{магн}} + 108 G_{\text{б.р.}} + 545 G_{\text{м.}} \quad (5.2.3)$$

где d – коэффициент, учитывающий материал проводника обмотки

($d_{\text{Cu}} = 132$, $d_{\text{Al}} = 288$);

$G_{\text{обм}}$ и $G_{\text{магн}}$ – соответственно масса обмотки и магнитопровода, т;

$G_{\text{б.р.}}$ и $G_{\text{м.}}$ – соответственно масса бака с радиаторами и масла, т.

Можно использовать и формулу приближенного расчета для трансформатора с обмотками из меди

$$C = 133 G_{\text{а.ч}} + 108 G_{\text{б.р.}} + 545 G_{\text{м.}}, \quad (5.2.4)$$

В справочниках, как правило, заданы $G_{\text{полн.}}$, $G_{\text{трансп.}}$, $G_{\text{м.}}$. В этом случае приближенно можно принять

$$G_{\text{а.ч}} = 0,7 G_{\text{полн.}} - G_{\text{м.}} ;$$

$$G_{\text{б.р.}} = 0,3 G_{\text{полн.}} - G_{\text{м.}} .$$

Значение $\Delta\theta_{\text{м.ном}}$ зависит от типа системы охлаждения трансформатора и принимается равным

$$\Delta\theta_{\text{м.ном}} = \theta_{\text{в.с}} - \theta_{\text{охл}},$$

где $\theta_{в.с}$ – температура верхних слоев масла в трансформаторе равная +40°C – для трансформатора с системами охлаждения ДЦ и Ц; +55°C – для трансформатора с системами М и Д;
 $\theta_{охл}$ – температура охлаждающей среды, °С, не зависящая от времени.

5.3. Схема распределения температуры

5.3.1. При определении износа трансформатора используется упрощенная схема распределения температуры масла и обмотки по высоте обмотки.

5.3.2. При рассмотрении данной схемы приняты следующие допущения:

а) температура масла изменяется линейно по высоте обмотки и не изменяется в верхней части бака

$$\theta_{м} = \theta_{охл} + v_{м.t}, \quad (5.3.1)$$

где $v_{м.t}$ – превышение температуры масла в верхних слоях над темпера

турой охлаждающей среды, °С;

б) среднее превышение температуры участков витковой или цилиндрической обмотки по условным их горизонтальным сечениям изменяется линейно по высоте обмотки и параллельно принятому изменению температуры масла;

в) наиболее нагретая часть обмотки может быть расположена на различном расстоянии от верхнего края обмотки;

г) температура охлаждающей среды за продолжительность графика нагрузки или в течение перегрузки принимается условно постоянной;

д) температура наиболее нагретой точки обмотки в момент времени t определяется как сумма

$$\theta_{ннт.t} = \theta_{охл} + v_{м.t} + v_{ннт.м.t}, \quad (5.3.2)$$

где $\theta_{охл}$ – температура охлаждающей среды, °С, не зависящая от времени t ;

$v_{м.t}$ – превышение температуры масла в верхних слоях над температурой охлаждающей среды;

$V_{\text{ннт.м.}t}$ – превышение температуры наиболее нагретой точки обмотки над температурой масла в верхних слоях, °С.

Таким образом из выражения (5.3.2) можно сделать вывод, что значения $V_{\text{м.}t}$ и $V_{\text{ннт.м.}t}$ не зависят от температуры охлаждающей среды в интервале ее изменения от +40°С до минус 20°С;

е) при нагрузках и перегрузках продолжительностью $t \geq 0,5$ часа не учитывается переходный процесс изменения температуры обмотки при ступенчатом изменении нагрузки, т.е. тепловая постоянная времени обмотки не учитывается;

ж) при расчетах не учитывается изменение сопротивления обмоток, теплоемкости и вязкости масла с повышением температуры.

5.3.3. При кратковременных перегрузках и нагрузках продолжительностью $t < 0,5$ часа и при интервалах между перегрузками менее $4 \cdot \tau_{\text{обм}}$ температуру обмотки необходимо определять с учетом тепловой постоянной времени обмотки $\tau_{\text{обм}}$, час.

5.3.4. При многоступенчатом графике нагрузки его следует разбить на участки с двухступенчатой или одноступенчатой нагрузкой. Расчёт в этом случае производится последовательно для каждого участка, причем каждая предыдущая нагрузка является начальной для следующего участка.

5.3.5. При построении графика изменения температуры принять, что снижение температуры до допустимо установившегося значения происходит за время, равное четырем тепловым постоянным трансформатора, т.е. $4 \cdot \tau$.

5.4. Преобразование заданного графика нагрузки трансформатора в эквивалентный прямоугольный

Преобразование заданного графика нагрузки трансформатора в эквивалентный прямоугольный производится согласно [1]

Для наглядности рекомендуется рассмотреть заданный график нагрузки в относительных единицах.

На исходном графике проводится линия, соответствующая номинальной мощности трансформатора $S_{\text{ном}}$. Пересечением линии $S_{\text{ном}}$ с исходным суточным графиком нагрузки трансформатора выделяется участок наибольшей перегрузки с продолжительностью h' .

Оставшаяся часть исходного графика нагрузки разбивается на m интервалов Δt_i , исходя из возможности провести линию средней

нагрузки с изменением нагрузки $\pm(5\div 10)\%$ от S_i в каждом интервале, затем определяются значения S_1, S_2, \dots, S_m . Результаты сводятся в таблицу 5.1.

Таблица 5.1

Значения величин для определения K_1

i	1	2	...	m
Δt_i	Δt_1	Δt_2	...	Δt_m
S_i	S_1	S_2	...	S_m
S_i^2	S_1^2	S_2^2	...	S_m^2
$S_i^2 \cdot \Delta t_i$	$S_1^2 \cdot \Delta t_1$	$S_2^2 \cdot \Delta t_2$...	$S_m^2 \cdot \Delta t_m$

Начальную нагрузку K_1 эквивалентного графика следует рассчитать по формуле

$$K_1 = \frac{1}{S_{\text{ном}}} \sqrt{\frac{S_1^2 \Delta t_1 + S_2^2 \Delta t_2 + \dots + S_m^2 \Delta t_m}{\Delta t_1 + \Delta t_2 + \dots + \Delta t_m}} \quad (5.4.1)$$

Участок перегрузки h' на исходном графике разбивается на p интервалов Δh_i , исходя из возможности проведения средней линии в каждом интервале с изменением нагрузки в пределах $\pm(5\div 10)\%$ от S_i . Затем снимаются значения S_1, S_2, \dots, S_p , а результаты сводятся в таблицу 5.2.

Таблица 5.2

Значения величин для определения K'_2

i	1	2	...	p
Δh_i	Δh_1	Δh_2	...	Δh_p
S_i	S_1	S_2	...	S_p
S_i	S_1^2	S_2^2	...	S_p^2
$S_i^2 \cdot \Delta h_i$	$S_1^2 \cdot \Delta h_1$	$S_2^2 \cdot \Delta h_2$...	$S_p^2 \cdot \Delta h_p$

Перегрузка K'_2 эквивалентного графика предварительно рассчитывается по формуле

$$K'_2 = \frac{1}{S_{\text{НОМ}}} \sqrt{\frac{S_1^2 \Delta h_1 + S_2^2 \Delta h_2 + \dots + S_p^2 \Delta h_p}{\Delta h_1 + \Delta h_2 + \dots + \Delta h_p}}. \quad (5.4.2)$$

Полученное значение K'_2 сравнивается с $K_{\text{макс}} = \frac{S_{\text{макс}}}{S_{\text{НОМ}}}$ исходного графика:

если $K'_2 > 0,9K_{\text{макс}}$, то следует принимать $K_2 = K'_2$ и $h = h'$

если $K'_2 < 0,9K_{\text{макс}}$, то следует принимать $K_2 = 0,9K_{\text{макс}}$, но в этом случае продолжительность перегрузки h следует вычислять как

$$h = \frac{K'_2{}^2 \cdot h'}{0,9K_{\text{макс}}{}^2}. \quad (5.4.3)$$

5.5. Расчет температуры наиболее нагретой точки обмотки

Температура наиболее нагретой точки обмотки $\theta_{\text{ННТ.К}}$ в установившемся тепловом режиме (при двух значениях $K = K_1$ и $K = K_2$) следует рассчитывать по формуле

$$\theta_{\text{ННТ.К}} = \theta_{\text{М}} + v_{\text{ННТ.М.К}} \quad (5.5.1)$$

или

$$\theta_{\text{ННТ.К}} = \theta_{\text{ОХЛ}} + v_{\text{М.К}} + v_{\text{ННТ.М.К}}, \quad (5.5.2)$$

где

$$v_{\text{М.К}} = v_{\text{М.НОМ}} \left(\frac{1 + dK^2}{1 + d} \right)^x; \quad (5.5.3)$$

$v_{\text{М.НОМ}}$ – превышение температуры масла в верхних слоях над температурой охлаждающей среды при работе с номинальной нагрузкой, °С

($v_{M.HOM} = 55^\circ$ для трансформатора с системой охлаждения М и Д
 $v_{M.HOM} = 40^\circ$ для трансформатора с системой охлаждения ДЦ и Ц);

$$d = \frac{P_K}{P_0} ;$$

$$v_{HHT.M.K} = v_{HHT.HOM} - v_{M.HOM} \cdot K^y = v_{HHT.M.HOM} \cdot K^y \quad (5.5.4)$$

K – значения нагрузок;

$x = 0.9$ и $y = 1.6$ для трансформатора с системой охлаждения М и Д;

$x = 1.0$ и $y = 1.8$ для трансформатора с системой охлаждения ДЦ и Ц;

$v_{HHT.M.HOM} = 23^\circ C$ для трансформатора с системой охлаждения М и Д;

$v_{HHT.M.HOM} = 38^\circ C$ для трансформатора с системой охлаждения ДЦ и Ц.

Температуру наиболее нагретой точки в переходном тепловом режиме нагрева при продолжительности $4 \cdot \tau > h > 0,5$ ч рассчитываем по формуле

$$\theta_{HHT.h} = \theta_{OHL} + v_{M.h} + v_{HHT.M.K_2}, \quad (5.5.5)$$

где
$$v_{M.h} = v_{M.K_1} + v_{M.K_2} - v_{M.K_1} \cdot 1 - e^{-h/\tau}; \quad (5.5.6)$$

$$v_{HHT.M.K_2} = v_{HHT.M.HOM} \cdot K_2^y. \quad (5.5.7)$$

Температуру наиболее нагретой точки обмотки в переходном режиме снижения температуры при длительности снижения $4 \cdot \tau > h \geq 0,5$ ч следует рассчитывать как

$$\theta_{HHT.t} = \theta_{OHL} + v_{M.t} + v_{HHT.M.K_1}, \quad (5.5.8)$$

где

$$v_{M.t} = v_{M.K_1} + v_{M.h} - v_{M.K_1} \cdot e^{-t/\tau}; \quad (5.5.9)$$

$$v_{HHT.M.K_1} = v_{HHT.M.HOM} \cdot K_1^y. \quad (5.5.10)$$

В соответствии с принятыми допущениями процесс снижения температуры до установившегося значения заканчивается за время $t = 4 \cdot \tau$.

5.6. Построение графика изменения температуры масла и обмотки

Построение графика изменения температуры масла и обмотки, соответствующему двухступенчатому прямоугольному графику нагрузки трансформатора (см. рис. 5.1) производится в следующей последовательности:

1. Изображается двухступенчатый прямоугольный график нагрузки трансформатора.
2. Непосредственно под ним изображается система координат для построения графика $\theta(t)$ и откладывается значение $\theta_{\text{охл}}$.
3. Построение графика $\theta(t)$ производится по точкам, расчёт координат которых приведен ниже.
4. Точка А определяет значение превышения температуры масла над температурой охлаждающей среды непосредственно перед работой трансформатора с максимальной нагрузкой K_2

$$\theta_A = \theta_{\text{охл}} + v_{\text{м.}K_1}, \quad (5.6.1)$$

где $v_{\text{м.}K_1}$ – превышение температуры масла в верхних слоях над температурой охлаждающей среды при работе трансформатора с нагрузкой K_1 и определяется по выражению (5.5.3).

5. Точка Б определяет значение превышения температуры масла над температурой охлаждающей среды непосредственно в момент окончания работы трансформатора с максимальной нагрузкой K_2 , т.е. когда $v_{\text{м.}t} = v_{\text{м.}h}$. Значение $v_{\text{м.}h}$ определяется по выражению (5.5.6). Тогда

$$\theta_B = \theta_{\text{охл}} + v_{\text{м.}h}. \quad (5.6.2)$$

Так как в переходном тепловом режиме нагрева температура меняется по экспоненте, то найдём её промежуточные значения воспользовавшись формулой (5.5.6) и следующим порядком определения Δt_i

$$\Delta t_1 = \Delta t_2 = 0,3 \tau; \quad \Delta t_3 = \Delta t_4 = \tau.$$

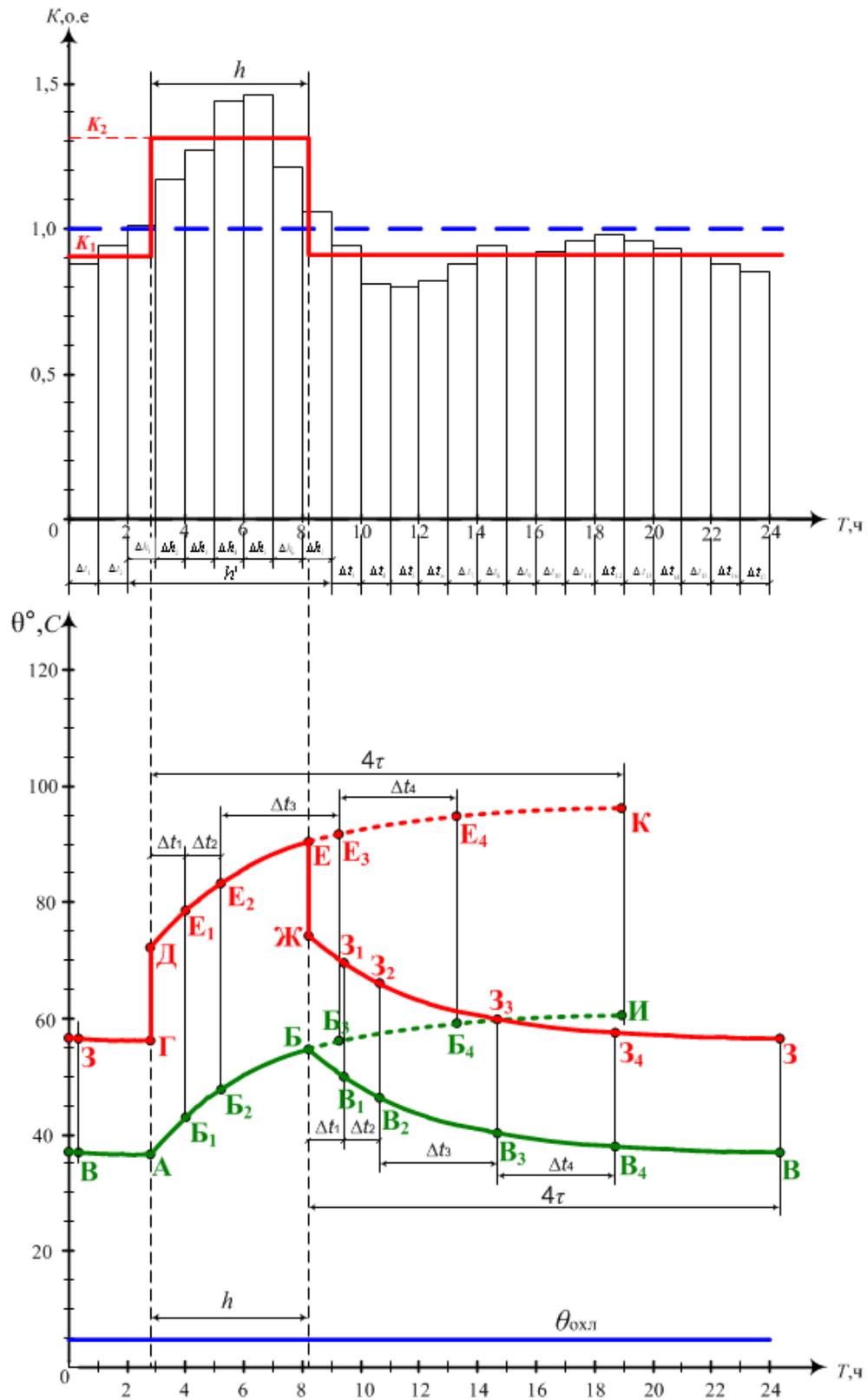


Рис. 5.1. Построение графика теплового режима трансформатора

Тогда

а) для т. Б₁ и Б₂ $\Delta t_i = 0,3\tau$, поэтому принимаем $h_1 = 0,3\tau$, и $h_2 = 0,6\tau$.

В соответствии с (5.5.6) имеем

$$v_{м.Б_1} = v_{м.Б_2} = v_{м.К_1} + v_{м.К_2} - v_{м.К_1} (1 - e^{-0,3}) ; \quad (5.6.3)$$

$$v_{м.Б_2} = v_{м.Б_3} = v_{м.К_1} + v_{м.К_2} - v_{м.К_1} (1 - e^{-0,6}) . \quad (5.6.4)$$

б) для т. Б₃ и Б₄ $\Delta t_i = \tau$, поэтому принимаем $h_3 = 1,6\tau$ и $h_4 = 2,6\tau$.

В соответствии с (5.5.6) имеем

$$v_{м.Б_3} = v_{м.Б_4} = v_{м.К_1} + v_{м.К_2} - v_{м.К_1} (1 - e^{-1,6}) ; \quad (5.6.5)$$

$$v_{м.Б_4} = v_{м.Б_5} = v_{м.К_1} + v_{м.К_2} - v_{м.К_1} (1 - e^{-2,6}) . \quad (5.6.6)$$

Значение $v_{м.К_2}$ определяется аналогично $v_{м.К_1}$ по (5.5.3).

в) в соответствии с пунктом 5.3.5 принимаем, что $v_{м.Б}$ примет установившееся значение через промежуток времени равный $4 \cdot \tau$. Полученное значение $v_{м.Б}$ определяет положение точки И. Отрезок БИ изображается пунктирной линией, т.к. он не отражает реальный закон изменения температуры масла в соответствии с заданным графиком нагрузки.

6. По истечении промежутка времени h трансформатор вновь имеет нагрузку $K_1 < K_2$, поэтому имеет место переходный процесс снижения температуры масла по следующему закону

$$\theta_{м,t} = \theta_{охл} + v_{м_2,t} t . \quad (5.6.7)$$

Участок БВ строится аналогично участку АБ и в соответствии с предложенным порядком определения Δt_i устанавливается положение точек В₁, В₂, В₃ и т.д.

Исходя из пункта 5.3.5, примем, что переходный процесс снижения температуры масла до установившегося значения $\theta_{м} = \theta_{м.К_1}$ также

закончится за время $t = 4 \cdot \tau$. Полученное значение θ_m $t = 4 \cdot \tau$ определяет положение точки В.

Значение превышения $v_{m.h}$ для каждого интервала времени (точки В, В₁, В₂ и т.д.) определяется выражением (5.5.9)

$$v_{m_2 t} = v_{m.K_1} + v_{m.h} - v_{m.K_1} \cdot e^{-t/\tau}, \quad (5.6.8)$$

где вместо t подставляются соответствующие значения интервалов, т.е. $0.3 \cdot \tau$; $0.6 \cdot \tau$; $1.6 \cdot \tau$; $2.6 \cdot \tau$ и $4 \cdot \tau$.

7. В том случае, если точки В, В₁, В₂ и др. окажутся за пределами графика нагрузки, т.е. за пределами $T = 24$ часа, то их следует перенести в начальную часть графика, предшествующую максимуму нагрузки, учитывая, что после 24 часов отсчёт времени начинается с 0 часов.

8. Изменение температуры обмотки на участке начальной нагрузки описывается кривой повторяющей закон изменения температуры масла с учетом превышения температуры $v_{ннт.КМ}$ в соответствии с (5.5.4).

Положение точки Г определяется выражением

$$\theta_{\Gamma} = \theta_{охл} + v_{m.K_1} + v_{ннт.м.K_1}. \quad (5.6.9)$$

Положение Д точки определяется выражением

$$\theta_{\Delta} = \theta_{охл} + v_{m.K_1} + v_{ннт.м.K_2}. \quad (5.6.10)$$

Переходный процесс, обусловленный изменением нагрузки от K_1 до K_2 , и тепловая постоянная времени обмотки в соответствии с пунктом 5.3.2, е) не учитываются. Поэтому на графике рис. 5.1 имеют место скачкообразное изменение кривой от точки Г до точки Д в момент времени, соответствующий началу нагрузки K_2 прямоугольного графика.

9. Изменение температуры обмотки в период максимальной нагрузки h описывается кривой ДЕ, повторяющей кривую АБ, но с учётом превышения $v_{ннт.м.K_2}$.

10. Положение точки Е определяется значением температуры

$$\theta_E = \theta_B + v_{ннт.м.K_2}. \quad (5.6.11)$$

Аналогично определяются значения

$$\theta_{E_1} = \theta_{B_1} + v_{ннт.м.K_2};$$

$$\theta_{E_2} = \theta_{B_2} + v_{\text{ннт.м.}K_2} \text{ и т.д.}$$

11. Точка К соответствует установившемуся значению температуры обмотки, которое имеет место через время $t = 4 \cdot \tau$, тогда

$$\theta_K = \theta_{\text{И}} + v_{\text{ннт.м.}K_2} \cdot \quad (5.6.12)$$

12. Точка Ж соответствует началу снижения температуры обмотки в момент изменения нагрузки трансформатора от K_1 до K_2 . Таким образом положение точки Ж описывается выражением

$$\theta_{\text{Ж}} = \theta_{\text{Б}} + v_{\text{ннт.м.}K_1} \cdot$$

13. Прямая ЕЖ даёт скачкообразное изменение температуры, поскольку, аналогично рассуждениям позиции 8, не учитывается переходный процесс.

14. Кривая ЖЗ повторяет кривую изменения температуры масла БВ при работе трансформатора с нагрузкой K_1 после времени перегрузки с учетом превышения температуры $v_{\text{ннт.м.}K_1} \cdot$

5.7. Расчет износа изоляции

Расчёт относительного износа витковой изоляции следует производить по каждому из m участков двухступенчатого графика нагрузки.

Для каждого интервала Δt_i по формулам (5.5.2), (5.5.5) и (5.5.8) следует рассчитать $\theta_{\text{ннт}} t$, где K , h и t заменить значениями Δt_i .

Относительный расчётный износ витковой изоляции по каждому участку графика определяется по формуле

$$F_i = \frac{1}{T} \int_0^{\Delta t_i} 2^{[\theta_{\text{ннт.т}} t - \theta_{\text{ннт.}\delta}] / \Delta} dt, \quad (5.7.1)$$

где $\theta_{\text{ннт.}\delta}$ – базовая, условно постоянная температура наиболее нагретой точки, при которой скорость расчётного износа витковой изоляции соответствует сроку службы трансформатора условно принятому за единицу, °С. Для витковой изоляции $\theta_{\text{ннт.}\delta} = 98^\circ\text{C}$;

$\Delta = 6^\circ\text{C}$ – температурный интервал, который означает, что при изменении температуры наиболее нагретой точки обмотки на каждые 6°C относительный износ витковой изоляции и соответственно срок службы изменяется в 2 раза (шестиградусное правило старения изоляции).

Относительный износ за продолжительность $T = 24$ ч. графика нагрузки будет равен сумме износов по участкам

$$F = \sum_{i=1}^{i=m} F_i. \quad (5.7.2)$$

Относительный износ витковой изоляции допускается также определять по всему графику изменения $\theta_{\text{ннт}} t$ продолжительностью T трансформатора. В этом случае $\theta_{\text{ннт}} t$ также необходимо разделить на m интервалов Δt_i . Причём, участки графика с неизменным значением $\theta_{\text{ннт}}$ необходимо принимать за один интервал $\Delta t_i = 24 - h - 4\tau$. Участки с изменяющимся значением $\theta_{\text{ннт}}$ по экспоненте необходимо разделить на интервалы, руководствуясь следующим правилом:

продолжительность первого и второго интервалов от начала экспоненты не должны превышать $0,3\tau$ каждый; третьего и четвертого интервалов – не более τ каждый, продолжительность последующих интервалов не ограничивается. В каждом интервале следует провести линии среднего значения $\theta_{\text{ннт.ср.}i}$, а затем по каждому интервалу Δt_i графика $\theta_{\text{ннт}} t$ рассчитывается относительный износ по формуле

$$F_i = \frac{\Delta t_i}{T} 2^{\frac{\theta_{\text{ннт.ср.}i} - \theta_{\text{ннт.}\delta}}{\Delta}}. \quad (5.7.3)$$

Относительный износ за продолжительность графика определяется как сумма износов по участкам в соответствии с выражением (5.7.2).

5.8. Расчет допустимых нагрузок и перегрузок

Расчёт максимальных допустимых нагрузок и перегрузок производится в двух случаях:

1. с целью проверки допустимости заданного графика нагрузки;
2. с целью определения возможных вариантов двухступенчатого гра-

фика нагрузки с максимальными значениями K_2 при различных значениях K_1 и h .

Заключение о допустимости любого преобразованного в прямоугольную форму заданного графика нагрузки следует из результата расчета относительного износа изоляции выполненного в соответствии с подразделом 5.7.

Графики нагрузки, при которых $F \leq 1$ и не превышаются приведённые ниже ограничения, следует относить к графикам допустимых систематических нагрузок.

Ограничения:

1) $\theta_{\text{ннт.макс}}$ – максимально допустимое значение температуры наиболее нагретой точки обмотки;

$\theta_{\text{ннт.макс}} = 140^\circ\text{C}$ – для систематических нагрузок и аварийных перегрузок трансформаторов напряжением выше 110 кВ;

$\theta_{\text{ннт.макс}} = 160^\circ\text{C}$ – для аварийных перегрузок трансформаторов 110 кВ и ниже.

2) $\theta_{\text{м.макс}}$ – максимально допустимая температура масла в верхних слоях:

для аварийных перегрузок – 115°C ;

для систематических нагрузок – 95°C .

3) $K_2_{\text{макс}}$ – максимально допустимая величина перегрузки:

для систематических нагрузок – 1.5;

для аварийных перегрузок – 2.0.

4) $\theta_{\text{ннт.}\delta}$ – базовая, условно постоянная температура наиболее нагретой точки обмотки, при которой скорость расчётного износа витковой изоляции соответствует сроку службы трансформатора, принятому за единицу $\theta_{\text{ннт.}\delta} = 98^\circ\text{C}$.

5) Единица «нормального» износа – износ витковой изоляции обмотки за принятое время графика нагрузки при неизменной температуре проводников обмотки 98°C .

Графики нагрузки, при которых $F > 1$ и не превышаются ограничения, приведённые выше, следует относить к графикам допустимых аварийных перегрузок.

Предварительное заключение без расчёта износа изоляции может быть сделано исходя из условий

$$\theta_{\text{м.н}} \leq \theta_{\text{м.макс}} \quad (5.8.1)$$

и

$$\theta_{\text{ннт.н}} \leq \theta_{\text{ннт.макс}} \cdot \quad (5.8.2)$$

Окончательное заключение выносится из результата сравнения расчетного значения K_2 при соответствующих значениях K_1 , $\theta_{\text{охл}}$ и h с данными норм максимально допустимых систематических нагрузок и аварийных перегрузок, приведенными в таблице 1.36 [1]. Если значение $\theta_{\text{охл}}$ не кратно 10°C , то следует воспользоваться методом интерполяции.

6. РЕЖИМЫ РАБОТЫ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ СОБСТВЕННЫХ НУЖД

6.1. Механические характеристики двигателей и механизмов

Краткие сведения об электродвигателях механизмов собственных нужд (с.н.) приведены в приложении настоящего методического пособия П1. Основные данные электродвигателей имеются в справочных материалах [1,5,17].

При выборе схемы рабочего и резервного питания, числа и мощности рабочих и резервных трансформаторов (реакторов) с.н. следует исходить из главной схемы электрических соединений электростанции.

Наиболее важными электромеханическими параметрами механизмов и электродвигателей, обеспечивающими устойчивую работу двигателей с.н. во всех эксплуатационных режимах (пуск, изменение нагрузки, напряжение и частота питающей сети, самозапуск, перегрузки и т.п.) являются характеристики зависимости момента сопротивления механизма M_c и вращающегося момента $M_{\text{вр}}$ от частоты вращения агрегата n или от скольжения s .

Динамика электропривода механизмов с.н. вытекает из основного уравнения движения [Васильев, Голоднов]

$$M_{\text{изб}} = M_{\text{вр}} - M_c = J_{\text{пр}} \frac{d\omega}{dt}, \quad (6.1.1)$$

где $M_{\text{изб}}$ – избыточный или динамический момент на валу электродвигателя;

$J_{\text{пр}}$ – приведенный момент инерции агрегата;

ω – угловая скорость вращения механизма.

В практических расчётах зависимость $M_c = f(s)$ в относительных единицах представляется выражениями (6.1.2) или (6.1.3)

$$M_c = M_{c,\text{нач}} + (1 - M_{c,\text{нач}}) (1 - s)^p \quad (6.1.2)$$

или с учётом загрузки агрегата

$$M_c = k_3 \left[M_{c.нач} + 1 - M_{c.нач} \cdot 1 - s^p \right], \quad (6.1.3)$$

где M_c – относительный момент сопротивления механизма;

$M_{c.нач}$ – относительный начальный (статический) момент сопротивления механизма;

p – показатель степени, определяемый типом механизма и условиями его работы;

k_3 – коэффициент загрузки агрегата с.н.

Все механизмы с.н. принято делить на две группы:

1) механизмы с постоянным моментом сопротивления, независимым от скорости вращения ($p = 0$, $M_{c.нач} = 0.5 \div 1.0$);

2) механизмы с моментом сопротивления, зависящим от скорости вращения ($p \neq 0$).

К механизмам первой группы относятся дробилки, мельницы, питатели, конвейеры, транспортеры, шнеки и др.

Ко второй группе относятся все тягодутьевые механизмы (дымососы и вентиляторы) имеющие $M_{c.нач} = 0.1 \div 0.3$ и $p = 1 \div 2$.

Если не известно значение $M_{c.нач}$ и p конкретного механизма, то в практических расчётах допускается принимать $M_{c.нач} = 0.15$ и $p = 2$. Тогда

$$M_c = k_3 \left[0,15 + 0,85 \cdot 1 - s^2 \right]. \quad (6.1.4)$$

Также ко второй группе относятся все насосы, имеющие сложную зависимость $M_c = f(s)$ и $p = 3 \div 5$. Значение $M_{c.нач}$ зависит от исполнения насоса, так у горизонтальных насосов $M_{c.нач} = 0.1 \div 0.15$, а у вертикальных $M_{c.нач} = 0.25 \div 0.3$.

Зависимость $M_c = f(s)$ имеет достаточно сложный характер и при отсутствии добавочных сопротивлений в цепи ротора для случая

$U = U_{ном}$ и $f = f_{ном}$ может быть представлена, как

$$M_{вр} = \frac{2b_n \cdot 1 + s_{кр}}{\frac{s}{s_{кр}} + \frac{s_{кр}}{s} + 2s_{кр}}, \quad (6.1.5)$$

где $b_H = \frac{M_{\text{макс}}}{M_{\text{ном}}}$ – кратность максимального момента на валу двигателя;

$s_{\text{кр}}$ – критическое скольжение, соответствующее максимальному значению вращающегося момента электродвигателя.

При выполнении практических расчётов для крупных асинхронных электродвигателей часто используют более простое выражение, получившее название упрощенной формулы Клосса:

$$M_{\text{вр}} = \frac{2b_H}{\frac{s}{s_{\text{кр}}} + \frac{s_{\text{кр}}}{s}}. \quad (6.1.6)$$

Точное значение $s_{\text{кр}}$ может быть определено только на основе известных активных и реактивных сопротивлений, определяющих приведенный ток ротора.

Известное выражение для определения $s_{\text{кр}}$ по паспортному значению $s_{\text{ном}}$

$$s_{\text{кр}} = s_{\text{ном}} \left(b_H + \sqrt{b_H^2 - 1} \right) \quad (6.1.7)$$

может быть применимо только для построения характеристики $M_{\text{вр}}(s)$ и определения времени пуска двигателя графоаналитическим методом.

Время пуска двигателя определяется из решения дифференциального уравнения движения электродвигателя с механизмом (6.1.1) в котором вместо приведенного момента инерции агрегата $J_{\text{пр}}$ используется механическая постоянная времени агрегата собственных нужд

$$T_j \frac{ds}{dt} = M_{\text{вр}} s - M_c s = M_{\text{изб}} s, \quad (6.1.8)$$

где $T_j = \frac{J_{\text{пр}} n_{\text{синх}} n_{\text{ном}}}{9,1 \cdot 10^4 P_{\text{ном}}}$ – механическая постоянная времени агрегата собственных нужд.

Решая уравнение (6.1.8) относительно времени, можно определить время пуска двигателя в любом интервале скольжений $s_1 \div s_2$

$$t = T_j \int_{s_1}^{s_2} \frac{ds}{M_{\text{изб}}}. \quad (6.1.9)$$

Как видно, для аналитического расчета времени пуска двигателя необходимо знать зависимость $M_c = f(\omega)$, которая не всегда может быть выражена в простой форме (6.1.2) или (6.1.3) [17]. Вращающийся момент двигателя определяется по упрощенной формуле (6.1.6) с учетом указанных выше допущений. Поэтому аналитический расчет времени пуска дает значительную погрешность.

Когда аналитические выражения $M_{изб}(s)$ не могут быть получены в достаточно простом виде, или требуется повышенная точность расчетов, время пуска агрегата определяется графоаналитическим методом при изменении скольжения от 1 до $s_{ном}$

$$t_{п} = T_j \sum_{i=1}^m \frac{\Delta s}{M_{вр} s_i - M_c s_i} \quad (6.1.10)$$

Суть графоаналитического метода изложена в литературе [12, 17, 18].

Для механизмов с.н., имеющих момент сопротивления, не зависящий от угловой скорости ($M_c = \text{const}$), возможно аналитическое решение уравнения движения для определения времени пуска двигателя [18].

Принято считать [18], что достаточная точность практических расчетов достигается, если исходить из условия полного разворота агрегата при скольжении $s_{п} = s_y + 0.01$,

где s_y – установившееся скольжение, при котором избыточный момент $M_{изб}$ на валу двигателя равен нулю, определяется по (6.1.13).

Тогда время пуска двигателя из состояния покоя до достижения угловой скорости, соответствующей $s_{п}$, может быть определено как

$$t_{п} = \frac{T_j}{M_c} \left[\frac{b_c}{\sqrt{b_c^2 - 1}} \cdot s_{\phi} \ln \frac{s_{\phi} - s_y - 0,01}{s_{\phi} - 1} + s_y \ln \frac{100}{1 - s_y} - \Delta s \right], \quad (6.1.11)$$

где

$$s_{\phi} = s_{кр} b_c + \sqrt{b_c^2 - 1} ; \quad (6.1.12)$$

$$s_y = \frac{s_{кр}}{b_c + \sqrt{b_c^2 - 1}}; \quad b_c = \frac{b_H}{M_c}; \quad (6.1.13)$$

$$\Delta s = s_1 - s_{п} = 1 - s_y - 0,01 = 0,99 - s_y. \quad (6.1.14)$$

При определении времени пуска двигателя требуется знать значение $s_{кр}$. Его можно вычислить, воспользовавшись выражениями (6.1.5), если принять, что в момент пуска из неподвижного состояния $s = 1$, а $M_{вр*} = M_{п*}$ (каталожная величина), тогда получим

$$s_{кр} = \frac{-b_H \pm \sqrt{b_H^2 + M_{п*} \cdot 2b_H - 3M_{п*}}}{2b_H - 3M_{п*}}. \quad (6.1.15)$$

Приближенное значение $s_{кр}$ может быть получено из упрощенной формулы Клосса (6.1.6)

$$s_{кр} \approx \frac{M_{п*}}{2b_H}.$$

Значение $s_{кр}$, полученное по формуле (6.1.7) при использовании аналитического метода определения времени пуска двигателя, даёт очень большую погрешность вычислений, а в ряде случаев, особенно при рассмотрении высоковольтных мощных электродвигателей, вообще не позволяет выполнить указанный расчёт из-за возникновения неопределенности в выражении (6.1.12) так как разность $(s_{ф} - 1)$ может оказаться отрицательной.

Время выбега до полной остановки одиночного двигателя, имеющего $M_c = \text{const}$ при его отключении от сети, может быть определено как

$$t_{ост} = \frac{T_j}{M_c} (1 - s_y). \quad (6.1.16)$$

Если $M_c \neq \text{const}$, то время выбега аналитически определить невозможно, для этого также может быть применен графоаналитический метод или как указано выше промышленная программа МУСТАНГ.

При этом исходят из того, что при отключении двигателя от сети у него на валу имеется только тормозной момент

$$M_{\text{торм}} s = M_{\text{с.нач}} - M_{\text{с}} s . \quad (6.1.17)$$

На рисунке 6.1 приведены расчетные характеристики механизма и двигателя $M_{\text{вр}^*}(s^*)$, $M_{\text{с}^*}(s^*)$, $M_{\text{изб}^*}(s^*)$ и $M_{\text{торм}^*}(s^*)$, построенные соответственно по формулам (6.1.5), (6.1.3), (6.1.1) и (6.1.17).

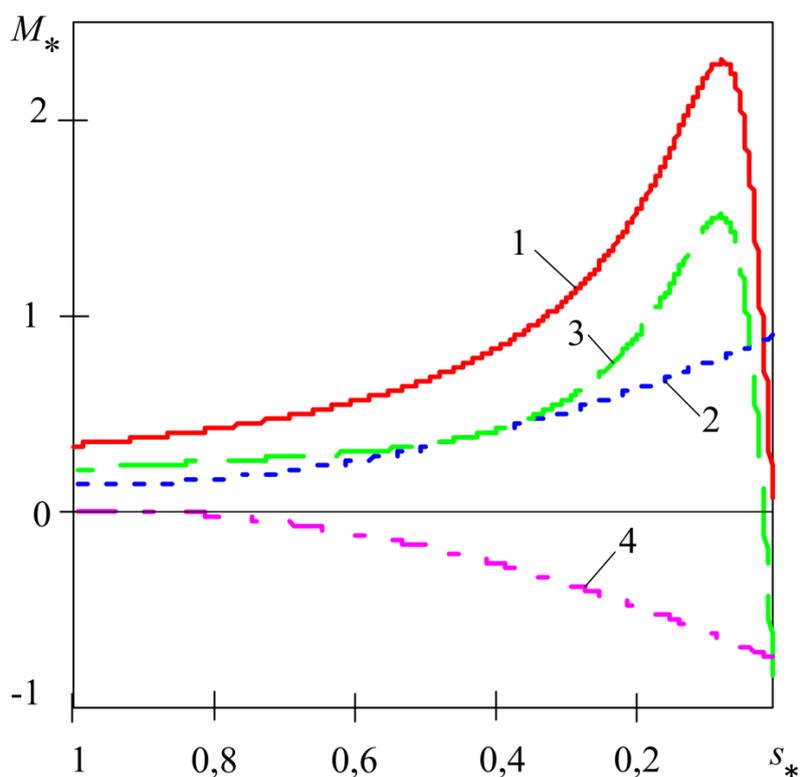


Рис. 6.1. Расчётные характеристики механизма и двигателя:
 1 – $M_{\text{вр}^*}(s^*)$; 2 – $M_{\text{с}^*}(s^*)$; 3 – $M_{\text{изб}^*}(s^*)$; 4 – $M_{\text{торм}^*}(s^*)$

В настоящее время, время пуска и выбега агрегатов с.н. можно определить с помощью ЭВМ, например, используя промышленную программу “МУСТАНГ”.

Время пуска отдельных агрегатов в Мустанге можно выполнить следующим образом:

работающий асинхронный двигатель (АД) отключается до полной остановки ($S_{\text{РАД}} = 100\%$), а затем вновь включается и АД разгоня-

ется до рабочего режима – этому режиму соответствует автоматика в таблице 6. 1.

В таблице 6.1 рассматривается пример для асинхронного двигателя с $P_{ном} = 4$ МВт, $N_{ДХ} = 1$ питательного насоса (узел 10), подключенного к шинам с.н. (узел 5) см. рис. 6.2.

Таблица 6.1

Моделирование автоматики для определения времени пуска

Пояснение	N	Логика	Фактор	Ni	Nj	Nп	Уставка	T1	Kв	
			T2	Действие	Ni	Nj	Nп	Парам1	Парам2	Парам3
				Время				0.500		
				Отключить связь	5	10				
			5.000	Включить связь	5	10				

6.2. Выбор электродвигателей собственных нужд энергоблока

Состав механизмов собственных нужд (с.н.) определяется тепловой схемой электростанции, видом топлива и мощностью энергоблоков. В приложении П1 настоящего пособия представлены данные по составу механизмов с.н. для энергоблоков мощностью от 50 МВт до 1200 МВт. Для указанной мощности энергоблока определяется и уточняется состав механизмов с.н., затем по [1,5,7] производится выбор типа и мощности электродвигателей с.н. рабочих секций 6,3 кВ ВА1 и ВВ1 (см. рис. 6.2).

Как известно, преимущественное распространение для привода механизмов с.н. получили асинхронные электродвигатели. Для привода большой группы горизонтальных насосов - питательных, бустерных, сетевых, конденсатных используются асинхронные короткозамкнутые двигатели серии АД2. В настоящее время производство этих двигателей прекращено и заменено новой серией АД4.

Для привода дымососов, дутьевых вентиляторов, молотковых дробилок, молотковых мельниц и мельниц-вентиляторов применяются закрытые обдуваемые асинхронные двигатели различных типов: ДА30; ДА302; ДА304; АД0; АО2; DKR. Двигатели АО2 используются для привода тягодутьевых механизмов энергоблоков 300-800 МВт. Для новых тягодутьевых механизмов блока 800 МВт, а именно для привода молотковых мельниц разработана серия двигателей АД0. Двигатели типа DKR предназначены для привода мельниц-вентиляторов.

Большую группу механизмов с.н. составляют вертикальные насосы к ним , главным образом, относятся конденсатные и циркуляционные насосы. Для привода таких насосов используются двигатели ДВДА2; ВА32;АВКА; АВСМ; АО4; 4АОВ; АВ; ВАН; ВА3.

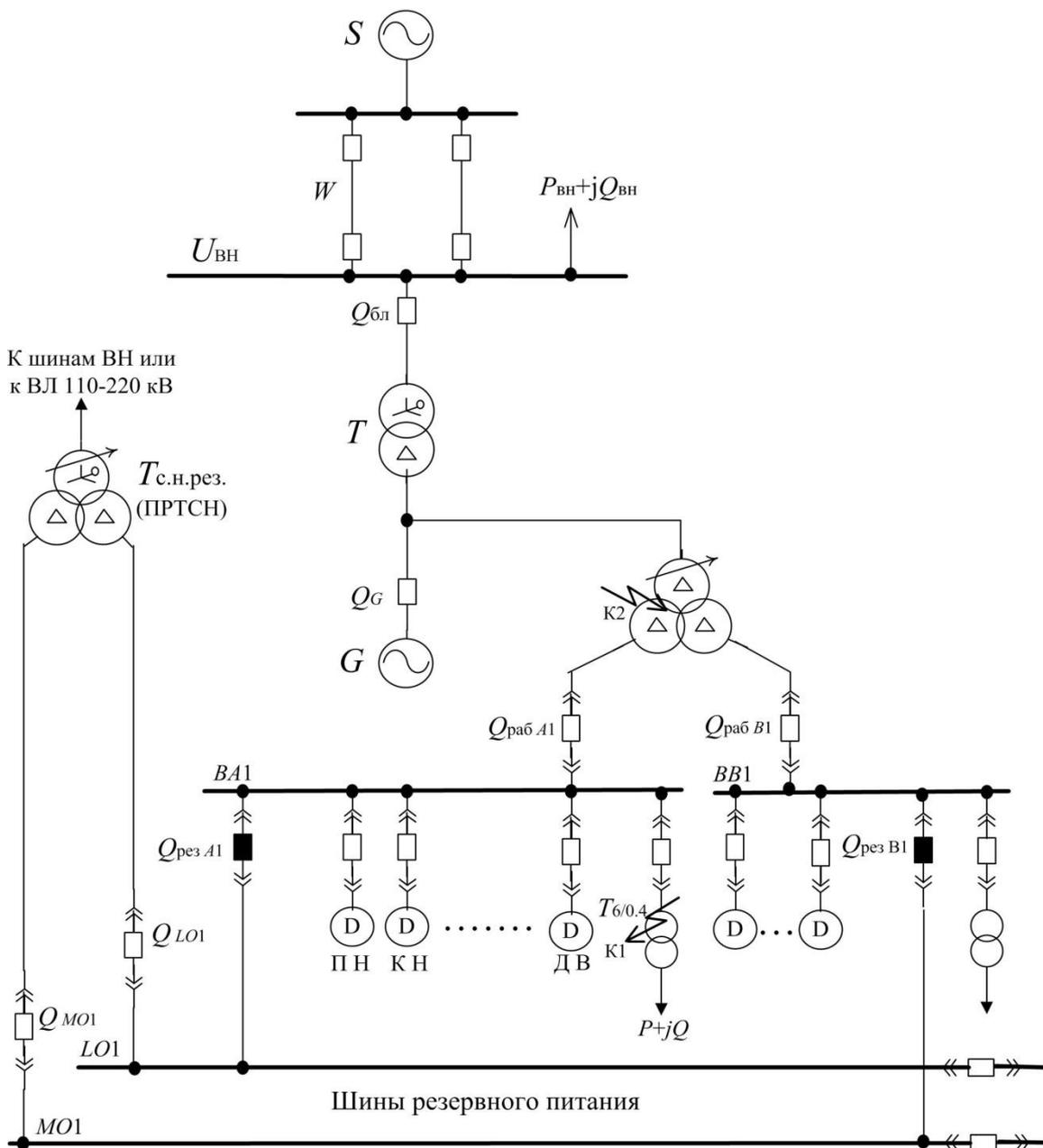


Рис. 6.2. Схема питания секции 6,3 кВ с.н. энергоблока

Для привода конденсатных насосов наиболее крупных энергоблоков применяют двигатели АВ и АВК. Для привода конденсатных насосов небольшой мощности используются двигатели серии АО4.

Описание вышеуказанных электродвигателей и их технические характеристики приведены в [1]. Данные по электрическим машинам также имеются в [5,17].

Номинальная мощность электродвигателя должна быть достаточной для привода механизма, работающего с полной производительностью:

$$P_{д.ном} \geq P_{расч.уд} ,$$

где $P_{расч.уд}$ – расчетная мощность электродвигателя единичного механизма с.н. (см. табл. П1).

Номинальная скорость вращения электродвигателя $n_{ном. д}$ должна быть согласована со скоростью вращения механизма n_0 ($n_{ном. д} = n_0$).

Результаты выбора электродвигателей и их параметров необходимо оформить в виде таблицы 6.2.

Таблица 6.2

Выбор электродвигателей с.н. энергоблока

№ п/п агрегата	Обозначение агрегата	№ узла на схеме	Тип двигателя	$P_{ном}$	$\cos \varphi$	$Q_{ном}$	$n_{ном}$	$S_{ном}$	$M_{пуск}$	$M_{макс}$	$I_{пуск}$	$J = J_{рот} + J_{мех}$	T_j
				[кВт]		[кВАр]	[об/мин]	[%]	[о.е.]	[о.е.]	[о.е.]	[кг м ²]	[с]
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1													

Асинхронные двигатели характеризуются следующими каталожным и расчетными параметрами:

$P_{ном.}$ - номинальная активная мощность двигателя, [кВт];

$\cos \varphi$ - номинальный коэффициент мощности;

$Q_{ном}$ - номинальная реактивная мощность двигателя, [кВАр];

$M_{макс}$ - максимальный момент в долях номинального, [о.е.];

$M_{пуск}$ - пусковой момент в долях номинального, [о.е.];

$I_{пуск}$ - пусковой ток в долях номинального, [о.е.];

$J = J_{рот} + J_{мех}$ - момент инерции агрегата , [кг м²];

$n_{ном}$ - номинальная скорость вращения, [об/мин];

$n_{\text{синх}}$ - синхронная скорость вращения, [об/мин];
 $S_{\text{ном}}$ - номинальное скольжение двигателя, [%] определяется по выражению:

$$S_{\text{ном}} = \frac{n_{\text{синх}} - n_{\text{ном}}}{n_{\text{синх}}} \cdot 100\% \quad (6.2.1)$$

T_j – механическая постоянная инерции асинхронного двигателя вместе с приводным механизмом, [с] определяется из уравнения равновесия моментов [2]:

$$T_j = \frac{J \cdot n_{\text{синх}} \cdot n_{\text{ном}}}{9,1 \cdot 10^4 \cdot P_{\text{ном}}} \quad (6.2.2)$$

В формулу (6.2.2) подставляются величины в указанных выше единицах измерения.

6.3. Исследование установившегося режима схемы собственных нужд 6 кв энергоблока

Для данной электрической схемы (рис. 6.2) составляется схема замещения и нумеруются узлы (см. рис. 6.3) . По данной мощности энергоблока, исходным данным, приведенным в таблице 2.1 и полученным результатам в таблице 6.2 “Выбор электродвигателей с.н. энергоблока” рассчитать все необходимые параметры для загрузки промышленной программы “МУСТАНГ”.

Для выбора линий связи с энергосистемой можно ориентировочно пользоваться таблицей 6.3

Таблица 6.3

Выбор линий связи с энергосистемой

$P_{\text{ген.}}$ МВт	50-60	100-125	160-165	200-220	300-320	500	800	1200
$U_{\text{вн.}}$, кВ	110	110	220	220	330	330-500	500	500
L_w , км	50	100	150	200	200	250;400	500	800
Марка провода	АС-70	АС-95	АС-240	АС-300	2хАСО-240	3хАСО-150; 3хАСО-400	3хАСО-500	3хАСО-600

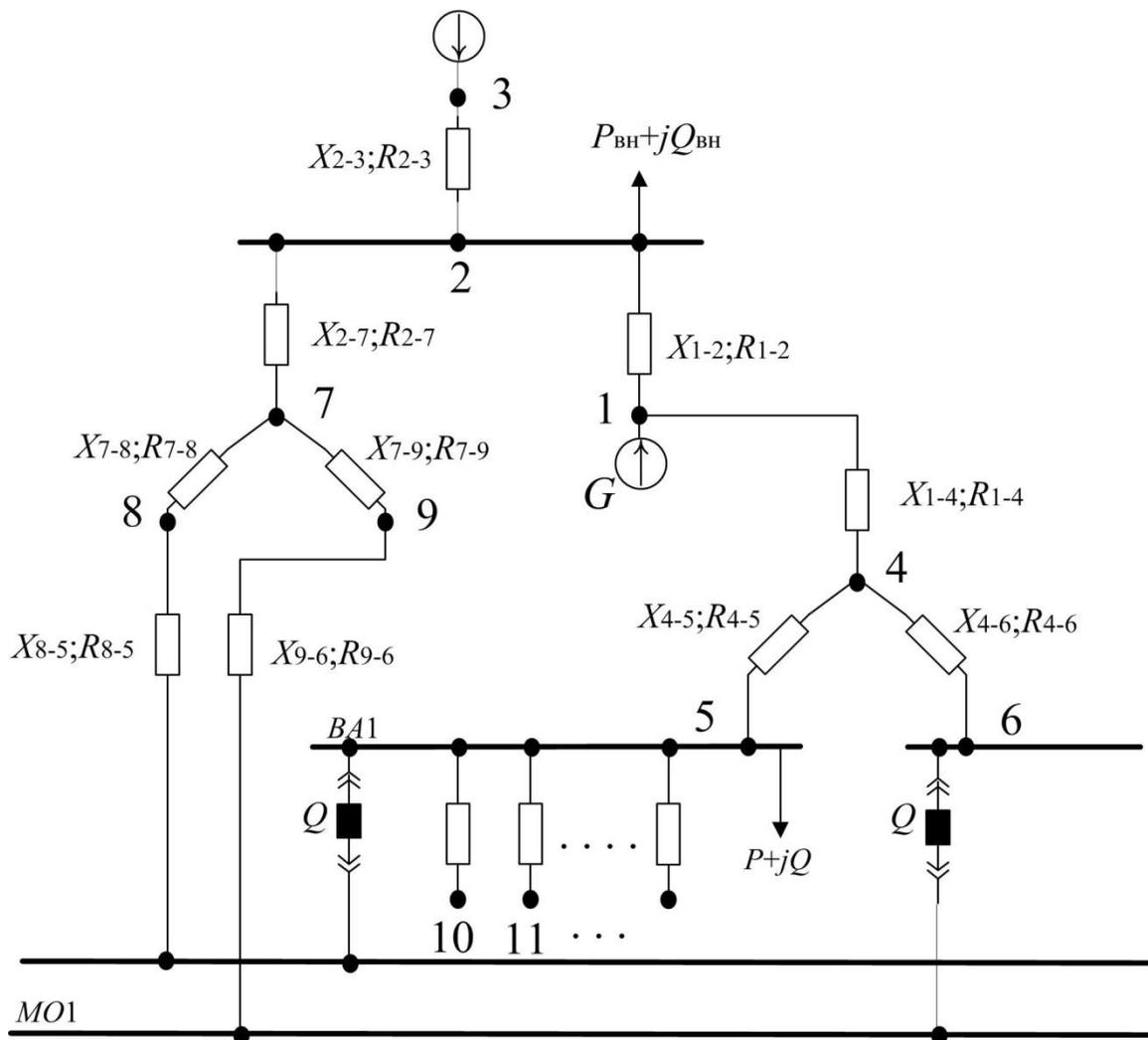


Рис. 6.3. Схема замещения электрической схемы питания секции 6,3 кВ собственных нужд энергоблока

Связь между узлами в “МУСТАНГе” обозначается $i - j$ связью. Каждая $i - j$ связь характеризуется активным (R_{i-j}) и индуктивным (X_{i-j}) сопротивлениями в Омах. Для отключения связи используются клавиши *Ctrl D*. Индуктивное сопротивление связей между рабочими секциями 6,3 кВ и двигателями с.н. можно принять равными 0,1-0,01 Ом (X_{5-10} ; X_{5-11} ;...), а $R = 0$.

Если между узлами имеется трансформатор (в связи $i - j$ может быть только один трансформатор у узла i), то вводится коэффициент трансформации $K_T = U_i / U_j$. Например, для рабочего трансформатора с.н. в узле 4 примем напряжение равное генераторному $U_4 = U_1$, то для связи 1-4 трансформация отсутствует (см. рис. 6.4), так как $K_T = 1$, а для ветви 4-5 и 4-6

$$K_{TA} = \frac{U_{4(i)}}{U_{5(j)}} = \frac{U_{4(i)}}{U_{6(j)}}$$

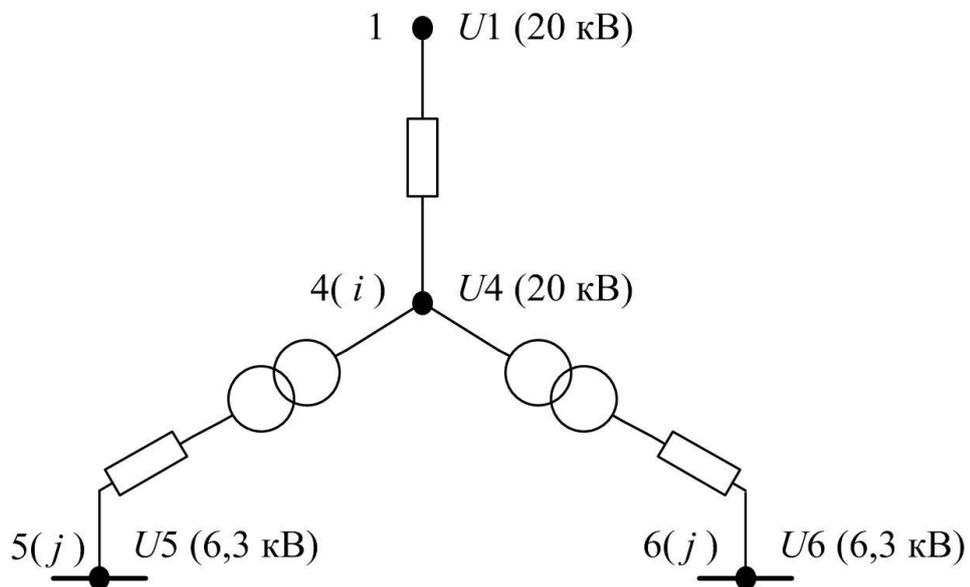


Рис. 6.4. Схема замещения рабочего трансформатора с.н.

6.4. Исследование самозапуска электродвигателей собственных нужд

В процессе эксплуатации на шинах с.н. возможны кратковременные понижения или даже полное исчезновение напряжения на время перерыва питания, что не должно приводить к расстройству технологического процесса электростанции [19]. Для этого необходимо, чтобы электродвигатели ответственных механизмов, затормозившиеся при нарушении нормального питания, вновь развернулись до нормальной частоты вращения, т.е., чтобы состоялся самозапуск электродвигателей с.н. Длительность процесса самозапуска определяется тремя основными факторами:

- 1) временем перерыва питания ($t_{п.п}$), т.е. нормального электропитания;
- 2) параметрами элементов цепи питания;
- 3) составом и характеристиками группы самозапускающихся электродвигателей.

В схемах без генераторного выключателя (Q_{Γ}) с пускорезервными трансформаторами (ПРТСН) мощность последних должна обеспечить замену рабочего $T_{\text{с.н. раб}}$ одного блока и одновременный пуск или аварийный останов второго блока. Соответственно требуется обеспечить самозапуск электродвигателей наиболее загруженной секции работающего блока от ПРТСН, имеющего предварительную нагрузку, равную нагрузке с.н. пускаемого блока (составляет примерно 50% максимальной нагрузки с.н. работающего блока).

В схеме с генераторным выключателем (Q_{Γ}), где пуски - остановки блоков выполняются с помощью рабочих трансформаторов собственных нужд ($T_{\text{с.н. раб}}$), рассчитывают самозапуск электродвигателей наиболее загруженной секции работающего блока, причем принимают параметры той цепи питания (рабочего или резервного), сопротивление которой больше.

Время перерыва питания ($t_{\text{п.п}}$) определяется временем срабатывания защиты (t_3), времени отключения повреждения выключателем ($t_{\text{в.откл.}}$) и при переходе на резервное питание ($t_{\text{АВР}}$). Например, при КЗ в сети с.н. (в схеме рисунок 2.1. КЗ на выводах одного из двигателей или на отходящем элементе - узлы 10,11,12....) срабатывает релейная защита - токовая отсечка и отключает выключатель поврежденного элемента.

При этом перерыв питания составит:

$$t_{\text{п.п}} = t_3 + t_{\text{в.откл.}} = 0,1 + 0,12 = 0,22 \text{ с.}$$

Время перерыва питания (электрообеспечения с.н.), как правило, не должно превышать:

0,7 с при отключении цепи рабочего питания действием основной защиты;

1,5 с при отключении цепи рабочего питания действием резервной защиты;

2,0 с при отключении рабочего $T_{\text{с.н. раб}}$ (с расщепленными обмотками НН) действием РЗ на стороне ВН.

При этом время перерыва питания будет определяться

$$t_{\text{п.п}} = t_3 + t_{\text{в.откл.}} + t_{\text{АВР}},$$

где $t_3 = 0,1$ с - время действия основной защиты;

$t_3 = 1 - 1,5$ с - время действия резервной защиты;

$t_{\text{в.откл.}} = 0,12$ с - время отключения выключателя;

$t_{\text{АВР}} = 0,4 - 0,6$ с - время включения резервного питания (АВР).

Электромеханический переходный процесс, вызванный кратковременным снижением или исчезновением напряжения на шинах питания электродвигателей, имеет две характерные стадии: группового выбега и группового разворота (самозапуска) электродвигателей. Для моделирования этих процессов в промышленной программе “МУ-СТАНГ” необходимо в меню **Дин.-данные** выполнить директивы для моделирования автоматики следующих элементов:

- 1) Генераторы, РС, РВ, возбудители; 2) Характеристики ДХН;
- 3) Узлы с ДХН; 4) Конт. параметры.

Сначала моделируется генератор по упрощенным уравнениям Парка-Горева. Для этого используется следующий набор параметров генератора в о.е.: N_G ; $U_{ном}$; $P_{ном}$; $\cos \varphi$; T_j ; X'_d ; X_d ; X''_d ; X_q ; T_{d0} .

Турбогенераторы выполняются неявнополюсными синхронными машинами, у которых $X_d = X_q$. В “МУСТАНГе” необходимо задавать X_q немного меньше X_d .

Значения механической постоянной инерции (T_j) для некоторых агрегатов (турбина-генератор) приведены в табл.6.4.

Таблица 6.4

Значения механической постоянной инерции для некоторых агрегатов (турбина-генератор)

Тип турбогенератора	GD^2 генератора [т м ²]	P [МВт]	n , [об/мин];	T_j [с]
1	2	3	4	5
Т-2-25-2	4,94	25	3000	8,5
Т-2-50-2	13,5	50	3000	11,2
ТВФ-60-2	8,85	60	3000	7,25
Т-2-100-2	23	100	3000	10
ТВФ-100-2	13	100	3000	7,8
ТВ2-150-2	30	150	3000	9,6
ТВВ-165-2	17,5	165	3000	6,85
ТВВ-200-2	22,4	200	3000	7,05
ТГВ-200	25	200	3000	7,4
ТГВ-300	31,1	300	3000	6,5

Продолжение таблицы 6.4

1	2	3	4	5
ТВВ-320-2	30	300	3000	6,4
ТГВ-500	36	500	3000	5,9
ТВВ-500-2	30	500	3000	6,1
ТВМ-500	36,45	500	3000	7,2
ТВВ-800-2	61	800	3000	5,3

В паспортных данных генератора [3.6] задается маховый момент GD^2 [$\text{т} \cdot \text{м}^2$], через который определяется T_j только для генератора (без учета первичного двигателя – турбины) по следующей формуле

$$T_j = k \frac{GD^2 \cdot n_{\text{НОМ}}^2}{P_{\text{НОМ}}} \text{ с} ,$$

где $n_{\text{НОМ}}$ - частота вращения [об/мин] ;

$P_{\text{НОМ}}$ - номинальная мощность [МВт] ;

$$k = 2.74 \times 10^{-6}.$$

Значения механической постоянной инерции (T_j) для мощных агрегатов (турбина-генератор) от 100 МВт до 1200 МВт приведены в [3].

Для регуляторов скорости (РС) турбины задаются следующие величины:

статизм РС турбины в % ; зона нечувствительности РС в % ;

$T_{\text{откр}}$ – постоянная времени РС на открытие в с;

$T_{\text{закр}}$ – постоянная времени РС на закрытие в с;

$P_{\text{тmin}}, P_{\text{тmax}}$ – пределы регулирования мощности турбины в % ;

$D_{\text{по}}$ – доля паровых объемов в суммарной мощности турбины в о.е.;

$T_{\text{по}}$ – постоянная времени паровых объемов в с.

Рекомендуемые значения указанных величин для паровых турбин приведены в табл. 6.5.

Таблица 6.5

Данные для регуляторов скорости паровых турбин

Mustang - [Все о синхронных машинах]									
Файлы УР Дин.-данные Дин.-результаты Утяжеление Прочие функции Установки									
Ω О.Е. Добавить / Изменить Шрифт Согласовать с УР									
Генераторы РС РВ Возбудители СД Форсировка									
N	Статизм	Зона	Тоткр	Тзакр	Ртmin	Ртmax	Дпо	Тпо	
1	5.00	0.50	1.500	0.500		100.00	0.70	1.500	
2	5.00	0.50	1.500	0.500		100.00	0.70	1.500	

Параметры регуляторов возбуждения (РВ) и возбудителей зависят от типа системы возбуждения и приведены в таблице 6.6.

Таблица 6.6

Таблица параметров РВ и систем возбуждения (СВ).

Наименование	Обозначение	Тип системы возбуждения					
		1	2	3	4	5	6
Кэфф. регул.	Ku	50	50	50	7	7	10
Кэфф. регул.	K'u	5 *	5 *	5 *	-	-	-
Кэфф. регул.	K'If	5 *	5 *	5 *	-	-	-
Кэфф. регул.	Kf	2 *	2 *	2 *	-	-	-
Кэфф. регул.	K'f	5 *	5 *	5 *	-	-	-
Кэфф. регул.	KIf	-	-	-	1.2	1.2	-
Кэфф. регул.	KI	-	-	-	-	-	0.7
Пост. времени							
в канале f (РВ)	Tf	0.9	0.9	0.9	-	-	-
Ограничения в регул. возб.	Uрв(max)	6	6	6	2	2	2
	Uрв(min)	-6	-6	-6	0	0	0
Пост. времени	Трв	0.04	0.04	0.04	0.1 *	0.1	2 *
АРВ и СВ	Тв	0.04	0.04	0.1	0.3	0.3	0.3
Парам. ГОС	Ктв	-	-	-	-	10	-
(СВ типа 5)	Uркр	-	-	-	-	0.5 *	-
Ограничения по Uf	Eqe(max)	2	2.5	2	2	2	2
	Eqe(min)	[-0.8*Eqe(max)]					
Ограничения по If	Eq(max)	2	2	2	-	-	-
	Eq(min)	0.6	0.6	0.6	-	-	-
Кэффициент							
aUr/df	A	-	-	-	1	1	1

В табл. 6.6. под номерами обозначены следующие системы возбуждения:

1 – независимое тиристорное возбуждение или тиристорная система возбуждения с серийными трансформаторами, или бесщеточная

система возбуждения с вращающимися тиристорами; АРВ сильного действия (АРВСД);

2 – тиристорное самовозбуждение без сериесных трансформаторов, АРВСД;

3 – бесщеточная система возбуждения с вращающимися диодами, АРВСД;

4 – высокочастотная система возбуждения без блока сильной стабилизации (БСС), АРВ типа корректора напряжения;

5 – то же, но с БСС;

6 – электромашинное возбуждение с возбудителем постоянного тока; компаундирование и корректор напряжения; релейная форсировка.

Для моделирования асинхронных двигателей выполняются следующие операции: в главном меню **Дин.-данные** выбирается строка – характеристики **СХН / ДХН**. Затем выбираем характеристики нагрузки ДХН. На экране появляется таблица, в которую необходимо ввести информацию об асинхронных двигателях в соответствии с выбранными двигателями в таблице 6.2. и табл. П1.

В таблице ДХН в столбце вид модели необходимо указать 1. Дополнительный момент сопротивления, возникающий при трогании асинхронного двигателя можно принять для всех двигателей, согласно рекомендациям:

$M_{\text{трөг.}}=0,1$; $K_M = 4$ - показатель степени в зависимости реактивной мощности от напряжения; $D_{\text{ас}}$ - доля активной мощности, потребляемой асинхронными двигателями в суммарной активной нагрузке узла в нормальном режиме. Для собственных нужд электростанций эта величина близка к единице, поэтому $D_{\text{ас}}$ можно принять равной 0,95 - 0,97; $S_r = 70\%$ - скольжение в кусочно - линейной аппроксимации $X_k(S)$, начиная с которого вводится учет вытеснения тока в роторе; $U_{\text{дв}}/U_{\text{ном}}$ - номинальное напряжение на шинах двигателей (в среднем по нагрузке узла) в долях номинального, значение этих напряжений берется из расчета стационарного режима. После заполнения таблицы ДХН необходимо ввести информацию о размещении двигателей по узлам нагрузки в соответствии с рис. 6.3 и табл. 6.2. Для этого в главном меню **Дин.-данные** выбирается строка – Узлы с СХН/ДХН и на экране появляются две таблицы. В таблицу справа вносятся в столбец с N номера узлов, а в столбец N_{дхн} порядковый номер типа двигателя.

Заполнив любую таблицу, необходимо сохранить внесенные данные и записать имя файла. В главном меню открываем Файлы : сохранить УР, сохранить генераторы и т.д.

Для выполнения динамики (самозапуска двигателей с.н.) необходимо выполнить описание автоматики. Каждая автоматика описывается двумя группами информации. Первая группа информации содержит номер данной автоматики, исходное состояние, набор факторов запуска, блокировки и контроля предшествующего режима (КПР), а также признаки логической связи между факторами. Вторая группа информации содержит набор действий данной автоматики. Порядок следования этих двух групп информации строго определен: первой д.б. группа, содержащая набор факторов запуска, блокировок и КПР автоматики, второй - содержащая набор действий данной автоматики. Например, необходимо описать следующую автоматику: во время 0,1 с произошло КЗ в 15 узле схемы, срабатывает РЗ и через 0,14 с поврежденный элемент отключается выключателем. В МУСТАНГе описание данной автоматики выглядит следующим образом: в $t = 0,1$ с переходного процесса включить в узел N 15 шунт $R_{ш}=0$, $X_{ш}= 10$ Ом через 0,14 с после включения шунта отключить связь 15 - 40 и шунт КЗ, т.е. в данной программе КЗ имитируется включением шунта, а отключение поврежденного элемента - отключением связи.

При исследовании самозапуска электродвигателей с.н. логика автоматики следующая: в $t = 1$ с включить в узел i (на рис. 6.3, узел 4) шунт $R_{ш}=0$; $X_{ш}=0,01$ Ом, через 1,5 с после включения шунта отключить шунт КЗ ($X_{ш} = - 0,01$ Ом) , отключить связь ($i - j$) (на рис. 2.1 связь 4-5), через 2 с включить связь $i - j$ (на рис. 6.3 связь 5-8).

Нажатием клавиши *Insert* в автоматике дается набор факторов и действий.

Автоматика моделирующая самозапуск электродвигателей с.н. представлена в таблице 5.7.

Таблица 5.7

Автоматика моделирования самозапуска электродвигателей с.н.

Mustang - [Автоматика]											
Файлы УР Дин.-данные Дин.-результаты Утяжеление Прочие функции Установки Окна ?											
Стандартные АЛАР Программируемые											
Пояснение	N	Логика	Фактор	Ni	Nj	Nп	Уставка	T1	Кв		
		T2	Действие	Ni	Nj	Nп	Парам1	Парам2	Парам3		
			Время				1.000				
			Шунт	4				0.010			
		1.500	Шунт	4				-0.010			
		1.500	Отключить связь	4	5						
		2.000	Включить связь	5	8						

Перед расчетом (переходного процесса) необходимо выбрать контролируемые параметры элементов, которые будут рассчитаны за время переходного процесса и которые Вы хотите отображать на экране в виде графиков или таблиц. Выбор контролируемых параметров производится в следующем порядке: в главном меню **Дин.-данные** строка **Кон.параметры**, на экране появляется окно с таблицами; в таблице слева указываются параметры элементов, которые могут относиться или к генераторам, или к узлам, или к ветвям, и номера всех узлов схемы; 1) сначала в левой таблице отмечается мышкой к какому виду относится Ваш элемент, например, **Узлы**; 2) справа в нижнем окне мышкой отмечается необходимая (ый) Вам величина (параметр), например, **S_{р.ад}** – скольжение асинхронного двигателя, и в левой таблице отмечается номер узла схемы, где включен данный двигатель; 3) затем нажатием на **>** заполняется верхне правое окно с контролируемыми параметрами (см.табл.5.8). После ее заполнения выполняются команды ОК и производится запись **Сохранить контролируемые параметры** в свой файл.

Таблица 5.8

Контролируемые параметры

Узлы | Ветви | Генераторы | ВПТ

Название	N	Код	Устарт	Урасч	dU
Л3точ кз	49	11	220.00	233.52	26.6
Л4точ кз	51	11	220.00	230.85	25.4
Л1точ кз	52	11	220.00	226.16	22.5
Л2точ кз	53	11	220.00	221.85	9.7
Пс-1-Н4	54	11	11.00	9.80	9.8
Пс-1-Н31	55	11	11.00	9.80	9.8
Пс-2-Н2	56	11	11.00	10.58	19.9
Пс-2-Н11	57	11	11.00	10.58	19.9
Пс-3-Н6	58	11	11.00	10.54	20.9
Пс-3-Н51	59	11	11.00	10.54	20.9
Пит. насос	60	11	6.00	6.04	27.1
Цирк. насос	61	11	6.00	6.04	27.1
Конд. насос	62	11	6.00	6.04	27.1
Вент. гор.ду	63	11	6.00	6.04	27.1
Дутьев. вент	64	11	6.00	6.04	27.1
Мельн. вент	65	11	6.00	6.04	27.1
Дымосос	66	11	6.00	6.04	27.1
Багер. насос	67	11	6.00	6.04	27.1
Мельница	68	11	6.00	6.04	27.1
Мельница	69	11	6.00	6.04	27.1
Дробилка	70	11	6.00	6.04	27.1

Контролируемые параметры

Параметр	Ni	Nj	Np	Zk1	Zk
Sр ад	60				
Sр ад	61				
Sр ад	62				
Sр ад	63				
Sр ад	64				
Sр ад	65				
Sр ад	66				
Sр ад	67				
Sр ад	68				
Sр ад	69				
Sр ад	70				

Угол U
Отн угол U
Разн углов U
U
U/Уном
Частота
Sр ад
S дв
Su

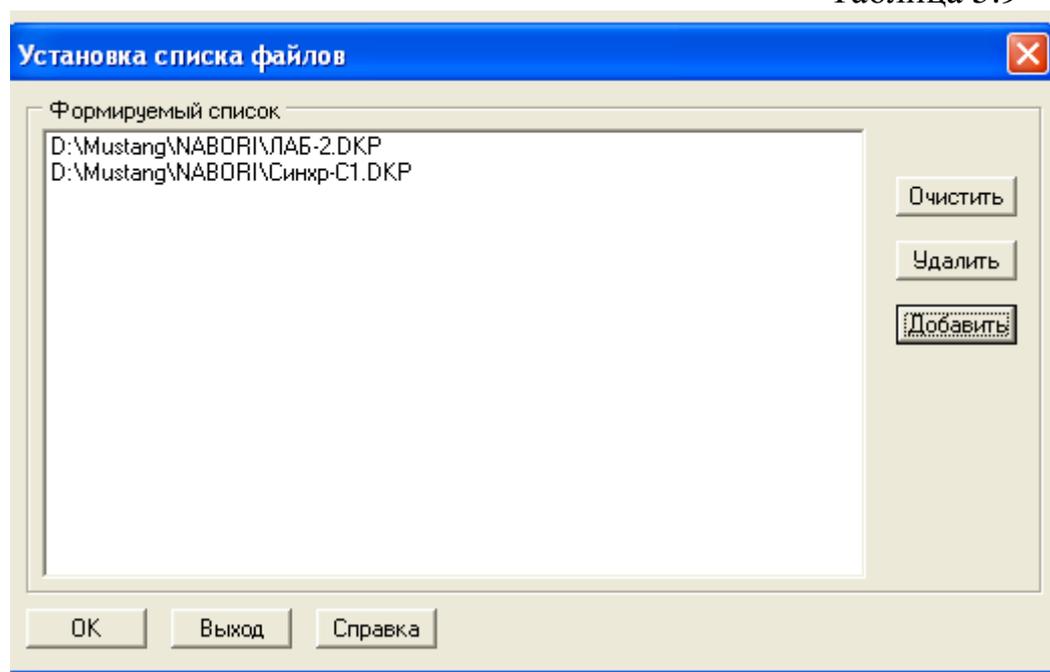
ОК Справка Выход

6.4.1. Расчет переходного процесса

Перед расчетом Динамики (переходного процесса) необходимо рассчитать установившийся режим (УР), все исходные данные для расчета Динамики сохранить в свои файлы. Время расчета переходного процесса устанавливается в главном меню **Дин.-данные** строка Управляющая. Затем производится расчет в главном меню **Дин.-результаты**. После этого на экране появляется окно – Установка списка файлов (см. табл. 5.9).

В открывшемся окне необходимо **Добавить** файл с контролируемыми параметрами, затем нажимается клавиша **ОК** и запускается расчет переходного процесса. По истечении времени расчета появляется окно с **результатами** переходного процесса. Курсором мышки нажимаем на **Контролируемые параметры** и появляется таблица с рассчитанными параметрами.

Таблица 5.9



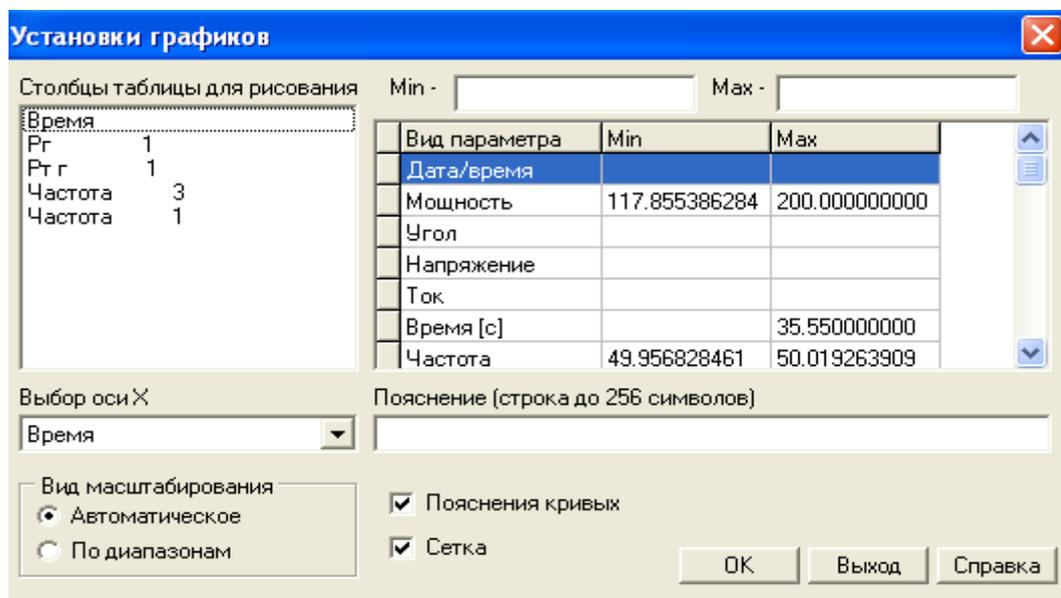
Для вывода графиков на экран необходимо нажать правую клавишу мышки появится меню, в котором выбирается **Графики** и появляется окно **Установки графиков** (см. табл. 5.10). После Установки графиков нажимаем **ОК** и на экране появляются выбранные графики.

В левом верхнем окне можно отметить те величины, которые Вы хотите посмотреть на графике.

В правом окне отмечается та величина, которую Вы хотите смотреть по диапазонам. Диапазон величины (Min и Max) указывается в

верхних окошечках. Не забудьте при этом указать вид масштабирования – По диапазонам внизу в левом углу таблицы.

Таблица 5.10



По оси X в данном случае откладывается время. Например, если строится зависимость $M(s)$, то в выборе оси X необходимо указать скольжение.

6.4.2. Проверка на нагрев двигателя

Допустимое время пуска двигателя по условиям нагрева определяется для двух случаев – пуск из холодного и горячего состояний:

$$t_{п.доп} = \frac{\Delta\theta_{доп} \cdot 150}{j_{ном}^2 I_{п}^2 - 1}, \quad (6.4.1)$$

где $\Delta\theta_{доп}$ – допустимое превышение температуры двигателя;

$j_{ном} = 5 \text{ А / мм}^2$ – номинальная плотность тока в обмотках;

$I_{п}$ – пусковой ток двигателя, каталожная величина, о.е.

При пуске двигателя из горячего и холодного состояний допустимые превышение температуры двигателя определяются как

$$\Delta\theta_{доп.г} = \theta_{доп} - \theta_{раб};$$

$$\Delta\theta_{\text{доп.х}} = \theta_{\text{доп}} - \theta_{\text{окр.ср.}},$$

где $\theta_{\text{раб}} = 85^\circ\text{C}$ – температура обмоток с изоляцией класса B в рабочем режиме;

$\theta_{\text{доп}} = 165^\circ\text{C}$ – допустимая температура обмоток с изоляцией класса B [Васильев];

$\theta_{\text{окр.ср.}} = 35^\circ\text{C}$ – температура окружающей среды.

Проверка на нагрев производится соблюдением условий $t_{\text{п}} < t_{\text{п.доп.х}}$ и $t_{\text{п}} < t_{\text{п.доп.г}}$.

Так как ПТЭ допускают двукратный пуск из холодного состояния, то сначала следует определить температуру нагрева двигателя в результате первого пуска

$$\theta_{1\text{п}} = \frac{t_{\text{п}} \cdot j_{\text{н}}^2}{150} I_{\text{п}}^2 - 1 + \theta_{\text{окр.ср.}}, \quad (6.4.2)$$

а затем температуру нагрева двигателя в результате повторного пуска

$$\theta_{2\text{п}} = \frac{t_{\text{п}} \cdot j_{\text{н}}^2}{150} I_{\text{п}}^2 - 1 + \theta_{1\text{п}}, \quad (6.4.3)$$

При этом должно быть выполнено условие $\theta_{2\text{п}} \leq \theta_{\text{доп}}$.

Приведённые выше закономерности справедливы лишь при соблюдении условий

$$U_{\text{д}} = U_{\text{ном}}; f_{\text{д}} = f_{\text{ном}}. \quad (6.4.4)$$

где $U_{\text{д}}$ – действительное напряжение на шинах двигателя при его пуске;

$f_{\text{д}}$ – действительная частота сети при пуске двигателя.

Поэтому для определения основных параметров установившегося и пускового режимов двигателя при отличных от номинальных значениях напряжения и частоты питающей сети, в расчётах следует использовать не максимальное значение момента на валу двигателя, а действительное, которое определяется, как

$$b_{\text{д}} = b_{\text{н}} \frac{k_U^2}{k_f^4}, \quad (6.4.5)$$

где $b_{\text{н}}$ – кратность максимального момента;

$k_U = \frac{U_{\text{д}}}{U_{\text{ном}}}$ – коэффициент, учитывающий отличие действительного напряжения сети от номинального;

$k_f = \frac{f_{\text{д}}}{f_{\text{ном}}}$ – то же в отношении частоты питающей сети (в рамках данного курсовой работы k_f можно принять равным единице).

Действительное напряжение на выводах двигателя можно определить из расчета установившегося режима на базе промышленной программы «Мустанг».

Самозапуск электродвигателей с.н. моделируется на ЭВМ с использованием промышленной программы «Мустанг». Для обеспечения успешного самозапуска электродвигателей с.н. при подаче питания от резервного источника после перерыва в электроснабжении принципиально важным является распределение всех электроприемников с.н. между двумя секциями рабочего питания.

При этом рекомендуется исходить из соблюдения условия, чтобы на секциях *ВА1* и *ВВ1* значение $I_{\text{пi}} \cdot I_{\text{д.ном}}$ было примерно одинаковым, кроме того желательно соблюдение и второго условия $n_{\text{А1}} \approx n_{\text{В1}}$, где $n_{\text{А1}}$ и $n_{\text{В1}}$ – число электроприемников с.н. на секциях *ВА1* и *ВВ1* (см. рисунок П1).

Расчётная длительность перерыва питания с.н. согласно ПТЭ составляет 2.5 с. Время перерыва питания может быть уменьшено рациональным выбором уставок защит.

Максимальное время успешного самозапуска двигателей с.н. составляет [Голоднов]:

- для ТЭС среднего давления – 35 с;
- для ТЭС высокого давления – 25 с;
- для блочных ТЭС с агрегатами 150 МВт и более – 20с.

В случае неуспешного самозапуска следует указать какие двигатели подлежат исключению из участия в самозапуске. После их отключения (выполняется соответствующая автоматика в программе «Мустанг») вновь моделируется самозапуск электродвигателей наиболее ответственных механизмов с.н., и если успешный самозапуск произошёл, то можно поочередно подключать оставшиеся электродвигатели.

Приложение П1. Состав механизмов собственных нужд

ОБОЗНАЧЕНИЕ В ТАБЛ. П1

ПН	-	питательный насос,
ЦН	-	циркуляционный насос,
КН	-	конденсационный насос,
ВГД	-	вентилятор горячего дутья,
ДС	-	дымосос,
МВ	-	мельничный вентилятор,
ДВ	-	дутьевой вентилятор,
РВ	-	резервный возбудитель,
БН	-	бустерный (багерный) насос,
М	-	мельница молотковая или барабанная,
Д	-	дробилка,
КН1(2)	-	конденсационный насос первой (второй) ступени,
К	-	компрессор,
ЭВД	-	электровоздуходувка,
K_3	-	коэффициент загрузки,
P_{Σ}	-	суммарная мощность конкретных агрегатов собственных нужд,
$P_{\text{расч.уд.}}$	-	расчетная мощность электродвигателя единичного механизма с.н.,
n_o	-	скорость вращения,
$M_{\text{с.нач.}}$	-	начальный момент сопротивления,
J	-	момент инерции,
p	-	показатель степени, характеризующий тип механической характеристики механизма.

Таблица П1

Мощность блока	АГРЕГАТ			МЕХАНИЗМ					
	Обознач.	K_3	P_{Σ}	Кол-во	$P_{расч.уд.}$	n_o	$M_{с.нач.}$	J	p
МВт		о.е.	кВт	шт	кВт	об/мин	о.е.	кг*м ²	о.е.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
50-60	ПН	0,8	4000	2	2000	3000	0,1	4,75	3
	ЦН	0,7	660	2	330	375	0,13	300	2
	КН	0,6	320	2	160	1000	0,15	5,1	3
	ВГД	0,8	100	2	50	1000	0,12	56	2
	ДВ	0,9/0,7	500/210	2	250/105	1000/750	0,1	400	2
	МВ	0,8	400	2	200	1500	0,19	190	2
	ДС	0,9	540	2	270	750	0,15	1125	2
	РВ	0,7	800	1	800	1000	0,1	1125	1
	БН	0,67	600	2	300	1000	0,15	22	2
	М	0,75	1000	2	500	500	0,79	850	0
Д	0,6	230	1	230	500	0,9	4625	0	
100-125	ПН	0,8	6400	2	3200	3000	0,13	6	3
	ЦН	0,7	1000	2	500	500	0,13	150	2
	КН	0,6	500	2	250	1500	0,15	3	3
	ВГД	0,8	190	2	95	1000	0,12	112	2
	ДВ	0,9/0,7	800/340	2	400/170	600/500	0,1	575	2
	МВ	0,8	750	3	250	1500	0,19	220	2
	ДС	0,9	1000	2	500	750	0,15	1925	2
	РВ	0,7	1100	1	1100	1000	0,1	1125	1
	БН	0,67	1000	2	500	750	0,15	15	2
	М	0,75	1600	2	800	750	0,8	1000	0
Д	0,6	460	2	230	500	0,9	4625	0	

Продолжение табл.П1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
160-165	ПН	0,7	8600	2	4300	3000	0,11	54	3
	ЦН	0,9	1600	2	800	375	0,12	300	2
	КН	0,85	640	2	320	1500	0,13	3,75	3
	ВГД	0,7	300	2	150	750	0,11	434	2
	ДВ	0,6/0,9	1260 /320	2	630/320	750/60 0	0,09	1575	2
	МВ	0,6	800	2	400	1500	0,15	259	2
	ДС	0,55	1600	2	800	750	0,16	3500	2
	РВ	0,7	1100	1	1100	1000	0,1	1125	1
	БН	0,7	1000	2	500	750	0,2	10,2	2
	М	0,6	2000	2	1000	750	0,8	59	0
	Д	0,7	1600	2	800	600	0,9	4625	0
200-220	ПН	0,7	1600	2	8000	3000	0,1	1,25	3
	ЦН	0,9	2500	2	1250	375	0,1	300	2
	КН	0,85	1000	2	500	1500	0,12	3,75	3
	ВГД	0,7	400	2	200	1000	0,11	550	2
	ДВ	0,6/0,9	1260 /640	2	630/320	750/60 0	0,1	1575	2
	МВ	0,6	1260	2	630	1500	0,16	382	2
	ДС	0,5	2600	2	1300	600	0,09	2812	2
	РВ	0,7	1800	1	1800	1000	0,1	1125	1
	БН	0,7	1200	2	600	750	0,2	21,3	3
	М	0,6	3000	3	1000	750	0,8	59	0
	Д	0,7	800	1	800	600	0,96	4625	0

Продолжение табл.П1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
300-320	ПН	0,83	8000	1	8000	3000	0,12	1,25	3
	ЦН	0,85	2000	2	1000	500	0,13	150	2
	КН	0,91	1500	3	500	1500	0,14	3,75	3
	ВГД	0,82	500	2	250	750	0,12	550	2
	ДВ	0,63/ 0,85	1600/ 800	2	800/400	750/60 0	0,11	2150	2
	МВ	0,65	1250	2	630	1500	0,17	382	2
	ДС	0,71	3400	2	1700	500	0,1	5375	2
	РВ	0,5	1800	1	1800	750	0,1	1125	1
	БН	0,64	2250	3	750	1500	0,13	27	3
	М	0,6	4000	4	1000	600	0,99	4634	0
	Д	0,9	1250	1	1250	500	0,97	4625	0
500	ПН	0,93	8000	1	8000	3000	0,14	1,25	3
	ЦН	0,75	2500	2	1250	375	0,14	300	2
	КН	0,45	2500	5	500	1500	0,14	3,75	3
	ВГД	0,75	750	3	250	750	0,12	550	2
	ДВ	0,42/ 0,45	3000/ 1500	3	1000/500	750/60 0	0,12	3250	2
	МВ	0,65	1600	2	800	1500	0,16	436	2
	ДС	0,47	5100	3	1700	500	0,11	5375	2
	РВ	0,72	3200	1	3200	750	0,11	1125	1
	БН	0,57	4000	4	1000	1500	0,15	27	3
	М	0,6	6400	4	1600	600	0,99	4634	0
	Д	0,9	1600	2	800	500	0,97	4625	0
	К	0,7	3400	2	1700	3000	0,2	2000	1

Продолжение табл.П1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
800	ПН	0,96	8000	1	8000	3000	0,15	1,25	3
	ЦН	0,59	5000	4	1250	375	0,15	300	2
	КН	0,79	3000	6	500	1500	0,15	3,75	3
	ВГД	0,6	1600	4	400	750	0,11	550	2
	ДВ	0,7/0,8	4000/ 2000	4	1000/500	750/60 0	0,12	3250	2
	МВ	0,65	2000	2	1000	1500	0,17	436	2
	ДС	0,54	6800	4	1700	600	0,12	5375	2
	РВ	0,95	4000	2	2000	750	0,12	1125	1
	БН	0,67	3000	6	500	3000	0,16	0,59	3
	М	0,75	8000	4	2000	100	0,79	4634	0
	Д	0,8	2500	2	1250	500	0,97	4625	0
	К	0,7	5000	2	2500	3000	0,2	2000	1
1200	ЦН	0,97	5100	3	1700	375	0,19	3000	3
	КН1	0,8	800	2	400	1000	0,16	6,65	3
	КН2	0,85	6000	3	2000	1500	0,15	12,5	3
	ДВ	0,45/0, 6	5000/ 3000	4	1250/750	750/60 0	0,12	3250	2
	ЭВД	0,7	12600	2	6300	1500	0,12	550	2
	ДС	0,8	8000	4	1700	600	0,13	5375	2
	РВ	0,7	4000	2	2000	750	0,12	1125	1
	М	0,6	8000	4	2000	1500	0,8	4634	0
	Д	0,9	2500	2	1250	600	0,97	4625	0
	К	0,7	6000	2	3000	3000	0,2	2000	1

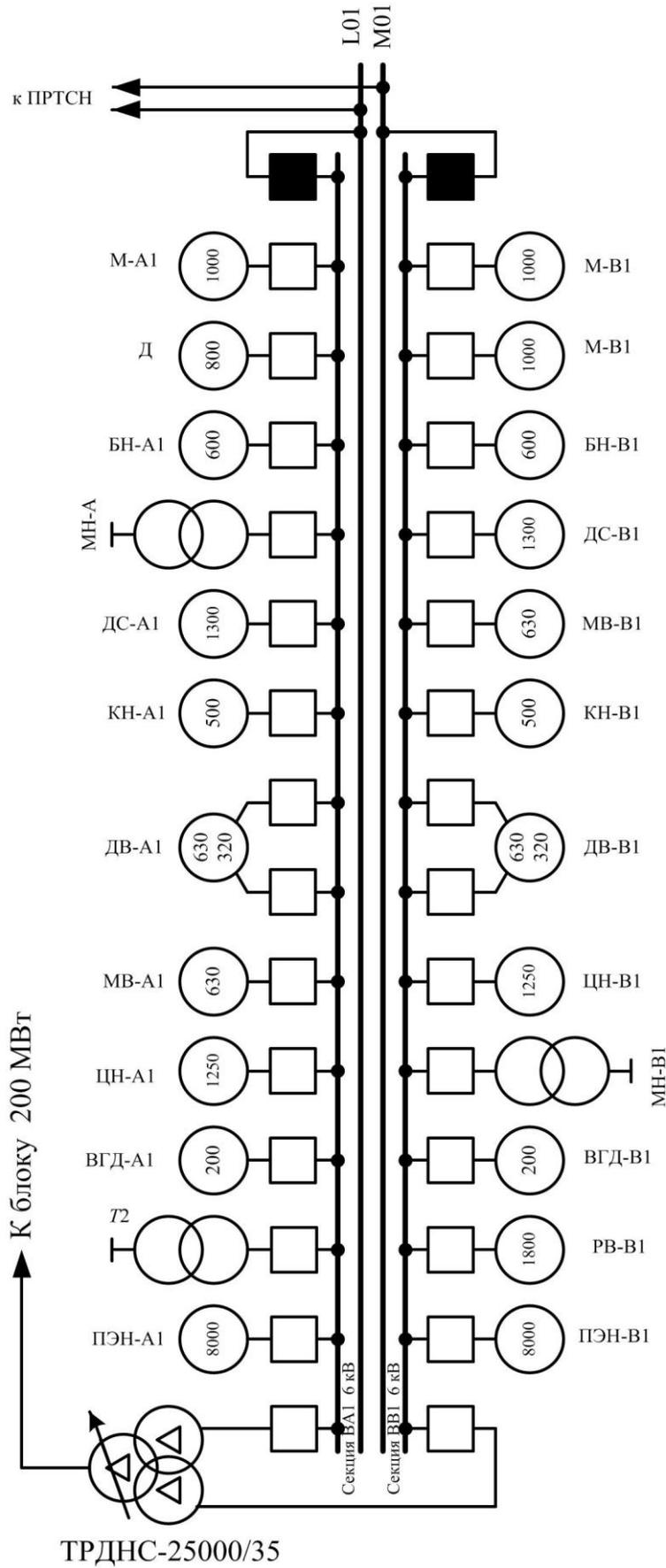


Рисунок П1 - Схема электроснабжения 6 кВ основных механизмов собственных нужд блока 200 МВт, работающего на угле

Список литературы

1. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – 5-е изд., стер.. – Санкт-Петербург: БХВ- Петербург, 2013. – 607 с.
2. Поляк Н.А. Современные крупные двухполюсные турбогенераторы. Электромагнитные характеристики / Поляк Н.А. – М.: Энергия, 1972. – 472 с.
3. Коган Ф.Л. Анормальные режимы мощных турбогенераторов / Ф.Л. Коган. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 192 с.
4. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л.Файбисовича. – 2-е изд., перераб. и доп.. – М.: НЦ ЭНАС, 2006. – 350 с.
5. Справочник по электрическим установкам высокого напряжения/ Под ред. И.А. Баумштейна. – 3-е изд., перераб. и доп.. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 768 с.
6. Осин И.Л. Электрические машины. Синхронные машины : учебное пособие / И.Л. Осин, Ю.Г.Шакарян. – М.: Высшая школа, 1990. – 304 с.
7. Важнов А.И. Электрические машины : учебник / А.И. Важнов. – Л.: Энергия, 1969. – 768 с.
8. Токарев Б.Ф. Электрические машины: Учебное пособие для вузов / Б.Ф Токарев. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 624 с.
9. Турбогенераторы : Расчет и конструкция / В. В. Титов, Г. М. Хуторецкий, Г. А. Загородная и др.; Под ред. Н. П. Иванова; Под ред. Р. А. Лютера. – Л.: Энергия, 1967. – 895 с.
10. Костенко М. П. Электрические машины: Учебное пособие В 2 ч. /, Л. М. Пиотровский. – 3-е изд., перераб. и доп.. – Л.: Энергия, 1973-Ч. 2: Машины переменного тока. – 1973. – 648 с.
11. Мотыгина, С. А. Эксплуатация электрической части тепловых электростанций / С. А. Мотыгина. – 2-е изд., перераб. и доп.. — М.: Энергия, 1979. – 568 с.:
12. Васильев А.А. Электрическая часть станций и подстанций : учебник / А. А. Васильев, И. П. Крючков, Е. Ф. Наяшкова, М. Н. Околович. – 2-е изд., перераб. и доп.. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
13. Коломиец Н.В. Электрическая часть электростанций и подстанций : учебное пособие / Н. В. Коломиец, Н. Р. Пономарчук, В. В.

- Шестакова; Томский политехнический университет (ТПУ). – Томск: Изд-во ТПУ, 2007. – 143 с.
14. Пособие для изучения правил технической эксплуатации электрических станций и сетей. Электрическое оборудование / под ред. Ф. Л. Когана. – М.: НЦ Энас, 2006. – 351 с
 15. Эксплуатация турбогенераторов с непосредственным охлаждением / Под ред. Л. С. Линдорфа, Л. Г. Мамиконянца. – М.: Энергия, 1972. – 352 с.
 16. Усов С.В. Электрическая часть электростанций / С.В Усов, Б.Н. Михалев, А.К.Черновец и др. Учебник для вузов. – Л.: Энергия, 1987. – 616 с.
 17. Собственные нужды тепловых электростанций / Под ред. Ю. М. Голоднова. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 272 с.
 18. Сыромятников И.А. Режимы работы асинхронных и синхронных двигателей / И. А. Сыромятников; под ред. Л. Г. Мамиконянца. – 4-е изд., перераб. и доп.. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 240 с.
 19. Околович М. Н. Проектирование электрических станций : учебник / М. Н. Околович. – М.: Энергоиздат, 1982. – 400 с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	3
1. ЗАДАНИЕ НА ВЫПОЛНЕНИЕ КУРСОВОЙ РАБОТЫ.....	4
1.1. Режим работы турбогенератора.....	4
1.2. Режим работы силового трансформатора.....	4
1.3. Режимы работы электродвигателей механизмов собственных нужд.....	5
1.4. Требования к курсовой работе.....	5
2. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ КУРСОВОЙ РАБОТЫ.....	6
3. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ТУРБОГЕНЕРАТОРАХ.....	10
3.1. Основы теории работы генератора.....	10
3.2. Факторы, определяющие активную мощность турбогенераторов.....	15
4. РЕЖИМЫ РАБОТЫ ТУРБОГЕНЕРАТОРА.....	17
4.1. Характеристика холостого хода.....	18
4.2. Характеристика короткого замыкания.....	18
4.3. Практическая диаграмма ЭДС.....	21
4.4. Определение допустимости работы турбогенератора в режиме синхронного компенсатора, асинхронном и несимметричном режимах.....	27
4.5. Диаграмма мощностей.....	27
5. РЕЖИМЫ РАБОТЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ.....	32
5.1. Условия расчета режимов и подготовка исходных данных.....	32
5.2. Определение эквивалентной температуры охлаждающей среды и постоянной времени нагрева трансформатора.....	33
5.3. Схема распределения температуры.....	35
5.4. Преобразование заданного графика нагрузки трансфор- матора в эквивалентный прямоугольный.....	36
5.5. Расчет температуры наиболее нагретой точки обмотки.....	38
5.6. Построение графика изменения температуры масла и обмотки.....	40
5.7. Расчет износа изоляции.....	44
5.8. Расчет допустимых нагрузок и перегрузок.....	45
6. РЕЖИМЫ РАБОТЫ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ СОБСТВЕНН НУЖД.....	47
6.1. Механические характеристики двигателей и механизмов... ..	47

6.2. Выбор электродвигателей собственных нужд энергоблока.....	53
6.3. Исследование установившегося режима схемы собственных нужд 6 кв энергоблока.....	56
6.4. Исследование самозапуска электродвигателей собственных нужд.....	58
Приложение	70
Список литературы.....	76

Учебное издание

КОЛОМИЕЦ Наталья Васильевна
ПОНОМАРЧУК Надежда Рафиковна
ЕЛГИНА Галина Александровна

РЕЖИМЫ РАБОТЫ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

Научный редактор
доктор наук,
профессор

В.В. Литвак

Редактор

Подписано к печати 00.00.2008. Формат 60x84/8. Бумага «Снегурочка».

Печать XEROX. Усл.печ.л. 000. Уч.-изд.л. 000.

Заказ . Тираж экз.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Система менеджмента качества



Издательства Томского политехнического университета сертифицирована



NATIONAL QUALITY ASSURANCE по стандарту BS EN ISO 9001:2008

ИЗДАТЕЛЬСТВО  **ТПУ**. 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.
