Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное агентство по образованию
Южно-Уральский государственный университет
Кафедра «Электрические станции, сети и системы»

621.311.2(07)
Г147

Р.В.Гайсаров

РЕЖИМЫ РАБОТЫ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

Часть 1
РЕЖИМЫ РАБОТЫ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ И КОМПЕНСАТОРОВ

Конспект лекций

Челябинск
Издательство ЮУрГУ
2005

УДК 621.311.2.002.5(075.8) + 621.311.2.004.13(075.8)

Гайсаров Р.В. Режимы работы электрооборудования электрических станций и подстанций: Часть 1. Режимы работы синхронных генераторов и компенсаторов. Конспект лекций. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2005. – 42 с.

Конспект лекций предназначен для студентов специальности «Электрические станции» и используется при изучении теоретического материала по курсу «Режимы работы электрооборудования электрических станций и подстанций».

Ил. 10, табл. 7, список лит. – 11 назв.

Одобрено учебно-методической комиссией энергетического факультета.

Рецензенты: Осьмушкин Ю.А., Бухтояров В.Ф.

© Издательство ЮУрГУ, 2005.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ ……. 4

РЕЖИМЫ РАБОТЫ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ И КОМПЕНСАТОРОВ

1. Пусковые режимы ……..….. 5
1.1. Начальный разворот ……..….. 5
1.2. Синхронизация синхронных машин ……..……..… 10
Способ точной синхронизации ……..... 10
Способ самосинхронизации …….. 13
1.3. Набор нагрузки при пуске ……..……... 16
2. Рабочие режимы работы …….. 19
2.1. Номинальный режим ……... 20
2.2. Нормальные режимы ……... 22
2.3. Допустимые перегрузки …….. 25
2.4. Асинхронный режим работы ……..…….. 27
2.5. Двигательный режим ……..……... 34
2.6. Несимметричная нагрузка …….. 36
2.7. Несинусоидальная нагрузка ……..…… 39

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК …….. 42

ВВЕДЕНИЕ

Автор конспекта лекций на протяжении ряда лет читал курс «Режимы работы электрооборудования электрических станций и подстанций» для студентов специальности «Электрические станции». При подготовке к лекциям использовалась известная и доступная литература. При этом особое внимание уделялось директивным и нормативным материалам. Использовались также инструктивные документы по эксплуатации оборудования электроэнергетических предприятий. В результате сформировалась определенная структура и последовательность изложения материала.

В последние годы по объективным и субъективным причинам учебно-техническая литература в области электроэнергетики и электроэнергетического оборудования практически не издавалась. Изданная в прошлые годы литература устарела как морально, так и физически.

Моральный износ заключается в том, что в последнее десятилетие появилась достаточно широкая номенклатура электротехнических изделий: машин, аппаратов, приборов. Эти изделия обладают новыми свойствами и качествами, обеспечивают новые режимы работы. Соответственно появились новые нормативные документы, регламентирующие режимы работы оборудования с учетом новых свойств.

Все перечисленное определило необходимость издания конспекта лекций.

Планируется выпустить конспект лекций в трех частях:

1 часть. Режимы работы синхронных генераторов и компенсаторов;

2 часть. Режимы работы трансформаторов;

3 часть. Режимы работы электродвигателей.

РЕЖИМЫ РАБОТЫ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ И КОМПЕНСАТОРОВ

1. Пусковые режимы

Особенностью синхронных машин в нормальном режиме работы является синхронное вращение ротора с магнитным полем статора, жестко связанным с магнитным полем ротора. Эта особенность определяет требования, необходимые для соблюдения при включении синхронных машин в сеть.

Из теории электрических машин известно, что при пуске из состояния покоя путем непосредственного включения возбужденной машины в сеть ее пусковой момент (если не принять дополнительных мер) равен нулю (правильнее будет сказать: пусковой момент имеет знакопеременное значение, причем направление его действия меняется с частотой 50 Гц и поэтому ротор не успевает следовать за вращающимся полем статора). Следовательно, ротор машины при таких условиях начать вращаться самостоятельно не может. Его необходимо, каким либо способом, развернуть (раскрутить) и довести до подсинхронной (близкой к синхронной) или лучше до синхронной скорости и после этого включить в сеть. Такая процедура безаварийного включения синхронной машины в сеть называется синхронизацией. В зависимости от последовательности действий различают способ точной синхронизации и способ грубой или самосинхронизации.

При включении электрических машин в сеть возникают пусковые токи, которые при определенных условиях соизмеримы с токами короткого замыкания (КЗ) и могут привести к снижению напряжения сети, а если процесс пуска затянется –к недопустимому перегреву машины. Поэтому при выборе способа пуска необходимо учитывать и эту сторону процесса, т.е. после пуска машины ее температура не должна превышать допустимую.

Если пуск машины осуществляется из холодного состояния, то при наборе нагрузки слишком высокая скорость повышения температуры может привести к недопустимым тепловым и механическим напряжениям, деформациям, повреждениям и отказам машины.

Таким образом, в пусковом режиме работы синхронной машины можно выделить три этапа:

– начальный разворот ротора,
– синхронизация,
– набор нагрузки.

1.1. Начальный разворот

Как отмечалось выше, для пуска синхронной машины необходим начальный разворот ротора до подсинхронной или синхронной скорости. Для этих целей может быть использован любой способ, позволяющий начать вращение ротора. Из всего списка способов выделим наиболее приемлемые для начального разворота синхронных машин:

– начальный разворот разгонным двигателем;
– асинхронный способ начального разворота;
– частотный способ начального разворота;
– комбинированный способ.

На электрических станциях для вращения генераторов используются в зависимости от типа электростанции паровые и газовые турбины (в этом случае генераторы называются турбогенераторами), гидравлические турбины (гидрогенераторы), двигатели внутреннего сгорания (дизель-генераторы), ветряные колеса и другие приводные двигатели.

В связи с наличием приводного двигателя у генераторов электростанций при пуске этих машин не возникает больших проблем с получением начальной скорости вращения: здесь в качестве разгонного двигателя используется приводной. Совсем другое при пуске синхронных компенсаторов, у которых нет приводного двигателя, и при пуске синхронных машин на ГАЭС, если их необходимо использовать в двигательно-насосном режиме, когда гидротурбины невозможно использовать в качестве разгонных двигателей. В этих случаях, когда синхронная машина не имеет приводного двигателя, для ее разгона может использоваться специальный разгонный двигатель (метод разгонного двигателя).

В методе *разгонного двигателя* для начального разворота синхронной машины используется вспомогательный асинхронный двигатель с фазным ротором, смонтированный на валу главной машины (рис. 1) и пускаемый от сети с использованием реостата, присоединенного к обмотке ротора разгонного двигателя.

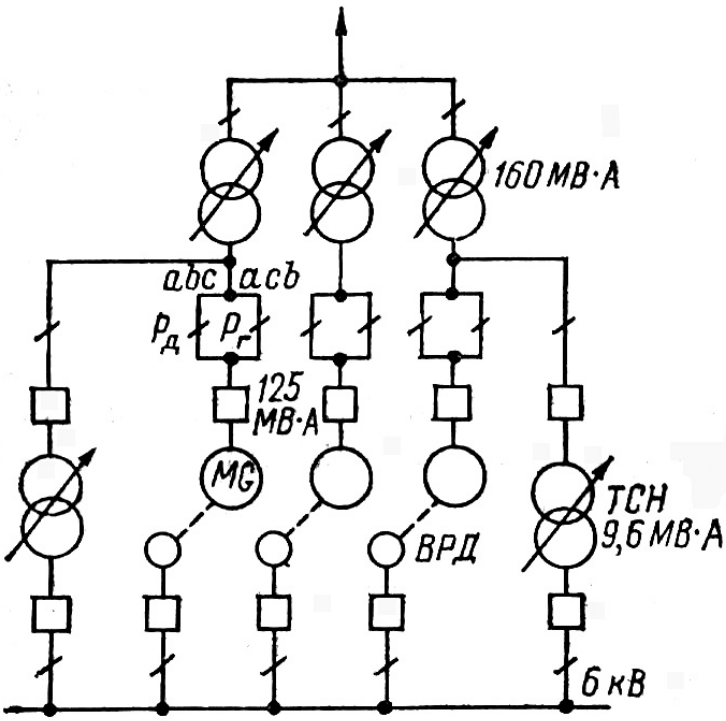


Рис. 1. Схема ГАЭС с обратимыми гидроагрегатами (ГАЭС «Коо-Труа-Пои», Бельгия, 1970): $P_г$ – основной (генераторный) разъединитель; $P_д$ – реверсирующий (двигательный) разъединитель; *MG* – обратимый агрегат; *ВРД* – вспомогательный разворотный электродвигатель

Мощность разгонного двигателя выбирается из соображений стоимости и приемлемой длительности пуска и обычно находится в пределах от 1 до 10% мощности главного агрегата. Этот метод является технически простым и эффективным.

Он получил достаточно широкое распространение для пуска обратимого агрегата на ГАЭС [1]. Однако использование индивидуальной вращающейся машины только для пуска основного агрегата в двигательном режиме (все остальное время разгонный двигатель не работает, но вращается вместе с основным агрегатом) ограничивает использование этого метода.

Синхронные машины, как было сказано выше, не имеют синхронного пускового момента. Однако роторы современных машин выполняются с демпферными обмотками, необходимыми для повышения динамической устойчивости в аварийных режимах. Эти обмотки изготавливаются в виде «беличьей клетки». Поэтому при включении таких машин в сеть в них возникает асинхронный пусковой момент, который может обеспечить их начальный разворот. Это обстоятельство позволяет использовать асинхронный способ начального разворота синхронных машин.

Последовательность *асинхронного способа* [1]:

– синхронную машину без возбуждения включают в сеть на полное или частично пониженное напряжение при нормальной частоте;

– разгоняют ее до подсинхронной скорости;

– включают возбуждение.

После этого синхронная машина втягивается в синхронизм.

Асинхронный способ – простой, дешевый, быстрый. Однако, при включении на полное напряжение, хотя пуск осуществляется быстро (0,5...1,5 мин), возникают большие пусковые токи. Для снижения пусковых токов могут быть использованы реакторы или автотрансформаторы (рис. 2, 3). Однако процесс пуска при этом затягивается из-за малых пусковых моментов $\overset{*}{M}$, которые пропорциональны квадрату приложенного напряжения $\overset{*}{U}$ [2]:

$$\overset{*}{M} = \overset{*}{M}_{\text{н}} \cdot \overset{*}{U}^2,$$

где $\overset{*}{M}_{\text{н}}$ – асинхронный момент синхронной машины при номинальном напряжении.

Кроме того, при асинхронном способе наблюдается перегрев демпферных обмоток. Поэтому такой способ применяется для небольших машин и реже – для больших (для машин мощностью выше 100 МВ·А требуется непосредственное охлаждение стержней этих обмоток).

Асинхронный способ наиболее приемлем для пуска синхронных компенсаторов [2], т.к. у них обычно не предусматривают разгонного двигателя, а в отсутствие механической нагрузки на валу синхронных компенсаторов облегчает процесс пуска. Асинхронный способ применяют, когда напряжение на компенсаторе не превышает 0,6 номинального. В противном случае пусковые токи превышают допустимые по условию нагрева. При этом сопротивление реакторов выбирают таким, чтобы пусковой ток не превышал 2,5-кратного значения номинального тока,

а напряжение на шинах подстанции было не ниже 0,85 номинального, чтобы напряжение на компенсаторе обеспечивало асинхронный момент не ниже 1,4…1,8 момента сопротивления, обусловленного трением в подшипниках.

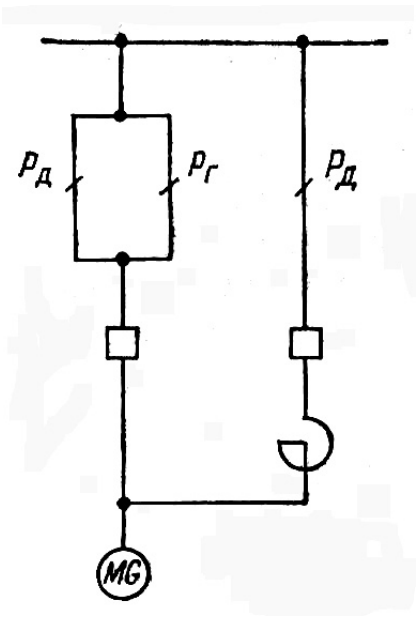


Рис. 2. Схема ГАЭС с реакторным пуском агрегатов

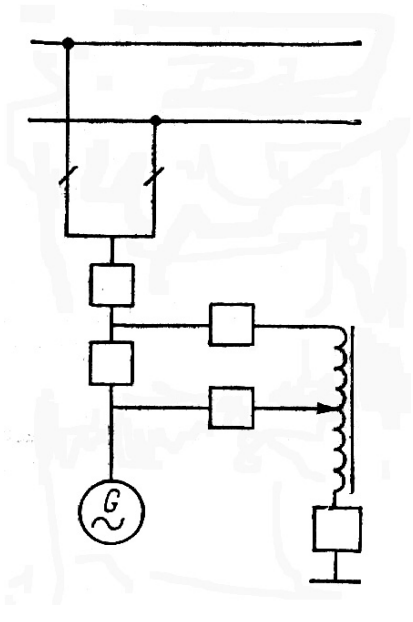


Рис. 3. Схема ГАЭС с автотрансформаторным пуском агрегатов

Выше было сказано, что при непосредственном включении возбужденной машины в сеть ее пусковой момент, если не учитывать демпферную обмотку, равен нулю. Однако если ее подключить к источнику с частотой напряжения, соизмеримой с механической постоянной времени ротора пускаемой машины, то возникает синхронизирующий момент

$$M_{\text{с}} = \frac{EU}{\omega_{\text{с}} x_{\text{d}}} \cdot \cos\delta + \frac{U^2}{\omega_{\text{с}}} \cdot \left(\frac{1}{x_{\text{q}}} - \frac{1}{x_{\text{d}}} \right) \cdot \cos 2\delta, \qquad (*)$$

где $\omega_{\text{с}}$ – угловая частота напряжения источника; x_{d} и x_{q} – соответственно продольное и поперечное синхронное реактивное сопротивление пускаемой машины; δ – угол между векторами магнитных полей статора и ротора пускаемой машины. Такой способ начального разворота ротора называется частотным.

При *частотном способе* [2] обмотку статора пускаемой синхронной машины соединяют электрически со статором другой синхронной машины (рис. 4), частота вращения которой может плавно изменяться от нуля до синхронной. Ее мощность должна составлять не менее 30…50% мощности пускаемой машины.

Последовательность способа:

1) обе машины подключают к отдельной системе шин непосредственно или через трансформатор;

2) при неподвижном состоянии или очень малой частоте вращения ведущего генератора машины возбуждают от посторонних источников. При этом у ведущей

машины устанавливают номинальный ток возбуждения, а у ведомой такой, чтобы ЭДС холостого хода при синхронной частоте вращения была примерно в 2 раза меньше номинального напряжения. Это обеспечивает в пускаемой машине наибольший электромагнитный момент;

3) постепенно увеличивают частоту вращения ведущей машины – ведомая машина также начинает набирать обороты. Синхронизирующий момент $M_с$, увлекающий при этом ведомую машину, будет тем больше, чем меньше угол δ между роторами ведущей и ведомой машин (*);

4) при достижении обеими машинами номинальной частоты вращения их обмотки возбуждения переключают на собственное (рабочее) возбуждение, после чего обе машины могут быть включены в сеть методом точной синхронизации.

Для предотвращения перегрева обмотки возбуждения вращение роторов обеих машин должно быть начато сразу же после подачи возбуждения (так как при неподвижном состоянии отсутствует вентиляция).

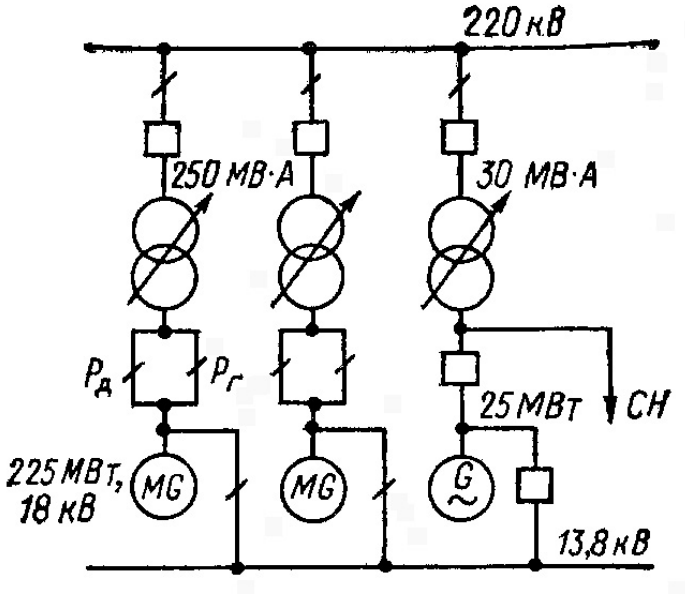


Рис. 4. Схема ГАЭС с синхронным частотным пуском (ГАЭС «Сенека», США, 1969). *MG* – обратимый агрегат

Достоинства частотного способа: отсутствие чрезмерных пусковых токов и достаточно большие пусковые моменты. Недостатки: относительно большая длительность разгона ротора до синхронной частоты, необходимость дополнительного независимого возбудителя, так как обе машины возбуждаются в остановленном состоянии.

Частотный способ начального разворота можно также осуществить с помощью тиристорного преобразователя частоты.

Частотный способ нашел применение для включения синхронных компенсаторов и обратимых агрегатов на ГАЭС.

При *комбинированном методе* невозбужденную ведомую машину подключают к невозбужденному ведущему генератору, вращающемуся с частотой $f = (0{,}15\ldots0{,}8)\cdot f_н$ при фиксированном открытии направляющего аппарата гидро-

турбины. Затем ведущий генератор возбуждается и появляющийся при этом асинхронный двигательный момент ускоряет ведомую машину и тормозит ведущий генератор. После достижения одинаковой скорости ведомая машина возбуждается, а дальше обе машины ускоряются турбиной до номинальной (синхронной) частоты вращения. Преимущества по сравнению с частотным способом: использование для возбуждения машин только своих возбудителей; меньшая длительность пуска всей станции в насосном режиме, так как не требуется останавливать ведущий генератор между пусками отдельных агрегатов. Недостатки: некоторый перегрев демпферных обмоток; невозможность пуска генератором меньшей мощности; трудность согласования подаваемого на ведущий генератор возбуждения с моментом, развиваемым турбиной.

1.2. Синхронизация синхронных машин [1]

После разгона ротора синхронной машины до подсинхронной скорости ее необходимо включить в сеть. Однако для безаварийного включения необходимо выполнить ряд условий. Процедура выполнения этих условий называется синхронизацией.

Первым основным и обязательным условием для любого способа синхронизации является проверка правильности чередования фаз сети и подключаемой машины. Включение в сеть машины, имеющей обратное чередование фаз, вызовет последствия более тяжелые, чем несинхронное включение. Такое включение машины сопровождается возникновением электромагнитного момента, противоположного моменту, развиваемому разгонным двигателем, а также появлением чрезмерных токов в статоре машины. Результатом может быть не только повреждение синхронизируемой машины, но и поломка вала разгонного двигателя. Проверку правильности чередования фаз необходимо производить при первом включении машины, а также после ремонтных работ в ее первичных цепях. Эта проверка должна производиться при помощи одного и того же трансформатора напряжения, подключенного к системе шин, на которую поочередно подается напряжение от подключаемой машины и от сети.

Выполнение других условий зависит от используемого способа синхронизации. Различают способ точной синхронизации и способ самосинхронизации. Рассмотрим их.

Способ точной синхронизации

Этот способ используется при включении в сеть синхронных машин. Он состоит в том, что синхронизируемую машину сначала разворачивают разгонным двигателем (кроме асинхронного электродвигателя) до частоты вращения, близкой к синхронной, а затем возбуждают и при определенных условиях включают в сеть. Условиями, необходимыми для включения синхронизируемой машины в сеть (в данном случае ее необходимо рассматривать как генератор), являются:

1) равенство напряжений включаемого генератора и работающего генератора или сети (при включении в сеть способом точной синхронизации с включенным АРВ, снабженным устройством автоматической подгонки напряжения, различие

напряжений сети и генератора не должно превышать 1 %, при отсутствии устройства автоматической подгонки напряжения, а также при ручном регулировании возбуждения различие напряжений генератора и сети не должно превышать 5 % [10]);

2) совпадение фаз этих напряжений (во всех случаях включения способом точной синхронизации следует стремиться к тому, чтобы угол между напряжением генератора и сети в момент включения не превышал 10° [10]);

3) равенство частот включаемого генератора и работающего генератора или сети (отклонение не более 0,1%, причем предпочтительно, чтобы частота подключаемой машины превышала частоту сети на 0,05…0,1 Гц, что соответствует движению стрелки синхроноскопа по часовой стрелке с периодом 1 оборот за 20…10 с [10]).

Первое условие обеспечивается путем регулирования тока возбуждения машины, а для выполнения второго и третьего условий необходимо изменение вращающего момента на ее валу, что достигается изменением, например, количества пара или воды, пропускаемых через турбину.

Выполнение условий точной синхронизации может быть осуществлено вручную или автоматически. При ручной синхронизации все операции по регулированию возбуждения и подгонке частоты выполняет дежурный персонал, а при автоматической синхронизации – автоматические устройства. При точной ручной синхронизации напряжения и частоты контролируются по установленным на щите управления двум вольтметрам и двум частотомерам, а сдвиг по фазе напряжений – по синхроноскопу. Последний позволяет не только уловить момент совпадения фаз напряжений, но также определить, вращается ли генератор быстрее или медленнее, чем работающие. Указанные приборы объединяют в так называемую «колонку синхронизации». Вольтметр и частотомер, относящийся к синхронизируемому генератору, подключают к его трансформатору напряжения, а вольтметр и частотомер, относящиеся к работающим генераторам (или сети), обычно подключают к трансформатору напряжения сборных шин станции. Синхроноскоп подключают одновременно к обоим трансформаторам напряжения [2].

При соблюдении всех вышеуказанных условий разность напряжений генератора и сети равна нулю, поэтому уравнительного тока между ними не возникает. Включение генератора в сеть при значительном неравенстве напряжений по величине и при большом угле $\delta_{ош}$ расхождения по фазе вызовет появление уравнительного тока $I''_{вкл}$ и связанных с ним последствий [3]. Особенно опасно включение генератора при несовпадении напряжений по фазе, так как именно фазовый сдвиг вызывает толчки тока статора и электромагнитного момента на валу. Влияние фазового сдвига на величину тока включения может быть проиллюстрировано векторной диаграммой (рис. 5).

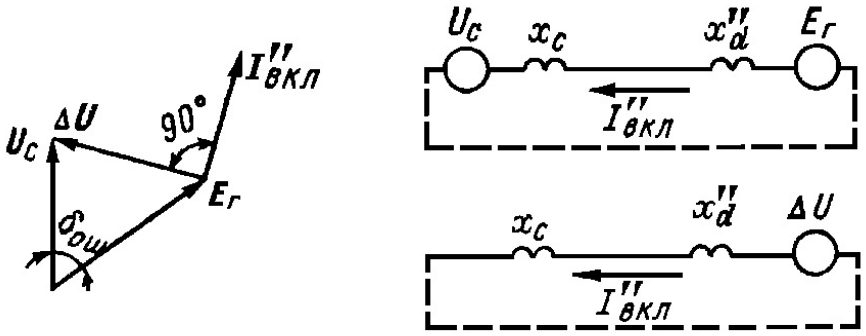


Рис. 5. К определению допустимой угловой ошибки при синхронизации

Из векторной диаграммы видно, что при равенстве напряжений системы и генератора $U_с = E_г = U$

$$\Delta U = 2 \cdot U \cdot \sin \frac{\delta_{ош}}{2};$$

$$I''_{вкл} = \frac{\Delta U}{x''_d + x_с},$$

здесь x''_d – сверхпереходное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси; $x_с$ – сопротивление системы.

При сдвиге 180° (включение в противофазу) ток $I''_{вкл}$ значительно превышает ток короткого замыкания $I_{кз}$ на выводах генератора:

$$I''_{вкл} = \frac{U_с + E_г}{x''_d + x_с} >> I_{кз}.$$

Возникающий при этом момент вращения может в несколько раз превышать момент на валу генератора при коротком замыкании на его выводах. От этого могут разрушиться лобовые части обмотки статора или одна из обмоток трансформатора [3], через который генератор подключается к сети. Включение в противофазу может случиться при неисправности во вторичных цепях или при неправильном включении синхронизирующего устройства.

При значительной разности частот трудно безошибочно выбрать момент для включения генератора. Кроме того, если даже момент включения будет выбран удачно, то из-за большой начальной разности между синхронной скоростью и скоростью вращения ротора ротор генератора не успеет затормозиться и удержаться в синхронизме, что вызовет появление недопустимо больших колебаний тока статора и вращающего момента ротора. Поэтому при большой скорости вращения, а также при резких качаниях стрелки синхроноскопа включать генератор не допустимо. [3]

Точной ручной синхронизации свойственны следующие недостатки [2]:

1) сложность процесса включения из-за необходимости подгонки напряжения по модулю и фазе, а также частоты генератора;

2) большая длительность включения – от нескольких минут в нормальном режиме до нескольких десятков минут при авариях в системе, сопровождающихся изменением частоты и напряжения, когда особенно важно обеспечить быстрое включение генератора в сеть;

3) возможность механических повреждений генератора и первичного двигателя при включении агрегата с большим углом δош.

Во избежание механических повреждений ручная синхронизация выполняется с автоматическим контролем синхронизма, который запрещает включение выключателя синхронизируемой машины при несоблюдении условий синхронизации. Ручная синхронизация при отключенной блокировке от несинхронного включения запрещается [3].

Способ самосинхронизации

При способе самосинхронизации (этот способ используется как дополнительный к основному) синхронизируемая машина с обмоткой возбуждения, замкнутой на гасительное сопротивление при отключенном АГП включается в сеть без возбуждения. Частота машины и частота сети должны при этом расходиться не более чем на 2% [10]. Начальный ток включения (ток самосинхронизации $I_{сс}$) определяется по формуле:

$$I_{сс} = \frac{U_с}{x''_d + x_с}$$

и, следовательно, он меньше, чем при коротком замыкании на выводах машины, так как ток короткого замыкания в этом случае определится как

$$I_к = \frac{E_г}{x''_d}.$$

Синхронизируемая машина возбуждается сразу же после включения в сеть и плавно (в течение 1…2 с. [3]) входит в синхронизм.

Как видно, включение машины по способу самосинхронизации в первый момент эквивалентно короткому замыканию за сверхпереходным реактивным сопротивлением генератора. Остаточное напряжение на шинах, к которым подключается машина,

$$U_{вкл} = U_с \cdot \frac{x''_d + x_{доп}}{x''_d + x_{доп} + x_с},$$

где $x_{доп}$ – сопротивление блочного трансформатора (в блочной схеме) или реактора (при реактором пуске), приведенное к мощности генератора.

Именно вследствие понижения напряжения на шинах при самосинхронизации, этот способ нежелателен для синхронизации генераторов на электростанциях с общими сборными шинами генераторного напряжения.

Для мощных блочных станций способ самосинхронизации допустим, однако выигрыш во времени по сравнению с пуском теплового блока исчезающе мал. Поэтому в настоящее время в нормальных условиях на всех электростанциях, как правило, применяется способ точной синхронизации, а самосинхронизация может применяется лишь в аварийных условиях, например после потери генератором возбуждения, при включении резервных гидрогенераторов, при трехфазном АПВ с самосинхронизацией генераторов и т.п.

Рассмотренный материал сконцентрировано изложен в «Правилах устройства электроустановок» [4], и в «Правилах технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации» [5]

Так, например, «Правила устройства электроустановок» [4] требуют:

3.3.43. Включение генераторов на параллельную работу должно производиться одним из следующих способов: точной синхронизацией (ручной, полуавтоматической и автоматической) и самосинхронизацией (ручной, полуавтоматической и автоматической).

3.3.44. Способ точной автоматической или полуавтоматической синхронизации как основной способ включения на параллельную работу при нормальных режимах должен предусматриваться для:

турбогенераторов с косвенным охлаждением обмоток мощностью более 3 МВт, работающих непосредственно на сборные шины генераторного напряжения, и при значении периодической составляющей переходного тока более $3{,}5 \cdot I_{ном}$;

турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток типов ТВВ, ТВФ, ТГВ и ТВМ;

гидрогенераторов мощностью 50 МВт и более.

При аварийных режимах в электрической системе включение на параллельную работу всех генераторов вне зависимости от системы охлаждения и мощности может производиться способом самосинхронизации.

3.3.45. Способ самосинхронизации как основной способ включения на параллельную работу может предусматриваться для:

турбогенераторов мощностью до 3 МВт;

турбогенераторов с косвенным охлаждением мощностью более 3 МВт, работающих непосредственно на сборные шины, если периодическая составляющая переходного тока при включении в сеть способом самосинхронизации не превосходит $3{,}5 \cdot I_{ном}$;

турбогенераторов с косвенным охлаждением, работающих в блоке с трансформаторами;

гидрогенераторов мощностью до 50 МВт;

гидрогенераторов, электрически жестко связанных между собой и работающих через общий выключатель при их суммарной мощности до 50 МВт.

В указанных случаях могут не предусматриваться устройства полуавтоматической и автоматической точной синхронизации.

3.3.46. При использовании способа самосинхронизации как основного способа включения генераторов на параллельную работу следует предусматривать установку на гидрогенераторах устройств автоматической самосинхронизации, на турбогенераторах – устройств ручной или полуавтоматической самосинхронизации.

3.3.47. При использовании способа точной синхронизации в качестве основного способа включения генераторов на параллельную работу, как правило, следует предусматривать установку устройств автоматической и полуавтоматической точной синхронизации. Для генераторов мощностью до 15 МВт допускается применение ручной точной синхронизации с блокировкой от несинхронного включения.

3.3.48. В соответствии с указанными положениями все генераторы должны быть оборудованы соответствующими устройствами синхронизации, расположенными на центральном пункте управления или на местном пункте управления для гидроэлектростанций, на главном щите управления или на блочных щитах управления для теплоэлектростанций.

Вне зависимости от применяемого способа синхронизации все генераторы должны быть оборудованы устройствами, позволяющими в необходимых случаях производить ручную точную синхронизацию с блокировкой от несинхронного включения.

3.3.49. При включении в сеть способом точной синхронизации двух или более гидрогенераторов, работающих через один выключатель, генераторы предварительно синхронизируются между собой способом самосинхронизации и с сетью – способом точной синхронизации.

3.3.50. На транзитных подстанциях основной сети и электростанциях, где требуется синхронизация отдельных частей электрической системы, должны предусматриваться устройства для полуавтоматической или ручной точной синхронизации.

В «Правилах технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации» [5] сказано:

5.1.19 Генераторы, как правило, должны включаться в сеть способом точной синхронизации.

При использовании точной синхронизации должна быть введена блокировка от несинхронного включения.

Допускается использование при включении в сеть способа самосинхронизации, если это предусмотрено техническими условиями на поставку или специально согласовано с заводом-изготовителем.

При ликвидации аварий в энергосистеме турбогенераторы мощностью до 220 МВт включительно и все гидрогенераторы разрешается включать на параллельную работу способом самосинхронизации. Турбогенераторы большей мощности разрешается включать этим способом при условии, что кратность сверхпереходного тока к номинальному, определенная с учетом индуктивных сопротивлений блочных трансформаторов и сети, не превышает 3,0.

1.3. Набор нагрузки при пуске [1]

После включения генератора в сеть его необходимо загрузить. Однако скорость увеличения нагрузки турбогенератора ограничена. Она определяется временем, необходимым для постепенного нагрева турбины. В нормальных условиях скорость изменения нагрузки турбоагрегата лежит в пределах 250…300 кВт/мин при первом нагружении и 1 МВт/мин при прогретой турбине, а время набора нагрузки составляет несколько часов. Нарушение требования постепенного набора нагрузки недопустимо. Оно может привести к серьезным механическим повреждениям теплосилового оборудования. Например, чрезмерно быстрый набор нагрузки может привести к большему удлинению ротора турбины по сравнению с корпусом турбины и отключению ее защитой от осевого сдвига, а в худшем случае и к задеванию лопаток ротора за диафрагмы. Поэтому скорость подъема нагрузки должна быть указана в местных инструкциях для каждого типа турбогенератора.

Резкие изменения нагрузки турбоагрегата могут приводить также к значительным тепловым и механическим напряжениям в узлах и деталях генератора, что негативно сказывается на его работе. Вследствие различия в тепловых постоянных времени стали и меди резкие изменения нагрузки машины будут приводить к относительному перемещению стержней обмотки в пазах и могут вызвать механические повреждения изоляции, ее смятие или разрывы. Наиболее вероятны такие повреждения изоляции у обмоток регулирующих машин, часто меняющих свою нагрузку.

Ввиду того, что условия теплового расширения стержней обмоток статора и ротора существенно различаются (обмотка статора неподвижна, а обмотка ротора вращается), их поведение в условиях быстрого нагревания и охлаждения должно быть рассмотрено раздельно.

При увеличении нагрузки статора и тепловом удлинении стержней его обмотки происходит деформация изоляционной оболочки, подвергающейся растягивающим усилиям. Механические напряжения в материале изоляции зависят от скорости деформации. Из-за значительной силы сцепления медь и изоляция удлиняются одинаково. Следовательно, поведение изоляции в условиях переменной нагрузки определяется скоростью деформации стержня обмотки при увеличении тока (а значит и температуры) в нем.

Скорость относительного удлинения $v_{\text{удл}}$ стержней обмоток статора при внезапном приложении к нему полной токовой нагрузки с обычной для современных мощных машин номинальной плотностью тока, равной 5…7 А/мм^2, составляет

$$v_{\text{удл}} = \frac{dl}{d\tau} = (0{,}125...0{,}250)\cdot 10^{-3}\,\text{мин}^{-1},$$

где dl – изменение длины стержней обмоток статора за промежуток времени $d\tau$.

Возникающие при этих скоростях напряжения растяжения не превосходят 9…10 МПа, а разрушающие напряжения – больше 22 МПа. Следовательно, рассматриваемый режим внезапного изменения нагрузки статора от нуля до макси-

мального значения не опасен с точки зрения механической прочности изоляции его обмотки.

Так как механическая прочность изоляции на термореактивной основе не ниже, чем у микалентной компаундированной изоляции, то эти выводы могут быть распространены на все современные мощные машины с термореактивной изоляцией и скорость изменения токовой нагрузки статоров таких машин практически может не ограничиваться.

Стержни обмотки вращающегося ротора при внезапном нагружении полным током и повышении их температуры не могут свободно удлиняться в пазах ротора, так как этому препятствуют силы трения, возникающие при вращении ротора из-за центробежных усилий. Поэтому перемещения обмотки ротора относительно бочки ротора, вызываемого разностью их температур и температурных коэффициентов, во вращающемся роторе не наблюдается, а тепловое удлинение медных стержней переходит в деформацию сжатия. Если при этом предел текучести меди будет превзойден, то деформация окажется необратимой. В результате после остановки и остывания машины стержни укоротятся по сравнению с исходным состоянием.

Несмотря на остаточные температурные деформации медных стержней обмотки ротора, случаи аварийного ограничения нагрузки ротора при косвенном охлаждении весьма редки. Значительно опаснее такие деформации обмотки в турбогенераторах с непосредственным охлаждением ротора. При укорочении витков в вентиляционных каналах стержней возникает сужение проходного сечения и условия охлаждения резко ухудшаются, приводя к местным перегревам обмотки ротора. Поэтому у турбогенераторов с непосредственным охлаждением ротора не допускаются остаточные температурные деформации меди.

С этой точки зрения особенно опасным является внезапное повышение нагрузки ротора после достижения машиной полной скорости при ее пуске (например, при самосинхронизации). В этом случае из-за резкого различия тепловых постоянных меди и стали, разность их температур может достигать больших значений, при которых температурные напряжения в меди значительно выше предела пропорциональности, что неизбежно приведет к остаточным деформациям.

Этим объясняется требование ПТЭ о постепенном наборе нагрузки генератором в соответствии с повышением нагрузки турбины при ее прогреве. Однако на аварийные ситуации, когда требуется быстрое увеличение реактивной мощности при аварийных понижениях напряжения в сети, это условие не распространяется ввиду их кратковременности.

Резкие изменения нагрузки могут происходить не только при пусках и остановах турбоагрегатов, но и при регулировании активной нагрузки, например, в диапазоне 70…100% мощности агрегата, когда генератор работает в пиковом режиме или регулирует частоту, а также при действии АРВ или форсировке возбуждения (скорость изменения реактивной нагрузки, не связанная, вообще говоря, с изменением активной нагрузки, может оказаться весьма высокой).

Следует отметить, что в режимах частых пусков и остановок, а также при работе в переменной части графика нагрузки и в режимах с недовозбуждением кроме нагрева обмоток происходят изменения теплового состояния и конструктивных узлов статора турбогенератора. Так, например частые пуски и остановки (30…40 раз в год) приводят к изменению температуры активных частей генератора на 50…70°С в зависимости от длительности простоя. Неравномерный суточный график генератора (100…65% по активной и 100…20% по реактивной мощности) приводит к изменению температуры активных частей генератора на 25…35°С. Систематическая работа генераторов с коэффициентом мощности, близким к единице, в емкостном или индуктивном квадранте является причиной увеличения потоков рассеяния в лобовых частях и повышенного нагрева крайних пакетов стали сердечника.

Эти изменения температуры приводят к повреждениям активной стали турбогенератора: ослаблению опрессовки зубцов крайних пакетов, отламыванию отдельных листов зубцов из-за температурных деформаций сердечника, к вибрации ослабленных листов под воздействием электромагнитных сил и т.п. В результате надежность и долговечность турбогенераторов, в особенности блочных, проектировавшихся для базовой нагрузки, понижается и часто приводит к серьезным ремонтным работам.

При назначении переменных режимов для турбогенераторов следует учитывать эти особенности их переменной нагрузки.

Гидротурбины – тихоходные машины, рабочая температура которых не отличается от температуры окружающей среды, и поэтому с точки зрения эксплуатации они значительно проще паровых турбин. Гидравлическая турбина не ограничивает скорость подъема нагрузки, поэтому набор нагрузки гидрогенератора производится в течение нескольких минут.

«Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации» [5] определяют скорость изменения параметров генератора следующим образом:

5.1.21. Скорость повышения напряжения на генераторах и синхронных компенсаторах не ограничивается.

Скорость набора и изменения активной нагрузки для всех генераторов определяется условиями работы турбины или котла.

Скорость изменения реактивной нагрузки генераторов и синхронных компенсаторов с косвенным охлаждением обмоток, турбогенераторов газотурбинных установок, а также гидрогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток не ограничивается; на турбогенераторах с непосредственным охлаждением обмоток эта скорость в нормальных режимах должна быть не выше скорости набора активной нагрузки, а в аварийных условиях – не ограничивается.

2. Рабочие режимы работы

Под рабочими режимами работы генератора подразумевают такие режимы, в которых он может работать длительное время. К ним относятся режимы работы машин с различными нагрузками от минимально возможной по технологическим условиям до допустимой по условию нагрева, а также режимы с переменной регулируемой нагрузкой при условии, что в процессе изменения нагрузки основные параметры генератора не отклоняются за допустимые пределы.

Основными параметрами генератора являются полная мощность $\boldsymbol{S}$, напряжение $\boldsymbol{U}_{ст}$ и ток $\boldsymbol{I}_{ст}$ статора, ток ротора $\boldsymbol{I}_{в}$, коэффициент мощности $\cos\boldsymbol{\varphi}$, частота $\boldsymbol{f}$, температура $\boldsymbol{t}_{охл}$ и давление $\boldsymbol{p}_{охл}$ охлаждающей среды.

Допустимые границы отклонения параметров при рабочих режимах лимитируются нагревом различных частей синхронных машин (обмоток статора и ротора, конструктивных элементов и т.д.) и указываются в ГОСТ, ПТЭ и в инструкциях заводов изготовителей.

Для определения диапазона изменения нагрузок генераторов используют диаграммы мощностей (рис. 6), которые получают из векторных диаграмм напряжений (рис. 7а) путем умножения векторов напряжений на величину U/x_d.

Вектор **OA** на диаграмме мощностей представляет собой полную мощность машины, его проекция на ось ординат – активную, а проекция на ось абсцисс – реактивную составляющую полной мощности.

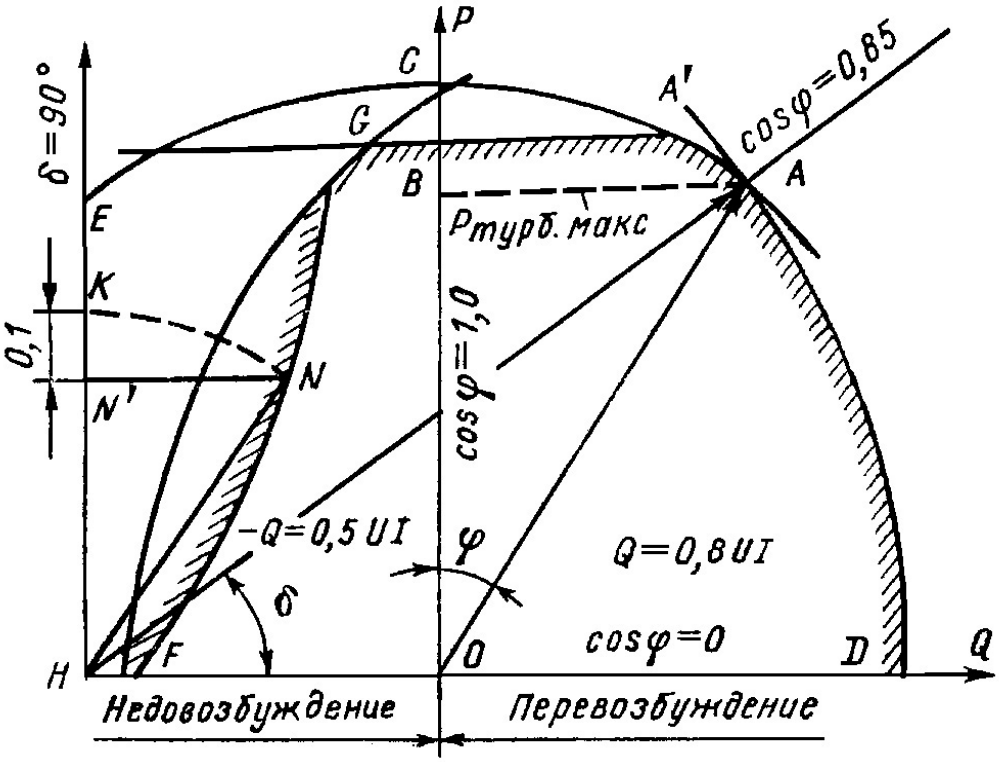
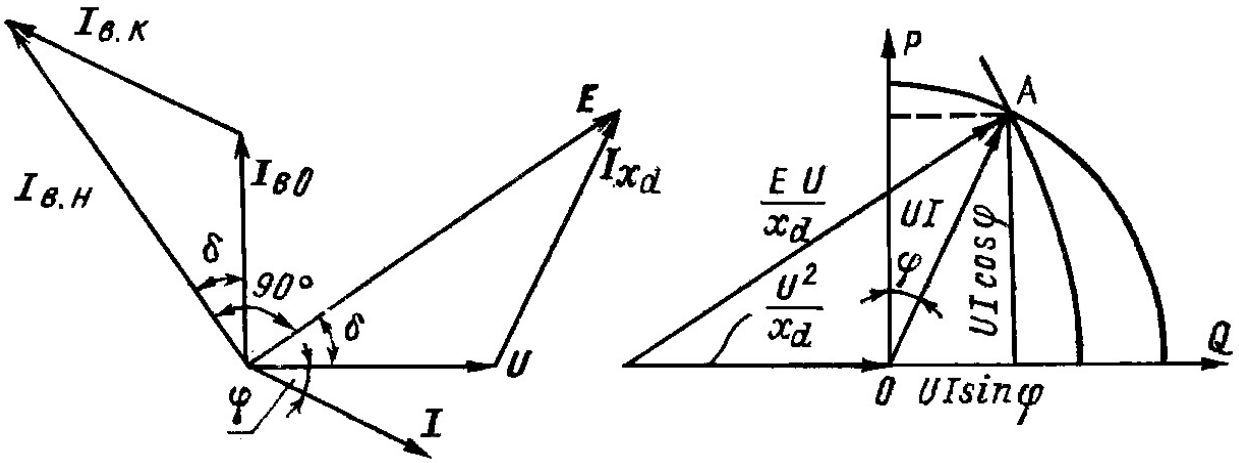


Рис. 6. Диаграмма мощности турбогенератора



а б

Рис. 7. К построению диаграммы мощности турбогенератора: U – напряжение на зажимах генератора; I – ток нагрузки генератора; E – э.д.с. генератора; $I{\cdot}x_d$ – падение напряжения в синхронном реактивном сопротивлении; $I_{в.н}$ – номинальный ток возбуждения; $I_{в.к}$ – ток возбуждения, компенсирующий реакцию статора; $I_{в.0}$ – ток возбуждения, соответствующий потоку в зазоре

2.1. Номинальный режим [1]

Номинальный режим генератора это такой режим, при котором он развивает номинальную мощность и в нормальных условиях должен работать в течение установленного заводом изготовителем срока службы. Под нормальными условиями здесь понимается, прежде всего, соблюдение расчетных условий охлаждения машины, поскольку длительность установившегося режима работы генератора ограничивается главным образом его нагревом. Номинальный режим характеризуется номинальными параметрами: активной мощностью $P_{ном}$, напряжением $U_{ном}$, коэффициентом мощности $\cos\varphi_{ном}$, частотой $f_{ном}$ и температурой охлаждающего газа на выходе ϑ_o (на рис. 6 и 7 этому режиму соответствует точка А).

При длительном установившемся номинальном режиме все основные параметры должны поддерживаться практически неизменными. Параметры считаются практически неизменными в том случае, если их изменения, неизбежные в эксплуатации, находятся в заданных пределах отклонений, практически не влияющих на режим генератора. Например, нагрузка генератора считается неизменной, если отклонения токов и напряжений статора от установившегося значения находятся в пределах ±3%, а отклонения тока возбуждения и частоты – в пределах ±1%. Температуру меди и стали генератора считают неизменной, если ее отклонения от установившегося значения не превышаю 1°С в течение 1ч. Температура охлаждающей среды также, чтобы считаться неизменной, не должна отклоняться более чем на 1°С за 1ч для газа и на 0,5°С за 1ч для жидкости (ГОСТ 533-2000).

В качестве примера в табл. 1. приведены основные номинальные параметры генератора ТГВ-200-2 М У3 действительные при номинальном давлении и чистоте водорода в корпусе и температуре охлаждающей среды не выше +40°С. Данные охлаждающих сред приведены в табл. 2.

Таблица 1

Наименование параметров	Единица измерения	Величина
Мощность	кВА/кВт	258800/220000
Коэффициент мощности	(cos φ)	0,85
Частота вращения	об/мин	3000
Частота	Гц	50
Соединение фаз		–
Число фаз	–	3
КПД	%	98,6
Напряжение статора	В	15750
Ток статора	А	9490
Ток ротора расчетный	А	2015
Напряжение возбуждения	В	450

Таблица 2

Наименование параметров.		Единица измерения.	Величина.
Номинальное избыточное давление водорода в корпусе		Мпа (кГс/см^2)	0,2…0,3(2…3)
Чистота водорода по объему		%	98
Температура водорода на выходе из газоохладителей		^{o}C	40
Расход воды через газоохладители		т/ч	250
Температура воды на входе в ГО		^{o}C	> 15; < 33
Перепад давления «вода-водород» на входе		Мпа (кГс/см^2)	0,05(0,5)
Падение давления воды в ГО		Мпа (кГс/см^2)	0,065(0,65)
Расход воды во внешнем контуре теплообменника системы водяного охлаждения обмотки статора		т/ч	200
Температура воды на входе в контур теплообменника		^{o}C	33
Расход дистиллята, поступающего в обмотку статора		т/ч	43,2
Температура дистиллята на входе		^{o}C	40 ±5
Избыточное давление дистиллята на входе в обмотку при работе РКНВ		Мпа (кГс/см^2)	0,25(2,5)
Перепад давления дистиллята на обмотке		кГс/см^2	1,5
Относительная влажность водорода при номинальной температуре холодного газа		%	30
Избыточное давление дистиллята на выходе из обмотки статора		МПа (кГс/см^2)	0,1 (1,0)
Удельное электрическое сопротивление дистиллята при температуре 40°C		кОм·см	200
Перепад давления «масло-водород»		МПа	0,07 … 0,09
		кГ/см^2	0,7 … 0,9
Расход масла через 2 уплотнения:	длительно	м^3/ч	11,9
	кратковременно, но не более 30 мин	м^3/ч	18,0
Расход масла через 2 подшипника		м^3/ч	36
Избыточное давление масла на подаче в подшипники		МПа	0,07...0,09
		кГс/см^2	0,7...0,9

Данные по генератору взяты из «И Н С Т Р У К Ц И И по эксплуатации турбогенератора ТГВ-200-2 М У3» ЧТЭЦ-3.

2.2. Нормальные режимы [1]

В электрической системе постоянно происходят различные изменения – в первую очередь это изменения нагрузки и как следствие изменения напряжения, частоты, коэффициента мощности и т.д. Кроме того, постоянно изменяются внешние условия, от которых зависит режим работы генераторов. К ним относятся, прежде всего, условия охлаждения (в частности, температура охлаждающей воды, которая подается в теплообменники для отвода тепла, обусловленного потерями в генераторе). Поэтому обычно генератор работает в режимах, отличных от номинального, но в рамках нормального режима.

Под нормальным режимом генератора подразумевают такой режим, в котором он может работать без ограничения по времени. К нормальному следует отнести режимы работы машин с различными нагрузками от минимально возможной по технологическим условиям до номинальной (указанной на щитке генератора), а также режимы с переменной регулируемой нагрузкой при условии, что основные параметры генератора не превысят номинальных значений.

Рассмотрим области значений основных параметров нормального режима работы генераторов.

Температура входящей в газоохладитель воды и выходящего из него газа (воздуха или водорода), а также – в случае непосредственного охлаждения – температура охлаждающей жидкости (дистиллята или масла) должна соответствовать нормам (у дистиллята 33, у масла 40°С). Также должны соответствовать заводским требованиям избыточное давление водорода и его чистота (98%). При отклонении температуры и давления охлаждающей среды в сторону ухудшения охлаждения длительно допустимые токи статора и ротора должны быть уменьшены настолько, чтобы тепловой режим генератора остался неизменным, а температура его отдельных элементов практически сохранила свое установившееся значение.

Напряжение генератора должно быть практически симметричным и синусоидальным. Это значит, что напряжение обратной последовательности не должно превышать 1%, а коэффициент синусоидальности – 5%. Отклонения напряжения статора допускается в пределах ±5%. При этом генератор должен длительно работать с полной номинальной мощностью, хотя для достижения этой мощности при 95% напряжения повышается ток статора, а при 105% – соответственно ток ротора.

Допустимость понижения напряжения больше чем на 5% обязательно проверяется с точки зрения устойчивости (вопросы устойчивости рассматриваются в курсе «Переходные процессы в электроэнергетических системах»). Если при этом генератор будет обладать достаточным запасом устойчивости (не менее 10%), то все равно мощность его должна быть снижена, поскольку ток статора по условиям нагрева обмотки статора не следует повышать сверх 105% номинального.

Повышение напряжения сверх 105% опасно. Иначе, вследствие насыщения стали, в современных генераторах даже незначительный подъем напряжения выше допустимого приводит к возрастанию магнитной индукции, резкому (в не-

сколько раз) увеличению потоков рассеяния и появлению в ребрах корпуса генератора и в других конструктивных элементах очень больших паразитных токов, вызывающих дополнительный нагрев и даже оплавление этих элементов. Вследствие этого нагрузка генератора при повышении напряжения сверх 105% должна понижаться.

Некоторые типы генераторов допускают сохранение полной нагрузки при изменении напряжения до 110%. Однако, эта возможность должна быть обязательно проверена специальными испытаниями на дополнительные потери в роторе и статоре и на нагрев активной стали. До таких испытаний рекомендуется изменять нагрузку генератора при отклонениях напряжения в соответствии с инструкцией завода-изготовителя.

В качестве примера ниже представлена выписка из «И Н С Т Р У К Ц И И по эксплуатации турбогенератора ТГВ-200-2 М У3» ЧТЭЦ-3.

Генератор обеспечивает длительно допустимую мощность при номинальном $\cos\varphi$ и номинальной частоте при изменении напряжения статора в пределах ±5% от $U_{ном}$.

Мощность генератора при отклонении напряжения от номинального более чем на ±5%, но не более ±10% устанавливается в соответствии с табл. 3.

Таблица 3

Напряжение статора генератора									
кВ	17,3	17,2	17,0	16,85	16,7	16,54	15,75	14,96	14,2
% от $U_{ном}$	110	109	108	107	106	105	100	95	90
Полная мощность									
мВА	249,7	258,8	265,2	274,3	279,5	284,6	284,6	270,4	255,4
% от $S_{ном}$.	96,5	100	102,5	106	108	110	110	104,5	99
Ток статора									
кА	8,55	8,68	9,02	9,39	9,63	9,96	10,44	10,44	10,44
% от $I_{ном}$	88	91,5	95	99	102	105	110	110	110

ЗАПРЕЩАЕТСЯ повышение напряжение статора генератора выше 17,3кВ.

Влияние изменений частоты на потери и нагрев генератора сказываются лишь при значительных отклонениях частоты от нормы (больше ±2,5%). При понижении частоты потери в стали уменьшаются. Но одновременно с этим снижается и частота вращения ротора, снижается эффективность вентиляции и, как следствие, ухудшается охлаждение водородом, что может привести к необходимости понижения мощности генератора из-за повышения нагрева. При повышении частоты растут потери в стали, но одновременно улучшаются условия охлаждения, поэтому только при значительных повышениях частоты (2…3%) возникла бы необходимость уменьшения мощности машины.

Так как изменения частоты, нормально допускаемые в эксплуатации, не должны превосходить ±2% по «Правилам технической эксплуатации» (ПТЭ), уменьшения нагрузки генераторов при этих отклонениях не требуется.

Значительно большее влияние на полную и активную мощность генератора оказывают изменения коэффициента мощности – это можно видеть на диаграмме мощностей турбогенератора (см. рис. 6). На участке AD при понижении коэффи-

циента мощности от номинального до нуля полная мощность уменьшается, так как для удержания режима в рамках номинальных параметров необходимо ток возбуждения, а значит и ЭДС *E* поддерживать номинальными. Поэтому конец вектора полной мощности перемещается по окружности с центром в точке *H*. Таким образом, в чисто компенсаторном режиме генератор способен развивать лишь около 70% полной мощности.

При работе с повышенными коэффициентами мощности (от номинального до единицы) полная мощность генератора ограничена мощностью турбины. Поэтому конец вектора OA перемещается при изменении $\cos\varphi$ по прямой AB. Если турбина способна повышать свою мощность сверх номинальной (как это имеет место, например, для теплофикационных машин типа КО и КОО), то в области режимов при повышенных коэффициентах мощности генератор сможет работать при номинальной полной мощности (участок диаграммы AA′).

При работе в емкостном квадранте в режимах с недовозбуждением (влево от прямой OB) активная мощность генератора ограничивается устойчивостью его работы.

Работа в режиме недовозбуждения практикуется в часы провала нагрузки из-за избытков реактивных мощностей и невозможности кратковременных остановок крупных генераторов. Такой режим осуществим только при автоматическом регулировании возбуждения, эффективном при работе с опережающим током статора. Но при этом условии требуется уменьшение активной нагрузки генератора для обеспечения устойчивости в области низких $\cos\varphi$ (участок диаграммы мощности GF).

В крупных турбогенераторах режимы с недовозбуждением ограничиваются еще, дополнительно, нагревом крайних пакетов активной стали и конструктивных элементов торцевых зон статора. Этот дополнительный нагрев обусловлен повышенной результирующей индукцией в торцевых зонах, что объясняется слабой магнитной связью обмоток статора и ротора в этих зонах и недостаточной компенсацией потока рассеяния статора потоком ротора. Магнитная связь обеих обмоток слабее здесь потому, что поля, образуемые лобовыми частями обмоток статора и ротора, вынуждены замыкаться большей частью по воздуху.

Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей [5] регламентируют следующие допустимые диапазоны изменения основных параметров синхронных генераторов и компенсаторов:

5.1.22. Номинальная мощность генераторов при номинальном коэффициенте мощности (для всех турбогенераторов мощностью 30 Мвт и более и всех турбогенераторов газотурбинных и парогазовых установок также длительная максимальная мощность при установленных значениях коэффициента мощности и параметров охлаждения) и номинальная мощность синхронных компенсаторов должны сохраняться при одновременных отклонениях напряжения до ±5% и частоты до ±2,5% номинальных значений при условии, что при работе с повышенным напряжением и пониженной частотой сумма абсолютных значений отклонений напряжения и частоты не превышает 6%,

если в стандартах на отдельные типы машин не оговорены иные условия по отклонению напряжения и частоты.

Наибольший ток ротора, полученный при работе с номинальной мощностью и при отклонениях напряжения в пределах ±5%, длительно допустим при работе с номинальными параметрами охлаждающей среды.

В случае работы с длительной максимальной мощностью наибольший ток ротора при отклонении напряжения до ±5% длительно допустим только при соответствующих параметрах охлаждения.

Для всех генераторов и синхронных компенсаторов наибольшее рабочее напряжение должно быть не выше 110% номинального. При напряжении выше 105% допустимая полная мощность генератора и синхронного компенсатора должна быть установлена в соответствии с указаниями инструкций завода-изготовителя или по результатам испытаний.

При напряжении на генераторе или синхронном компенсаторе ниже 95% номинального ток статора должен быть не выше 105% длительно допустимого.

2.3. Допустимые перегрузки [1]

Кратковременные перегрузки статора и ротора по отношению к длительно допустимому току статора $I_{\text{ст.дл}}$ и ротора $I_{\text{в.дл}}$, необходимость в которых возникает довольно часто при работе автоматики, форсировке возбуждения, различных видах АПВ, в асинхронных режимах и т.п., допускаются в довольно широких пределах.

При определении допустимых перегрузок учитывают систему охлаждения машины, ее конструктивные особенности и необходимость сохранения электрических и механических свойств изоляции. Для генераторов с непосредственным охлаждением обмоток статора и ротора учитывается еще недопустимость вскипания охлаждающей воды или теплового разложения масла при повышенных нагревах, сопровождающих перегрузки. Для роторной обмотки очень важно также не превысить наибольшую разность температур между медью обмотки и сталью бочки ротора, при которой могут возникнуть остаточные деформации стержней и повреждение изоляции обмотки ротора.

Если задаться условием сохранения равенства дополнительного превышения температуры обмотки при разных перегрузках и принять, что выделенное в обмотке тепло полностью пойдет только на ее нагрев [3], то допустимая длительность перегрузки генераторов и компенсаторов $\tau_{\text{доп n}}$ при известной длительности $\tau_{\text{доп 1}}$ заданной перегрузки (обычно двойной или полуторной) будет

$$\tau_{\text{доп.n}} = \tau_{\text{доп.1}} \cdot \frac{k_{\text{j1}}^2 - 1}{k_{\text{jn}}^2 - 1}.$$

Кратность перегрузки k_{j} определяется как отношение тока перегрузки к току, длительно допустимому при фактически имеющихся температуре и давлении охлаждающей среды.

Так как допустимая длительность полуторной перегрузки для генераторов с косвенным охлаждением обмотки статора и ротора по ГОСТ составляет 2 мин., то

$$\tau_{\text{доп.n}} = 120 \cdot \frac{1{,}5^2 - 1}{k_{\text{j}}^2 - 1} = \frac{150}{k_{\text{j}}^2 - 1}.$$

Для генераторов с поверхностным охлаждением одновременно с перегрузкой по току статора допустима и необходимая при этом перегрузка по току ротора. При форсировке возбуждения двукратная к номинальному току ротора перегрузка разрешается в течение 50 с [3].

У генераторов с непосредственным охлаждением потери в обмотках от тока значительно выше, чем у машин с поверхностным охлаждением. При определении допустимых перегрузок для этих машин учитывают неравномерный подогрев охлаждающей среды в каналах стержней, а также увеличение постоянной времени нагрева. Кроме того, обмотки с непосредственным охлаждением более чувствительны к смещениям при их нагреве. Поэтому допустимая длительность их перегрузки током 1,5 номинального снижена до 30 с [3]. Для турбогенераторов ТГВ, ТВВ и ТВМ ГОСТ устанавливает длительность полуторной перегрузки одну минуту. Следовательно, для статоров турбогенераторов этих типов

$$\tau_{\text{доп.n}} = 60 \cdot \frac{1{,}5^2 - 1}{k_{\text{j}}^2 - 1} = \frac{75}{k_{\text{j}}^2 - 1}.$$

Для роторов с непосредственным охлаждением установлена допустимая длительность двукратной перегрузки 20 с, отсюда

$$\tau_{\text{доп.n}} = 20 \cdot \frac{2^2 - 1}{k_{\text{j}}^2 - 1} = \frac{60}{k_{\text{j}}^2 - 1}.$$

Для ротора турбогенератора 800 МВт установлена длительность двукратной перегрузки 15 с, т.е.

$$\tau_{\text{доп.n}} = 15 \cdot \frac{2^2 - 1}{k_{\text{j}}^2 - 1} = \frac{45}{k_{\text{j}}^2 - 1}.$$

Меньшая перегрузочная способность генераторов с непосредственным охлаждением по сравнению с генераторами с косвенным охлаждением объясняется более высокими номинальными плотностями тока в их обмотках и неравномерностью нагрева обмотки при перегрузках из-за подогрева охлаждающей среды в каналах.

Перегрузка обмоток током даже при разрешенной продолжительности приводит к возрастанию их температуры сверх допустимой, что вызовет ускоренное старение изоляции. Поэтому кратковременные перегрузки генераторов и компенсаторов допускаются только при авариях в энергосистеме. Снятие перегрузки роторов с непосредственным охлаждением должно, как правило, производиться автоматически [3].

Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей [5] регламентируют следующие допустимые перегрузки синхронных генераторов и компенсаторов:

5.1.23. Длительная перегрузка генераторов и синхронных компенсаторов по току сверх значения, допустимого при данных температуре и давлении охлаждающей среды, не допускается.

В аварийных условиях генераторы и синхронные компенсаторы разрешается кратковременно перегружать по токам статора и ротора согласно инструкциям завода-изготовителя, техническим условиям и государственным стандартам. Если в них соответствующие указания отсутствуют, при авариях в энергосистемах допускаются кратковременные перегрузки генераторов и синхронных компенсаторов по току статора при указанной в табл. 4 кратности тока, отнесенной к номинальному значению.

Таблица 4

Допустимая кратность перегрузки генераторов и синхронных компенсаторов по току статора

Продолжительность перегрузки, мин, не более	Косвенное охлаждение обмотки статора	Непосредственное охлаждение обмотки статора	
		водой	водородом
60	1,1	1,1	–
15	1,15	1,15	–
10	–	–	1,1
6	1,2	1,2	1,15
5	1,25	1,25	–
4	1,3	1,3	1,2
3	1,4	1,35	1,25
2	1,5	1,4	1,3
1	2,0	1,5	1,5

Допустимая перегрузка по току возбуждения генераторов и синхронных компенсаторов с косвенным охлаждением обмоток определяется допустимой перегрузкой статора. Для турбогенераторов с непосредственным водородным или водяным охлаждением обмотки ротора допустимая перегрузка по току возбуждения должна быть определена кратностью тока, отнесенной к номинальному значению тока ротора (табл. 5).

Таблица 5

Допустимая кратность перегрузки турбогенераторов по току ротора

Продолжительность перегрузки, мин, не более	**Турбогенераторы**	
	ТВФ, кроме ТВФ-120-2	**ТГВ, ТВВ (до 500 МВт включительно), ТВФ-120-2**
60	**1,06**	**1,06**
4	**1,2**	**1,2**
1	**1,7**	**1,5**
0,5	**2,0**	**–**
0,33	**–**	**2,0**

В качестве примера ниже представлена выписка из «И Н С Т Р У К Ц И И по эксплуатации турбогенератора ТГВ-200-2 М У3» ЧТЭЦ-3.

В нормальных условиях эксплуатации генератора никаких перегрузок не допускается.

В аварийных условиях (отключение генератора, линий электропередач и т.п.) в целях предотвращения нарушения статической устойчивости системы, как исключение, допускаются кратковременные перегрузки генератора по току статора и ротора. Допустимые перегрузки и их длительность приведены в табл. 6 и 7.

Таблица 6

Перегрузка по току статора

Продолжительность перегрузки не более, мин.	1	4	5	6	15	60
Кратность тока по отношению к номинальному	1,5	1,3	1,25	1,2	1,15	1,1
Допустимый ток, А	14235	12337	11862	11388	10913	10439

Таблица 7

Перегрузка по току ротора.

Продолжительность допустимой перегрузки не более, мин.	0,33(20с)	1,0	4,0	60
Кратность перегрузки, $I_п/I_н$	2	1,5	1,2	1,06
Допустимый ток, А	4030	3022	2418	2136

Перегрузки, сверх указанных в таблицах, не допускаются. Срабатывание форсировки на полный цикл допускается не ранее, чем через 7 мин. после предыдущего цикла форсировки.

При увеличении тока статора сверх допустимых значений дежурный персонал должен разгрузить генератор путем уменьшения возбуждения. При этом необходимо следить, чтобы генератор не перешел в режим работы с недовозбуждением (емкостной квадрант) и напряжение на шинах генератора было не ниже 15,0 кВ.

2.4. Асинхронный режим работы [6]

Асинхронный режим возникает вследствие полной или частичной потери возбуждения генератора. Полная потеря возбуждения происходит в случаях: ошибочного отключения АГП, обрыва или к.з. в силовой цепи обмотки возбуждения генератора, повреждения возбудителя или элементов схемы цепей возбуждения и т.д. В зависимости от характера неисправности обмотка возбуждения генератора, перешедшего в асинхронный режим, может оказаться разомкнутой, замкнутой накоротко или на резистор (гасительный, для самосинхронизации или обмотки возбудителя).

Частичная потеря возбуждения может произойти в случае работы турбогенератора без автоматического регулятора возбуждения и неправильных действий персонала при перераспределении активных и реактивных нагрузок между ним и другими работающими генераторами, при некоторых повреждениях в цепях возбуждения и т.д.

Физический процесс перехода в асинхронный режим происходит в следующей последовательности: при исчезновении или значительном уменьшении тока в обмотке возбуждения генератора уменьшаются магнитный поток возбуждения и соответствующий ему синхронный электромагнитный момент на валу турбогенератора. При некотором значении тока возбуждения значение синхронного электромагнитного момента становится меньше вращающего момента турбины и генератор, продолжая оставаться в сети, выпадает из синхронизма. Для поддержания магнитного поля генератор – начинает потреблять намагничивающий ток из сети. Вследствие нарушения равновесия между вращающим моментом турбины, и электромагнитным (тормозным) моментом генератора начинает увеличиваться частота вращения турбоагрегата выше синхронной. Регулятор турбины при этом уменьшает впуск пара в турбину и стремится сохранить нормальную частоту вращения, вследствие чего активная нагрузка турбоагрегата несколько снижается.

Увеличение частоты вращения турбоагрегата приводит к тому, что ротор генератора вращается быстрее, чем магнитное поле статора, и в роторных контурах возникают переменные токи, имеющие частоту скольжения sf. Взаимодействие наведенных в контурах ротора токов с основным потоком статора создает асинхронный электромагнитный момент на валу генератора, тормозящий ротор. Установившийся асинхронный режим наступает при равенстве асинхронного электромагнитного момента и момента вращения турбины, генератор в этом режиме выдает в сеть активную и потребляет из сети реактивную мощность.

Активная нагрузка, при которой наступает установившийся режим, определяется характеристикой регулирования турбины и значением асинхронного момента генератора, который в общем случае определяется индуктивными сопротивлениями генератора в установившихся и переходных режимах и постоянными времени его контуров. Асинхронный момент турбогенераторов резко возрастает с увеличением скольжения (рис. 8), поэтому равновесие между асинхронным моментом генератора и моментом турбины наступает при относительно небольших скольжениях.

Асинхронный режим работы генератора сопровождается следующими изменениями показаний приборов: ток статора увеличивается и колеблется с частотой скольжения возле некоторого среднего значения; напряжение статора снижается тем больше, чем больше нагрузка машины (на величину падения напряжения U_c в блочном трансформаторе); в обмотке ротора протекает переменный ток, стрелки приборов тока и напряжения ротора колеблются с двойной частотой скольжения в обе стороны от нуля; ваттметр реактивной мощности указывает направление мощности из сети к генератору.

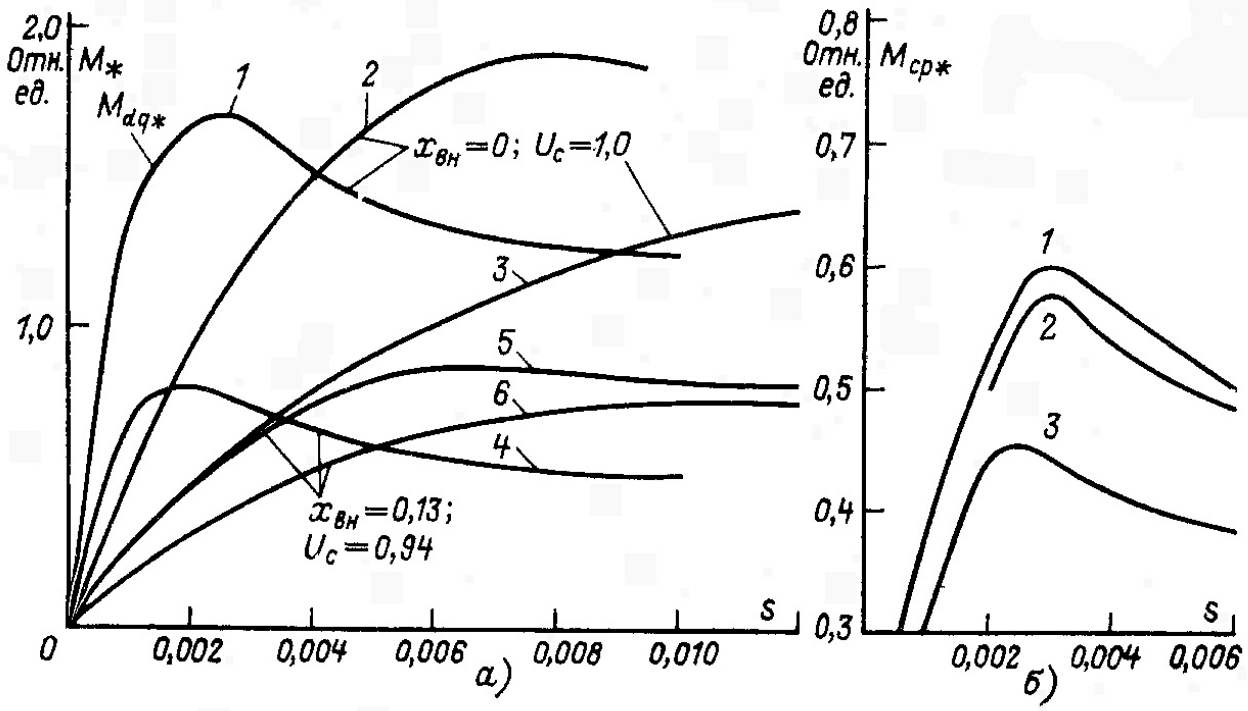


Рис. 8. Расчетные характеристики асинхронных моментов турбогенераторов при различном состоянии обмотки возбуждения и схем подключения к сети: *а* – ТВ-2-150-2, 1, 2, 3 – $x_{ВН} = 0$; $U_С = 1{,}0$; 4, 5, 6 – $x_{ВН} = 0{,}13$; $U_С = 0{,}94$; 1 и 4 – при ОВГ, замкнутой на источник возбуждения, 2 и 5 – при ОВГ, замкнутой на резистор (гасительный или самосинхронизации); 3 и 6 – при разомкнутой ОВГ; *б* – турбогенераторы с непосредственным охлаждением, ОВГ замкнута на источник возбуждения; 1 – ТВФ-100-2; 2 – ТГВ-200; 3 – ТВВ-500

В асинхронном режиме значительно понижается напряжение на выводах статора генератора и в меньшей мере – на шинах высокого напряжения, на которые работает данный блок генератор-трансформатор. Прохождение наведенных токов по бочке, зубцам и клиньям ротора вызывает потери, пропорциональные скольжению и электромагнитному асинхронному моменту. С другой стороны, увеличение результирующей м.д.с. потока рассеяния в зоне лобовых частей вызывает рост нагрева крайних пакетов и не защищенной нажимным фланцем части спинки статора, характерный для режима глубокого недовозбуждения.

Сохранение в работе турбогенератора, потерявшего возбуждение, возможно только в тех случаях, когда в энергосистеме существует необходимый резерв реактивной мощности, обеспечивающий поддержание напряжения в узловых точках, энергосистемы.

Допустимая длительность асинхронных режимов работы турбогенераторов зависит от их конструктивных особенностей. Генераторы с косвенным охлаждением вне зависимости от охлаждающей среды могут работать в асинхронном режиме не более чем 30 мин с нагрузкой до 0,6 номинальной. Для генераторов с непосредственным охлаждением допустимая длительность работы в асинхронном режиме без возбуждения устанавливается на основе специальных испытаний или кон-

кретных указаний в директивных материалах, при этом должна быть также установлена допустимость влияния этого режима на сеть.

В случаях, появления признаков повреждения машины или если генератор до потери возбуждения работал с замыканием на землю в цепях возбуждения, при переходе в асинхронный режим его следует немедленно отключать от сети.

Колебания токов, напряжений и мощности на турбогенераторе, работающем в асинхронном режиме, возникают из-за проворотов ротора относительно поля статора. Амплитуды колебания всех величин пропорциональны активной нагрузке генератора и обратно пропорциональны сопротивлению в цепи ротора.

При асинхронном режиме турбогенератора его ротор движется неравномерно, что обусловлено, пульсацией асинхронного момента, вызывающей колебания активной мощности. Меньшую неравномерность частоты вращения имеют турбогенераторы при асинхронном режиме с разомкнутой обмоткой ротора, когда он практически симметричен, большую – с обмоткой ротора, замкнутой на резистор (самосинхронизации и др.). В последнем случае в момент прохождения тока в обмотке возбуждения через нуль ротор получает резкое ускорение, поскольку тормозящий асинхронный момент, создаваемый токами, наведенными в роторных контурах, в этот момент имеет минимальное значение. С появлением тока в обмотке возбуждения и увеличением отдаваемой активной мощности ротор тормозится, при уменьшении активной мощности вновь получает ускорение.

У мощных турбогенераторов с непосредственным охлаждением несимметрия ротора больше, особенно при замкнутой обмотке возбуждения, за счет сравнительно меньшего числа пазов и значительного увеличения линейных нагрузок в обмотанной части ротора.

В связи с этим, а также меньшей относительной массой этих турбоагрегатов степень ускорения и последующего замедления их роторов в асинхронном режиме с замкнутой обмоткой возбуждения больше, чем у машин с косвенным охлаждением. Наибольшей неравномерностью движения ротора отличаются турбогенераторы с высокочастотными возбудителями при замыкании обмотки ротора на выпрямители возбудителя.

Когда полярность наведенного в роторе тока совпадает с полярностью вентилей, по последовательной обмотке возбуждения возбудителя протекает ток, появляется вынужденный поток возбуждения генератора, создающий синхронизирующий момент и уменьшающий скольжение агрегата. В обратный полупериод, когда вентили запираются, обмотка ротора оказывается разомкнутой и ротор получает резкое ускорение.

Для всех турбогенераторов допустимая активная нагрузка в асинхронном режиме ограничивается следующими положениями:

средний ток статора не должны превышать

$$I_{\text{ас.доп}} = \frac{I_{\text{мин}} + I_{\text{макс}}}{2} \le 1{,}1 \cdot I_{\text{ном.ст}},$$

где $I_{ас.доп}$, $I_{мин}$, $I_{макс}$ – соответственно средний допустимый, минимальный и максимальный токи статора в асинхронном режиме; $I_{ном.ст}$ – номинальный ток статора;

температура крайних пакетов стали статора и конструктивных элементов торцевой зоны не должна превышать допустимых значений;

потери в роторе не должны быть выше потерь на возбуждение при нормальном режиме. Потери в роторе, обусловленные скольжением, зависят от активной нагрузки генератора $\Delta p_2 \approx P_s$.

На рис. 9 приведена зависимость средней активной мощности от скольжения для турбогенераторов ТВВ-320-2 и ТВ-2-150-2.

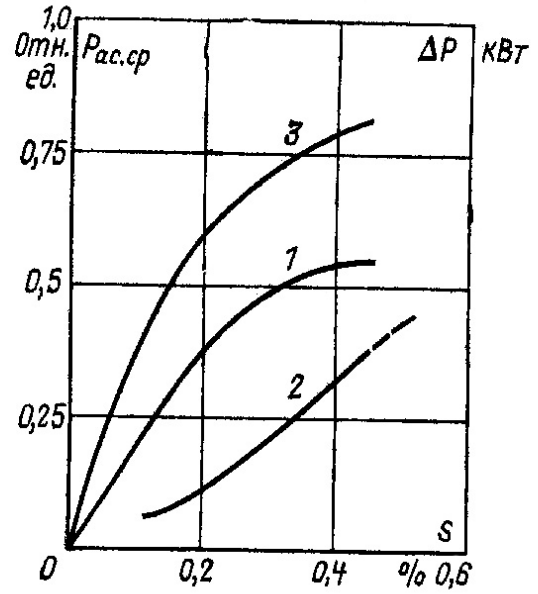


Рис. 9. Зависимость средней активной мощности и потерь в роторе от скольжения при асинхронном режиме турбогенераторов:
1 – $P_{ас.ср} = f(s)$ (ТВВ-320-2);
2 – $\Delta P = f(s)$ (ТВВ-320-2);
3 – $P_{ас.ср} = f(s)$ (ТВ-2-150-2)

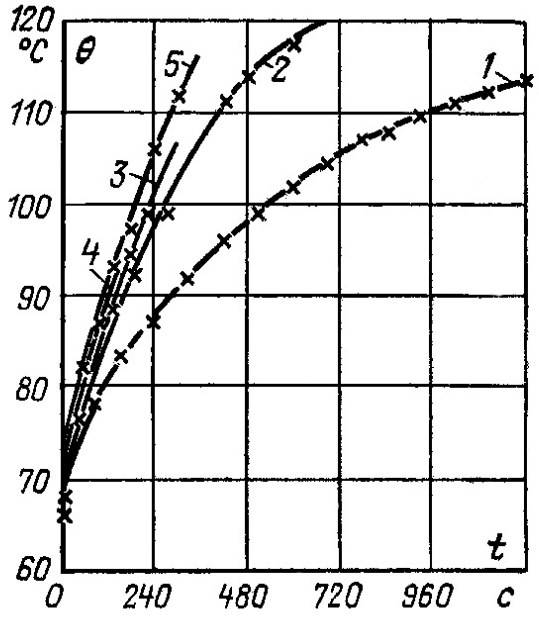


Рис. 10. Нагрев пакетов стали сердечника турбогенератора ТГВ-200 в асинхронном режиме:
1 – нагрузка 8,1 МВт;
2 – 52,8 МВт;
3 – 83,2 МВт;
4 – 111,5 МВт;
5 – 81,8 – 121,5 МВт

Допустимая мощность в асинхронном режиме турбогенераторов с косвенным охлаждением ограничивается потерями в роторе, достигающими наибольших значений в клиньях пазов, зубцах и в контурах по торцам бочки ротора в случае разомкнутой обмотки возбуждения. Допустимая мощность в асинхронном режиме турбогенераторов с непосредственным охлаждением ограничивается значением допустимого тока статора и нагревом крайних пакетов и конструктивных элементов торцевой зоны. Зонами наибольшего нагрева являются области дна пазов, коронки, основания зубцов сердечника, части нажимных фланцев, непосредственно прилегающие к обмотке статора, и участок нажимных пальцев, прилегающих к

фланцам в этой зоне, места сочленения бандажных колец и бочки ротора. Нагрев зависит от активной нагрузки турбогенератора в асинхронном режиме (рис. 10) и нарастает в течение 8…10 мин.

На характеристики асинхронного момента турбогенераторов оказывает влияние внешнее реактивное сопротивление до точки сети, где напряжение не зависит от режима работы данного генератора и состояния цепи его обмотки возбуждения (разомкнута, замкнута на резистор).

При больших скольжениях (до 5%) напряжение, индуктированное в обмотке возбуждения при асинхронном режиме с разомкнутой обмоткой ротора, может достичь опасных для изоляции значений. Поэтому для уменьшения скольжения АГП должно быть отключено и ротор замкнут на резистор самосинхронизации.

У турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток значения x_d примерно в 1,5…2,0 раза выше, чем у турбогенераторов с косвенным охлаждением обмоток, поэтому значения их асинхронных моментов соответственно меньше (см. рис. 8б), а значения скольжений при работе в асинхронном режиме больше.

Успешная ресинхронизация турбогенераторов после подачи возбуждения, как правило, возможна в случае, если активная нагрузка меньше $0{,}6 \cdot P_{ном}$. При этом вхождение в синхронизм генератора после включения АГП происходит без дополнительных циклов колебаний асинхронного режима. Накопленный опыт эксплуатации турбогенераторов с непосредственным охлаждением мощностью до 200 МВт в асинхронном режиме позволил рекомендовать разгружать такие генераторы до 60% номинальной нагрузки за время 1,5 с, а затем в течение 1,5 мин – до указанных в инструкциях значений. Длительность работы в асинхронном режиме рекомендуется не превышать 15 мин.

Сохранить в работе энергоблоки мощностью 300 МВт при потере возбуждения можно практически лишь при условии автоматизации выявления асинхронного режима генератора, разгрузки агрегата до 40% номинальной нагрузки и удержания блока при сниженной нагрузке. Автоматическая разгрузка генератора ТВВ-320 с воздействием на нагрузку блока через двигатель синхронизатора турбины производится от номинального значения нагрузки до значения 60% номинальной в течение 11 с, а до 40% номинальной в течение 17 с.

На каждой электростанции испытаниями должна быть установлена допустимость питания двигателей с.н. от работающего в асинхронном, режиме генератора. При переходе генератора в асинхронный режим с подключенной секцией с.н. из-за понижения напряжения (в отдельных случаях до 0,7 номинального) значительно снижается производительность механизмов с.н., что может привести к нарушению технологического режима работы блока, поэтому секции с.н. при длительном асинхронном режиме и снижении напряжения на шинах с.н. ниже 0,8 номинального рекомендуется автоматически перевести на резервный источник питания с выдержкой времени не менее 1 с. Если это невозможно, необходимо отключить все двигатели неответственных механизмов.

Релейная защита генераторов и блочных трансформаторов перестраиваться при работе турбогенераторов в асинхронном режиме не должна. Устройства АРВ

и форсировки возбуждения выводятся из действия, после чего принимаются срочные меры по отысканию и устранению причин полной или частичной потери возбуждения. В случае полной потери возбуждения подачу возбуждения от резервного возбудителя следует производить с включенным на нем АРВ.

Для турбогенераторов мощностью 150…300 МВт восстановление синхронного режима, после подачи возбуждения обеспечивается, если внешнее сопротивление связи с энергосистемой $x_{\text{вн}} \le x''_{\text{dг}}$, и напряжение на выводах генератора при его асинхронном режиме не ниже $0{,}7 \cdot U_{\text{ном}}$.

Испытания турбогенераторов разных конструкций в асинхронном режиме и опыт эксплуатации подтверждают, что наиболее устойчиво генератор работает в случае, когда его обмотка возбуждения оказывается замкнутой на гасительный резистор или резистор самосинхронизации. Амплитуда колебаний токов и напряжений статора, а также скольжение ротора, при этом меньше, лучше условия работы потребителей и энергосистемы.

Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей [5] допускает работу генераторов в асинхронном режиме при следующих условиях:

5.1.27. Допускается кратковременная работа турбогенераторов в асинхронном режиме без возбуждения при сниженной нагрузке. Для турбогенераторов с косвенным охлаждением обмоток допустима нагрузка в указанном режиме до 60% номинальной, а продолжительность работы при этом не более 30 мин.

Допустимая нагрузка и продолжительность работы в асинхронном режиме без возбуждения асинхронизированных турбогенераторов и турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток должны быть установлены на основании указаний заводских инструкций, а при их отсутствии – на основании результатов специальных испытаний или положений нормативных документов.

Допустимость асинхронных режимов турбогенераторов по их воздействию на сеть должна быть установлена расчетами или испытаниями.

Работа гидрогенераторов и турбогенераторов с наборными зубцами ротора в асинхронном режиме без возбуждения не допускается.

Несинхронная работа отдельного возбужденного генератора любого типа относительно других генераторов электростанции не допускается.

2.5. Двигательный режим [6]

Двигательный режим работы турбоагрегата возникает в случае прекращения подачи пара в турбину, когда генератор сбрасывает активную нагрузку. Если при этом не менять режима возбуждения, генератор может продолжать работу в режиме синхронного компенсатора, потребляя из сети незначительную активную мощность и отдавая реактивную мощность. Длительность работы турбогенератора в режиме синхронного компенсатора в этом случае определяется допустимостью беспарового режима работы турбины.

При неравномерном суточном графике нагрузок встает вопрос о повышении маневренности энергоблоков. Поэтому в некоторых случаях получил распространение перевод части агрегатов ночью, а также в субботние и воскресные дни в двигательный режим. Показано, что для ряда агрегатов это выгоднее, чем их останов и последующий разворот. Испытания некоторых мощных паровых турбин (К-100, ПТ-60 и др.) показали возможность их работы в этом режиме без существенного изменения температуры металла турбины.

Для перевода генератора в двигательный режим следует предварительно вывести из действия защиту обратной мощности и блокировку, отключающую генератор от сети при посадке стопорного клапана турбины. Ваттметр активной мощности генератора должен быть приспособлен для контроля его электрического режима при работе двигателем, т. е. иметь двустороннюю шкалу.

Если после прекращения подачи пара на турбину с генератора, оставшегося включенным в сеть, снять возбуждение, он перейдет в режим асинхронного двигателя и будет продолжать вращаться, забирая из сети активную и реактивную мощность.

Работа генератора в режиме асинхронного двигателя не рекомендуется, так как он представляет дополнительную нагрузку для сети, напряжение на его выводах уменьшается за счет потребления им из сети реактивного тока, вследствие чего может произойти нарушение нормальной работы двигателей с.н., питающихся отпайкой от выводов генератора. Кроме того, в режиме асинхронного двигателя в бочке ротора генератора выделяются дополнительные потери, обусловленные наличием скольжения. Поэтому даже если турбина разрешает работу в беспаровом режиме в течение некоторого времени, при потере возбуждения генератор должен быть немедленно отключен от сети.

В тех случаях, когда из-за дефицита реактивной мощности необходима работа генератора в режиме синхронного компенсатора, а турбина, связанная с ним, не разрешает длительной работы в беспаровом режиме, следует остановить генератор, отделить от турбины и выполнить мероприятия по обеспечению смазки его подшипников и уплотнений, а также по осевому уравновешиванию (установка специального упорного кольца на валу ротора).

Пуск отделенного от турбины генератора может производиться одним из рассмотренных в § 1.1 способом, например, частотным.

Частотный пуск генератора производится подъемом его частоты вращения с нуля от одновременно разворачиваемого выделенного на отдельную с ним систему шин другого турбогенератора. Предварительное возбуждение ведомого и ведущего генераторов осуществляется от резервных возбудителей. Разворот ведущего, а с ним и ведомого генератора начинается от валоповоротного устройства ведущего генератора с последующей подачей пара в турбину. Одновременный разворот двух генераторов должен производиться плавно, генераторы должны вращаться синхронно, асинхронный режим в данном случае опасен и при его возникновении пуск следует прекратить.

Описанный выше способ перевода генератора в режим компенсатора с расцеплением турбины применяется только для турбогенераторов мощностью до 30 МВт.

В правилах технической эксплуатации электрических станций и сетей [5] сказано:

5.1.28. Допустимость и продолжительность работы генератора в режиме электродвигателя ограничиваются условиями работы турбины и определяются заводом-изготовителем турбины или нормативными документами.

2.6. Несимметричная нагрузка [6]

Синхронные турбогенераторы предназначены для работы с симметричными нагрузками, когда токи во всех трех фазах практически равны между собой. Между тем в эксплуатации неизбежны кратковременные, а иногда и длительные несимметричные режимы. К кратковременным несимметричным режимам относятся все виды несимметричных к.з. в энергосистеме. Длительно несимметричные режимы могут существовать при аварийных обрывах проводов ошиновки подстанций или линий электропередачи, при отказах во включении или отключении одной фазы выключателей, при обрывах фазы внутри трансформаторов, при неравномерной загрузке фаз однофазными печами, наличии электротяговой нагрузки и пр.

При возникновении несимметричных режимов по обмоткам статора турбогенератора начинают протекать токи обратной последовательности. Суммарный магнитный поток статора при несимметричной нагрузке состоит как бы из двух потоков: потока прямой последовательности, вращающегося синхронно с вращением ротора генератора, и потока обратной последовательности, образованного токами обратной последовательности и вращающегося относительно ротора с двойной угловой скоростью.

Магнитный поток обратной последовательности пересекает обмотку, бочку, клинья, бандажные кольца ротора и индуктирует в них токи двойной частоты. Поскольку индуктированные токи имеют частоту 100 Гц, они протекают по довольно тонкому поверхностному слою металла (чем больше частота, тем меньше глубина проникновения токов). Вызванные ими дополнительные потери в роторных контурах создают повышенные нагревы поверхностного слоя бочки ротора, концевых клиньев обмотки ротора, посадочных поверхностей и торцов носиков роторных бандажей некоторых конструкций турбогенераторов (например, серии ТГВ). Глубина проникновения токов в бочку ротора составляет несколько миллиметров, в клиньях – около 1…1,7 см. Наибольшие нагревы зубцов и клиньев имеют место в торцевой зоне. На расстоянии 150…250 мм от торцов они снижаются до небольших значений. Особенно опасны перегревы дюралюминиевых клиньев, так как они сопровождаются размягчением и оплавлением металла. Непосредственный контакт между бочкой ротора и бандажами (турбогенераторы типа ТГВ) снижает нагрев торцевой зоны бочки ротора в несимметричном режиме за счет

ответвления части токов в бандажи, но появляется опасность подгара посадочных мест бандажа на зубцы и клинья ротора.

Наличие обратного поля создает, кроме того, пульсирующий в пространстве с двойной частотой сети электромагнитный момент, вызывающий некоторое повышение вибрации частей машины, появление высших гармоник в напряжениях и токах статора и ротора (в обмотках статора при несимметричной нагрузке наводятся нечетные высшие гармоники, а в обмотке возбуждения – четные).

В различных несимметричных режимах соотношение токов обратной I_2 и прямой I_1 последовательности определяется следующими формулами:

при отключении одной фазы *A* или в режиме установившегося двухфазного к.з. *BC*

$$I_2 = I_1 = I_{\text{B}} / \sqrt{3} = I_{\text{C}} / \sqrt{3};$$

токи генератора при обрыве фазы *A* за трансформатором блока с группой соединения Y_0/Δ–11 или установившемся двухфазном к.з. *BC* на стороне звезды

$$I_2 = I_1 = I_{\text{A}} = I_{\text{C}} = 0{,}5 \cdot I_{\text{B}};$$

токи генератора при отказе в отключении одной фазы С выключателя блока с трансформатором, имеющим соединения Y_0/Δ–11

$$I_{\text{A}} = 0, \quad I_2 = I_1 = I_{\text{B}} / \sqrt{3} = I_{\text{C}} / \sqrt{3},$$

где I_{A}, I_{B}, I_{C} – токи фаз соответственно А, В и С.

Располагаемая мощность турбогенераторов при несимметричных нагрузках определяется допустимой для данного класса изоляции температурой, допустимым значением вибрации и током статора в наиболее загруженной фазе.

Для всех турбогенераторов неравенство токов в фазах допускается до 10%, что соответствует значению тока обратной последовательности, равному 5…7% тока прямой последовательности (при токе наиболее нагруженной фазы не более номинального). Практически это ограничение распространяется на любые нагрузки машин.

Допустимое значение и длительность тока обратной последовательности при несимметричных к.з. для машин с косвенным водородным охлаждением определяется условием

$$I_2^2 \cdot t \le 30,$$

где I_2 – относительное значение тока обратной последовательности; t – допустимое время протекания тока.

У машин с непосредственным охлаждением по сравнению с машинами с косвенным охлаждением увеличены линейные токовые нагрузки (у турбогенераторов типа ТВФ – в 1,4 раза; ТВВ и ТГВ – в 1,7 раза), поэтому допустимая длительность несимметричных к.з. более ограниченна: у турбогенераторов типа ТВФ $I_2^2 \cdot t \le 15$; у турбогенераторов ТВВ, ТГВ и ТВМ $I_2^2 \cdot t \le 8$.

Выше отмечалось, что наибольшие нагревы при протекании токов обратной последовательности возникают в относительно узкой полосе торцевых зон ротора. Температура на поверхности бочки ротора с дюралевыми клиньями при этом допускается не более 200°С.

Испытания многих турбогенераторов с непосредственным охлаждением в несимметричных режимах выявили наличие некоторых запасов по нагреву роторов при длительно допустимой несимметрии. Однако, кратковременные несимметричные режимы при к.з. представляют опасность для генераторов. Поэтому заводы используют ряд технических дополнений в конструкции генераторов для повышения теплостойкости ротора. К ним относятся такие, как выполнение крайних пазовых клиньев ротора из легированной меди, устройство демпферных систем в концевых частях ротора, посадка бандажей на бочку ротора без изолирующей прокладки, установка короткозамкнутых колец в виде двухслойных медных сегментов, уложенных внахлест на изоляцию, закрывающую лобовые части обмотки ротора снаружи, и т. д.

Возникновение несимметрии в энергосистеме отражается на работе всех генераторов, работающих на общие шины, нагрузка всех генераторов становится несимметричной. Наиболее тяжелым является случай, когда при номинальной нагрузке работающих генераторов несимметрия превышает допустимые пределы. Единственным средством восстановления нормального режима при этом является немедленная аварийная разгрузка генераторов, с одновременным выявлением и устранением несимметрии перераспределением нагрузок потребителей.

Для предотвращения повреждений генераторов при недопустимой несимметрии токов устанавливаются защиты по току обратной последовательности. Выдержка времени защиты зависит от значения $I_2^2 \cdot t$.

Если при возникновении несимметрии генераторы загружены не полностью и несимметрия не выходит за допустимые пределы, за тепловым состоянием работающих генераторов следует установить усиленный надзор и в случае недопустимого повышения температур активных частей немедленно разгрузить данный генератор.

Несимметричный режим работы может возникнуть также в случае неполнофазного отключения воздушных выключателей, широко применяемых на мощных блоках генератор-трансформатор тепловых электростанций. При отключении воздушного выключателя одной или двумя фазами на стороне ВН трансформатора блока турбогенератор может перейти в неполнофазный синхронный или асинхронный режим работы. Если отказ в отключении выключателя блока произошел при плановом оперативном отключении турбогенератора, работающего в блоке с повышающим трансформатором, имеющим заземленную нейтраль, после его разгрузки по активной и реактивной мощности генератор остается работать синхронно с сетью. Токи в фазах генератора могут быть почти равны нулю, и в этом случае персоналу трудно обнаружить несимметричный режим его работы. Если при этом отключить АГП, генератор перейдет в неполнофазный асинхронный режим, а после закрытия стопорных клапанов – в неполнофазный режим асинхрон-

ного двигателя. В оставшихся подключенными к сети фазах возникнут резкие колебания токов, может сработать устройство резервирования отказа выключателей (УРОВ) и отключить, все присоединения системы шин, на которую работал отключаемый блок. Во избежание этого предусматривается сигнализация неполнофазного отключения воздушных выключателей мощных блоков. Тогда, если при плановом останове блока обнаружен отказ в отключении какой-либо фазы воздушного выключателя, необходимо, не отключая АГП, оставить генератор в режиме работы, близком к *х.х.,* и в течение 15…20 мин перевести все присоединения, кроме неисправного блока, на другую систему шин. После этого шиносоединительным выключателем необходимо отключить блок с неисправным воздушным выключателем.

Если неполнофазный режим возник при включении генератора в сеть, необходимо немедленно отключить воздушный выключатель и принять меры к устранению ненормальностей.

Другие случаи неполнофазного режима, как правило, ликвидируются защитами и могут привести к отключению других блоков. Действия персонала должны быть направлены на обеспечение питания с.н. и предупреждение развития аварии.

В правилах технической эксплуатации электрических станций и сетей [5] сказано:

5.1.26. Допускается длительная работа с разностью токов в фазах, не превышающей 12% номинального для турбогенераторов и 20% для синхронных компенсаторов и дизель-генераторов.

Для гидрогенераторов с системой косвенного воздушного охлаждения обмотки статора допускается разность токов в фазах 20% при мощности 125 МВ·А и ниже, 15% – при мощности свыше 125 МВ·А.

Для гидрогенераторов с непосредственным водяным охлаждением обмотки статора допускается разность токов в фазах 10%.

Во всех случаях ни в одной из фаз ток не должен быть больше номинального.

2.7. Несинусоидальная нагрузка [1]

Во многих случаях к энергосистеме подключены мощные выпрямительные установки (электрическая тяга, электропередачи постоянного тока, электролизные установки), генерирующие высшие гармоники, которые приводят к искажению кривой тока статора и вызывают добавочные потери в статоре и роторе.

Добавочные потери от высших гармоник тока в обмотке статора зависят от высоты проводника и глубины проникновения тока в толщу проводника h, обратно пропорциональной корню квадратному из частоты гармоники ω_ν:

$$h = \sqrt{\frac{2\rho}{\omega_\nu \cdot \mu}},$$

где ρ – удельное сопротивление материала; μ – магнитная проницаемость.

Добавочные потери возникают также в зубцах статора; непосредственный учет их затруднен, они учитываются косвенно, с помощью коэффициента снижения мощности генератора при несинусоидальной нагрузке. Уменьшение мощности генератора из-за добавочного нагрева обмотки статора высшими гармониками тока определяется по добавочным потерям в меди обмотки статора:

$$\Delta P_{\text{м}} = P_{\text{м}}\left[\Sigma I_{\nu}^{2} - \left(k_{\text{f}} - 1\right)\cdot \Sigma\left(I_{\nu}\cdot \nu\right)^{2}\right],$$

где $P_{\text{м}}$ – потери в обмотке статора, определенные по сопротивлению обмотки при постоянном токе; $\Delta P_{\text{м}}$ – добавочные потери от высших гармоник тока; I_{ν} – ток гармоники ν-го порядка; k_{f} – коэффициент вытеснения тока основной гармоники.

Коэффициент снижения мощности из-за добавочного нагрева обмотки статора

$$k = \frac{k_{\text{f}}\cdot P_{\text{м}}}{k_{\text{f}}\cdot P_{\text{м}} + \Delta P_{\text{м}}}.$$

Магнитный поток, связанный с гармониками тока статора, имеющими частоту $f_{\text{m}} = 6\cdot n - 1$ ($n = 1, 2, \ldots$), вращается навстречу ротору, а поток, содержащий гармоники с частотой $f_{\text{m}} = 6\cdot n + 1$, вращается согласно с ротором; и тот и другой потоки наводят в роторе токи повышенной частоты, которые вызывают добавочный нагрев элементов ротора. Добавочные потери при этом выделяются в очень тонком поверхностном слое бочки ротора ввиду сильного вытеснения токов высших гармоник и почти не возникают в обмотке возбуждения, хорошо экранированной от высших гармонических полей массивом ротора. Однако повышение температуры обмотки возбуждения может быть довольно значительным из-за косвенного нагревания меди обмотки возбуждения потерями в массиве ротора.

Так как точное определение добавочных потерь в роторе практически невозможно, а физически явление добавочного нагрева элементов ротора при несинусоидальной нагрузке аналогично добавочному нагреву при несимметричном режиме, принято эквивалентировать эти режимы с точки зрения теплового воздействия и считать допустимой такую несинусоидальную нагрузку, при которой добавочные потери в роторе от токов высших гармоник будут не выше потерь несимметричного режима, допускаемого Правилами технической эксплуатации:

$$\Sigma I_{\nu}^{2}\cdot r_{\nu} \le I_{2}^{2}\cdot r_{2\text{э}}.$$

Если принять, что приведенное активное сопротивление ротора высшим гармоникам тока r_{ν} приблизительно равно эквивалентному активному сопротивлению обратной последовательности $r_{2\text{э}}$, то критерий допустимости несинусоидального режима по ротору примет вид:

$$\Sigma I_{\nu}^{2} \le I_{2\text{доп}}^{2}.$$

При определении допустимой несинусоидальной нагрузки турбогенератора по статору необходимо учитывать добавочные потери главным образом в верхних

стержнях обмотки, в которых эти потери во много раз выше потерь в нижних стержнях из-за сильного вытеснения тока высших гармоник.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Электрическая часть электростанций: Учебник для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. / Под ред. С.В.Усова. – Л.: Энергоатомиздат, 1987. – 616 с.
2. Электрическая часть станций и подстанций: Учеб. для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. / А.А.Васильев, И.П.Крючков, Е.Ф.Неяшкова, М.Н.Околович; Под ред. А.А.Васильева. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
3. Грудинский П.Г., Мандрыкин С.А., Улицкий М.С. Техническая эксплуатация основного электрооборудования станций и подстанций / Под ред. П.И.Устинова. – М.: Изд-во «Энергия», 1974. – 576 с.
4. Правила устройства электроустановок. – 6-е изд., дополненное с исправлениями. – М.: ЗАО «Энергосервис», 2000. – 608 с.
5. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. – СПб.: Изд-во ДЕАН, 2004. – 336 с.
6. Мотыгина С.А. Эксплуатация электрической части тепловых электростанций. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Изд-во «Энергия», 1979. – 568 с.
7. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Учебник для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 640 с.
8. Сыромятников И.А. Режимы работы синхронных и асинхронных двигателей – 4-е изд., переработ. и доп. / Под ред. Л.Г.Мамиконянца. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 240 с.
9. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
10. Пособие для изучения Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей (электрическое оборудование) / Под общ. ред. Ф.Л.Когана. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004. – 352 с.
11. Рожкова Л.Д., Корнеева Л.К., Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для средн. проф. образования. – М.: Издательский центр «Академия», 2004. – 448 с.