



ТОМСКИЙ
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ



ИНЖЕНЕРНАЯ
ШКОЛА
ЭНЕРГЕТИКИ

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

Лекция № 4

Преподаватель: Никитин Дмитрий Сергеевич
доцент ОЭЭ ИШЭ, к.т.н.

ЭКСПЛУАТАЦИЯ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Общие требования к эксплуатации генераторов закреплены в следующих документах:

1) **ПТЭЭСС. Глава XXXI** «Требования к эксплуатации генераторов и синхронных компенсаторов».

2) **ПУЭ. Глава 5.2** «Генераторы и синхронные компенсаторы».

3) **ГОСТы:**

- ГОСТ Р 59246-2020. Турбогенераторы атомных станций. Учет фактически выработанного и оценка остаточного ресурсов.

- **ГОСТ Р 70940-2023. Машины электрические вращающиеся. Турбогенераторы. Общие технические условия.**

- ГОСТ Р 53471-2009. Генераторы трехфазные синхронные мощностью свыше 100 кВт. Общие технические условия.

- ГОСТ 21558-2018. Системы возбуждения турбогенераторов, гидрогенераторов и синхронных компенсаторов. Общие технические условия (с Поправками).

- ГОСТ Р 53148-2008. Машины электрические вращающиеся. Предельные уровни шума.

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

- ГОСТ 2479-79. Машины электрические вращающиеся. Условные обозначения конструктивных исполнений по способу монтажа.
- ГОСТ 8592-79. Машины электрические вращающиеся. Допуски на установочные и присоединительные размеры и методы контроля.
- ГОСТ 10169-77. Машины электрические трехфазные синхронные. Методы испытаний.
- ГОСТ 11828-86. Машины электрические вращающиеся. Общие методы испытаний.
- ГОСТ 11929-87. Машины электрические вращающиеся. Общие методы испытаний. Определение уровня шума.
- ГОСТ 12139-64. Машины электрические вращающиеся. Ряды номинальных мощностей, напряжений и частот.
- ГОСТ 13267-73. Машины электрические вращающиеся и непосредственно соединяемые с ними неэлектрические. Высоты оси вращения и методы контроля.
- ГОСТ 18709-73. Машины электрические вращающиеся средние. Установочно-присоединительные размеры
- ГОСТ 20459-87. Машины электрические вращающиеся. Методы охлаждения. Обозначения.
- ГОСТ 20839-75. Машины электрические вращающиеся с высотой оси вращения от 450 до 1000 мм. Установочно-присоединительные размеры
- ГОСТ 25941-83. Машины электрические вращающиеся. Методы определения потерь и коэффициента полезного действия.
- ГОСТ 27471-87. Машины электрические вращающиеся. Термины и определения
- ГОСТ 28173-89. Машины электрические вращающиеся. Номинальные данные и рабочие характеристики.
- ГОСТ 22407-85. Машины электрические вращающиеся от 63 до 355-го габарита включительно. Генераторы синхронные явнополюсные общего назначения. Общие технические условия.

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

- ГОСТ Р МЭК 60034-X-20XX. Машины электрические вращающиеся:

- 1. Номинальные значения параметров и эксплуатационные характеристики.
- 2-1. Стандартные методы определения потерь и коэффициента полезного действия по испытаниям (за исключением машин для подвижного состава).
- 2-2. Специальные методы определения отдельных потерь больших машин по испытаниям.
- 3. Специальные требования для синхронных генераторов, приводимых паровыми турбинами и турбинами на сжатом газе.
- 4. Методы экспериментального определения параметров синхронных машин.
- 5. Классификация степеней защиты, обеспечиваемых оболочками вращающихся электрических машин.
- 6. Методы охлаждения.
- 7. Классификация типов конструкций, монтажных устройств и расположения коробок выводов.
- 8. Маркировка выводов и направления вращения.
- 9. Пределы шума.
- 10. Условные обозначения для описания синхронных машин.
- 11. Тепловая защита.
- ...

4) Наиболее релевантные действующие стандарты организаций:

- Серия СТО 70238424.29.160.20.0XX-2009 по турбогенераторам (ИНВЭЛ – Инновации в электроэнергетике).

СИНХРОННЫЕ ГЕНЕРАТОРЫ

Синхронные генераторы предназначены для преобразования механической энергии в электрическую. Их работа основана на возникновении ЭДС в проводнике, на который действует изменяющееся магнитное поле, вследствие закона электромагнитной индукции.

Ту часть генератора, которая предназначена для создания магнитного поля, называют **индуктором**, а часть, в которой индуцируется ЭДС – **якорем**. Вращающуюся часть генератора называют **ротором**, а неподвижную часть – **статором**. В синхронных генераторах переменного тока индуктором обычно является ротор, а якорем – статор.

Индуктор представляет собой обычно двух- или многополюсную электромагнитную систему, с питаемой постоянным током (током возбуждения) **обмоткой возбуждения**.

Более 95 % электроэнергии на электростанциях мира производится с помощью синхронных генераторов переменного тока. При вращении индуктора (ротора) в этих генераторах создается вращающееся магнитное поле, индуцирующее в якоре (статорной, обычно трехфазной обмотке) переменную ЭДС, частота которой соответствует частоте вращения ротора.

СИНХРОННЫЕ ГЕНЕРАТОРЫ

Магнитная система статора представляет собой спрессованный пакет тонких стальных листов, в пазах которого находятся статорные обмотки (фазные обмотки).

Число полюсов у генератора, а в соответствии с этим и полюсных делений статора, может быть и больше двух. Чем большее число полюсов имеет синхронный генератор, тем медленнее при заданной частоте тока вращается его ротор, так как частота вращения n связана с частотой тока f соотношением

$$n = 60f/p,$$

где p – число пар полюсов синхронного генератора.

На практике синхронные генераторы, сопрягаемые с быстроходными паровыми или газовыми турбинами, выполняются с одной или двумя парами полюсов. Такие машины называют **неявнополюсными**.

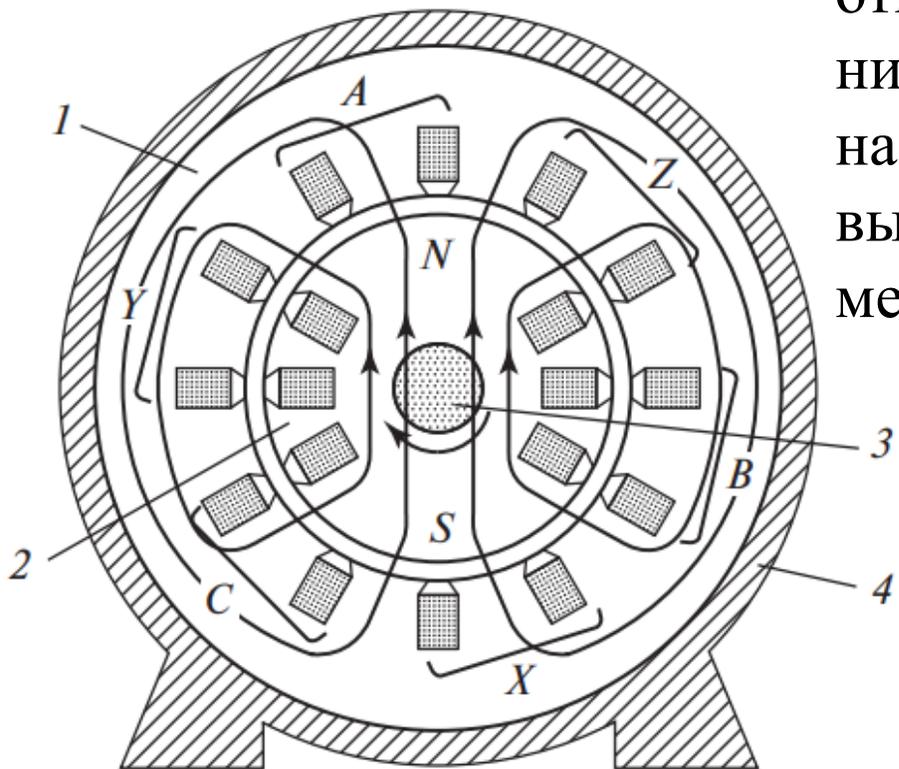
Если первичным двигателем для синхронного генератора является паровая или газовая турбина, он называется **турбогенератор**.

Конструкция турбогенератора благодаря цилиндрическому ротору относительно малого диаметра очень компактна. Его удельная масса составляет 0,5-1 кг/кВт.

СИНХРОННЫЕ ГЕНЕРАТОРЫ

Большинство мощных турбогенераторов имеют максимальное число оборотов – 3000 об/мин. Генераторы небольших мощностей, соединенные с дизелями и другими поршневыми машинами, изготавливаются на 750-1500 об/мин. Для АЭС ввиду низких параметров пара целесообразно применять четырехполюсные генераторы с частотой вращения 1500 об/мин.

В двухполюсной машине фазные обмотки сдвинуты относительно друг друга на $1/3$ периметра статора, при этом в них индуцируются ЭДС, сдвинутые относительно друг друга на 120 электрических градусов. Обмотка каждой фазы выполнена в виде многовитковых катушек, соединенных между собой последовательно или параллельно.

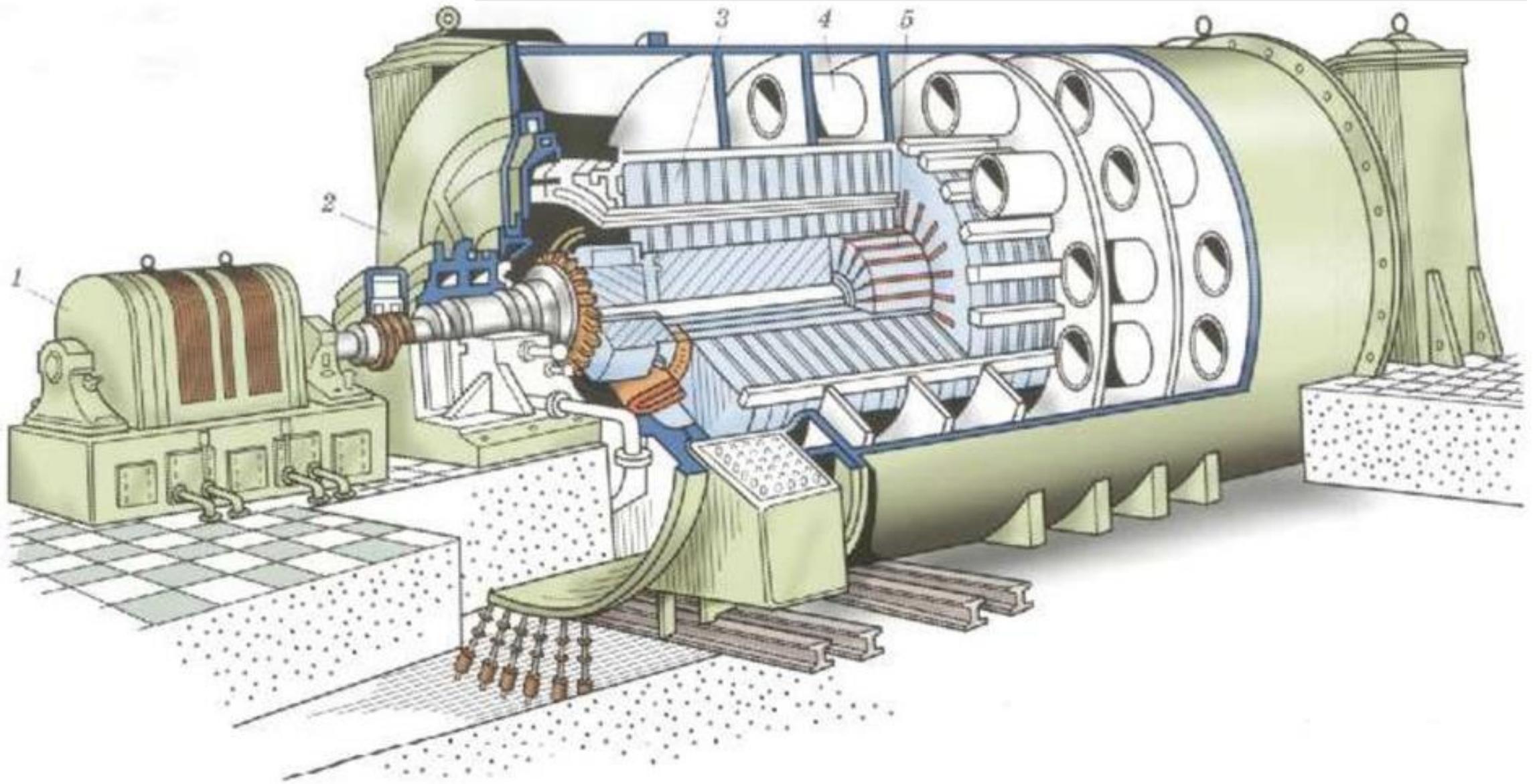


Принцип устройства двухполюсного синхронного генератора:

- 1 – статор (якорь);*
- 2 – ротор (индуктор);*
- 3 – вал;*
- 4 – корпус;*

A-X, B-Y, C-Z – размещенные в пазах статора части обмоток трех фаз

КОНСТРУКЦИЯ ТУРБОГЕНЕРАТОРА



Турбогенератор: 1 – возбудитель, 2 – корпус, 3 – сердечник статора, 4 – секция водородного охлаждения, 5 – ротор

СИНХРОННЫЕ ГЕНЕРАТОРЫ

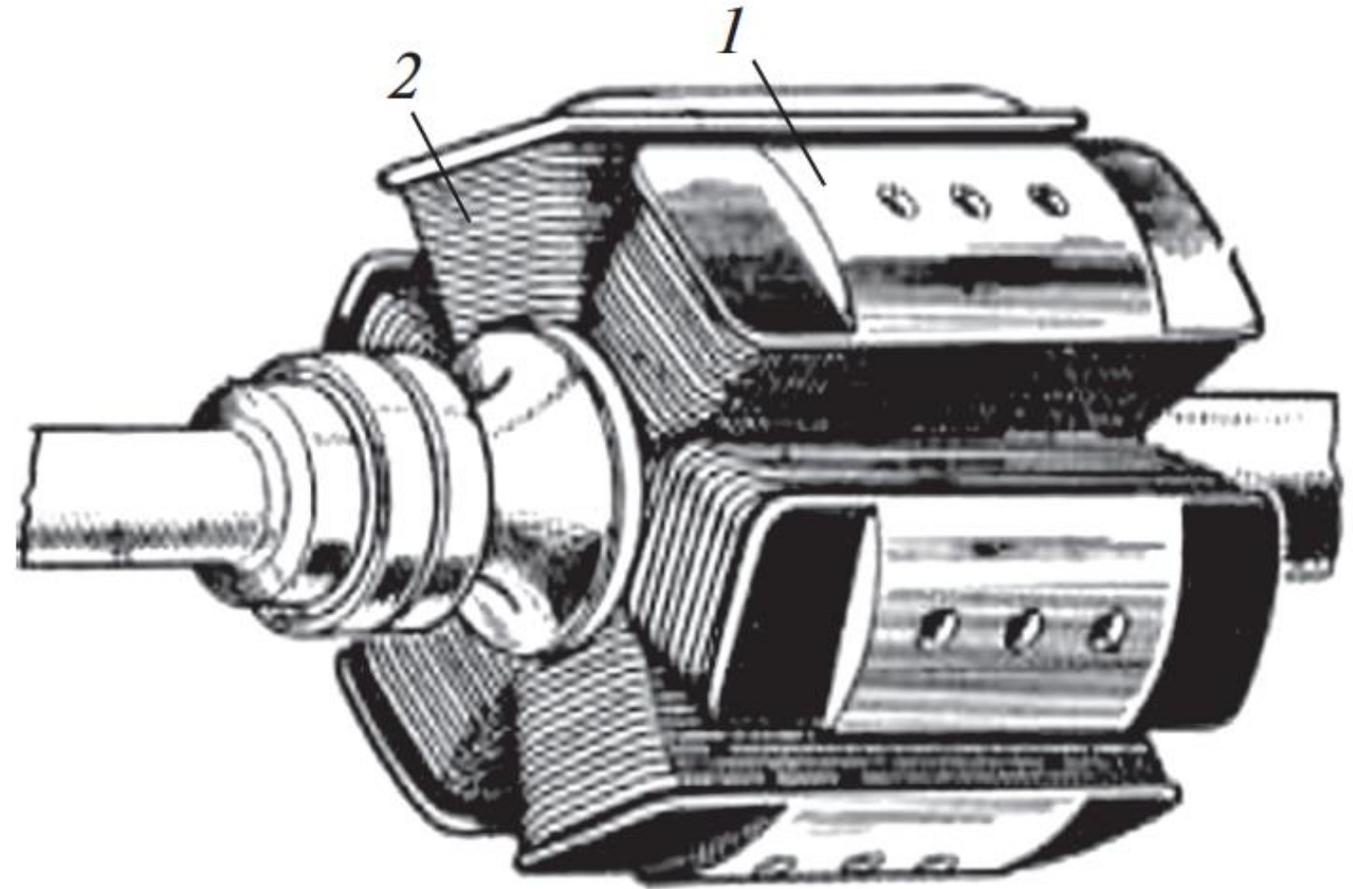
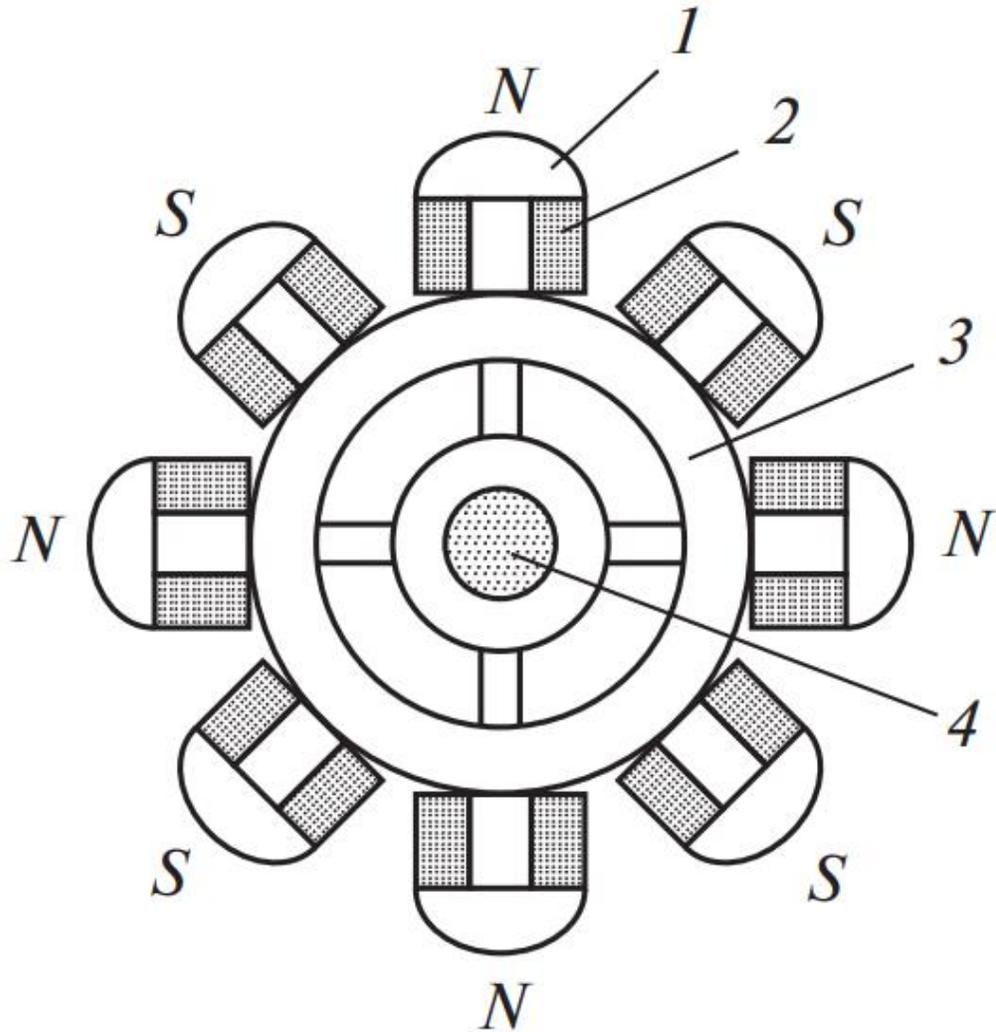
Генераторы, сопрягаемые с гидротурбинами, как правило, тихоходные, т.е. имеют большое число пар полюсов. Каждый полюс таких генераторов имеет отдельную обмотку, а совокупность этих обмоток образует обмотку возбуждения, и эти генераторы (гидрогенераторы) называют **явнополюсными**.

Если первичным двигателем для синхронного генератора является гидротурбина, он называется **гидрогенератор**. Гидрогенераторы большой и средней мощности выполняются с вертикальным валом, в верхней части которого располагается генератор, а в нижней – гидротурбина.

Мощность гидротурбины и ее скорость определяются величиной напора и расхода воды. Гидрогенераторы при больших мощностях изготавливаются на 60-125 об/мин, при средних и малых – на 125-750 об/мин.

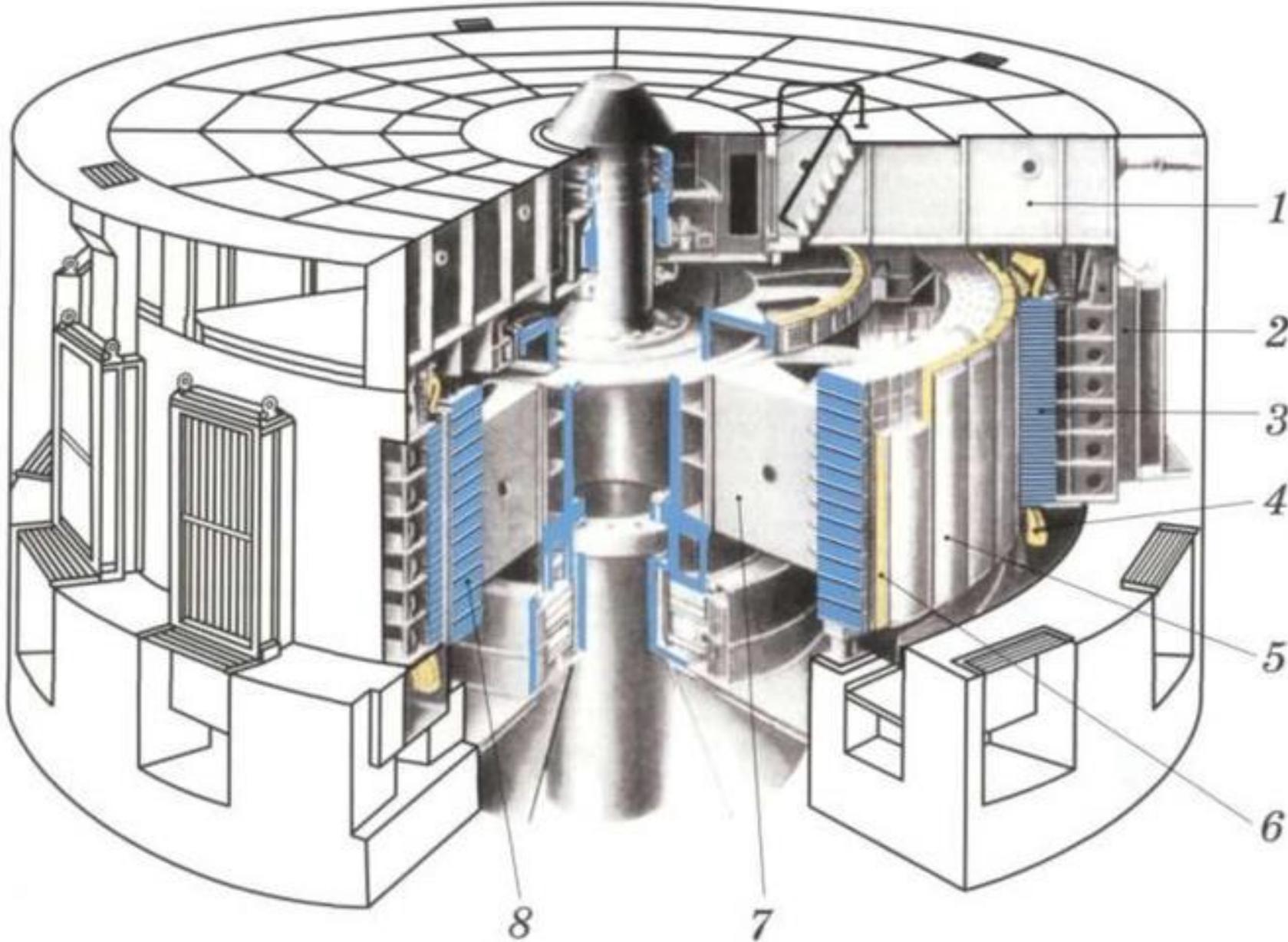
Статор гидрогенератора выполняется принципиально так же, как у турбогенератора. Ротор тихоходных гидроагрегатов имеет большое количество полюсов. Так, при числе оборотов $n=68,2$ об/мин число полюсов $p = 44$ пары, т. е. на ободе ротора надо разместить 88 полюсов. Это приводит к необходимости увеличить диаметр ротора до 16-22 м. Удельная масса составляет 3,5-6 кг/кВт.

СИНХРОННЫЕ ГЕНЕРАТОРЫ



Принцип устройства ротора тихоходного (явнополюсного) синхронного генератора:
 1 — полюс; 2 — обмотка возбуждения; 3 — колесо крепления; 4 — вал

КОНСТРУКЦИЯ ГИДРОГЕНЕРАТОРА



Гидрогенератор:

- 1 – крестовина,*
- 2 – корпус статора,*
- 3 – сердечник статора,*
- 4 – обмотки статора,*
- 5 – полюса ротора,*
- 6 – обмотки ротора,*
- 7 – спицы ротора,*
- 8 – обода ротора*

СИНХРОННЫЕ КОМПЕНСАТОРЫ

Синхронный компенсатор относится к синхронным генераторам и представляет собой синхронный двигатель, работающий на холостом ходу и отдающий в сеть реактивную мощность. Их конструкция облегчена. Компенсаторы выполняются тихоходными (750-1000 об/мин) с горизонтальным валом и явнополюсным ротором.

С помощью синхронного компенсатора можно покрыть потребление реактивной мощности местных промышленных потребителей электроэнергии и освободить основную сеть энергосистемы от передачи реактивной мощности. В этом случае синхронный компенсатор работает с перевозбуждением.

Иногда синхронные компенсаторы работают с недовозбуждением: в случае, если ток в энергосистеме содержит значительную емкостную составляющую.

Синхронные компенсаторы применяют также для стабилизации напряжения в сети при передаче энергии по линиям большой протяженности.

Гидрогенераторы могут быть переведены в режим синхронного компенсатора, турбогенераторы – только в исключительных случаях.

СИНХРОННЫЕ ГЕНЕРАТОРЫ

ТГ – турбогенераторы

ГГ – гидрогенераторы

СК – синхронные компенсаторы

Основные параметры синхронных генераторов

ТИП	$P_{\text{НОМ}}$, МВт	$U_{\text{НОМ}}$, кВ	$I_{\text{НОМ}}$, кА	$\cos \varphi$	n , об/мин	исполнение
ТГ	до 1200 (2-х п. до 1500) (4-х п. до 2500) (крио до 5000)	6,3-24	0,35-32	0,8-0,9	1500, 3000	горизонтальное, неявнополюсные
ГГ	до 640 (1000)	3,15-15,75	0,6-22	0,9	50-250 (до 600)	горизонтальное, вертикальное, явнополюсные
СК	10-160 МВА (320)	6,6-15,75	0,45- 5,9	-	750, 1000	горизонтальное, явнополюсные

УСЛОВИЯ РАБОТЫ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ

Номинальный (нормальный) режим работы – это длительно допустимый режим с параметрами, указанными в паспорте генератора.

Номинальное напряжение – это междуфазное напряжение обмотки статора в номинальном режиме. Согласно ГОСТ Р 70940-2023 установлена следующая шкала стандартных напряжений: 3,15; 6,3; 10,5; (13,8); (15,75); (18); 20 и 24 кВ.

Номинальная активная мощность генератора, МВт,

$$P_{\text{НОМ}} = \sqrt{3}U_{\text{НОМ}}I_{\text{НОМ}}\cos\varphi,$$

полная мощность, МВ·А,

$$S_{\text{НОМ}} = \sqrt{3}U_{\text{НОМ}}I_{\text{НОМ}},$$

где $U_{\text{НОМ}}$, $I_{\text{НОМ}}$ – номинальные напряжение и ток; $\cos\varphi$ – номинальный коэффициент мощности. Согласно ГОСТ Р 70940-2023 принята шкала номинальных мощностей турбогенераторов: 2,5; 4; 6; 12; 32; 63; 110; 160; 220; 320; 500; 800; 1000; 1200; 1600; 2000 МВт. Шкала номинальных мощностей крупных гидрогенераторов не стандартизована.

Номинальный $\cos\varphi$ принят равным: 0,8 – для генераторов до 100 МВт; 0,85 – для ТГ до 500 МВт и ГГ до 300 МВт; 0,9 – для более мощных генераторов.

УСЛОВИЯ РАБОТЫ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ

Таблица А.1 — Основные параметры турбогенераторов

Номинальной мощности генератора соответствует определенная температура охлаждающего воздуха, водорода или воды и длительно допустимая температура нагрева обмоток статора и ротора, а также активной стали магнитопровода.

При номинальной нагрузке							При максимальной длительной нагрузке											
Активная мощность, кВт	Частота вращения, мин ⁻¹	Напряжение, В	Полная мощность, кВА	Коэффициент мощности софр	Коэффициент полезного действия, %, не менее	Отношение короткого замыкания (ОКЗ), отн. ед.	Переходное индуктивное сопротивление по продольной оси (ненасыщенное значение), отн. ед.	Активная мощность, кВт	Коэффициент мощности софр									
2500	3000	3150, 6300	3125	0,8	97,0	≥0,47	≤0,35	38400	0,85 при t _{охл воды} ≤32 °С									
4000			5000							97,3								
6000		6300, 10500	7500							97,4								
12000			15000							97,5								
32000			40000							98,2								
63000		78750	98,3	≥0,45														
110000		10500	137500		98,4													
160000		15750, 18000	188000		98,5													
220000		15750	258800		98,6													
320000		20000	376000		0,85					98,7	≥0,40	≤0,40	550000	0,9 при t _{охл воды} ≤32 °С				
350000		20000	411770															
500000		20000	588000															
800000		24000	888900												0,9	98,75	880000	0,9 при t _{охл воды} ≤32 °С
1000000																		1111000
1200000	24000	1330000	98,8		1100000	0,9 при t _{охл воды} ≤32 °С												
500000	1500	20000	588000		0,85	98,6	550000	0,85 при t _{охл воды} ≤25 °С										
								0,9 при t _{охл воды} ≤32 °С										
								1100000	0,9 при t _{охл воды} ≤32 °С									
1000000	24000	1111000	0,9		98,7	1000000	0,85 при t _{охл воды} ≤25 °С											
1200000	1333000	98,8	1300000	0,9 при t _{охл воды} ≤15 °С														

УСЛОВИЯ РАБОТЫ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ

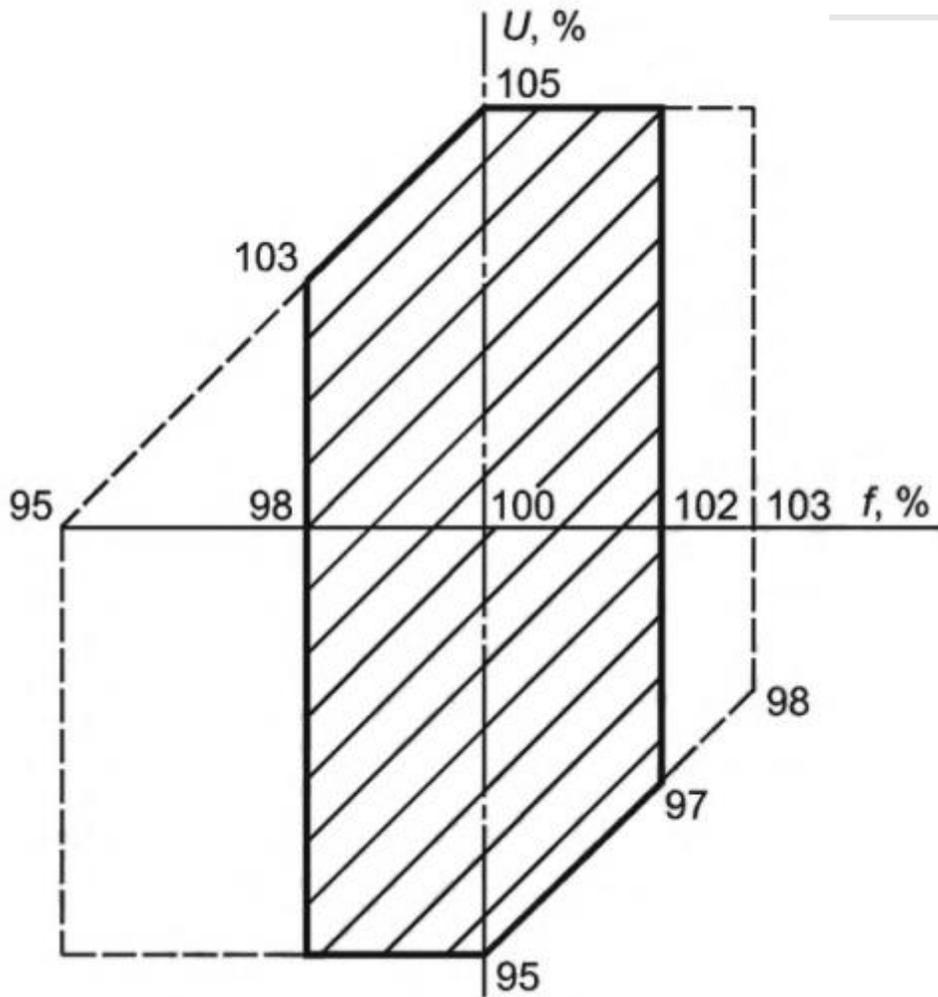
Предельные значения температуры и превышения температур

Допустимый нагрев частей генератора зависит от теплостойкости применяемых изоляционных материалов.

При длительно допустимом режиме работы генератора должно соблюдаться условие – нагрев обмоток статора ротора и стали статора не должен быть выше допустимого.

Части турбогенераторов или охлаждающая среда	Измерение температуры, С° (превышение температуры, К°) методом					
	сопро- тивле- ния	заложенных термопреобразо- вателей сопро- тивления	термо- метра	сопротив- ления	заложенных термопреобразо- вателей сопро- тивления	термо- метра
	Класс В			Класс F		
1 Хладагент на выходе из непосредственно охлаждаемых частей:						
газ (воздух, водород)	—	110	110	—	130	130
вода или масло	—	85	85	—	85	85
2 Обмотка статора:						
а) при косвенном охлаждении воздухом	(80)	(85)	—	(100)	(105)	—
водородом с абсолютным давлением, кПА:						
до 150 включ.	—	(85)	—	—	(105)	—
св. 150 до 200 включ.	—	(80)	—	—	(100)	—
» 200 » 300 »	—	(78)	—	—	(98)	—
» 300 » 400 »	—	(73)	—	—	(93)	—
» 400	—	(70)	—	—	(90)	—
б) при непосредственном охлаждении газом или жидкостью	—	120	—	—	145	—
3 Обмотка ротора:						
а) при косвенном охлаждении						
воздухом	(90)	—	—	(110)	—	—
водородом	(85)	—	—	(105)	—	—
б) при непосредственном охлаждении газом (воздух, водород) и числе зон выпуска газа:						
1 и 2	100	—	—	115	—	—
3 и 4	105	—	—	120	—	—
6	110	—	—	125	—	—
от 8 до 14 включ.	115	—	—	130	—	—
св. 14	120	—	—	135	—	—
4 Активная сталь сердечника статора	—	120(80)	120(80)	—	140(100)	140(100)

УСЛОВИЯ РАБОТЫ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ

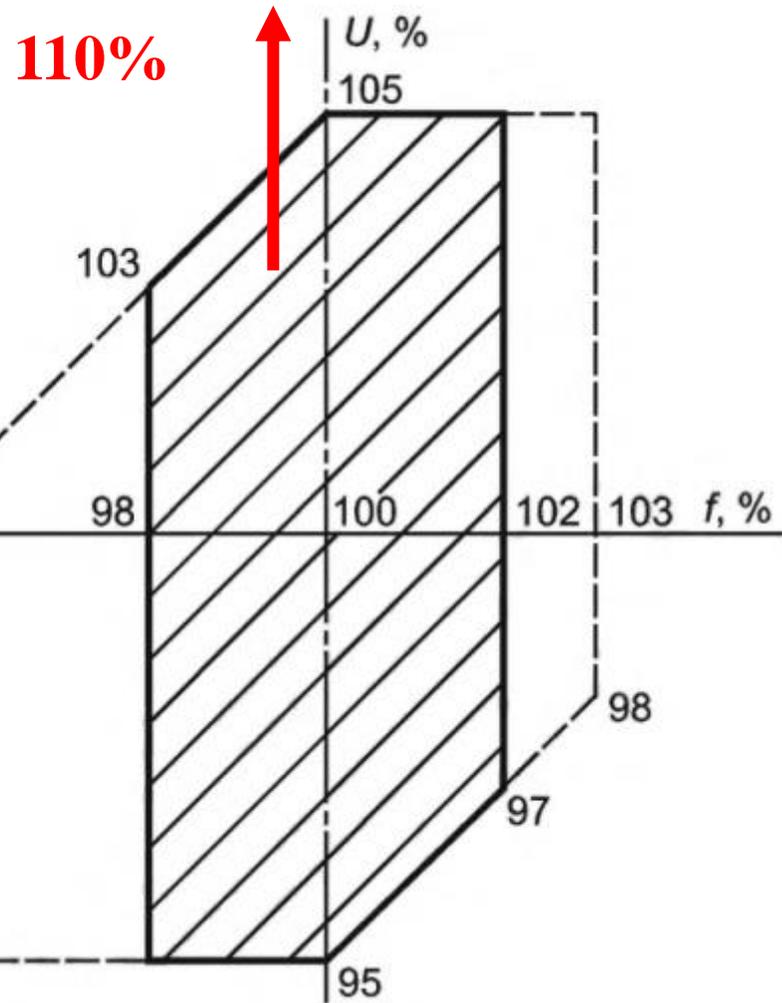


Диапазоны допустимых изменений напряжения и частоты

Турбогенераторы должны допускать продолжительную работу с номинальной мощностью и номинальным коэффициентом мощности, а также с оговоренными максимальными нагрузками, при отклонениях напряжения $\pm 5 \%$ и частоты $\pm 2 \%$ номинальных значений, как это показано заштрихованной площадью.

Машины также должны обеспечивать номинальную мощность при номинальном коэффициенте мощности при изменении напряжения $\pm 5 \%$ и частоты в диапазоне значений, определенной внешней пунктирной границей, однако при этом будут иметь место дальнейшие повышения превышений температур. Продолжительность и число таких случаев должны быть ограничены.

УСЛОВИЯ РАБОТЫ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ



ОДНАКО В ПТЭЭСС!!!

Для генераторов и синхронных компенсаторов наибольшее рабочее напряжение должно быть не выше **110 %** номинального.

При напряжении выше 105 % номинального допустимая полная мощность генератора и синхронного компенсатора должна быть установлена в соответствии с документацией организации-изготовителя или по результатам испытаний.

Диапазоны допустимых изменений напряжения и частоты

УСЛОВИЯ РАБОТЫ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ

Изолирующие материалы в процессе эксплуатации подвергаются старению и теряют свои изолирующие свойства, поэтому систематические перегрузки генераторов недопустимы. Однако в аварийных условиях допускается кратковременная перегрузка по току статора и ротора (согласно документации организации-изготовителя или по таблицам ПТЭЭСС).

Допустимая кратность перегрузки генераторов и синхронных компенсаторов по току статора

Допустимая кратность перегрузки турбогенераторов по току ротора

Продолжительность перегрузки, мин., не более	Косвенное охлаждение обмотки статора	Кратность перегрузки генераторов и синхронных компенсаторов по току статора с непосредственным охлаждением 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

Продолжительность перегрузки, минут/секунд, не более	Кратность перегрузки турбогенераторов	
	серия ТВФ, кроме серии ТВФ-120-2	серия ТГВ, серия ТВВ (до 500 МВт включительно), серия ТВФ-120-2
60 минут	1,06	1,06
4 минуты	1,2	1,2
1 минута	1,7	1,5
30 секунд	2,0	-
20 секунд	-	2,0

УСЛОВИЯ РАБОТЫ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ

Турбогенераторы должны без повреждений и остаточных деформаций допускать перегрузку по току кратностью 1,5 номинального тока статора в течение:

- двух минут – при косвенном охлаждении обмотки;
- одной минуты – при непосредственном (газом или жидкостью) охлаждении обмотки.

Роторы турбогенераторов должны выдерживать двухкратный номинальный ток возбуждения в течение не менее:

- 50 с – для турбогенераторов с косвенным охлаждением обмотки ротора;
- 20 с – для турбогенераторов мощностью менее 800 МВт с непосредственным охлаждением обмотки ротора;
- 15 с – для турбогенераторов мощностью от 800 до 1200 МВт;
- 10 с – для турбогенераторов мощностью 1200 МВт и более.

Турбогенераторы должны выдерживать без повреждений перегрузки с другим сочетанием кратности токов и их длительности при условии, что дополнительное повышение температуры соответствующих обмоток за время перегрузки остается неизменным. Допустимые в аварийных условиях длительности перегрузок статора и ротора в зависимости от кратностей токов в обмотках должны быть указаны изготовителем в инструкции по эксплуатации турбогенератора.

При токовых перегрузках температуры обмоток могут превышать достигаемые в номинальном режиме.

Конструктивное исполнение турбогенератора должно допускать перегрузки предельной длительности не более одного раза в 6 мес.

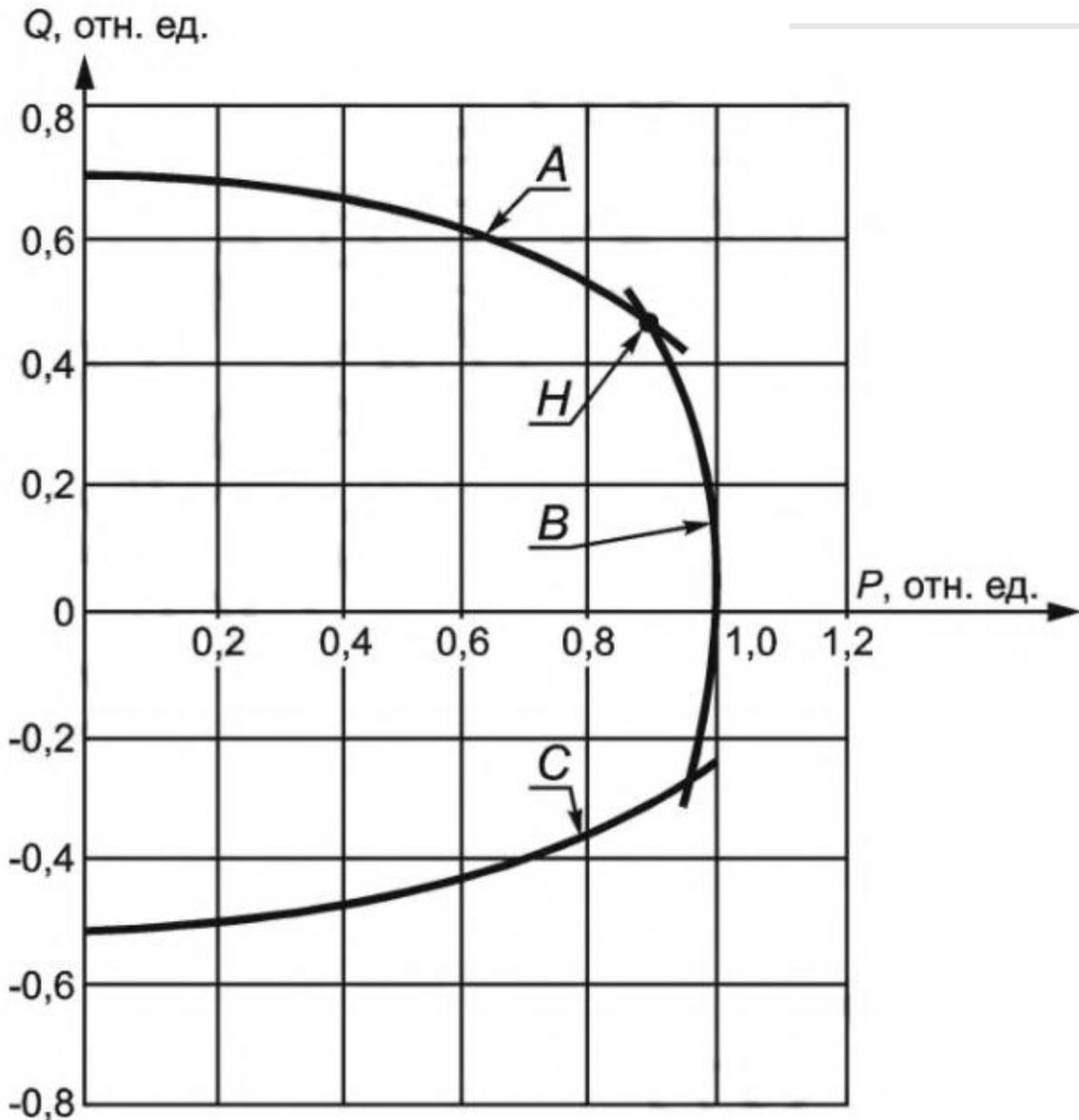
НАГРУЗОЧНАЯ ДИАГРАММА

По режиму напряжения в сети генераторы часто работают с коэффициентом мощности, отличным от номинального. Однако при этом должно соблюдаться основное условие – нагрев обмотки и стали статора и нагрев обмотки ротора не должны превышать их нагрева в нормальном режиме при допустимых изменениях напряжения на выводах генератора.

Наиболее наглядное представление о возможных режимах работы с коэффициентом мощности, отличным от номинального, дает **нагрузочная диаграмма** (диаграмма допустимых нагрузок, диаграмма мощности, PQ -диаграмма). Основной нагрузочной диаграммой является диаграмма, соответствующая работе генератора при номинальном напряжении (а также частоте тока, температурах охлаждающих сред и давлении водорода). Она обусловлена допустимыми температурами или превышениями температур, а в необходимых случаях также статической устойчивостью турбогенератора. Работа вне границ может приводить к сокращению срока службы турбогенератора.

В простейшем виде она может быть изображена исходя из векторной диаграммы ЭДС, построенной для номинального режима. Согласно ПТЭЭСС она должна быть приведена в инструкции по эксплуатации турбогенератора (в том числе и для режимов $0,95U_{\text{НОМ}}$, $0,90U_{\text{НОМ}}$, $1,05U_{\text{НОМ}}$, $1,10U_{\text{НОМ}}$).

НАГРУЗОЧНАЯ ДИАГРАММА



Нагрузочная диаграмма

Границы диаграммы определяют следующими ограничениями:

- **кривая А** соответствует работе с номинальным током возбуждения и поэтому характеризуется примерно постоянным превышением температуры обмотки ротора;

- **кривая В** соответствует работе с номинальным током статора и характеризуется примерно постоянным превышением температуры обмотки статора;

- **кривая С** показывает предел, обусловленный местными нагревами в торцевой зоне или статической устойчивостью турбогенератора, или комбинацией обоих эффектов.

Точке Н соответствует номинальная мощность. Величину и длительность активной нагрузки в решении проблем, связанных с потреблением реактивной мощности при коэффициенте мощности 0,95 устанавливают по соглашению.

НАГРУЗОЧНАЯ ДИАГРАММА

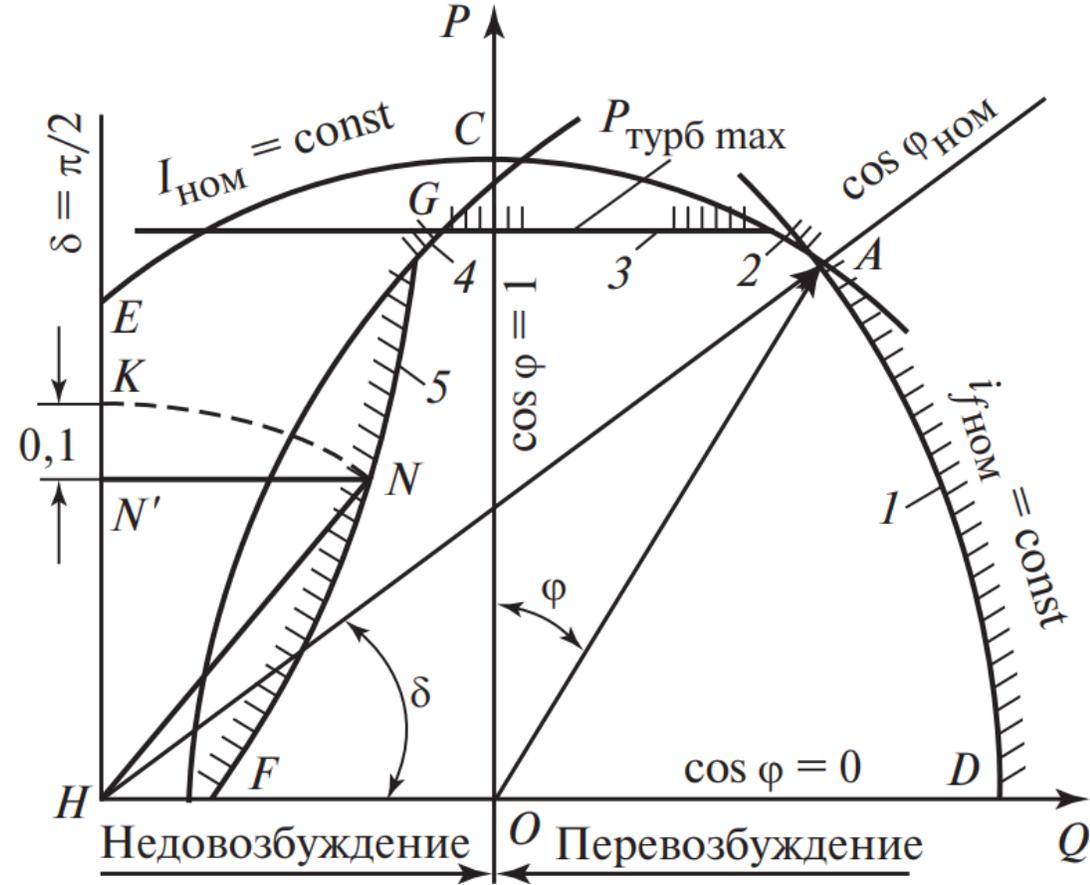
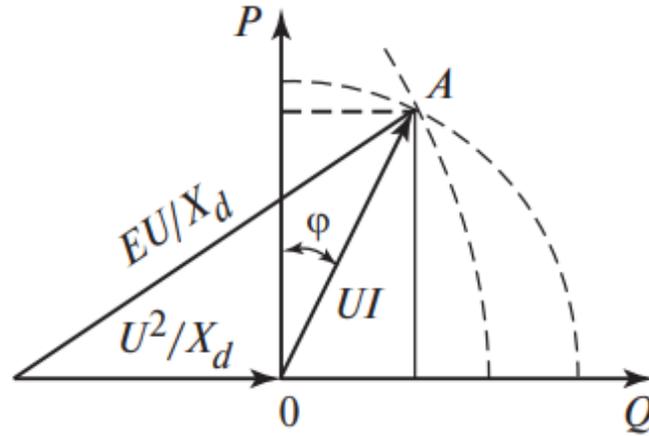
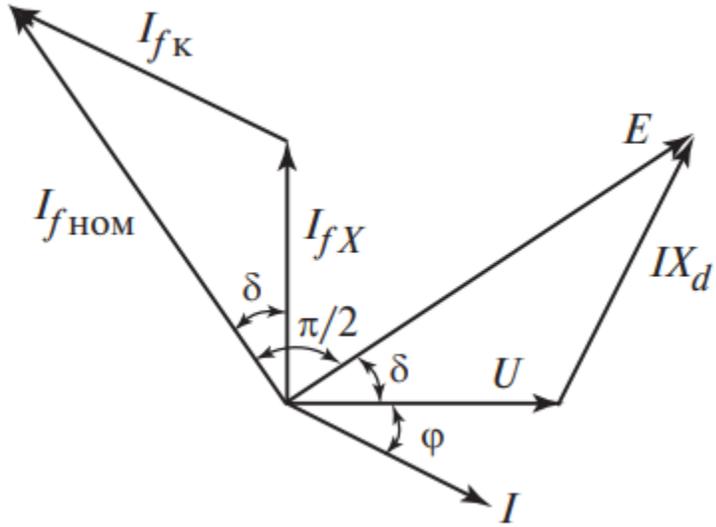


Диаграмма мощности синхронного турбогенератора

Векторная диаграмма ЭДС и токов возбуждения и мощностей

Ряд ограничений, накладываемых на работу турбогенератора:

- 1) Ограничение по току статора: $I_{ст} \leq I_{ном}$.
- 2) Ограничение по току ротора: $I_p \leq I_{p ном}$.
- 3) Ограничение по мощности турбины: $P_{г} \leq P_{т нб}$.
- 4) Ограничение по нагреву лобовых частей ТГ (определяется экспериментально из тепловых испытаний ТГ).
- 5) Ограничение по устойчивой работе ТГ в сети.

ОСНОВНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ И СИСТЕМЫ ГЕНЕРАТОРОВ

При эксплуатации генераторов и синхронных компенсаторов должны быть обеспечены их бесперебойная работа в допустимых режимах, бесперебойная работа систем возбуждения, охлаждения, маслоснабжения, устройств контроля, защиты, автоматики и диагностики.

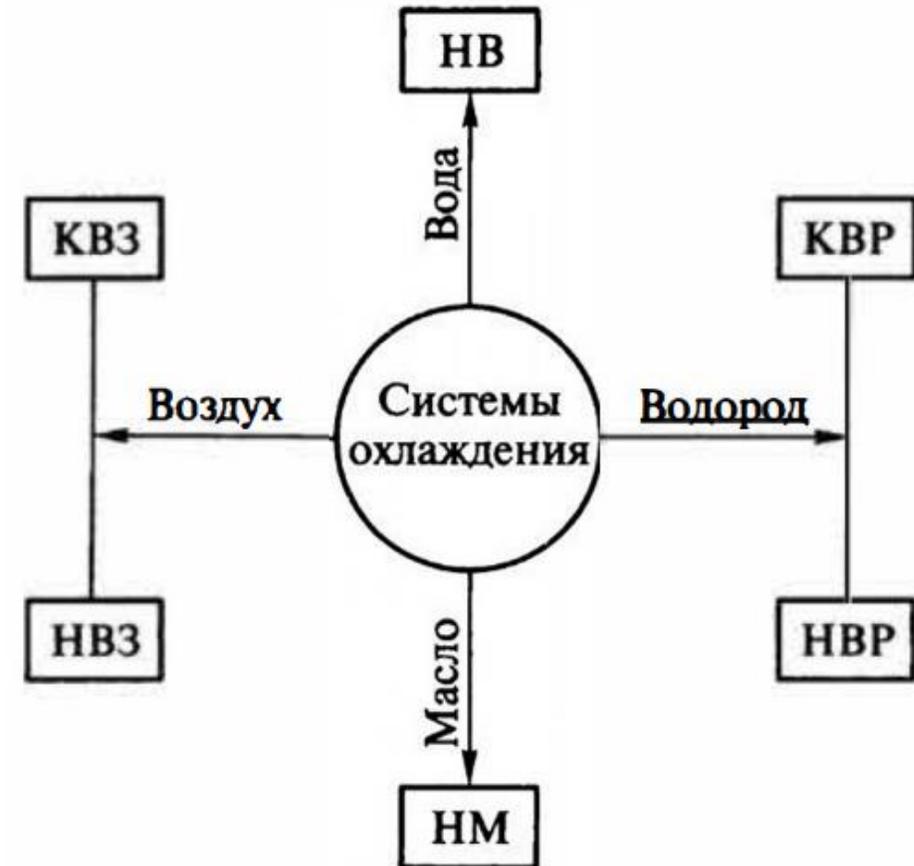
ПТЭЭСС

Генераторы и синхронные компенсаторы должны быть оборудованы контрольно-измерительными приборами, устройствами управления, сигнализации, защиты, устройствами автоматического гашения поля, защиты ротора от перенапряжений, автоматического регулирования возбуждения, а также устройствами автоматики для обеспечения автоматического пуска, работы и останова агрегата. Кроме того, турбогенераторы мощностью 100 МВт и более и синхронные компенсаторы с водородным охлаждением должны быть оборудованы устройствами дистанционного контроля вибрации подшипников. Турбо- и гидрогенераторы мощностью 300 МВт и более должны быть оборудованы также осциллографами с записью предаварийного процесса.

ПУЭ

СИСТЕМА ОХЛАЖДЕНИЯ ГЕНЕРАТОРОВ

При работе генератора происходят потери энергии, превращающиеся в теплоту, которая нагревает обмотки, сталь статора и ротора. Для удаления этой теплоты необходима система искусственного охлаждения.



Охлаждение можно производить **воздухом, водородом, водой, маслом**. Отвод теплоты может осуществляться **непосредственно** от проводников обмотки по каналам, расположенным внутри пазов, или **косвенно** от поверхности ротора и статора. Эти системы охлаждения имеют условное буквенное обозначение, применяемое в паспортных данных генераторов:

КВЗ – косвенное воздухом;

ВЗ – непосредственное воздухом;

КВР – косвенное водородом;

НВР – непосредственное водородом;

НВ – непосредственное водой;

НМ – непосредственное маслом.

Системы охлаждения генераторов

СИСТЕМА ОХЛАЖДЕНИЯ ГЕНЕРАТОРОВ

Отечественные турбогенераторы изготавливают с воздушным, водородным и жидкостным охлаждением, а гидрогенераторы – с воздушным и жидкостным охлаждением. Большие размеры гидрогенераторов усложняют создание надёжных уплотнений, поэтому для охлаждения ГГ водород не применяется.

По мере увеличения мощности турбогенератора используются все более интенсивные виды охлаждения:

Т – косвенная замкнутая воздушная система охлаждения ($P_{\text{НОМ}} = 2,5 - 12$ МВт).

ТВ – косвенная замкнутая водородная система охлаждения (давление 0,105 – 2 МПа, $P_{\text{НОМ}} = 30 - 150$ МВт).

ТВФ – с косвенным охлаждением статора и непосредственным охлаждением ротора водородом (давление 0,3 МПа, $P_{\text{НОМ}} = 60 - 200$ МВт).

ТВВ – с непосредственным охлаждением статора водой и ротора водородом (давление 0,4 МПа, $P_{\text{НОМ}} = 160 - 1200$ МВт).

ТЗВ – с непосредственным охлаждением статора и ротора водой ($P_{\text{НОМ}}$ до 1500 МВт).

ТЗФ(П) – с полным воздушным охлаждением по трехконтурной схеме ($P_{\text{НОМ}} = 63 - 350$ МВт). Является наиболее современной и предпочтительной системой охлаждения в качестве замены водородной.

ТГВ (кроме ТГВ-500) – с непосредственным водородным охлаждением обмотки ротора и сердечника статора.

ТГВ-500 имеет водяное охлаждение обмотки ротора и непосредственное водородное сердечника статора.

СИСТЕМА ОХЛАЖДЕНИЯ ГЕНЕРАТОРОВ

Турбогенераторы с непосредственным охлаждением	
ТЗВ	Трижды водяное охлаждение Обмотка статора – водой Сталь статора – водой Обмотка ротора – водой
ТГВ ТГВ – 200-2Д	Водородное или водородно-водяное Обмотка статора – водородом Сталь статора – водородом Обмотка ротора – водородом
ТГВ – 200МТ	Обмотка статора – водой Сталь статора – водородом Обмотка ротора – водородом
ТГВ – 500-2УЗ	Обмотка статора – водой Сталь статора – водородом Обмотка ротора – водой
ТВМ	Водомасляное охлаждение Обмотка статора – маслом Сталь статора – маслом Обмотка ротора – водой
ТВВ	Водородно-водяное охлаждение Обмотка статора – водой Сталь статора – водородом Обмотка ротора – водородом
Турбогенераторы со смешанной системой охлаждения	
ТВФ	Водородное форсированное охлаждение Обмотка статора – косвенное водородное Сталь статора – непосредственное водородное Обмотка ротора – непосредственное водородное
ТВС	Водородное охлаждение Обмотка статора – косвенное водородное Сталь статора – непосредственное водородное Обмотка ротора – косвенное водородное

Системы охлаждения турбогенераторов

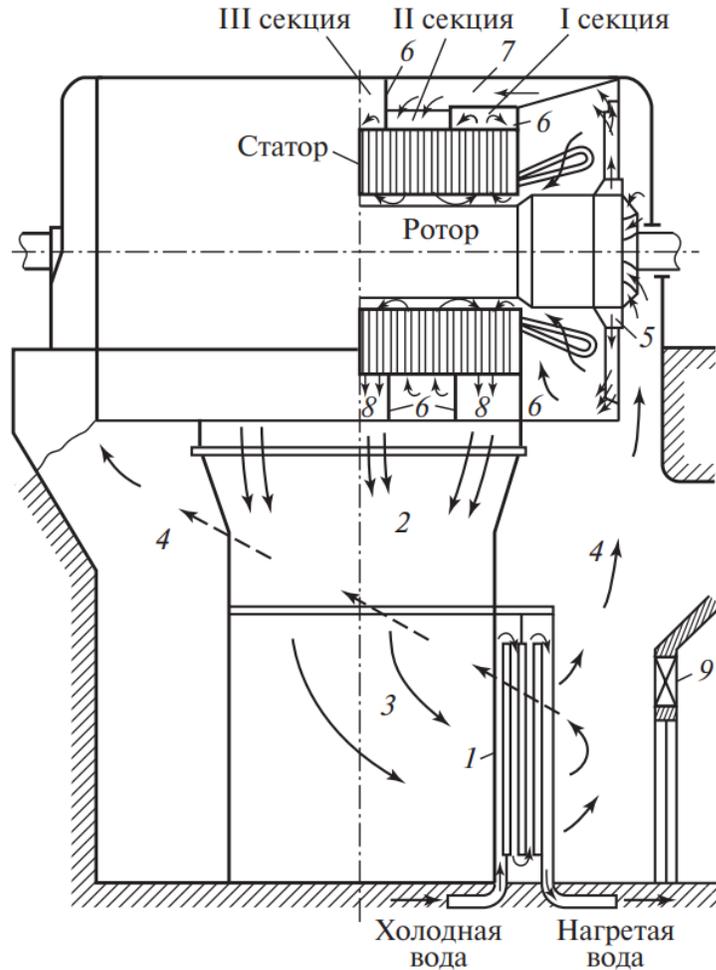
Сравнительные свойства охлаждающих сред

Охлаждающая среда	Давление, МПа	Физические свойства в долях показателей воздуха		
		теплопроводность	плотность	теплоотводящая способность
Воздух	0,100	1,0	1,0	1,0
Смесь водорода (97%) и воздуха (3%)	0,103	5,9	0,098	1,33
Водород	0,103	7,1	0,070	1,44
	0,200	7,1	0,140	2,75
	0,300	7,1	0,210	3,00
	0,400	7,1	0,280	4,00
Трансформаторное масло	0,100	5,3	848,0	21,0
Вода	0,100	23,0	1000,0	50,0

Водород в качестве хладагента имеет по сравнению с воздухом следующие преимущества: плотность водорода в 14,3 раза меньше воздуха (при 3 % примеси воздуха – в 10 раз), и потери на трение вращающегося ротора генератора в водороде в 10 раз меньше, чем в воздухе, теплоемкость водорода в 14 раз больше, чем воздуха; теплоотдача в 3,6 раза больше, водород пожаробезопасен (не поддерживает горение), КПД машины с водородным охлаждением на 1 % больше, чем с воздушной системой (данные для избыточного давления водорода 0,294 МПа (3 кгс/см²)).

Поляков, А.М. и др. Эксплуатация электрооборудования электростанций и подстанций. Конспект лекций МЭИ

ВОЗДУШНОЕ ОХЛАЖДЕНИЕ ГЕНЕРАТОРОВ



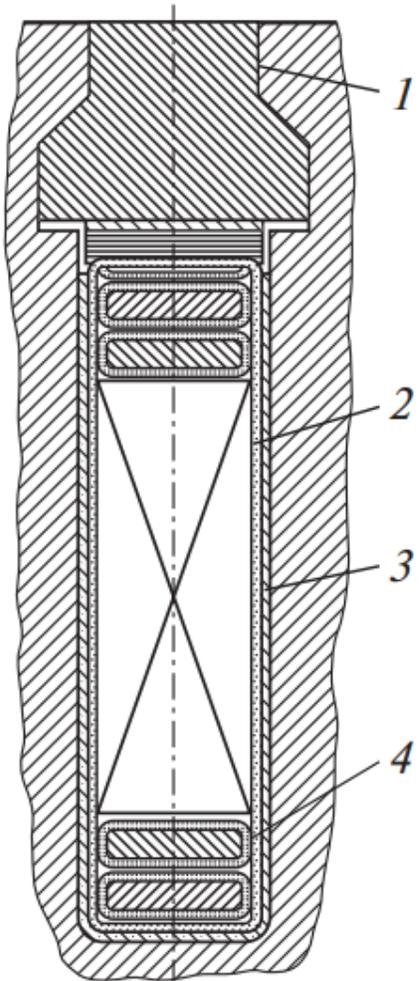
Проточная система охлаждения применяется редко (в ТГ до 2 МВА, а также в ГГ мощностью до 4 МВА). При такой системе через генератор прогоняется воздух из машинного зала.

При замкнутой системе охлаждения один и тот же объем воздуха циркулирует по замкнутому контуру. В целях повышения эффективности охлаждения ТГ, длина активной части которых особенно велика, а воздушный зазор мал, применяется так называемая многоструйная радиальная система вентиляции.

Замкнутую систему косвенного воздушного охлаждения имеют турбогенераторы серий Т и ТФ, а также она широко применяется в гидрогенераторах, так как охлаждение явнополюсных роторов облегчается благодаря наличию межполюсных промежутков и большей поверхности охлаждения ротора.

Замкнутая система воздушного охлаждения турбогенератора: 1 — воздухоохладитель; 2 — патрубков; 3 — камера горячего воздуха; 4 — камера холодного воздуха; 5 — вентиляторы; 6 — вертикальные плоскости; 7 — осевой канал; 8 — отводящие камеры; 9 — масляные фильтры

КОСВЕННОЕ ВОДОРОДНОЕ ОХЛАЖДЕНИЕ



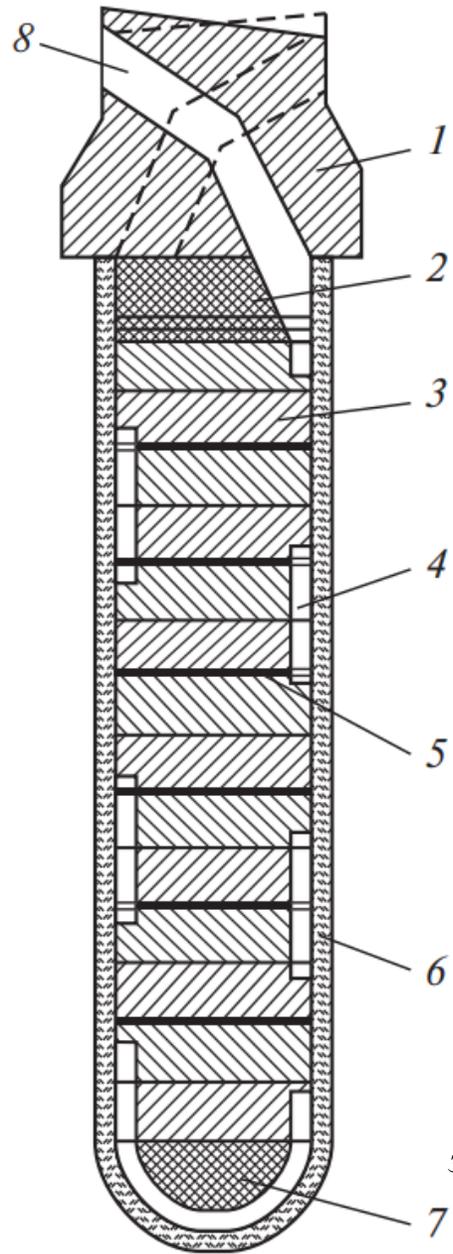
Паз ротора с косвенным охлаждением обмотки возбуждения: 1 — клин; 2 — миканитовая коробка; 3 — защитная оболочка из стали; 4 — медный проводник

ТГ с косвенным водородным охлаждением имеют такую же схему вентиляции, что и при косвенном воздушном охлаждении. Отличие состоит лишь в том, что весь охлаждающий водород и его охладители находятся внутри корпуса генератора. Водородное охлаждение эффективнее воздушного, так как водород имеет в 1,7 раза больший коэффициент теплоемкости и в 7 раз более высокую теплопроводность.

Генераторы с косвенным водородным охлаждением могут при необходимости работать и с воздушным охлаждением, но при этом их мощность соответственно уменьшается.

При заполнении корпуса генератора водородом воздух сначала вытесняется газом (обычно CO_2) во избежание образования гремучей смеси. После заполнения всего объема CO_2 при концентрации около 90 % через верхний коллектор подается под давлением водород, который вытесняет CO_2 . Как только чистота водорода в корпусе достигнет заданного уровня ($\approx 98\%$), давление водорода в корпусе доводят до нормального (2-5 МПа).

НЕПОСРЕДСТВЕННОЕ ВОДОРОДНОЕ ОХЛАЖДЕНИЕ



Еще больший эффект по сравнению с косвенным водородным охлаждением дает непосредственное (внутреннее) охлаждение, когда водород подается внутрь полых проводников обмотки.

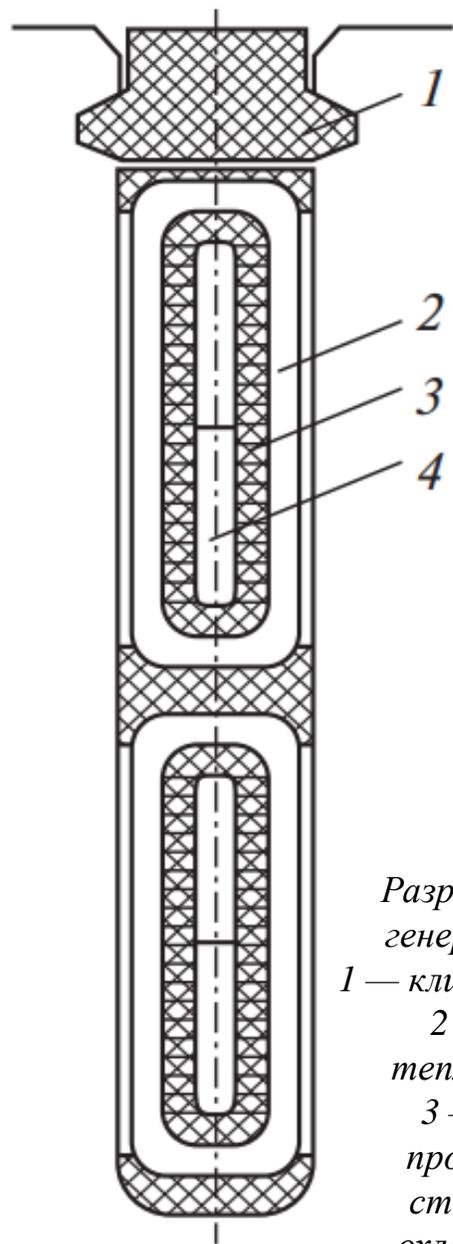
В генераторах серии ТВФ применяется косвенное охлаждение обмоток статора водородом и непосредственное (форсированное) охлаждение обмотки ротора.

Генераторы серии ТГВ мощностью 200 и 300 МВт имеют несколько иную систему охлаждения ротора. Водород циркулирует в аксиальных прямоугольных каналах, которые образуются корытообразными

Паз ротора с непосредственным охлаждением обмотки возбуждения: 1 — клин; 2, 7 — прокладки; 3 — медный проводник; 4 — вентиляционный канал; 5 — витковая изоляция; 6 — пазовая изоляционная гильза; 8 — отверстие для забора (выброса) водорода из зазора между статором и ротором

проводниками обмотки возбуждения. В генераторах этого типа выполнено также непосредственное охлаждение обмоток статора. Водород подается в тонкостенные трубки из немагнитной стали, заложенные внутри стержней обмотки и открытые в лобовых частях. В обоих типах генераторов (ТГВ и ТВФ) давление водорода в корпусе поддерживается 0,2-0,4 МПа

НЕПОСРЕДСТВЕННОЕ ЖИДКОСТНОЕ ОХЛАЖДЕНИЕ



Разрез по пазу статора генератора типа ТВМ:

- 1 — клин обмотки статора;
 2 — изоляционная теплостойкая бумага;
 3 — элементарные проводники обмотки статора; 4 — канал охлаждающего масла

При выполнении **непосредственного жидкостного охлаждения** применяют дистиллированную воду или масло, которые позволяют еще больше увеличить единичные мощности генераторов при сохранении их размеров. Дистиллированная вода по сравнению с маслом имеет более высокие тепло отводящие свойства. Поэтому в большинстве случаев генераторы большой мощности изготавливают с водяным охлаждением. Обмотка статора выполнена из сплошных и полых медных элементарных проводников прямоугольного сечения, по которым циркулирует вода. Питание обмотки водой осуществляется путем подвода ее к каждой параллельной ветви с помощью шлангов из пластмассы, обладающей высокой электрической прочностью и необходимой эластичностью.

По аналогичной схеме осуществляют водяное охлаждение статорной обмотки в вертикальных гидрогенераторах большой мощности типа СВФ. Обмотка ротора и активная сталь таких генераторов имеют непосредственное воздушное охлаждение.

ЭКСПЛУАТАЦИЯ СИСТЕМ ОХЛАЖДЕНИЯ ГЕНЕРАТОРОВ

В части системы охлаждения при пуске и во время эксплуатации генераторов и синхронных компенсаторов должен осуществляться **контроль** температуры элементов; давления, чистоты, влажности и температуры охлаждающих сред; герметичности системы охлаждения.

Периодичность определения показателей работы систем охлаждения генераторов и синхронных компенсаторов, находящихся в работе или резерве, **должна определяться в соответствии с документацией организации-изготовителя** генератора и синхронного компенсатора. При отсутствии данных в документации организации-изготовителя определение показателей работы газомасляной и водяной систем генераторов и синхронных компенсаторов должно осуществляться со периодичностью, указанной в ПТЭЭСС (п. 405).

СИСТЕМА ВОЗБУЖДЕНИЯ ГЕНЕРАТОРОВ

Системы возбуждения синхронных генераторов относят к одному из наиболее ответственных элементов генератора. Они должны отвечать следующим **требованиям**:

- обеспечивать надежную подачу тока в обмотку возбуждения в нормальных и аварийных режимах;
- допускать регулирование напряжения возбуждения в заданных пределах;
- обеспечивать быстродействующее автоматическое регулирование напряжения возбуждения с высокой кратностью форсировки в аварийных режимах;
- осуществлять быстрое развозбуждение и, при необходимости, гашение магнитного поля генератора в аварийных режимах (при оперативных отключениях генератора от сети).

В зависимости от источника энергии, используемого для возбуждения, все системы разделяются на **системы независимого возбуждения** и **самовозбуждения**. В свою очередь, источниками энергии для обмотки возбуждения могут служить машины постоянного тока, машины переменного тока с последующим его преобразованием в постоянный ток (электромашинное возбуждение), тиристорные преобразователи.

СИСТЕМА ВОЗБУЖДЕНИЯ ГЕНЕРАТОРОВ

Основные параметры и требования к системам возбуждения регламентируются ГОСТ 21558-2018 «Системы возбуждения турбогенераторов, гидрогенераторов и синхронных компенсаторов. Общие технические условия»:

- номинальное напряжение возбуждения $U_{f\text{ном}}$;
- номинальный ток возбуждения $I_{f\text{ном}}$;
- ток возбуждения холостого хода генератора $I_{f\text{хх}}$;
- кратность форсировки по напряжению и току $k_{\phi U} = U_{f\text{пот}}/U_{f\text{ном}}$, $k_{\phi I} = I_{f\text{пот}}/I_{f\text{ном}}$;
- скорость изменения (нарастания) напряжения возбуждения при форсировке [1/с], определяемая как $V_{\phi} = 0,632(U_{f\text{пот}} - U_{f\text{ном}})/(U_{f\text{ном}} T_{\text{н}})$;

где $U_{f\text{пот}}$ – потолочное напряжение возбуждения,

$I_{f\text{пот}}$ – потолочный ток возбуждения,

$T_{\text{н}}$ – время нарастания напряжения от $U_{f\text{ном}}$ до $U_{f\text{ном}} + 0,632(U_{f\text{пот}} - U_{f\text{ном}})$.

СИСТЕМА ВОЗБУЖДЕНИЯ ГЕНЕРАТОРОВ

Для турбогенераторов кратности форсировки возбуждения по напряжению $k_{\phi U}$ и по току $k_{\phi I}$ должны быть не менее 2, а скорость нарастания возбуждения V_{ϕ} – не менее 2 с^{-1} .

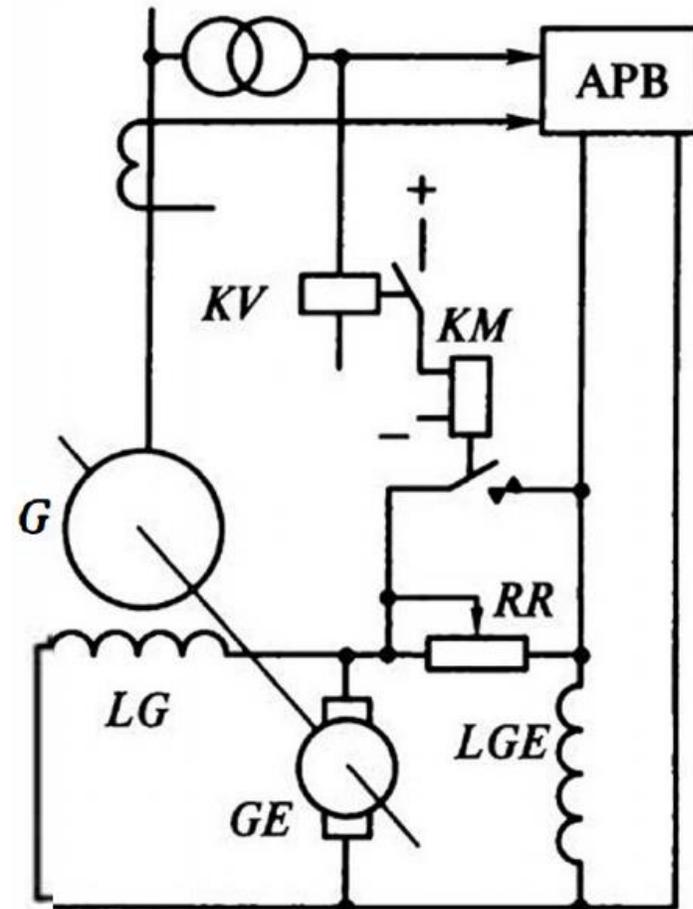
$k_{\phi U}$ может превосходить $k_{\phi I}$, при этом ограничение потолочного тока возбуждения должно осуществляться в соответствии с максимально допустимым током синхронной машины, но не ниже двукратного $I_{f \text{ ном}}$. $k_{\phi U}$ для статических тиристорных систем параллельного самовозбуждения и статических тиристорных систем при номинальном напряжении статора должна быть не менее 2,5.

Для гидрогенераторов $k_{\phi U}$ должна быть не менее 1,8 для коллекторных возбудителей, соединенных с валом генератора, и не менее 2 для других систем возбуждения. V_{ϕ} должна быть не менее $1,3 \text{ с}^{-1}$ для ГГ до 4 МВА включительно и не менее $1,5 \text{ с}^{-1}$ для ГГ больших мощностей. Для мощных ГГ, работающих на дальние электропередачи, к системам возбуждения предъявляются более высокие требования: $k_{\phi U} = 3-4$, V_{ϕ} до $10U_{f \text{ ном}}$ в секунду.

Обмотка ротора и системы возбуждения генераторов с косвенным охлаждением должны выдерживать двукратный по отношению к номинальному ток в течение 50 с; с непосредственным охлаждением – 20 с, для генераторов мощностью 800-1000 МВт принято время 15 с, 1200 МВт – 10 с.

СИСТЕМА ВОЗБУЖДЕНИЯ ГЕНЕРАТОРОВ

В системе **независимого возбуждения** на одном валу с генератором находится возбудитель – генератор постоянного или переменного тока.

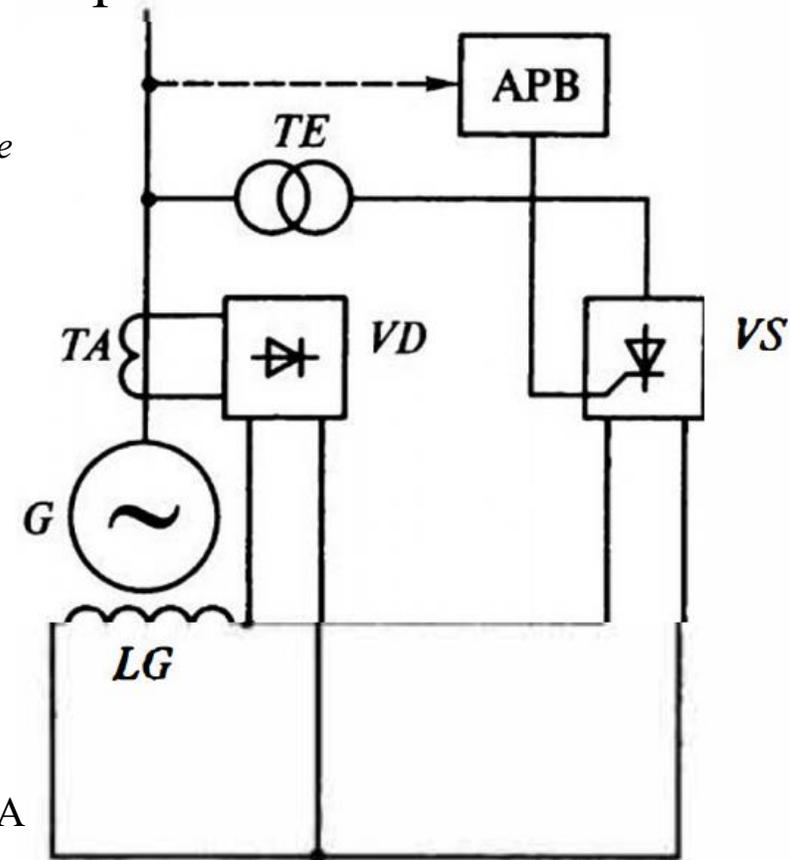


*Независимое
электромашинное
возбуждение*

- G – основной синхронный генератор
- LG – обмотка возбуждения основного генератора
- GE – генератор постоянного тока
- LGE – обмотка возбуждения возбудителя
- RR – реостат
- APB – автоматический регулятор возбуждения
- TE – трансформатор, присоединенный к выводам G
- VS – управляемые от APB вентили
- VD – неуправляемые вентили от трансформаторов тока ТА

В системе **самовозбуждения** питание обмотки возбуждения осуществляется от выводов генератора через специальные понижающие трансформаторы и выпрямительные устройства.

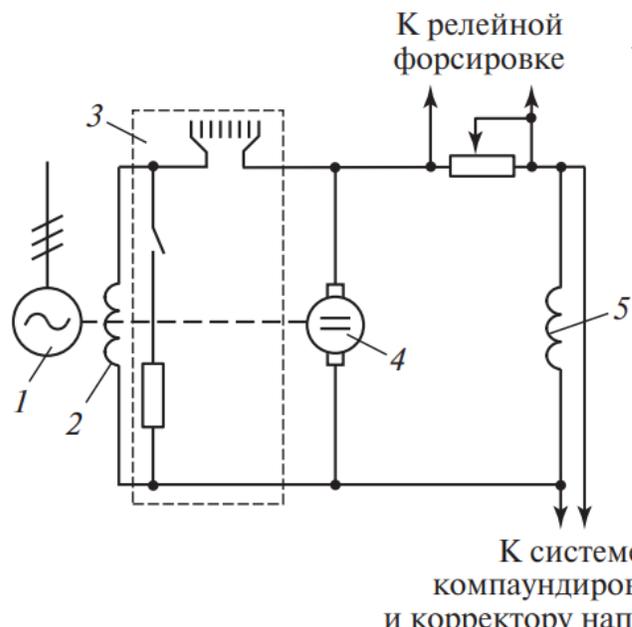
*Полупроводниковое
самовозбуждение*



СИСТЕМА ВОЗБУЖДЕНИЯ ГЕНЕРАТОРОВ

В системе **независимого возбуждения** используется механическая энергия вала возбуждаемого генератора, при этом возбудитель не связан с напряжением генератора или внешней сети. В качестве возбудителя в такой системе возбуждения применяют непосредственно связанный с валом основного генератора генератор постоянного тока или генератор переменного тока в сочетании с вентильными выпрямителями.

В настоящее время электромашинные возбудители применяют только на турбогенераторах мощностью до 100 МВт, на гидрогенераторах небольшой мощности и в качестве резервных возбудителей, в том числе и для генераторов с вентильными системами возбуждения.

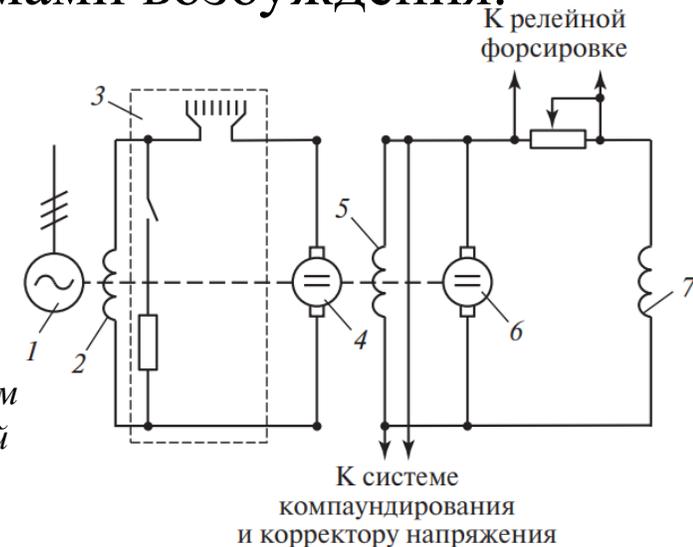


Электромашинная система возбуждения с генератором постоянного тока с самовозбуждением:

1 — синхронный генератор; 2 — обмотка возбуждения генератора; 3 — автомат гашения поля;
4 — возбудитель; 5 — обмотка возбуждения возбудителя

Электромашинная система возбуждения с генератором постоянного тока с подвозбудителем: 1 — синхронный генератор; 2 — обмотка возбуждения генератора;
3 — автомат гашения поля; 4 — возбудитель;

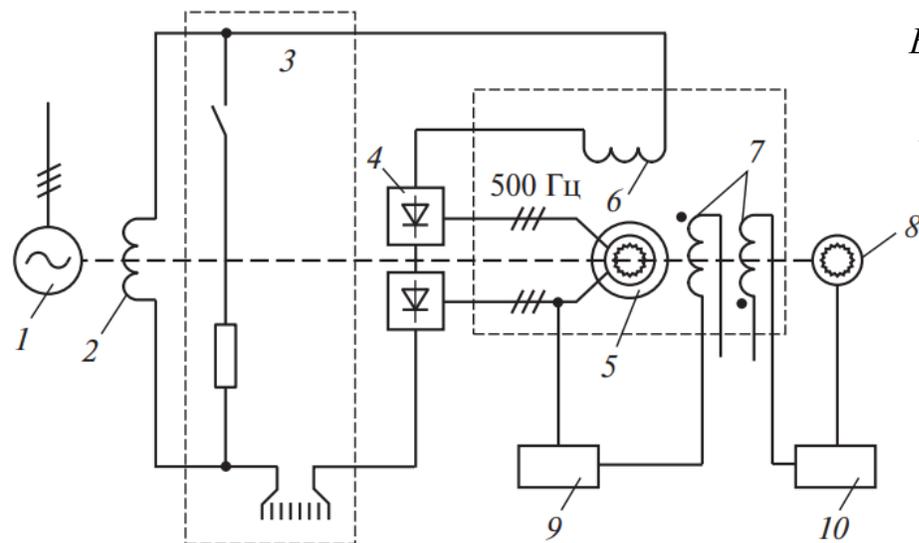
5 — обмотка возбуждения возбудителя;
6 — подвозбудитель; 7 — обмотка возбуждения подвозбудителя



СИСТЕМА ВОЗБУЖДЕНИЯ ГЕНЕРАТОРОВ

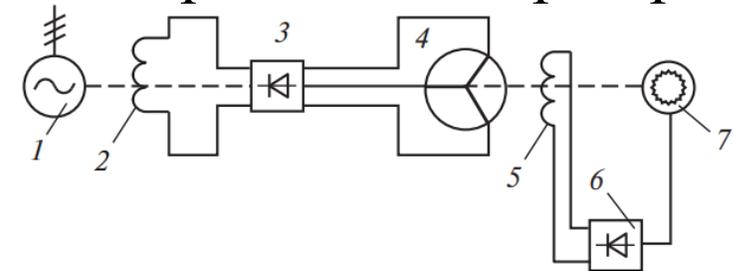
В высокочастотной системе возбуждения возбудитель имеет две независимые трехфазные обмотки переменного тока (50, 100 или 500 Гц), а выпрямитель выполнен по схеме двух трехфазных мостов, включенных последовательно на стороне постоянного тока. Регулирование возбуждения синхронного генератора осуществляется путем изменения возбуждения высокочастотного возбудителя.

В качестве источника питания для **бесщеточной системы возбуждения** используется обращенный генератор с обмоткой возбуждения на статоре и трехфазной или многофазной обмоткой переменного тока на роторе. Принцип предполагает, что выпрямительное устройство должно вращаться вместе с роторами возбудителя и синхронного генератора.



Высокочастотная система возбуждения с неуправляемыми выпрямителями:

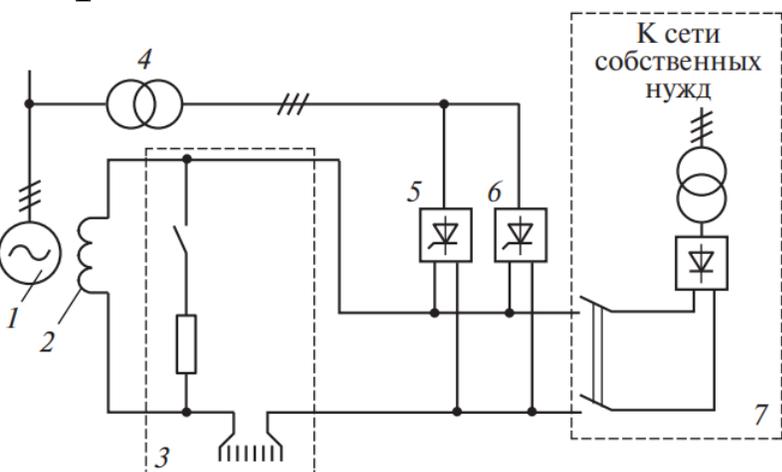
- 1 — синхронный генератор; 2 — обмотка возбуждения генератора; 3 — автомат гашения поля; 4 — выпрямительное устройство; 5 — высокочастотный возбудитель; 6, 7 — последовательная и независимые обмотки возбуждения возбудителя; 8 — подвозбудитель; 9 — устройство быстродействующей форсировки возбуждения; 10 — электромагнитный корректор



- Бесщеточная система возбуждения:* 1 — синхронный генератор; 2 — обмотка возбуждения генератора; 3 — выпрямительное устройство; 4 — возбудитель; 5 — обмотка возбуждения возбудителя; 6 — выпрямитель; 7 — подвозбудитель

СИСТЕМА ВОЗБУЖДЕНИЯ ГЕНЕРАТОРОВ

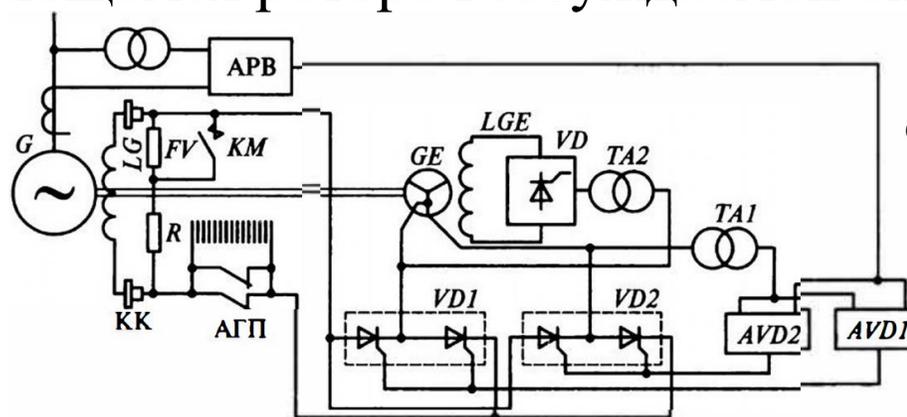
Бесщеточные диодные и тиристорные системы возбуждения являются наиболее перспективными системами возбуждения для крупных синхронных машин. Эти системы содержат источник переменного тока и полупроводниковый преобразователь, расположенные на валу ротора возбуждаемой машины. При этом все три основных элемента системы возбуждения — источник переменного тока, преобразователь, обмотка возбуждения синхронной машины — соединяются жестко без вращающихся контактных переходов.



Тиристорная система самовозбуждения:

1 — синхронный генератор; 2 — обмотка возбуждения генератора; 3 — автомат гашения поля; 4 — выпрямительный трансформатор; 5, 6 — рабочая и форсировочная группа управляемых вентилей; 7 — цепь начального возбуждения

В качестве источника переменного тока (возбудителя) используется обращенный синхронный генератор с обмоткой возбуждения, расположенной на неподвижном статоре, и трехфазной обмоткой переменного тока, расположенной на вращающемся роторе возбуждаемой синхронной машины.



Статическая тиристорная система независимого возбуждения

АВТОМАТИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ВОЗБУЖДЕНИЯ

Неотъемлемым элементом систем возбуждения синхронных машин являются устройства **автоматического регулирования возбуждения (АРВ)**.

Различают АРВ пропорционального и сильного действия.

АРВ пропорционального действия реагируют на значение и знак отклонения параметров режима (ток, напряжения) от заданных значений.

АРВ сильного действия, кроме того, реагируют и на скорость изменения параметров (первые и вторые производные изменения параметров). Наличие устройств АРВ позволяет обеспечить оптимальный режим работы синхронных машин при изменениях нагрузки и повысить устойчивость их работы при возмущениях в энергосистеме.

ГАШЕНИЕ ПОЛЯ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ

При возникновении внутренних коротких замыканий или других опасных для генератора неисправностей, как в самом генераторе, так и в присоединенных к нему токопроводах, силовых трансформаторах и аппаратах, для максимального ограничения объема повреждений необходимо **быстро погасить поле генератора** (уменьшить магнитный поток возбуждения генератора до значения, близкого к нулю). Для этого недостаточно отключить обмотку возбуждения генератора от источника возбуждения, **необходимо рассеять энергию поля**, запасенную во всех магнитносвязанных контурах ротора. Кроме того, при отключении обмотки возбуждения на ней возникают большие перенапряжения, опасные для изоляции. Для того чтобы быстро отключить обмотку возбуждения и ограничить перенапряжения, применяют специальные разрядные устройства.

Оптимальные условия гашения поля, при которых продолжительность процесса имеет наименьшее возможное значение при условии, что перенапряжение на обмотке возбуждения не превышает допустимого, могут быть обеспечены, если в течение всего процесса гашения поля падение напряжения в разрядном устройстве будет сохранять наибольшее допустимое значение.

ГАШЕНИЕ ПОЛЯ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ

Устройства, реализующие эти способы, различны по эффективности (скорости гашения поля) и стоимости. В настоящее время существуют следующие способы гашения поля:

- рассеянием энергии на резисторе с линейным сопротивлением;
- рассеянием энергии на резисторе с нелинейным сопротивлением;

Первые два способа малоэффективны и находят ограниченное применение.

- **рассеянием энергии магнитного поля на дугогасительной решетке;**

Способ используется в специальных устройствах – **автоматах гашения поля.**

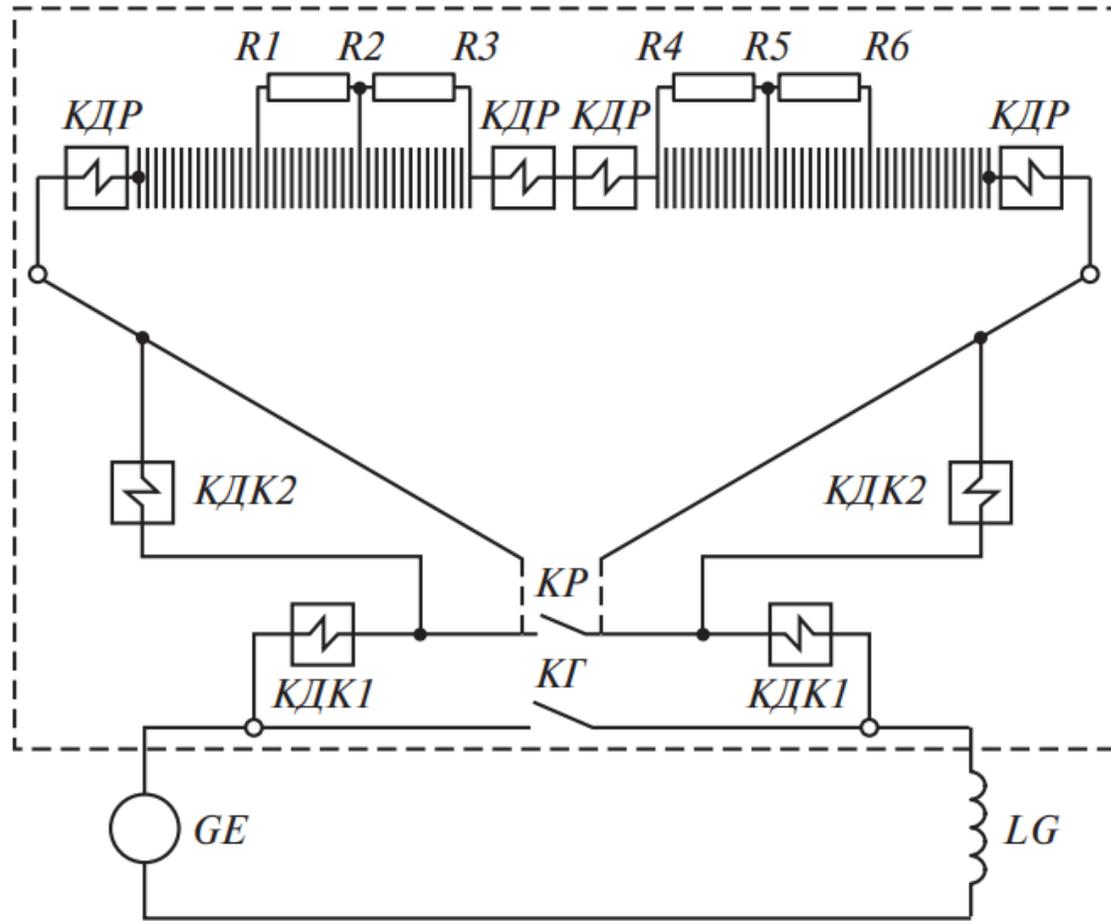
- **выводом энергии в сеть переменного напряжения.**

Способ применяют в тиристорных системах независимого возбуждения путем перевода тиристоров в инверторный режим работы.

Для получения большего эффекта возможно сочетание третьего и четвертого способов гашения поля.

ГАШЕНИЕ ПОЛЯ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ

QE



В автомате гашения поля серии АГП, действующего по принципу разряда обмотки возбуждения на дугогасительную решетку, используется свойство короткой электрической дуги изменять свое сопротивление при неизменной длине дуги обратно пропорционально значению вызывающего эту дугу тока. Напряжение на дуге размером 2-3 мм при изменении тока в широком диапазоне практически не изменяется и составляет 25-30 В. Дугогасительная решетка позволяет разбить электрическую дугу на большое число последовательно соединенных коротких дуг постоянной длины.

Принципиальная электрическая схема автомата гашения поля серии АГП: *GE* — возбудитель; *LG* — обмотка возбуждения генератора; *QE* — автомат серии АГП; *КГ* — главные контакты; *КР* — разрывные контакты; *КДК1* — катушки магнитного дутья первой ступени; *КДК2* — катушки магнитного дутья второй ступени; *КДР* — катушки магнитного дутья дугогасительной решетки; *R1—R6* — шунтирующие резистор

ЭКСПЛУАТАЦИЯ СИСТЕМ ВОЗБУЖДЕНИЯ

При эксплуатации машинных систем возбуждения особое внимание уделяется состоянию скользящих контактов: токосъемных колец ротора и коллекторов машин постоянного тока. Основным признаком неисправности коллектора и колец – **искрение щеток**. Существенное значение имеет величина давления под щеткой. Усилие прижима щетки проверяется пружинным динамометром. Причиной искрения щеток может быть плохое прилегание щеток к коллектору. Новые щетки перед установкой на машину необходимо притирать по макету коллектора – цилиндру одного с ним диаметра.

Подгар рабочих поверхностей коллектора и колец может также привести к искрению щеток. Подгар вызывается износом и нарушением цилиндричности поверхности коллектора и колец, а также попаданием масла на контактную поверхность. Загрязненный коллектор можно шлифовать наждачной шкуркой, при большом износе коллектор и кольца шлифуются во время ремонта генератора шлифовальной машинкой.

Во время работы генератора дежурный персонал раз в смену проверяет состояние коммутационного аппарата-возбудителя визуально, а также путем «продергивания» поводков-проводников щеток. Таким образом определяют подвижность щетки (она может зависнуть или заклинить) и ее относительную нагрузку. Поводки-проводники всех щеток нагреты до определенной температуры. Обнаружение щетки с холодным проводником покажет, что данная щетка не нагружена, дефектна.

Состояние коллектора возбудителя работающего генератора проверяют освещением его стробоскопической лампой. При подсинхронной частоте вспышек стробоскопической лампы можно наблюдать как бы остановленный или медленно вращающийся коллектор и выявить все его дефекты.

КОНТРОЛЬ ПАРАМЕТРОВ И СОСТОЯНИЯ ГЕНЕРАТОРОВ

При пуске и во время эксплуатации генераторов и синхронных компенсаторов должен осуществляться **контроль:**

- электрических параметров статора, ротора и системы возбуждения;
- температуры обмотки и стали статора, охлаждающих сред (в том числе и оборудования системы возбуждения), уплотнений вала, подшипников и подпятников;
- давления, в том числе перепада давлений на фильтрах, удельного сопротивления и расхода дистиллята через обмотки и другие активные и конструктивные части;
- давления и чистоты водорода;
- давления и температуры масла, а также перепада давлений масло-водород в уплотнениях вала;
- герметичности систем жидкостного охлаждения; влажности газовой среды, заполняющей корпус турбогенераторов;
- уровня масла в демпферных баках и поплавковых гидрозатворах турбогенераторов, в масляных ваннах подшипников и подпятников гидрогенераторов;
- вибрации подшипников и контактных колец турбогенераторов, крестовин и подшипников гидрогенераторов, если иное не установлено в документации организации-изготовителя генератора и синхронного компенсатора.

ПУСК СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ

Пуск генератора является ответственной операцией в процессе включения его в работу и должен быть увязан с работой технологической части.

- При наличии поперечных связей в тепловой схеме пуск синхронного генератора является самостоятельной операцией и не связан с режимом работы котлов.
- При блочной схеме пуск синхронного генератора является конечной операцией пуска блока.

Перед пуском:

1. Проводят осмотр генератора и его вспомогательных систем: системы охлаждения, маслоснабжения, возбуждения, цепей РЗА.
2. Проводят замеры изоляции генератора и вспомогательного оборудования.
3. Скорость подъема частоты вращения синхронного генератора определяется условиями прогрева турбины и важным моментом при раскручивании ротора является прохождение критических частот. По достижению номинальной частоты вращения убеждаются в отсутствии ненормальных отклонений в работе вращающихся частей и переходят к операциям по подготовке включения генератора в сеть.

СИНХРОНИЗАЦИЯ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ

Включение генератора на параллельную работу с сетью – одна из наиболее ответственных операций, так как в общем случае напряжения, частоты и чередование фаз сети и генератора могут различаться. При включении возможны значительные броски токов, электромагнитных сил и моментов, которые могут вызвать аварию генератора и другого оборудования или нарушить режим работы энергосистемы.

Совокупность операций, требуемых для безаварийного включения генератора в сеть, называют **синхронизацией**.

Неправильная синхронизация может вызвать серьезную аварию. Действительно, если напряжения генератора и сети будут в момент включения генератора на параллельную работу сдвинуты по фазе на угол π рад, то это эквивалентно короткому замыканию при удвоенном напряжении. Если генератор включается в сеть энергетической системы большой мощности, то сопротивление этой сети по сравнению с сопротивлением генератора можно принять равным нулю, и поэтому ударный ток при включении может превысить ток при обычном коротком замыкании в 2 раза. Ударные электромагнитные моменты и силы при этом возрастают в 4 раза.

СПОСОБ ТОЧНОЙ СИНХРОНИЗАЦИИ

Для включения генератора по этому способу без бросков тока статора и без резкого изменения вращающего момента ротора должны быть соблюдены следующие условия:

- **равенство значений напряжения** включаемого и работающего генератора или сети;
- **совпадение векторов** этих напряжений по фазе;
- **равенство частот** включаемого генератора и работающего генератора или сети.
- **одинаковое чередование фаз** генератора и сети, правильность которого проверяется только при первом включении генератора после монтажа или сборки схемы.

Несоблюдение любого из условий приводит к возникновению в обмотке статора уравнительного тока. На практике условия точной синхронизации выполняются не абсолютно точно, а допускаются некоторые отклонения:

- разность напряжений синхронизируемого генератора и сети допускается порядка 5-7 %;
- разность частот скольжения допускается порядка 0,05-0,1 Гц.

Допустимым можно считать включение, при котором периодическая составляющая уравнительного тока в момент включения не превосходит номинальный ток генератора.

СПОСОБ ТОЧНОЙ СИНХРОНИЗАЦИИ

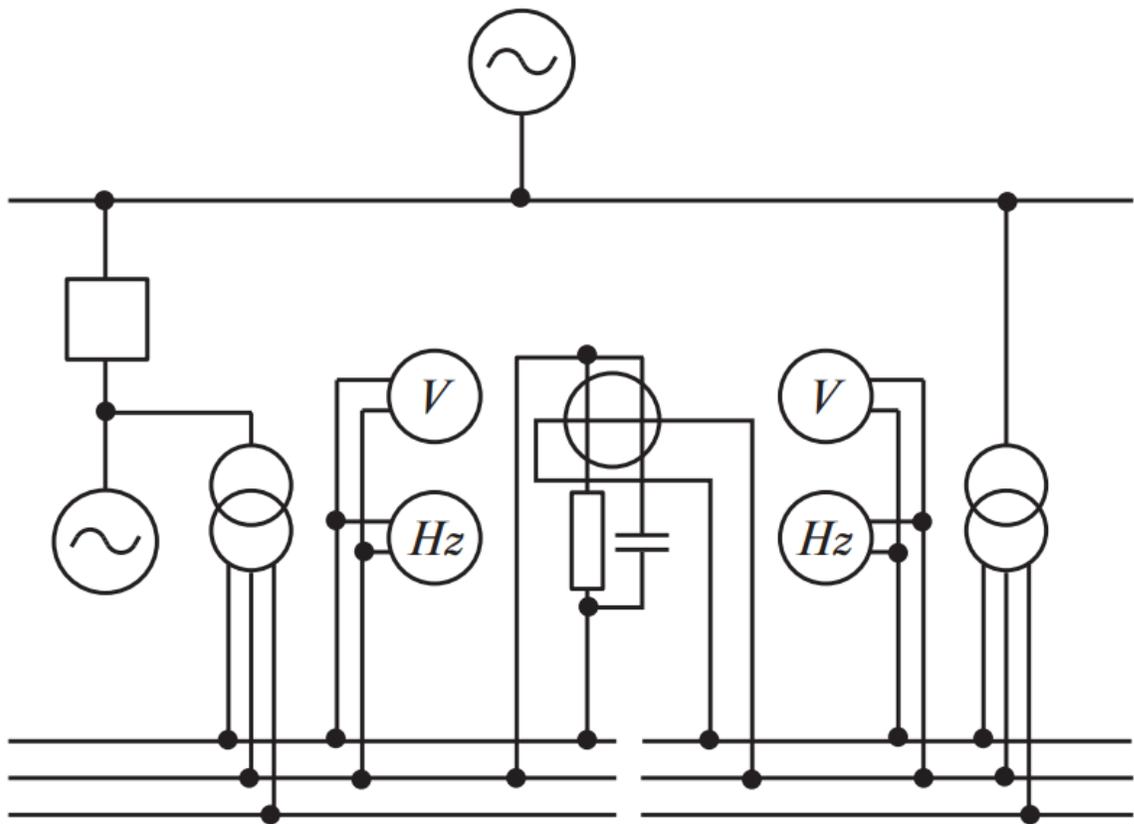


Схема включения измерительных приборов колонки синхронизации

Изменение напряжения включаемого генератора осуществляется путем регулирования тока возбуждения генератора и контролируется с помощью вольтметра.

Изменение частоты, контролируемое частотомером, и фазы напряжения генератора достигается изменением скорости вращения генератора.

Совпадение напряжений по фазе контролируется с помощью специальных синхроскопов, а в автоматических синхронизаторах – с помощью специальных измерительных элементов.

Включение генераторов на параллельную работу может выполняться вручную или с помощью автоматических синхронизаторов. Схема ручной синхронизации дополняется блокировкой от несинхронного включения

СПОСОБ САМОСИНХРОНИЗАЦИИ

При **самосинхронизации** генератор при частоте вращения, близкой к частоте сети, включается в сеть без возбуждения, после чего возбуждается и втягивается в синхронизм

Метод самосинхронизации рекомендуется применять в аварийных условиях на генераторах, работающих в блоке с трансформаторами, на гидрогенераторах и синхронных компенсаторах любой мощности в тех случаях, когда значение периодической составляющей тока при включении данным методом не превышает $3I_{ном}$ генератора. Включение генераторов АЭС в сеть методом самосинхронизации не допускается.

При самосинхронизации обмотка возбуждения замыкается на разрядный резистор, используемый для гашения поля, либо на специально предусмотренный для этой цели резистор. После включения генератора в сеть подается импульс на включение АГП, и генератор возбуждается. Поскольку машина, включаемая в сеть методом самосинхронизации, не возбуждена, момент ее включения в сеть относительно фазы напряжения системы не имеет значения.

СПОСОБ САМОСИНХРОНИЗАЦИИ

Основными достоинствами способа самосинхронизации являются ускорение процесса синхронизации и его сравнительная простота, вследствие чего он легко может быть автоматизирован. Преимущества самосинхронизации особенно важны в аварийных условиях при значительных колебаниях частоты и напряжения в энергосистеме.

Недостатком способа самосинхронизации следует считать сравнительно большие толчки тока в момент включения, вследствие чего подгорают контакты выключателей и подвергаются дополнительным динамическим усилиям обмотки генераторов. В случае включения генератора в сеть при большом скольжении или ускорении процесс самосинхронизации может затянуться и будет сопровождаться длительными качаниями.

Кроме того, самосинхронизация сопровождается значительным снижением напряжения на выводах генератора, что в некоторых случаях может вызвать нарушение нормальной работы потребителей, подключенных к шинам генераторного напряжения. Поэтому самосинхронизация **не рекомендуется** для электростанций с общими сборными шинами генераторного напряжения. Если же самосинхронизация будет происходить при большом остаточном напряжении, она сопровождается большими толчками тока, как несинхронное включение возбужденного генератора.

АСИНХРОННЫЙ РЕЖИМ РАБОТЫ

Асинхронный режим может возникнуть при несинхронном вращении одного или нескольких генераторов, появляющемся при потере возбуждения (или при его уменьшении ниже некоторого критического значения, достаточного для создания синхронного момента) или нарушении устойчивости работы генераторов.

При потере возбуждения генератор переходит из синхронного в устойчивый асинхронный режим с постоянным скольжением и отдачей некоторой активной мощности в систему. При этом возбуждение осуществляется за счет потребления реактивной мощности из системы. Работа в асинхронном режиме в этом случае может быть допустима при определенных условиях. Однако необходимо восстановить возбуждение генератора или перейти на резервное возбуждение.

При нарушении устойчивости параллельной работы одного или нескольких генераторов возбуждение сохраняется, но нарушается синхронизм работы, возникает переменное скольжение, машины работают то в двигательном, то в генераторном режиме. Это является тяжелой аварией и может привести к полному распаду системы. **Такой режим запрещается.**

АСИНХРОННЫЙ РЕЖИМ РАБОТЫ

- Допускается кратковременная работа **турбогенераторов** в асинхронном режиме без возбуждения при сниженной нагрузке. Для турбогенераторов с косвенным охлаждением обмоток допускается нагрузка в указанном режиме до 60 % номинальной, а продолжительность работы при этом – не более 30 минут.
- Допустимая нагрузка и продолжительность работы в асинхронном режиме без возбуждения асинхронизированных генераторов и турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток должны определяться техническим руководителем с учетом требований документации организации-изготовителя.
- 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.

НЕСИММЕТРИЧНЫЙ РЕЖИМ РАБОТЫ

Несимметричный режим характеризуется неравенством токов в фазных обмотках статора генератора. Причинами возникновения несимметричного режима могут быть: однофазные нагрузки большой мощности (электротяга, плавильные печи и др.); обрыв или отключение провода линии электропередачи или ошиновки распределительного устройства; несимметричные короткие замыкания и т.п.

При возникновении несимметрии по обмоткам статора синхронных генераторов начинают протекать токи обратной последовательности, которые вызывают магнитный поток, вращающийся относительно ротора с двойной угловой скоростью. Этот поток индуцирует в бочке ротора токи двойной частоты, которые вызывают дополнительные потери в элементах ротора и их нагрев. Кроме того, магнитное поле обратной последовательности вызывает повышенные вибрации лобовых частей обмоток машины (бóльшее у гидрогенераторов). В напряжениях, токах статора и ротора появляются высшие гармоники (в обмотке статора нечетные, в обмотке ротора четные).

НЕСИММЕТРИЧНЫЙ РЕЖИМ РАБОТЫ

Для неявнополюсных синхронных генераторов (турбогенераторов) **допустимая несимметрия** нагрузки определяется нагревом элементов ротора, а для явнополюсных генераторов (гидрогенераторов) – с учетом как теплового, так и механического воздействия.

- **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 МВА и ниже, 15% – при мощности свыше 125 МВА.
- Для гидрогенераторов с непосредственным водяным охлаждением обмотки статора **допускается** разность токов в фазах 10%.
- **Не допускается** превышение значения тока в фазах выше номинального.

НЕСИММЕТРИЧНЫЙ РЕЖИМ РАБОТЫ

Турбогенераторы должны допускать длительную работу при несимметричной нагрузке, если токи в фазах не превышают номинального значения, а токи обратной последовательности не превосходят 10 % номинального значения тока статора при косвенном охлаждении обмотки ротора и 8 % – при непосредственном. При этом допускается повышение температуры активных частей турбогенератора на 5 °С.

Турбогенераторы по термической стойкости ротора при кратковременной работе в несимметричных режимах (несимметричные КЗ) должны выдерживать тепловые воздействия при значениях $(I_2/I_{\text{НОМ}})^2 t$ не менее:

- 30 с – для турбогенераторов с косвенным охлаждением обмоток;
- 15 с – для турбогенераторов с косвенным охлаждением обмотки статора и непосредственным охлаждением обмотки ротора;
- 8 с – для турбогенераторов мощностью до 800 МВт включительно с непосредственным газовым или жидкостным охлаждением обмоток статора и ротора;
- 6 с – для турбогенераторов мощностью свыше 800 МВт с непосредственным водородным или жидкостным охлаждением обмоток статора и ротора.

НЕСИММЕТРИЧНЫЙ РЕЖИМ РАБОТЫ

Нормы по несимметрии по ГОСТ 32144-2013 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения»:

- значения коэффициентов несимметрии напряжений по обратной последовательности K_{2U} и несимметрии напряжений по нулевой последовательности K_{0U} в точке передачи электрической энергии, усредненные в интервале времени 10 мин, не должны превышать 2 % в течение 95 % времени интервала в одну неделю;
- значения коэффициентов несимметрии напряжений по обратной последовательности K_{2U} и несимметрии напряжений по нулевой последовательности K_{0U} в точке передачи электрической энергии, усредненные в интервале времени 10 мин, не должны превышать 4 % в течение 100 % времени интервала в одну неделю.

РЕМОНТЫ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ

Текущий ремонт (ТР) включает работы, не связанные с разборкой генератора: чистка щеток, колец, коллекторов и обмоток от пыли, нагара, промывка систем охлаждения, подтяжка ослабевших креплений, общий осмотр агрегата, профилактические испытания.

Капитальный ремонт (КР) турбогенератора, кроме работ ТР, включает разборку генератора с выемкой ротора. Ротор гидрогенератора при КР обычно не вынимается, для смены обмотки статора вынимаются лишь отдельные полюса ротора. Выемку ротора гидрогенератора производят только при необходимости смены зеркала подпятника у зонтичных машин или при необходимости выемки рабочего колеса гидротурбины.

Во время КР производят:

- разборку и восстановление изношенных вкладышей подшипников турбогенераторов и гидрогенераторов, а также сегментов подпятника гидрогенератора.
- частичную или полную замену обмотки статора.
- ремонт обмотки ротора.
- модернизацию генератора для повышения его надежности, улучшения системы охлаждения, иногда – для повышения активной и реактивной мощности.

РЕМОНТЫ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ

Периодичность:

- ТР проводят практически каждый год, одновременно с ремонтом турбины;
- КР выполняют для всех генераторов после первого года эксплуатации, а затем для турбогенераторов через 2–3 года, для гидрогенераторов и синхронных компенсаторов – через 3–5 лет.

РЕМОНТЫ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ

Организация ремонта:

1. Теоретическая подготовка: изучение чертежей, инструкций, переписка с заводом-изготовителем, консультации с шеф-монтажником (представителем завода), предварительное составление программы и объема ремонта.

2. Предремонтные испытания: измерения вибрации, напряжения на подшипниках, боя вала, боя коллектора и колец, проверка расхода воды на охлаждение, расхода масла на смазку и уплотнение, измерение перегревов в машине, анализ качества масла в уплотнениях, подшипниках и подпятнике.

Предремонтные испытания позволяют уточнить объем и содержание ремонта, необходимые запчасти и материалы, определить количество персонала и человеко-часов для проведения ТР или КР, необходимость в приглашении со стороны рабочей силы или специалистов для проведения дополнительных испытаний, измерений и исследований, для консультаций.

3. Изучение протоколов и отчетов по предыдущим ремонтам и испытаниям. Выявление недоделок, специальных вопросов.

4. Изучение опыта проведения ремонтов данного оборудования на этой и других станциях.

5. Подготовка мероприятий по рационализации, реконструкции и модернизации генератора или синхронного компенсатора.

6. Составление общей программы и объема, ремонта, ее согласование с энергоуправлением и утверждение. Программа должна строго выполняться как по содержанию, так и по срокам.

РЕМОНТЫ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ

7. Подготовка и организация ремонта: подбор кадров, назначение ответственных за каждый вид работ, за оборудование (нештатное), обеспечение материалами и запасными частями. Подготовка инструментов, подъемных средств, малой механизации, испытательного оборудования, измерительных устройств и приборов, средств техники безопасности (ТБ).
 8. Подготовка персонала: проработка программы, распределение обязанностей, обучение методам работы, передовым приемам, обеспечивающим высокую производительность труда. Проверка знаний инструкций и ТБ.
 9. Проведение некоторых испытаний непосредственно перед началом ремонта, например, замер изоляции и ее испытание в горячем виде сразу после отключения машины от сети и развозбуждения.
 10. Проведение ремонта согласно программе.
 11. Проведение послеремонтных испытаний согласно программе.
 12. Сдача машины в эксплуатацию. 13. Анализ проделанной работы: содержание, сроки, трудности, ошибки, недоделки. Оформление отчета по испытаниям (формуляры), отчета по всему капремонту.
- Важны все этапы работы, но особенно последний этап, так как он позволит значительно улучшить дело в следующий раз.**

РЕМОНТЫ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ

Содержание текущего ремонта:

1. Чистка и шлифовка коллекторов и колец. Замена щеток.
2. Чистка и промывка всех систем водяного охлаждения, использование промывки противотоком.
3. Чистка всех ячеек панелей возбуждения и автомата гашения поля (АГП), генераторных выводов, шинопроводов.
4. Чистка и промывка всех масляных систем генератора.
5. Осмотр подшипников и подпятников, подшабривание их вкладышей и сегментов.
6. Ревизия всего электрооборудования генератора и вспомогательных механизмов.
7. Проверка схем релейной защиты, измерений и автоматики.
8. Профилактические испытания согласно нормам.

РЕМОНТЫ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ

Содержание капитального ремонта:

Выполняется объем ТР и к нему добавляются более сложные операции

9. Ремонт водородной системы.

10. Ремонт и испытания ротора с его выемкой. Для турбогенератора проверка газоплотности ротора и его продуваемости по каналам вентиляции.

11. Полная или частичная замена обмотки статора.

12. Испытание железа сердечника статора (в случае сомнения в его исправности, например, после аварии, связанной с пожаром железа).

13. Реконструкция и модернизация генератора и его оборудования.

14. Ремонт и реконструкция системы возбуждения, например – замена ионных вентилях на тиристорные.

15. Балансировка ротора: динамическая и статическая. Ремонт и модернизация систем автоматики и релейной защиты, термоконтроля и измерений.