

АСИНХРОНИЗИРОВАННЫЕ ГИДРОГЕНЕРАТОРЫ С ПЕРЕМЕННОЙ ЧАСТОТОЙ ВРАЩЕНИЯ

АВТОРЫ:

СОКУР П.В.,
К.Т.Н.
ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»

ПЛОТНИКОВА Т.В.,
К.Т.Н.
ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»

ТУЗОВ П.Ю.
ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»

ШАКАРЯН Ю.Г.,
Д.Т.Н.
ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»

Основы теории
электрических
машин нового типа,
с продольно-поперечным
возбуждением, названных
асинхронизированными
машинами, в 1955 году
разработал М. М. Ботвинник

ПРИНЦИП РАБОТЫ, ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ



В современных условиях эксплуатации электроэнергетических сетей актуальным является вопрос о поддержании на высоком уровне качества электроэнергии, надежности и управляемости энергосистемы. Основными параметрами качества электроэнергии являются частота, уровни и гармонический состав напряжений в ключевых узлах энергосистемы.

Наиболее маневренными, а следовательно, и наиболее приспособленными для регулирования частоты в энергосистеме являются гидро- (ГЭС) и гидроаккумулирующие (ГАЭС) электростанции. Скорость регулирования активной мощности агрегатов электростанций данного типа, определяемая скоростью открытия/закрытия направляющего аппарата, составляет порядка 500 МВт/мин и ограничивается условиями возникновения гидроудара, параметрами регулирующего аппарата и другими гидродинамическими характеристиками. Помимо этого ГЭС используют возобновляемый источник энергии, а ГАЭС имеют возможность аккумулировать электроэнергию и сглаживать колебания суточного графика нагрузки. Эти преимущества ГЭС и ГАЭС способствовали их широкому применению в электроэнергетике. Однако в связи с особенностями технологических процессов использование данных электростанций в качестве регуляторов частоты в энергосистеме на ГЭС и ГАЭС порождает ряд проблем, связанных как с электрической, так и гидравлической частью гидроагрегата, а именно:

- снижение КПД гидротурбин при переменных напорах (т.е. снижение выработки электроэнергии);
- наличие запрещенных зон (нестационарности потока) работы гидротурбин;

ВАРИАНТЫ ВЫПОЛНЕНИЯ ГИДРОАГРЕГАТОВ С ПЕРЕМЕННОЙ ЧАСТОТОЙ ВРАЩЕНИЯ

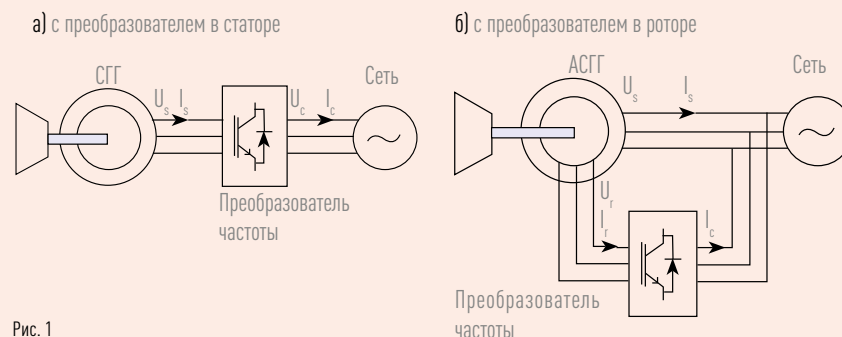


Рис. 1

- ограничение скорости регулирования активной мощности;
- необходимость регулирования напряжения и реактивной мощности в больших диапазонах (включая режимы глубокого потребления);
- недостаточную статическую и динамическую устойчивость синхронных генераторов.

Все эти проблемы устраняются при помощи современных агрегатов с переменной частотой вращения. Существует два основных типа конструкции машин, обеспечивающих плавное регулирование частоты вращения агрегата: 1) синхронный генератор (СГГ) с расположением преобразователя частоты в цепи статора; 2) асинхронизированная машина с расположением преобразователя частоты в цепи ротора (рис. 1).

РОСТ УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ ГИДРОАГРЕГАТОВ С ПЕРЕМЕННОЙ ЧАСТОТОЙ ВРАЩЕНИЯ НА БАЗЕ АСИНХРОНИЗИРОВАННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ

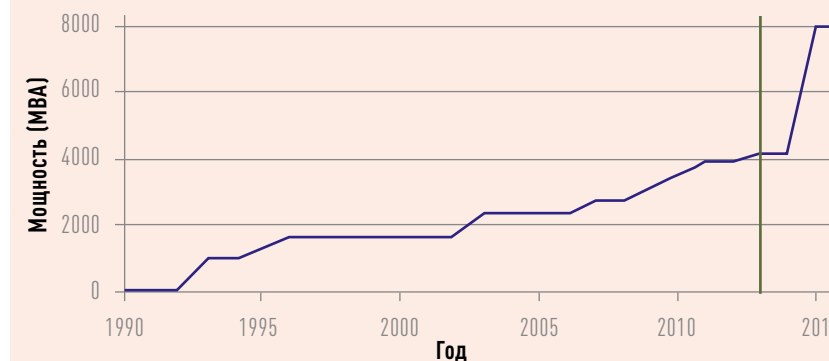
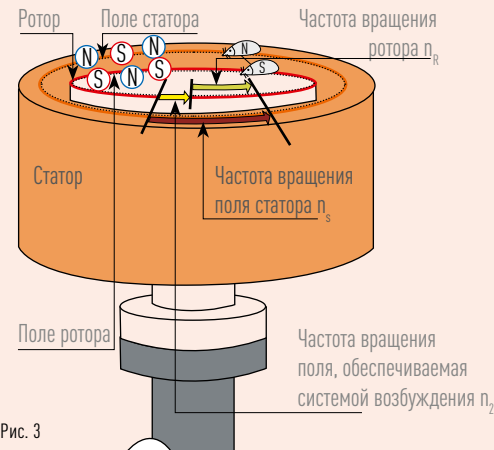


Рис. 2

ПРИНЦИП РАБОТЫ АСИНХРОНИЗИРОВАННОГО ГИДРОГЕНЕРАТОРА С ПЕРЕМЕННОЙ ЧАСТОТОЙ ВРАЩЕНИЯ



Возбуждение синхронных генераторов осуществляется постоянным током. Частота вращения поля ротора равна частоте вращения ротора.

Возбуждение асинхронизированных генераторов осуществляется переменным током. Частота вращения поля ротора равна сумме частоты вращения ротора и частоты вращения поля системы возбуждения.

$$n_S = n_R \pm n_2$$

Рис. 3

СТРУКТУРА АСИНХРОНИЗИРОВАННОГО ГИДРОГЕНЕРАТОРА С РЕГУЛИРУЕМОЙ ЧАСТОТОЙ ВРАЩЕНИЯ

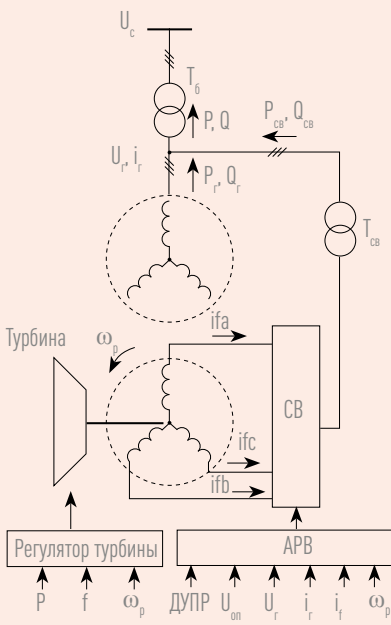


Рис. 4

Необходимая мощность преобразователя в первом варианте должна соответствовать мощности машины, в то время как мощность преобразователя во втором варианте прямо пропорциональна диапазону изменения частоты вращения агрегата. Как показали исследования, для эффективного решения обозначенных выше проблем достаточно регулировать частоту вращения турбины в диапазоне порядка $\pm 10\%$. Поэтому предпочтительным является вариант с асинхронизированным гидрогенератором (АСГГ), мощность преобразователя которого равна 10–20% мощности машины.

В последние годы интерес к АСГГ и их использованию существенно возрос. Это обосновано следующими факторами:

- экономическая целесообразность применения данного типа машин, которая возникла относительно недавно, связана в первую очередь с удешевлением силовой полупроводниковой техники;

- активное развитие полупроводниковой техники, которое привело к значительному улучшению ее технических и эксплуатационных характеристик.

На рис. 2 и в таблице 1 показаны объем и темпы роста количества ГАЭС с агрегатами с переменной частотой вращения, введенных в эксплуатацию в мире за последние 20 лет.

Асинхронизированная машина с переменной частотой вращения представляет собой асинхронную машину с трехфазным шихтованным неявнополюсным ротором. Регулирование частоты вращения таких агрегатов осуществляется за счет возбуждения генератора переменным током. При этом частота вращения поля ротора является суммой частот вращения самого ротора и вращения поля системы возбуждения (см. рис. 3).

Система возбуждения (СВ) подключается через трансформатор к шинам генератора и управляется автоматическим регулятором возбуждения (АРВ), формирующим управление на основе следующих параметров:

- углового положения ротора (ДУПР);
- опорного напряжения сети (U_{on});
- напряжения на шинах генератора (U_r);
- тока статора (I_r);
- тока возбуждения (I_f);
- скорости вращения ротора (ω_p).

Открытие направляющего аппарата гидротурбины осуществляется регулятором турбины, использующим следующие характеристики:

- уставку на активную мощность (P);
- частоту электрической сети (f);

МИРОВОЙ ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРОАГРЕГАТОВ С ПЕРЕМЕННОЙ ЧАСТОТОЙ ВРАЩЕНИЯ НА БАЗЕ АСИНХРОНИЗИРОВАННЫХ МАШИН

Название ГАЭС	Страна	Мощность, МВА	Количество агрегатов	Год ввода в эксплуатацию
YAGISAWA	Япония	85	1	1990
TAKAMI	Япония	105	1	1993
ONKAWACHI	Япония	395	2	1993
SHIOBARA	Япония	360	1	1995
OKUKIYOTSU	Япония	345	1	1996
YANBARU	Япония	31,5	1	1999
GOLDISTHAL	Германия	331	2	2003
OMARUGAWA 4	Япония	320	1	2007
OMARUGAWA 3	Япония	345	1	2009
AVČE	Словения	195	1	2010
OMARUGAWA 2	Япония	345	1	2010
OMARUGAWA 1	Япония	320	1	2011
KOZJAK	Словения	230	1	2013
NANTE DE DRANCE	Швейцария	160	2	2015
LINTHAL 2015	Швейцария	250	4	2015
TEHRI	Индия	306	4	2015
VENDA NOVA III	Португалия	420	2	2015
KÜNTAI 2	Австрия	180	1	2015
KYOGOKU	Япония	228	1	2015
KAZUNOGAWA	Япония	475	2	> 2017

Таблица 1

- скорость вращения ротора (ω_p).

Управление турбиной и системой возбуждения происходит согласованно, структурная схема асинхронизированного гидрогенератора с регулируемой частотой вращения показана на рис. 4.

Рассмотрим эффективность применения АСГГ на конкретных примерах.

1. Увеличение выработки электроэнергии

Как известно, эксплуатационные характеристики гидроагрегатов с постоянной скоростью вращения существенно зависят от параметров режима работы (напора и мощности турбины). У таких агрегатов существует небольшая зона оптимальной работы, обладающая наибольшим КПД. Так, для турбины ПЛ 20/661 Новосибирской ГЭС при синхронной скорости вращения агрегата $n_c =$

62,5 об/мин оптимальная зона по КПД лежит в пределах от 20–32 МВт при напоре 11,5 м до 30–38 МВт при напоре 15,5 м (см. рис. 5).

Асинхронизированные гидроагрегаты с переменной частотой вращения позволяют существенно расширить зону оптимальной работы за счет регулирования скорости вращения агрегата по критерию наибольшего КПД. Для рассмотренного выше случая при замене синхронного генератора на асин-

ИНФОРМАЦИЯ

ИСТОРИЧЕСКАЯ
СПРАВКА

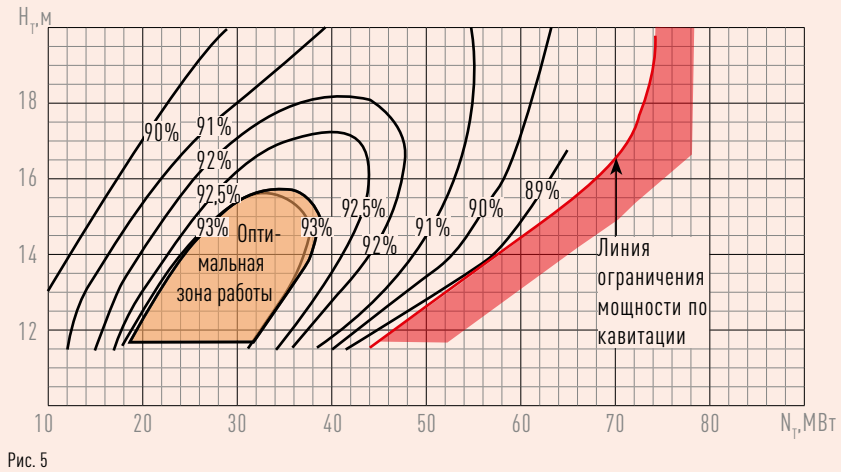
Впервые в мире усилиями ВНИИЭ (ныне ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»), ВНИИЭМ, НИИЭлектромаш, заводов «Электросила» и «Уралэлектротяжмаш» были изготовлены в конце 1950-х гг. и в 1964–66 гг. внедрены в эксплуатацию два асинхронизированных гидрогенератора мощностью по 40 МВт на Иовской ГЭС «Колэнерго».

Пятью годами позже ВНИИЭ совместно с заводом «Электросила» для опытной Кислогубской приливной электростанции был изготовлен асинхронизированный гидрогенератор мощностью 400 кВт, позволяющий агрегату работать с переменной частотой вращения ротора в пределах $\pm 30\%$.

Впервые на практике было показано, что при изменяющихся напорах воды за счет работы с переменной частотой вращения можно достичь повышения КПД агрегата. На Кислогубской приливной электростанции это повышение составило 17–21%.

Источник: книга «Сильное регулирование возбуждения и асинхронизированные машины», М. М. Ботвинник

ЭКСПЛУАТАЦИОННАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА
ТУРБИНЫ ПЛ 20/661 (НОВОСИБИРСКАЯ ГЭС)
ПРИ СИНХРОННОЙ ЧАСТОТЕ ВРАЩЕНИЯ
АГРЕГАТА $N_c = 62,5$ ОБ/МИН



хронизированный с переменной частотой вращения агрегата ($59 \leq n \leq 77,5$ об/мин) оптимальная зона составит от 18–30 МВт при напоре 11,5 м до 42–66 МВт при напоре 20 м (см. рис. 6). Таким образом, работа с максимальным КПД становится возможной во всем рабочем диапазоне напоров.

2. Уход из запрещенных зон (нестационарных потоков)

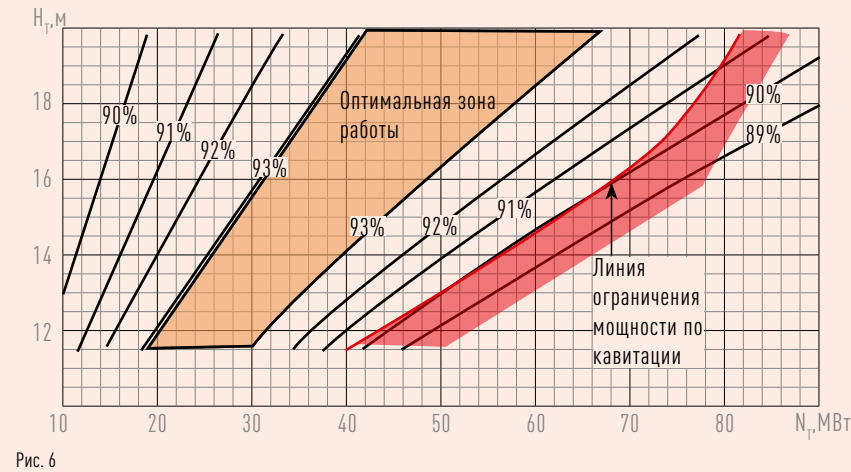
Особенность эксплуатации пропеллерных и радиально-осевых турбин, особенно высоконапорных, состоит в том, что у этих турбин при малых нагрузках существует диапазон режимов, работа в котором запрещена из-за повышенных гидродинамических нагрузок и вибраций, вызванных нестационарностью потока (запрещенная зона). На рис. 7 приведены зависимости (изолинии) КПД гидротурбины от мощности и частоты вращения. Запрещенная зона на рисунке обозначена красным цветом.

С помощью агрегатов, способных менять частоту вращения, удастся исключить запрещенную зону за счет перехода в режим с идентичной мощностью турбины, но вне запрещенной зоны. На рис. 7 показаны примеры выхода из запрещенных зон для пропеллерной турбины с номинальной скоростью вращения $n=37$ мин⁻¹. Для выхода из запрещенной зоны необходимо при мощности $N_T=11$ МВт увеличить скорость вращения ротора на $\Delta n=5$ мин⁻¹ или при мощности $N_T=12$ МВт уменьшить скорость вращения ротора на $\Delta n=5$ мин⁻¹. Как видно, полученные таким образом режимы будут вне запрещенной зоны.

3. Мобильное регулирование активной мощности

В синхронном генераторе изменение активной мощности, выдаваемой в сеть, может осуществляться только регулированием мощности турбины. При этом скорость

ЭКСПЛУАТАЦИОННАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА
ТУРБИНЫ ПЛ 20/661 (НОВОСИБИРСКАЯ ГЭС)
ПРИ ПЕРЕМЕННОЙ ЧАСТОТЕ ВРАЩЕНИЯ
АГРЕГАТА ($59 \leq n \leq 77,5$ ОБ/МИН)



изменения активной мощности определяется скоростью управления направляющим аппаратом турбины.

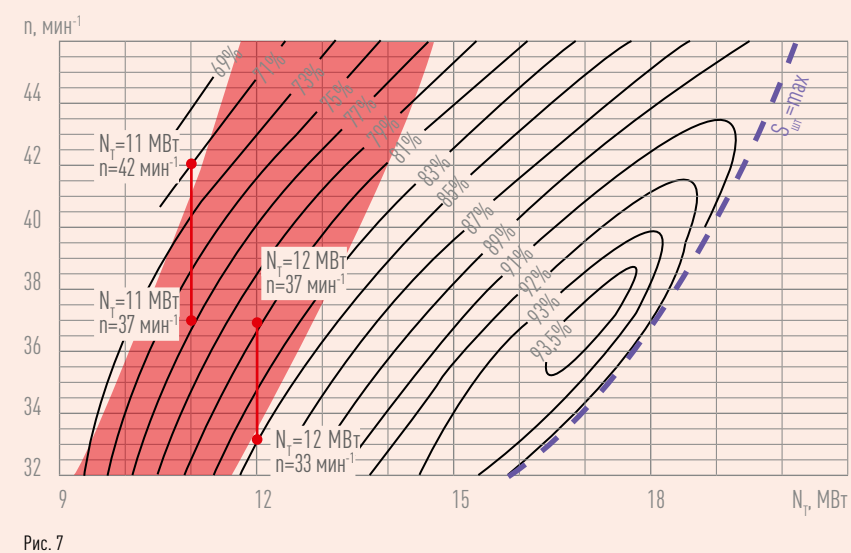
Особенности конструкции АСГГ позволяют управлять электрической активной мощностью генератора независимо от механической мощности за счет изменения частоты вращения. При этом достигается практически мгновенное регулирование активной мощности, отдаваемой (потребляемой) в сеть. При таком регулировании изменение активной мощности статора машины существенно опережает изменение механической мощности, поступающей от турбины. Возникающий при этом на валу агрегата дисбаланс электромагнитного и механического моментов приводит к торможению/ускорению агрегата, тем самым мощность, необходимая для ускорения регулирования электрической активной мощности АСГГ, покрывается за счет изменения кинетической энергии вращающихся масс ротора.

На рис. 8 показано быстродействующее регулирование активной мощности на гидроаккумулирующей электростанции (ГАЭС) Ohkawachi (Япония) из следующего исходного режима:

- активная мощность $P=128$ МВт;
- реактивная мощность $Q=12$ Мвар;
- напряжение статора $U=18$ кВ;
- ток возбуждения $I_f=4949$ А;
- скорость вращения ротора $\omega_r=335,2$ об/мин;
- открытие направляющего аппарата $S=55,4\%$.

В определенный момент времени задание на активную мощность скачком возрастает на 32 МВт и со-

ВЫХОД ИЗ ЗАПРЕЩЕННОЙ ЗОНЫ ПРОПЕЛЛЕРНОЙ
ТУРБИНЫ ПР-20/811 ($\varphi=17,5^\circ$; ЧЕБОКСАРСКАЯ ГЭС)
ПРИ ПЕРЕМЕННОЙ ЧАСТОТЕ ВРАЩЕНИЯ
И ПОСТОЯННОМ НАПОРЕ $H=6$ М



БЫСТРОДЕЙСТВУЮЩЕЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ. ГАЭС ОНКАВАСИ (ЯПОНИЯ)

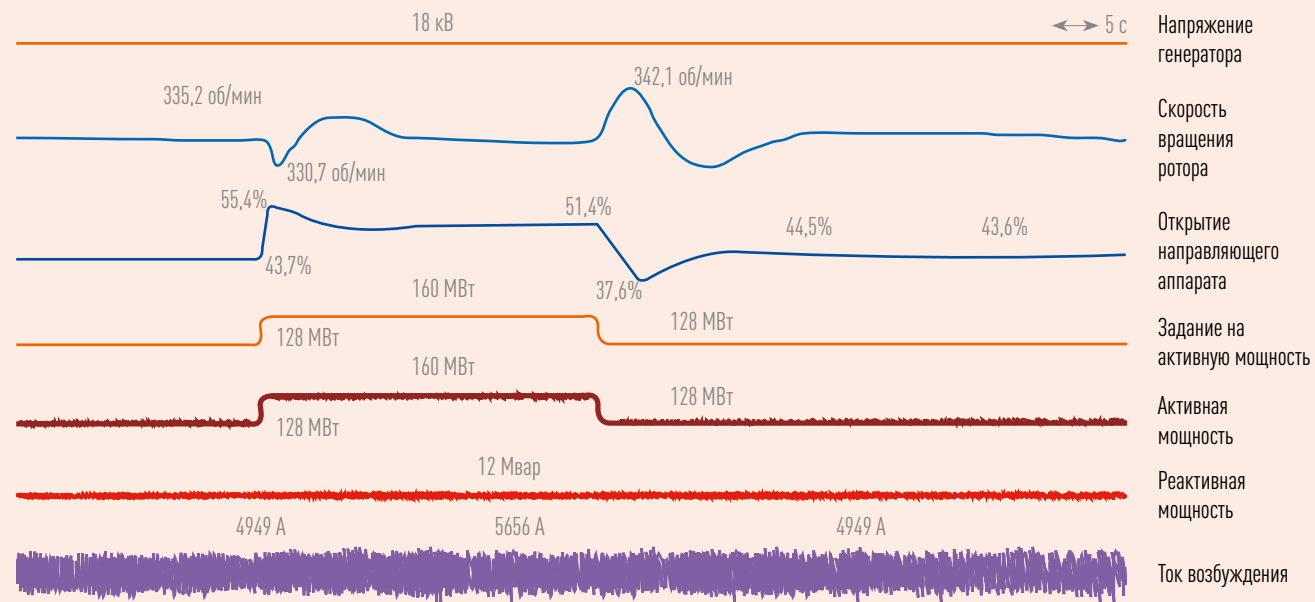


Рис. 8

ставляет $P_{зад} = 160$ МВт. При этом регулирующее воздействие одновременно подается как на систему возбуждения (для мгновенной выдачи заданной мощности), так и на направляющий аппарат турбины (для восстановления исходной скорости турбины). Приведенный на рисунке переходный процесс показывает, что напряжение на шинах генератора не меняется, скорость вращения ротора снижается на 4,5 об/мин, а управление направляющим аппаратом происходит с небольшим перерегулированием для более быстрого восстановления скорости вращения ротора.

Через 50 с происходит возврат к исходному установившемуся режиму путем скачкообразного снижения задания на активную мощность на 32 МВт. Процесс сброса мощности происходит аналогично рассмотренному выше процессу наброса мощности.

4. Регулирование напряжения и реактивной мощности (включая режимы потребления)

Синхронные генераторы в области потребления реактивной мощности имеют проблемы, связанные с нарушением статической и динамической устойчивости, вследствие чего в АРВ данных машин вводятся ограничения по минимальному возбуждению (ОМВ). Асинхронизированные машины за счет асинхронизированного принципа управления таких проблем не имеют, максимальное потребление реактивной мощности ограничивается только номинальным током статора (см. рис. 9). В режиме компенсации АСГГ способен потреблять реактивную мощность, равную его полной мощности.

5. Обеспечение динамической устойчивости

Был проведен сравнительный анализ динамической устойчивости СГГ и АСГГ в схеме «генератор – трансформатор – ЛЭП – шины бесконечной мощности» для генераторов одной и той же мощности. На рис. 10 представлены зависимости предельного времени КЗ на шинах станции от реактивной мощности. Из рисунка видно, что максимальное время КЗ для СГГ составляет примерно 0,2 с, в то время как для АСГГ оно составляет 1 с. Это обусловлено тем, что в синхронном генераторе потеря динамической устойчивости (при ускорении ротора в результате КЗ) обусловлена наличием у СГГ угловой характеристики активной мощности. При увеличении длительности КЗ возрастает угол выбега ротора. Предел устойчивости соответствует предельному углу, при котором не удается обеспечить электромагнитный момент (даже с учетом форсировки тока возбуж-

ДИАГРАММА МОЩНОСТИ АСГГ

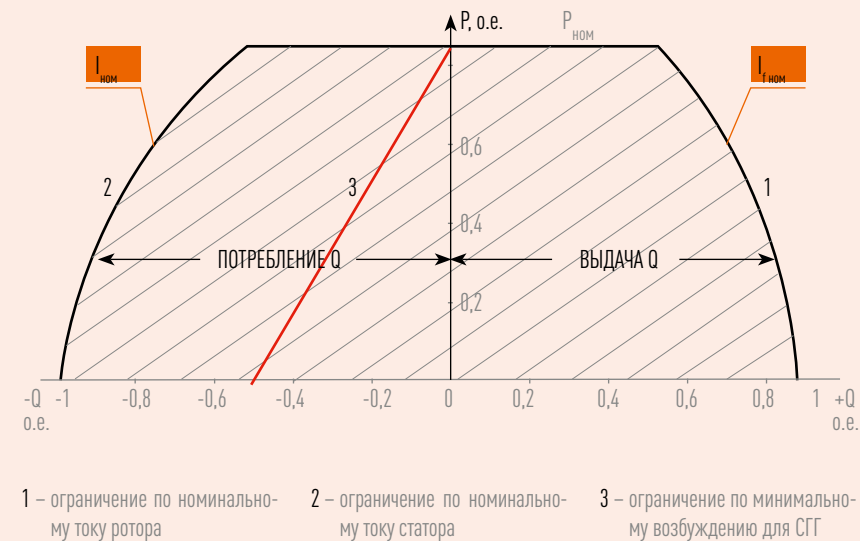


Рис. 9

дения), достаточный для торможения ротора. Запас по углу выбега уменьшается по мере перехода в режимы недовозбуждения, т. к. увеличивается начальный угол нагрузки. По этой причине область допустимых режимов работы синхронного генератора в зоне потребления реактивной мощности резко ограничена.

Благодаря возможности быстрого и независимого управления активной мощностью АСГГ обеспечивает высокую динамическую устойчивость при нормативных возмущениях в энергосистеме. Кроме того, АСГГ способствует повышению пределов динамической устойчивости параллельно работающих синхронных генераторов. Изменение частоты вращения в пределах рабочего диапазона во время переходных процессов у АСГГ не связано с потерей «синхронизма». Именно этим объясняется

такой значительный запас динамической устойчивости у АСГГ.

ВЫВОДЫ

1. Применение асинхронизированных гидрогенераторов с переменной частотой вращения на ГАЭС и ГАЭС позволяет:

- увеличить выработку электроэнергии за счет увеличения среднего КПД гидротурбины;
- исключить запрещенные зоны (связанные с нестационарностью потока) для пропеллерных и радиально-осевых турбин, снизить уровни вибрации и увеличить надежность работы генераторного оборудования;
- повысить скорость регулирования активной мощности за счет

ПРЕДЕЛЬНЫЕ ВРЕМЕНА КЗ ДЛЯ СГГ И АСГГ

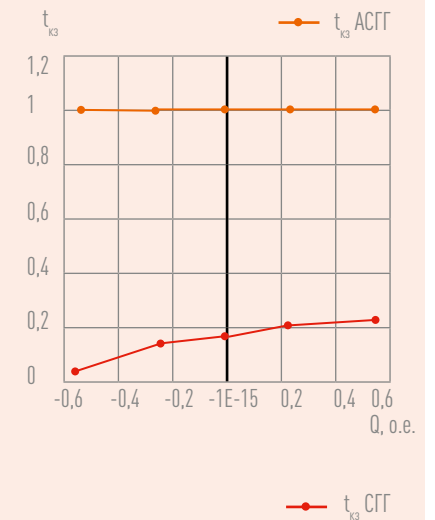


Рис. 10

- электромагнитного регулирования активной мощности;
- снять ограничение по минимальному току возбуждения и увеличить диапазон потребляемой реактивной мощности вплоть до номинального тока статора как в генераторном, так и в компенсаторном режимах;
- повысить динамическую устойчивость генераторов.

2. Техническая политика ОАО «РусГидро» определяет, что применение технологии агрегатов с переменной частотой вращения является одной из приоритетных задач компании. В настоящее время рассматривается вопрос о выборе пилотного объекта для установки АСГГ на одной из ГАЭС или ГАЭС.