РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ «ЕЭС РОССИИ»

ДЕПАРТАМЕНТ СТРАТЕГИИ РАЗВИТИЯ И НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ

ОБЩИЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К УПРАВЛЯЮЩИМ ПОДСИСТЕМАМ АГРЕГАТНОГО И СТАНЦИОННОГО УРОВНЕЙ АСУ ТП ГЭС

РД 153-34.0-35.519-98

СЛУЖБА ПЕРЕДОВОГО ОПЫТА ОРГРЭС

Москва 1999

Разработано Открытым акционерным обществом "Фирма по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электростанций и сетей ОРГРЭС"

Исполнители *Г.С. КИСЕЛЕВ, В.Е. КОРНЕВ, Е.Л. ЖИРНОВ, В.В. НУЖДИН*

Согласовано с Департаментом электрических станций РАО "ЕЭС России" 20.10.98 г.

Заместитель начальника *В.А. КУЗНЕЦОВ*

Утверждено Департаментом стратегии развития и научно-технической политики РАО "ЕЭС России" 23.10.98 г.

Первый заместитель начальника *А.П. БЕРСЕНЕВ*

© СПО ОРГРЭС, 1999

УДК 621.311

ОБЩИЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К УПРАВЛЯЮЩИМ ПОДСИСТЕМАМ АГРЕГАТНОГО И СТАНЦИОННОГО УРОВНЕЙ АСУ ТП ГЭС

РД 153-34.0-35.519-98

Введено впервые

Вводится в действие с 01.06.99 г.

Настоящий документ определяет общие технические требования только к тем управляющим подсистемам АСУ ТП ГЭС, по которым накоплен достаточно большой опыт их функционирования. Эти подсистемы реализованы в основном на традиционных средствах и лишь в ограниченном количестве — на современных средствах вычислительной техники.

Применение вычислительной техники позволяет расширить функциональные возможности системы управления и выполнять функции, не характерные для аналоговых систем. Поэтому при разработке АСУ ТП представленные здесь требования могут быть дополнены с учетом потребностей конкретной ГЭС и возможностей используемой техники.

Общие технические требования предназначены для специалистов гидроэлектростанций, энергосистем, проектных и наладочных организаций, работающих в области создания и эксплуатации АСУ ТП ГЭС.

1. ПОДСИСТЕМА ГРУППОВОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ (ГРАМ) ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

1.1. Назначение, состав

1.1.1. Подсистема ГРАМ предназначена для автоматического регулирования активной мощности ГЭС по сигналам задания, поступающим со станционного и вышестоящего уровней управления, а также формируемым в самой системе по отклонению частоты с распределением нагрузки между агрегатами по заданному критерию с учетом ограничений рабочего диапазона нагрузок.

1.1.2. Подсистема ГРАМ состоит из центрального регулятора (ЦР), выполненного на базе микропроцессорной техники, агрегатных исполнительных устройств, включающих часть регуляторов частоты вращения ротора гидроагрегата, исполняющих команды ЦР, датчиков аналоговой и дискретной информации, органов управления и устройств отображения информации.

1.1.3. Центральный регулятор является основой подсистемы ГРАМ. Он определяет все ее функциональные свойства с помощью программных средств.

1.2. Функциональные свойства

1.2.1. Должна быть обеспечена возможность реализации следующих режимов:

регулирование заданного уровня частоты в изолированной энергосистеме по статической или астатической характеристике;

регулирование мощности ГЭС или отдельных ее частей со статизмом или без статизма по частоте в соответствии с заданиями, поступающими со станционного или вышестоящего уровней управления.

1.2.2. Распределение нагрузки между гидроагрегатами, работающими на групповом регулировании, должно производиться с учетом индивидуальных ограничений по максимальной мощности и зон нежелательной работы по одному из следующих способов:

по равенству мощностей или открытий направляющих аппаратов при идентичности энергетических характеристик гидроагрегатов;

по минимуму суммарных потерь при различных энергетических характеристиках.

Принятие второго способа распределения обосновывается в каждом конкретном случае при наличии натурных энергетических характеристик, определяющих возможность повышения выработки ГЭС за счет оптимизации распределения не менее чем на 0,2%.

1.2.3. При делении ГЭС на части должно обеспечиваться групповое регулирование мощности в каждой из разделившихся частей в соответствии с требованиями энергосистемы. Должна также предусматриваться возможность автоматического регулирования или ограничения перетока мощности между секциями ГЭС.

1.2.4. При отключении агрегатов устройствами противоаварийной автоматики (ПАА) задание мощности должно автоматически уменьшаться на величину мощности отключенных агрегатов. При этом должна быть предусмотрена возможность блокирования сигнала задания мощности по отклонению частоты.

При частотном пуске агрегатов в генераторный режим задание мощности должно автоматически увеличиваться на сумму мощностей пускаемых агрегатов. Должна быть предусмотрена возможность ступенчатого изменения задания мощности на (или до) заранее определенную величину по дискретным сигналам системной автоматики.

1.2.5. Суммарная мощность ГЭС должна поддерживаться неизменной после ручного или автоматического подключения (отключения) работающего под нагрузкой агрегата к системе ГРАМ (от системы ГРАМ), при пуске (останове) агрегата, при выводе (вводе) агрегата из режима (в режим) синхронного компенсатора.

1.2.6. Должна быть предусмотрена возможность ввода ограничений суммарной максимальной и минимальной мощности ГЭС, а также возможность автоматического снятия ограничений по приоритетным сигналам системной автоматики.

1.3. Статические свойства

1.3.1. Разрешающая способность измерения частоты должна быть не ниже 0,01 Гц; зона линейности характеристики должна быть в диапазоне от 49 до 51 Гц с отклонением не более ±1%.

1.3.2. Отклонения в отработке задания по суммарной мощности не должны превышать погрешности измерительных преобразователей мощности более чем на ±1%.

1.3.3. Должно быть обеспечено плавное или ступенчатое с интервалом в 1% изменение уставок статизма по частоте в пределах от 0 до 10% с отклонением не более ±0,1%.

1.3.4. Статизм по частоте, отнесенный к одному агрегату, при изменении числа включенных в ГРАМ агрегатов не должен изменяться более чем на ±5% установленного значения.

1.3.5. Отклонения в ограничении мощности ГЭС относительно заданной уставки не должны превышать погрешности измерительных преобразователей мощности более чем на ±2%.

1.3.6. Должно обеспечиваться плавное или ступенчатое с дискретностью не более 0,02 Гц изменение уставки по частоте от 49 до 51 Гц.

1.3.7. В режиме регулирования мощности должна быть предусмотрена возможность ввода мертвой зоны по частоте в пределах ±0,5 Гц относительно номинального значения с дискретностью установки не более 0,05 Гц.

1.3.8. Отклонения в реализации заданного распределения нагрузки не должны превышать ±2% номинального значения заданного параметра (мощности или открытия направляющего аппарата).

1.4. Динамические свойства

1.4.1. Каналы регулирования частоты и мощности должны иметь независимую динамическую настройку. При этом должна быть обеспечена возможность установки двух независимых динамических настроек канала регулирования частоты, переключение которых должно производиться автоматически в соответствии с двумя возможными режимами работы ГРАМ.

1.4.2. Формирование сигнала регулирования по отклонению частоты должно производиться по ПИ- (при астатическом регулировании) или по ПД- (при статическом регулировании) закону.

При изодромной структуре формирования ПИ-сигнала регулирования настроечные параметры должны изменяться в следующих пределах:

временная неравномерность bt — от 10 до 100%;

постоянная времени изодрома Td — от 20 до 30 с.

1.4.3. Формирование сигнала регулирования мощности должно производиться по ПИ-закону или другому, обеспечивающему аналогичные динамические свойства. Для ПИ-закона изменение настроечных параметров должно производиться в следующих пределах:

коэффициент передачи — от 0,5 до 20;

постоянная времени интегрирования — от 1 до 40 с.

1.4.4. Переходный процесс регулирования мощности должен иметь апериодический характер с постоянной времени от 10 до 40 с. Допускается одно перерегулирование с амплитудой до 5% заданного изменения мощности.

1.4.5. Время переходного процесса регулирования мощности с изменением числа работающих в ГРАМ агрегатов при регулировании их мощности в рабочей зоне нагрузок не должно изменяться более чем на 20%.

1.4.6. Система ГРАМ должна адаптироваться к условиям регулирования частоты, обеспечивая при работе ГЭС в энергосистеме подавление колебаний частоты с периодом 8–10 мин и более, а при работе ГЭС в изолированном энергорайоне — регулирование частоты с отклонениями не более ±0,1 Гц относительно заданной уставки.

1.4.7. Скорость изменения мощности агрегата, подключаемого к системе ГРАМ, должна настраиваться независимо от максимальной скорости регулирования мощности. Суммарная фактическая мощность ГЭС в процессе перевода какого-либо агрегата на групповое регулирование не должна изменяться более чем на ±2%.

1.4.8. При вводе ГРАМ в работу задание мощности должно автоматически устанавливаться равным фактической мощности ГЭС, что должно обеспечить отсутствие толчков мощности.

1.4.9. При возникновении аварийного режима в энергосистеме по сигналу системной автоматики или при снижении частоты в энергосистеме ниже заданной уставки должен быть обеспечен набор нагрузки с максимально возможной скоростью, определяемой временем открытия направляющего аппарата и разворота лопастей рабочего колеса. При этом должен соблюдаться приоритет действия сигналов ограничений от перегрузок по линиям электропередачи, если эти сигналы исключают набор нагрузки.

1.4.10. Перераспределение нагрузки в соответствии с индивидуальными энергетическими характеристиками агрегатов или технологическими ограничениями не должно вызывать изменений суммарной мощности ГЭС.

1.5. Требования к аппаратной части

1.5.1. В качестве минимального объема входной аналоговой информации должны вводиться следующие сигналы:

частота на шинах ГЭС или ее секций;

активная мощность генераторов;

сигналы задания с вышестоящего уровня управления.

В соответствии со специфическими особенностями конкретных ГЭС могут вводиться дополнительные сигналы, например, перетоки мощности на линиях или через межсекционный автотрансформатор.

1.5.2. В качестве дискретной информации должен быть предусмотрен ввод, как правило, следующих сигналов:

положение выключателей генераторов;

контакт реле группового регулирования агрегатов;

контакты реле системных устройств автоматики;

контакты ключей управления (при сохранении традиционных элементов управления).

На некоторых ГЭС, например с жесткими блоками, может быть также введена информация о положении разъединителей генераторов.

Для фиксации разделения ГЭС на автономные части может также вводиться информация о положении выключателей главной схемы электрических соединений.

1.5.3. Органы управления должны обеспечивать выполнение следующих операций:

изменение задания мощности ГЭС или ее отдельных частей;

изменение ограничений нижнего и верхнего пределов мощности ГЭС;

изменение режимов работы ГРАМ;

ручное подключение и отключение гидроагрегата от ГРАМ.

1.5.4. Средства настройки должны обеспечивать изменение следующих параметров:

статизма по частоте;

мертвой зоны по частоте;

динамических параметров настройки контуров регулирования частоты и мощности;

технологических ограничений агрегатов и граничных значений зон нежелательной работы агрегатов;

параметров, определяющих оптимальное распределение нагрузки между агрегатами;

максимальной скорости изменений задания мощности, уставки частоты, ограничений мощности агрегатов при групповом регулировании.

1.5.5. В зависимости от используемого способа управления мощностью агрегатов должна предусматриваться возможность формирования на выходе ЦР ГРАМ одного из трех видов сигналов: одного (или нескольких по числу автономных частей) аналогового сигнала напряжения постоянного тока 0–10 В или ±10 В, или постоянного тока 0–5 мА, дискретных сигналов импульсного управления задатчиками мощности регуляторов частоты вращения управляемых агрегатов, цифровых значений заданий мощности каждого из работающих агрегатов.

1.5.6. Объем выходной информации:

режим работы ГРАМ;

задание мощности (в режиме регулирования мощности) или уставка частоты (в режиме регулирования частоты);

значения регулировочных диапазонов на увеличение и уменьшение мощности ГЭС;

дискретные сигналы исчерпания регулировочных диапазонов;

составляющая задания от устройств системного регулирования;

заданная мощность или открытие направляющего аппарата агрегата (при равномерном распределении нагрузки);

установленные ограничения минимальной и максимальной мощностей ГЭС.

1.5.7. При отказе ЦР ГРАМ или исчезновении напряжения питания должен обеспечиваться автоматический перевод подключенных к ГРАМ агрегатов в режим индивидуального регулирования. При

кратковременных перерывах питания (1–2 с) подключение агрегатов к ГРАМ должно производиться автоматически, а при длительных перерывах — вручную оперативным персоналом.

1.5.8. Должна быть предусмотрена защита, предотвращающая ложное действие ГРАМ при скачкообразном изменении входных сигналов от устройств системного регулирования. Должен также производиться контроль за минимальным и максимальным значениями этих сигналов.

2. ПОДСИСТЕМА ГРУППОВОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ И РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ (ГРНРМ)

2.1. Назначение и состав

2.1.1. Подсистема ГРНРМ предназначена для автоматического поддержания напряжения на шинах ГЭС и регулирования реактивной мощности с соблюдением заданного распределения реактивной мощности между агрегатами с учетом технологических ограничений режимных параметров генераторов.

2.1.2. Подсистема ГРНРМ вырабатывает регулирующие воздействия в соответствии с технологией управления на основе информации, поступающей от датчиков аналоговой и дискретной информации, и команд от органов управления и воздействует на уставки автоматических регуляторов возбуждения (АРВ), а в предельных режимах — на переключающие устройства регулируемых под нагрузкой трансформаторов (РПН-трансформаторов).

2.1.3. Подсистема ГРНРМ может состоять из отдельных (выполненных программно) групповых регуляторов напряжения, число которых равно числу раздельно работающих в каждый данный момент времени секций шин или групп генераторов с раздельным заданием напряжения или реактивной мощности. Управление каждым групповым регулятором может быть независимым и связанным.

2.2. Функциональные свойства

2.2.1. Подсистема ГРНРМ должна обеспечивать выполнение следующих режимов:

астатическое или со статизмом по реактивной мощности регулирование напряжения на шинах с ограничением при достижении параметрами генераторов, подключенных к шинам, длительно допустимых значений, а также при превышении параметров перетоков через меж-

душинные трансформаторы, если таковые имеются, длительно допустимых значений;

астатическое или со статизмом по напряжению регулирование реактивной мощности, отдаваемой с шин в энергосистему с ограничением по допустимым уровням напряжения на шинах и длительно допустимым нагрузкам генераторов, а также при превышении параметров перетоков через междушинные трансформаторы, если таковые имеются, длительно допустимых значений.

2.2.2. При достижении заранее заданных минимального и максимального уровней напряжения шин при регулировании по реактивной мощности должен быть обеспечен автоматический переход в режим астатического регулирования напряжения.

2.2.3. Во всех режимах должен производиться расчет запасов реактивной мощности ГЭС как в сторону выдачи, так и в сторону потребления, а также суммарный запас по перетоку через междушинные трансформаторы, если таковые имеются.

2.2.4. Задание по напряжению или по реактивной мощности должно вводиться либо в виде планового графика как функция времени, либо дежурным персоналом вручную, либо поступать с вышестоящего уровня, в том числе от устройств автоматического регулирования напряжения узла (АРУН), а также от устройств противоаварийной автоматики в послеаварийных режимах. Должна быть предусмотрена возможность блокирования дежурным персоналом планового задания.

2.2.5. При управлении от устройств АРУН задание по напряжению должно заменяться заданием по реактивной мощности.

2.2.6. При вводе в работу подсистемы ГРНРМ величина задания по напряжению каждого группового регулятора должна автоматически устанавливаться равной фактическому напряжению соответствующих шин, а величина задания по реактивной мощности — равной фактической суммарной реактивной мощности генераторов, подключенных к данным шинам.

2.2.7. Распределение реактивной мощности между генераторами управляемой по реактивной мощности или по напряжению группы должно быть реализовано в соответствии с одним из критериев (или с возможным плавным переходом от одного к другому при изменении нагрузки и режима агрегата), обеспечивающих оптимальное или близкое к оптимальному использование располагаемой реактивной мощности генераторов группы в конкретных условиях схемы и режима ГЭС.

2.2.8. При распределении реактивной мощности должны учитываться соответствующие ограничения по длительно допустимым нагрузкам генераторов.

2.2.9. Настройки ГРНРМ с целью полного использования регулировочных возможностей генераторов совместно с АРВ должны допускать срабатывания ограничителей перегрузки (ОП) и ограничителей минимального возбуждения (ОМВ).

2.2.10. В процессе регулирования напряжения или реактивной мощности в случае исчерпания регулировочного диапазона по реактивной мощности одной группы и при наличии регулировочного диапазона у другой группы генераторов, а также с целью ограничения перетока реактивной мощности через междушинный трансформатор подсистема ГРНРМ должна формировать воздействие на переключение анцапф междушинного РПН-трансформатора, если таковой имеется.

2.3. Статические и динамические характеристики

2.3.1. Задание по напряжению должно удовлетворять следующим требованиям:

диапазон изменения, % номинального ..... ±15;

дискретность, % номинального, не более ..... 0,3.

2.3.2. Задание по реактивной мощности должно удовлетворять следующим требованиям:

диапазон изменения, % суммы номинальных реактивных мощностей генераторов ..... (+130) – (–50);

дискретность, % номинальной, не более ..... 1.

2.3.3. Зона нечувствительности по напряжению должна удовлетворять следующим требованиям:

диапазон изменения, % номинального ..... ±2;

дискретность, % номинального, не более ..... 0,1.

2.3.4. Должно быть обеспечено ступенчатое изменение уставок статизма от 0 до 10% через 1% с отклонениями не более ±2% установленного статизма.

2.3.5. Должны быть обеспечены следующие статические характеристики:

отклонения в отработке уставки напряжения, % номинального, не более ..... ±0,5;

отклонения в отработке реактивной мощности, % номинальной, не более ..... ±1.

2.3.6. Время отработки 90% изменения уставки напряжения не должно превышать 1 мин.

2.3.7. Плановое задание напряжения должно формироваться в виде последовательности из 24-часовых значений и быть отработано путем изменения уставки до планового значения в начале каждого часа. Скорость отработки планового задания должна иметь возможность настройки в диапазоне от 0,1 до 0,5% номинального напряжения в секунду.

2.3.8. Управление реактивной мощностью должно осуществляться импульсным воздействием на устройства управления уставкой АРВ (задатчик АРВ; блок управления уставкой) генераторов для аналоговых АРВ и передачей уставки по межмашинной связи для цифровых АРВ. Автоматические регуляторы возбуждения генераторов должны содержать блоки или программы ОП и ОМВ.

2.3.9. Управление РПН-трансформаторами должно осуществляться выдачей импульсов заданной длительности на установочные устройства автоматических регуляторов коэффициента трансформации.

2.4. Технологические блокировки

2.4.1. Агрегат в генераторном, компенсаторном или насосном режимах нормально должен эксплуатироваться в составе управляемой по реактивной мощности группы. Любой из агрегатов должен иметь возможность быть выведенным из группового управления и снова включен в группу. При этом реактивная мощность ГЭС не должна изменяться.

2.4.2. Генератор может быть отключен от группы и включен в нее с помощью ключа связи с АРВ генератора или программно. При отключении ключа генератор не управляется подсистемой ГРНРМ и может управляться вручную из машинного зала или дистанционно.

2.4.3. Генератор должен автоматически (программно) отключаться от группы во время операции останова и включаться в нее после пуска агрегата.

2.4.4. Генератор должен автоматически (программно) отключаться от группы и переходить на ручное управление при обнаружении неисправности в контуре управления генератором (неисправность узлов связи с АРВ, недостоверность сигналов по активной и реактивной мощностям).

2.4.5. При отключении агрегата от сети агрегатными защитами подсистема ГРНРМ должна стремиться восстановить заданную реактивную мощность шин за счет имеющегося регулировочного диапазона по реактивной мощности генераторов управляемой группы.

2.4.6. Для поддержания напряжения шин ГРНРМ должна компенсировать изменение реактивной мощности генераторов, отключенных от группового управления за счет резерва реактивной мощности генераторов управляемой группы.

2.4.7. При плановом или аварийном делении группы агрегатов на части задания напряжения для каждой части должны выставляться равными фактическому напряжению шин до деления.

2.4.8. При потере связи ГРНРМ с вышестоящим регулятором или при отказе последнего подсистема ГРНРМ должна быть переведена в режим автономного регулирования напряжения с повышенным статизмом по реактивной мощности.

2.5. Входная и выходная информация подсистемы ГРНРМ

2.5.1. Входной информацией для подсистемы ГРНРМ должны быть:

дискретные сигналы о состоянии схемы электрических соединений;

напряжение шин;

режимные параметры генераторов и трансформаторов;

режимные параметры РПН-трансформаторов;

признаки готовности системных регуляторов;

управляющие воздействия от системных регуляторов;

управляющие воздействия от оперативного персонала.

2.5.2. Выходной информацией подсистемы ГРНРМ должны быть:

управляющие сигналы, выдаваемые на задатчики АРВ;

управляющие сигналы, выдаваемые на устройства РПН-трансформаторов;

информация о состоянии подсистемы ГРНРМ, выдаваемая оперативному персоналу;

информация, формируемая в подсистеме ГРНРМ для верхнего уровня управления, в частности:

признак готовности подсистемы ГРНРМ;

фактическое напряжение шин;

фактическая реактивная мощность;

фактический резерв генерируемой реактивной мощности;

фактический резерв потребляемой реактивной мощности.

2.5.3. Полный объем входной и выходной информации должен быть сформирован на этапе технического проекта, так как он зависит от конкретной схемы ГЭС и выбранных алгоритмов управления.

3. ПОДСИСТЕМА АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ И АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ (АРЧ) ГИДРОАГРЕГАТА

3.1. Назначение и состав

3.1.1. Подсистема АРЧ предназначена для выполнения функций регулирования частоты и активной мощности гидроагрегата с помощью гидромеханической части системы регулирования гидротурбины, а также для управления открытием регулирующих органов турбины в переходных режимах работы гидроагрегата: при пуске, останове, переводе в режим синхронного компенсатора (СК) и выводе из режима СК, при сбросе нагрузки.

3.1.2. Подсистема АРЧ формирует регулирующие воздействия на электрогидравлический преобразователь (ЭГП) гидромеханической части электрогидравлического регулятора гидротурбины на основе информации, поступающей от первичных датчиков и органов управления, в соответствии с программой, введенной в микропроцессорную часть АРЧ.

3.1.3. Подсистема АРЧ включает в себя микропроцессорный контроллер (МПК) с устройствами ввода и вывода стандартных аналоговых и дискретных сигналов, средства сопряжения МПК с ЭГП, обеспечивающие преобразование выходных сигналов МПК в сигналы управления ЭГП, органы управления и средства контроля.

3.1.4. Первичные датчики предназначены для ввода в МПК в стандартном виде (0–10 В или 0–5 мА) следующих сигналов:

частоты;

активной мощности;

открытия направляющего аппарата;

угла разворота лопастей рабочего колеса поворотно-лопастной гидротурбины;

напора.

Информация о значениях указанных сигналов может быть введена и другими способами: через интерфейс, путем вычислений программным способом.

3.1.5. Органы управления должны обеспечивать ручное местное и дистанционное управление частотой вращения в пределах от 45 до 55 Гц в режиме регулирования частоты и открытием направляющего аппарата от 0 до 100% в режиме регулирования мощности, а также управление уставкой оперативного технологического ограничения максимального открытия направляющего аппарата.

3.1.6. Средствами контроля должна быть выдана у поста управления АРЧ следующая информация: частота вращения ротора агрегата; уставки частоты, заданной мощности, открытия направляющего аппарата, угла разворота лопастей рабочего колеса поворотно-лопастной гидротурбины; достижение ограничения мощности; величина сформированного в МПК заданного открытия направляющего аппарата.

3.2. Функциональные требования

3.2.1. При работе агрегата на холостом ходу должно быть обеспечено выполнение следующих функций:

автоматическое поддержание частоты вращения ротора гидроагрегата в соответствии с заданной уставкой частоты;

автоматическая подгонка с заданным скольжением частоты вращения ротора гидроагрегата к частоте сети.

3.2.2. При работе агрегата под нагрузкой должно быть обеспечено:

астатическое и со статизмом регулирование частоты в энергосистеме;

регулирование мощности агрегата от нуля до максимальной;

автоматическое ограничение максимальной мощности агрегата в соответствии с линией ограничения максимальной мощности на эксплуатационной характеристике агрегата или в соответствии с установленным вручную индивидуальным технологическим ограничением;

возможность задания мощности как от индивидуальных устройств управления, так и от подсистемы ГРАМ;

автоматическое поддержание комбинаторной зависимости поворотно-лопастной гидротурбины при изменении нагрузки и напора.

3.2.3. При работе агрегата в переходных режимах должны быть выполнены следующие требования:

при пуске агрегата должны быть обеспечены автоматическое открытие направляющего аппарата до пускового открытия и автоматическая установка заданной частоты вращения с перерегулированием не более 1%, а также восстановление комбинаторной зависимости поворотно-лопастной турбины;

при нормальном останове агрегата должна быть выполнена с заданной скоростью автоматическая разгрузка агрегата до холостого хода, а после отключения генераторного выключателя — полное закрытие направляющего аппарата;

при выполнении операций по останову агрегата с поворотно-лопастной турбиной должен быть обеспечен разворот лопастей на пусковой угол;

при аварийном останове агрегата должна производиться ускоренная разгрузка до холостого хода;

при поступлении сигнала перевода в режим СК должны быть обеспечены разгрузка агрегата по активной мощности и полное закрытие направляющего аппарата и его открытие выше открытия холостого хода при поступлении сигнала вывода из режима СК;

при сбросе нагрузки с агрегата должно быть обеспечено закрытие направляющего аппарата с максимальной скоростью и приведение частоты вращения ротора агрегата к номинальному значению без колебаний частоты;

при сбросе нагрузки с агрегата с поворотно-лопастной гидротурбиной во избежание недопустимого разрежения под рабочим колесом должно быть обеспечено недозакрытие направляющего аппарата.

3.2.4. Алгоритм работы подсистемы АРЧ должен обеспечивать:

регулирование частоты на холостом ходу с отклонениями от уставки частоты не выше ±0,1 Гц при апериодическом переходном процессе;

ввод регулируемой мертвой зоны по частоте при работе агрегата под нагрузкой в режиме регулирования мощности;

раздельную динамическую настройку канала регулирования частоты для работы агрегата на холостом ходу и под нагрузкой с автоматическим переключением настроек при изменении режима работы агрегата;

возможность автоматического изменения динамической настройки канала регулирования частоты и мертвой зоны по частоте, а также автоматического изменения статизма по сигналу внешнего устройства при переходе из режима регулирования мощности к режиму регулирования частоты и обратно;

независимую динамическую настройку каналов регулирования частоты и мощности;

возможность отработки задания мощности как по открытию направляющего аппарата турбины, так и по фактической измеренной мощности агрегата.

3.2.5. Алгоритм реализации комбинаторной зависимости поворотно-лопастной гидротурбины должен обеспечивать:

вычисление текущего значения угла разворота лопастей по измерениям текущих значений открытия направляющего аппарата и напора с погрешностью не более ±0,2° относительно исходных комбинаторных зависимостей;

отработку вычисленного угла разворота лопастей с отклонениями не более ±0,2°;

контроль отработки комбинаторной зависимости;

возврат главного золотника сервомотора рабочего колеса в среднее положение по окончании переходного процесса регулирования;

задание пускового угла разворота лопастей при останове агрегата и переход к работе турбины с комбинаторной связью при пуске агрегата.

3.2.6. Подсистема АРЧ должна обеспечивать отработку сигналов задания от ГРАМ одним из трех способов:

при импульсном управлении задатчиком мощности;

при параметрическом управлении сигналом постоянного тока;

при цифровом управлении по интерфейсу с подсистемой ГРАМ. Скорость отработки сигнала группового регулирования должна настраиваться в соответствии с требованиями, предъявляемыми к ГРАМ.

3.2.7. При разрешении работы агрегата в режиме группового регулирования подсистема АРЧ должна обеспечивать автоматический набор мощности с заданной скоростью до уровня задания ГРАМ при пуске агрегата после включения в сеть или после вывода его из режима СК и автоматическое отключение от ГРАМ при его нормальном и аварийном останове или при переводе в режим СК.

3.2.8. В АРЧ должна быть предусмотрена возможность автоматического снятия оперативного технологического ограничения максимальной мощности по внешнему сигналу, например, от ПАА.

3.3. Статические и динамические свойства

3.3.1. Формирование сигнала регулирования по отклонению частоты должно производиться по ПИ- или ПИД-закону либо по любому другому закону, обеспечивающему получение аналогичных динамических характеристик.

Для структуры изодромного регулятора настроечные параметры должны изменяться в следующих пределах:

временная неравномерность bt — от 3 до 100%;

постоянная времени изодрома Td — от 1 до 30 с;

постоянная времени ускорения Tn — от 0 до 1,5 с.

3.3.2. Контур регулирования мощности должен обеспечивать по выбору эксплуатационного персонала отработку задания мощности по открытию направляющего аппарата или по фактической мощности агрегата.

Время отработки задания при втором способе не должно превышать более чем на 20% время отработки по первому способу.

3.3.3. Должна быть обепечена возможность изменения уставки частоты в пределах от 45 до 55 Гц, а задания мощности — от 0 до 100%.

3.3.4. Органы настройки должны обеспечивать возможность изменения на объекте обслуживающим персоналом при подсистеме АРЧ, включенной в контур регулирования, следующих параметров настройки:

значение статизма в пределах от 0 до 10% с дискретностью не выше 0,5%;

параметров динамической настройки канала регулирования частоты раздельно для холостого хода и нагрузки, а также канала регулирования мощности.

3.3.5. Изменение нижеперечисленных параметров настройки допускается производить при подсистеме АРЧ, выведенной из работы (например, в режиме программирования):

значения мертвой зоны по частоте в пределах ±0,25 Гц с дискретностью не более 0,05 Гц;

значения скольжения в пределах от 0 до 0,2 Гц с дискретностью не более 0,05 Гц;

пускового открытия направляющего аппарата и пускового угла разворота лопастей поворотно-лопастной турбины с отклонениями не более ±1%;

уставок командоаппарата с отклонениями не более ±1%;

пределов ограничения максимальной мощности гидроагрегата с отклонениями от линии ограничения максимальной мощности не более ±1%;

координат оптимальных комбинаторных зависимостей.

3.3.6. Измерение частоты вращения ротора гидроагрегата аппаратным или программным способом должно выполняться с погрешностью не более ±0,01 Гц в диапазоне изменения температур от 10 до 50°С.

3.3.7. Характеристика измерения частоты вращения ротора гидроагрегата должна быть линейной в диапазоне частот от 45 до 55 Гц без "завалов" за пределами указанного диапазона до 70 Гц.

3.3.8. Переход из режима регулирования мощности на режим регулирования частоты и обратно, изменение способа отработки задания (по открытию направляющего аппарата или по мощности), изменение параметров настройки регулятора, переход из группового на индивидуальное регулирование не должны вызывать толчков открытия направляющего аппарата.

3.3.9. Работоспособность подсистемы АРЧ с вышеуказанными статическими и динамическими свойствами должна сохраняться при колебаниях напряжения питания в пределах от минус 15 до 10% номинального значения 220 В.

3.4. Требования по надежности

3.4.1. Воздействие АРЧ на гидромеханическую часть регулятора должно быть выполнено таким образом, чтобы при отказе МПК было обеспечено сохранение прежней нагрузки и переход на ручное управление агрегатом.

3.4.2. При исчезновении напряжения питания нагрузка агрегата должна сохраняться неизменной либо иметь тенденцию к увеличению. Кратковременные перерывы питания (1–2 с) не должны вызывать толчков нагрузки.

3.4.3. Должна быть предусмотрена возможность бестолчкового ввода АРЧ в работу при любом режиме работы агрегата после длительного перерыва питания или после устранения неисправности МПК.

4. ПОДСИСТЕМА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ АВТОМАТИКИ (ТА) ГИДРОАГРЕГАТА

4.1. Подсистема ТА предназначена для управления гидроагрегатом в переходных режимах при выполнении операций по пуску, нормальной и аварийной остановкам, переводу агрегата из одного режима в любой другой из возможных режимов в соответствии с принятой технологией управления. Она должна вырабатывать исполнительные команды для подсистем:

автоматического регулирования частоты;

автоматического регулирования возбуждения;

управления вспомогательным оборудованием;

управления коммутационной аппаратурой, включая управление выключателем генератора и насоса для обратимого агрегата;

управления пусковыми тиристорными установками для обратимого агрегата.

Исполнительные команды формируются на основании поступающих команд на изменение режима работы и текущей информации о состоянии основного и вспомогательного оборудования, а также о состоянии других систем управления.

4.2. Подсистема ТА должна обеспечивать автоматическое, дистанционное и местное управление с проверкой необходимых условий по переводу агрегата в соответствующий режим. При несоблюдении этих условий подсистема должна формировать сообщение с перечнем невыполненных условий.

4.3. При выполнении операций по пуску, останову и переводу агрегата из одного режима в другой должен производиться контроль

времени исполнения как самой команды, так и отдельных операций. При превышении контрольного времени должно быть сформировано сообщение и подан предупредительный сигнал.

4.4. Подсистема ТА должна обеспечивать пуск остановленного агрегата в следующие режимы:

в режим синхронного генератора (СГ) методом точной ручной и автоматической синхронизации и самосинхронизации;

на холостой ход с возбуждением и без возбуждения генератора без включения в сеть;

в режим синхронного компенсатора генератора (СКГ) методом точной ручной и автоматической синхронизации;

кроме того для обратимого агрегата:

в насосный режим (Н) методом точной ручной и автоматической синхронизации с помощью пусковой тиристорной установки и методом прямого асинхронного пуска;

в режим синхронного компенсатора насоса (СКН) методом точной ручной и автоматической синхронизации с помощью пусковой тиристорной установки и методом прямого асинхронного пуска.

4.5. Подсистема ТА должна обеспечивать следующие переводы агрегата:

в режим СГ из режима СКГ;

в режим СКГ из режима СГ;

кроме того для обратимого агрегата:

в режим СГ из режимов СКН и Н;

в режим СКГ из режимов СКН и Н;

в режим Н из режимов СКН, СКГ и Г;

в режим СКН из режимов СКГ, Г и Н.

4.6. Подсистема ТА должна обеспечивать нормальный и аварийный останов агрегата из всех режимов его работы и из переходных режимов. Аварийный останов производится при действии электрических, гидромеханических, противоразгонных защит или от кнопки аварийного останова оперативным персоналом.

4.7. При выполнении нормального останова агрегата из режимов СГ и Н должна быть предусмотрена разгрузка по активной и реактивной мощностям с последующим отключением выключателя (генератора или двигателя соответственно) и полным закрытием направляющего аппарата.

4.8. При выполнении нормального останова из режима СКГ и СКН должна быть предусмотрена разгрузка по реактивной мощности

с последующим отключением выключателя (генератора или двигателя) и заполнением водой камеры рабочего колеса:

путем открытия и последующего закрытия направляющего аппарата для турбинного агрегата;

путем открытия и последующего закрытия клапанов выпуска воздуха для обратимого агрегата.

4.9. Подсистема ТА должна при останове обеспечивать формирование команд для электрического и механического торможения.

4.10. При действии гидромеханических защит, команда на выполнение которых формируется в самой подсистеме, должна быть произведена ускоренная разгрузка агрегата по активной мощности с последующим выполнением тех же операций, что и при нормальном останове.

4.11. При срезе пальцев направляющего аппарата должна формироваться команда на разгрузку агрегата до холостого хода, а при аварийном останове — команда на сброс щитов.

4.12. Алгоритм функционирования противоразгонной защиты должен формироваться в самой подсистеме ТА и предусматривать:

закрытие направляющего аппарата золотником аварийного закрытия при повышении частоты вращения до 115%, отключенном положении выключателя генератора (двигателя) и отказе подсистемы АРЧ;

сброс щитов при повышении частоты вращения до заданного значения (140–170%) и незакрытии направляющего аппарата;

аварийный останов обратимого агрегата при снижении частоты вращения до 95% в насосном режиме при потере привода.

4.13. Электрические защиты агрегата должны действовать помимо подсистемы ТА непосредственно на отключение выключателя генератора (двигателя), а подсистема ТА — как при нормальном останове после отключения выключателя.

4.14. Подсистема ТА должна по результатам измерений информационной подсистемы предусматривать формирование необходимых по технологии управления сигналов достижения заданных уставок следующими параметрами:

положение направляющего аппарата турбины (насоса);

частота вращения ротора гидроагрегата;

давление воздуха в ресиверах;

давление в камере рабочего колеса;

расход дистиллята;

расход воды на смазку турбинного подшипника;

температура подшипников, подпятника и масла в них;

уровни масла в ваннах подшипников и подпятника.

4.15. Подсистема ТА должна формировать следующие сигналы по положению направляющего аппарата:

полное закрытие;

пусковое открытие;

открытие холостого хода;

полное открытие;

кроме того для обратимого агрегата:

номинальное открытие в насосном режиме;

открытие, соответствующее отключению выключателя при останове из насосного режима.

4.16. Подсистема ТА должна формировать следующие сигналы по частоте вращения ротора агрегата:

нулевая частота;

частота включения механического торможения;

частота включения возбуждения при пуске;

частота при разгоне I ступени (115%);

частота при разгоне II ступени (140–170%);

кроме того для обратимого агрегата:

частота включения и отключения электрического торможения;

частота, сигнализирующая о потере привода в насосном режиме.

4.17. Подсистема ТА должна формировать следующие сигналы по значению давления в ресиверах отжатия:

нормальное давление;

низкое давление, при котором запрещаются операции по отжатию воды из камеры рабочего колеса.

4.18. Подсистема ТА для обратимого агрегата должна формировать сигнал о номинальном давлении в камере рабочего колеса при пуске агрегата в насосный режим.

4.19. Подсистема ТА должна формировать следующие сигналы:

номинального и аварийно-низкого расхода дистиллята;

аварийно-низкого расхода воды на смазку турбинного подшипника;

аварийно-высокой температуры сегментов подшипников и подпятника;

аварийно-низкого уровня масла в ваннах подпятника и подшипников.

4.20. В подсистеме ТА должна быть предусмотрена возможность изменения уставок сигнализации, зон возврата, срабатывания при увеличении параметра или его уменьшении эксплуатационным персоналом. Погрешность срабатывания сигнализации должна быть не более:

по направляющему аппарату, частоте вращения, давлениям и уровням ±1%;

по температурным параметрам ±1°С;
по параметрам расхода ±1,5%.

5. ПОДСИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫМ ОБОРУДОВАНИЕМ (УВО) ГИДРОАГРЕГАТА

5.1. Назначение подсистемы УВО

5.1.1. Подсистема УВО предназначена для управления вспомогательным оборудованием агрегата, обеспечивающим готовность к пуску и нормальную его работу во всех режимах. К этому оборудованию относятся:

маслонапорная установка (МНУ);

лекажный агрегат;

насосы откачки воды с крышки турбины;

система охлаждения дистиллированной водой;

насос циркуляции масла в подшипниках турбины;

клапаны и водокольцевой компрессор управления отжатием воды из камеры рабочего колеса, а также клапаны слива протечек и выпуска воздуха для обратимого агрегата;

задвижка технической воды на охлаждение генератора и масла в подпятнике и подшипниках;

задвижка, клапан или насос резервного источника воды на смазку турбинного подшипника;

насосы или клапаны пожаротушения.

5.2. Управление маслонапорной установкой

5.2.1. Алгоритм МНУ должен предусматривать управление тремя и двумя насосами в соответствии с очередностью, заданной оператором, или по специальному алгоритму равномерной наработки насосов.

5.2.2. Включение насосов в автоматическом режиме должно производиться в соответствии с уставками каждой очереди, а отключение — по достижении номинального давления в гидроаккумуляторе.

5.2.3. Кроме автоматического режима алгоритм должен предусматривать ручное управление насосами с панели или по месту.

5.2.4. В автоматическом режиме работы насосов алгоритм должен предусматривать "прерывистый" и "непрерывный" режимы, в последнем случае поддержание давления в гидроаккумуляторе осу-

ществляется за счет открытия-закрытия перепускных клапанов при непрерывной работе насосов.

5.2.5. Алгоритм МНУ должен предусматривать автоматическое поддержание уровня масла в гидроаккумуляторе через двухпозиционный клапан.

5.2.6. Алгоритм МНУ должен формировать сигналы достижения заданных уставок следующими параметрами:

давление в гидроаккумуляторе;

уровень масла в гидроаккумуляторе;

уровень масла в сливном баке.

5.2.7. По давлению в гидроаккумуляторе алгоритм должен формировать следующие сигналы:

номинальное давление;

давление включения насоса I очереди;

давление включения насоса II очереди;

давление включения насоса III очереди;

аварийно-низкое давление;

аварийно-высокое давление.

5.2.8. По уровню масла в гидроаккумуляторе алгоритм должен формировать следующие сигналы:

нормальный уровень;

низкий уровень;

аварийно-низкий уровень.

5.2.9. По уровню масла в сливном баке алгоритм должен формировать следующие сигналы:

низкий уровень;

аварийно-низкий уровень;

высокий уровень.

5.3. Управление лекажным насосом

5.3.1. Лекажный насос предназначен для поддержания нормального уровня масла в лекажном баке путем перекачки его в сливной бак МНУ.

5.3.2. Алгоритм должен предусматривать ручной и автоматический режимы работы насоса.

5.3.3. Включение насоса должно блокироваться при расположении лекажного агрегата на крышке турбины при появлении сигнала аварийно-высокого уровня воды на крышке турбины.

5.3.4. Алгоритм должен формировать следующие сигналы по уровню масла:

уровень включения насоса;

нормальный уровень;
высокий уровень.

5.4. Управление откачкой воды с крышки турбины

5.4.1. Алгоритм предназначен для управления двумя насосами удаления протечек воды с крышки турбины.

5.4.2. Алгоритм должен предусматривать ручной и автоматический режимы работы насосов, причем один из насосов, как правило, эжекторный может быть включен постоянно.

5.4.3. Алгоритм должен формировать следующие сигналы по уровню воды на крышке турбины:

нормальный уровень;
уровень включения насоса I очереди;
уровень включения насоса II очереди;
аварийно-высокий уровень.

5.4.4. При появлении сигнала "уровень включения насоса I очереди" должен быть включен двигатель насоса I очереди, а при наличии сигнала "уровень включения насоса II очереди" должны быть включены двигатели обоих насосов. Отключение двигателей должно производиться при появлении сигнала "нормальный уровень".

5.5. Управление охлаждением дистиллированной водой

5.5.1. Алгоритм предназначен для управления двумя насосами циркуляции, клапаном (задвижкой) долива в питательный бак и клапаном (задвижкой) теплообменника.

5.5.2. Алгоритм должен предусматривать ручной и автоматический режимы работы насосов и клапана.

5.5.3. Включение насосов и клапана теплообменника должно осуществляться от команды пуска агрегата с включением возбуждения от подсистемы ТА, а отключение — от команды отключения возбуждения при останове от подсистемы АРВ.

5.5.4. Управление клапаном (задвижкой) долива дистиллята от общестанционной магистрали должно осуществляться в зависимости от уровня воды в питательном баке.

5.5.5. Алгоритм должен формировать сигналы по достижении уставок следующими параметрами:

уровнем воды в питательном баке;
расходом циркуляционной воды;
удельным сопротивлением дистиллята;

температурой воды на выходе и входе тиристорного преобразователя, генератора и теплообменника.

5.5.6. По уровню воды в питательном баке должны формироваться следующие сигналы:

нормальный уровень;

низкий уровень;

аварийно-низкий уровень.

5.5.7. По расходу воды должны формироваться следующие сигналы:

номинальный расход;

уменьшенный расход;

аварийно-низкий расход.

5.5.8. По величине удельного сопротивления дистиллята должны формироваться следующие сигналы:

уменьшенное удельное сопротивление;

аварийно-низкое удельное сопротивление.

5.5.9. По температуре дистиллята должны формироваться следующие сигналы:

высокая температура воды на выходе преобразователя;

высокая температура воды на выходе генератора;

аварийно-высокая температура воды на выходе преобразователя;

аварийно-высокая температура воды на выходе генератора;

высокая температура после теплообменника.

5.6. Управление насосом циркуляции масла в подшипниках турбины

5.6.1. Алгоритм управления насосом циркуляции масла в подшипниках турбины предназначен для управления одним насосом и для контроля уровня масла в верхнем баке.

5.6.2. Алгоритм должен предусматривать ручной и автоматический режимы работы насоса циркуляции. В автоматическом режиме пуск насоса должен осуществляться от команды пуска агрегата, формируемой подсистемой ТА, а останов — при завершении останова гидроагрегата.

5.6.3. Алгоритм должен формировать сигналы по достижении уставок уровнем масла в верхнем баке:

высокий уровень;

низкий уровень;

аварийно-низкий уровень.

5.7. Управление отжатием воды из камеры рабочего колеса

5.7.1. Алгоритм управления должен обеспечивать управление клапанами впуска воздуха и водокольцевым компрессором для первоначального отжатия и последующего поддержания уровня воды в камере рабочего колеса при работе агрегата в режиме СКГ, а также при режиме СКН и пуске в режим Н для обратимого агрегата. Кроме того, для обратимого агрегата необходимо обеспечить управление клапанами слива протечек между направляющим аппаратом и рабочим колесом и клапаном выпуска воздуха из камеры рабочего колеса.

5.7.2. Первоначальное отжатие воды должно производиться через основной клапан при поступлении команды от подсистемы ТА до уставки освобождения от воды рабочего колеса.

5.7.3. Поддержание уровня воды на необходимых отметках должно осуществляться с помощью водокольцевого компрессора или клапана регулирования уровня.

5.7.4. Алгоритм должен формировать сигналы достижения уставок следующими параметрами:

уровнем воды в камере рабочего колеса;

расходом воды на водокольцевой компрессор.

5.7.5. По уровню воды должны формироваться следующие сигналы:

высокий уровень;

уровень освобождения от воды рабочего колеса ("вода отжата");

уровень включения компрессора или клапана регулирования;

нормальный уровень.

5.7.6. По расходу воды на компрессор должны формироваться сигналы:

нормальный расход;

аварийно-низкий расход.

5.8. Управление задвижкой технической воды

5.8.1. Алгоритм управления задвижкой технической воды на охлаждение генератора и масла в ваннах подшипников и подпятника должен предусматривать открытие и закрытие ее по командам подсистемы ТА при пусках и остановах агрегата или вручную — оператором.

5.9. Управление резервным источником воды на смазку турбинного подшипника

5.9.1. Алгоритм управления должен предусматривать открытие клапана или запуск насоса по команде от подсистемы ТА при низком расходе воды или вручную — оператором.

5.10. Управление насосом или клапанами пожаротушения

5.10.1. Алгоритм управления должен предусматривать пуск насосов или открытие клапанов пожаротушения автоматически при действии дифференциальной электрической защиты генератора и срабатывании пожароизвещателей или вручную — оператором.

5.11. Подсистема УВО должна иметь возможность изменения уставок сигнализации, зон возврата, срабатывания при увеличении параметра или его уменьшении эксплуатационным персоналом. Погрешность срабатывания сигнализации должна быть не более:

по давлениям и уровням ±1%;

по температурным параметрам ±1°С;

по параметрам расхода ±1,5%;

по удельному сопротивлению ±2%.

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. Подсистема группового регулирования активной мощности (ГРАМ) гидроэлектростанций 3
2. Подсистема группового регулирования напряжения и реактивной мощности (ГРНРМ) 9
3. Подсистема автоматического регулирования частоты и активной мощности (АРЧ) гидроагрегата 14
4. Подсистема технологической автоматики (ТА) гидроагрегата 19
5. Подсистема управления вспомогательным оборудованием (УВО) гидроагрегата 23

Подписано к печати 13.07..99 Формат 60 × 84 1/16
Печать ризография Усл.печ.л. 1,7. Уч.-изд. л. 1,8 Тираж 150 экз.
Заказ № 119 Издат. № 99143

Производственная служба передового опыта эксплуатации
энергопредприятий ОРГРЭС
105023, Москва, Семеновский пер., д. 15