

ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМОВ ГРУППОВОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ПОВОРОТНО-ЛОПАСТНОЙ ТУРБИНЫ МАЙНСКОЙ ГЭС

Доценко Владислав Андреевич

студент, Саяно-Шушенский Филиал Сибирского Федерального Университета, РФ, рп. Черемушки

Ачитаев Андрей Александрович

научный руководитель, канд. техн. наук, Саяно-Шушенский Филиал Сибирского Федерального Университета, РФ, рп. Черемушки

В данной работе рассмотрена система группового регулирования активной мощности ГЭС. Перечислены функции, которые выполняет система ГРАМ. Статические и динамические свойства, а также требования к их исполнению.

In this paper, the system of group regulation of the active power of HPPs is considered. The functions that the GRAM system performs are listed. Static and dynamic properties, as well as requirements for their implementation.

Система группового регулирования активной мощности ГЭС – совокупность технических и программных средств, обеспечивающих регулирование активной мощности путем распределения между гидроагрегатами суммарной заданной мощности ГЭС по определенному критерию и ее отработку через воздействие на системы автоматического управления гидроагрегатов, включенных в групповой регулятор активной мощности (ГРАМ).

Система ГРАМ выполняет следующие функции:

1. распределение нагрузки между агрегатами в соответствии с принятым критерием и с учетом ограничений;
2. по командам противоаварийной автоматики автоматическое блокирование изменения планового и внепланового задания ГЭС, переход в следящий режим;
3. автоматический ввод и запоминание графика плановой нагрузки ГЭС, а также любой группы агрегатов с часовыми (получасовыми) интервалами;
4. приём и передачу сигналов телеизмерения и телесигнализации в ЦС АРЧМ ОЭС;
5. передачу на сервер АСУ ТП ВУ информацию для анализа режима работы ГА и оценки их участия в первичном и вторичном регулировании;
6. реализация команд верхних уровней управления (системные регуляторы частоты, перетоков активной мощности, команды дежурного персонала энергообъединения или ГЭС) на изменение мощности ГЭС или групп.

Статические свойства

1. Разрешающая способность измерения частоты должна быть не хуже 0,01 Гц. Зона нечувствительности системы не должна превышать $\pm 0,02$ Гц.

2. Отклонения в отработке задания мощности ГЭС не должны превышать погрешности измерительных преобразователей мощности более чем на $\pm 1\%$.
3. Должно быть обеспечено плавное или ступенчатое с интервалом не более 1% изменение уставок статизма по частоте в пределах от 0 до 10% с отклонением не более $\pm 0,1\%$.
4. Отклонения в ограничении мощности ГЭС относительно заданной уставки не должны превышать погрешности измерительных преобразователей мощности более чем на $\pm 2\%$.
5. Должно обеспечиваться плавное или ступенчатое с дискретностью не более 0,02 Гц изменение уставки по частоте от 49 до 51 Гц. 133
6. Должна предусматриваться возможность ввода мёртвой зоны по частоте в пределах $\pm 0,5$ Гц относительно номинального значения с дискретностью установки не более 0,05 Гц.
7. Отклонения в реализации заданного распределения нагрузки не должны превышать $\pm 2\%$ номинального значения заданного параметра (мощности или открытия направляющего аппарата).
8. Изложенные требования к каналу регулирования частоты не должны ухудшать статических и динамических характеристик первичного регулирования частоты, обеспечиваемых РЧВ гидротурбины.

Динамические свойства

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.
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 — от 5 до 100%; - постоянная времени изодрома — от 2,0 до 30с.
3. Переходный процесс регулирования мощности должен иметь апериодический характер с постоянного времени от 10 до 40 с. Допускается одно перерегулирование с амплитудой до 5% заданного изменения мощности.
4. 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%.
5. В системах ГРАМ с радиальными каналами управления мощностью агрегатов 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 $\pm 2\%$.
6. При вводе ГРАМ в работу задание мощности должно автоматически устанавливаться равным фактической мощности ГЭС, что должно обеспечить отсутствие толчков мощности ГЭС.
7. При аварийном понижении частоты в энергосистеме ниже заданной уставки должен быть обеспечен набор нагрузки с максимально возможной скоростью, определяемой временем открытия направляющего аппарата. При этом должен соблюдаться приоритет действия сигналов ограничений перетоков мощности по линиям электропередачи, если эти сигналы исключают набор 134 нагрузки. При аварийном повышении частоты в энергосистеме выше заданной уставки должна быть обеспечена разгрузка гидроагрегатов с максимально

возможной скоростью.

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

Требования к ГРАМ ГЭС

Требования к режимам

1. Изменение состава агрегатов в ГРАМ должно происходить автоматически по признакам «Генератор в сети». При этом должна быть предусмотрена возможность отключения оператором данной функции.
2. При запланированном делении электростанции на заранее определённые части, ЦР АРЧМ должен обеспечивать выполнение функции группового регулирования активной мощности в каждой из разделившихся секций. При отсутствии возможности запланированного деления электростанции на заранее определённые части (или при отсутствии возможности получения информации о точном составе гидроагрегатов в каждой из частей), в случае деления, должно быть предусмотрено отключение всех гидроагрегатов от системы ГРАМ.
3. ЦР ГРАМ не должен препятствовать действию устройств противоаварийной автоматики при наличии команд на нагрузку/разгрузку гидроагрегатов. При этом групповое задание мощности должно автоматически изменяться на сумму мощностей, нагружаемых/разгружаемых гидроагрегатов.
4. При срабатывании устройств ПАА, на вышестоящий уровень ЦС АРЧМ должен передаваться сигнал о срабатывании ПАА, который блокирует систему ЦС АРЧМ на увеличение/уменьшение задания внеплановой мощности.
5. 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 определённую величину по дискретным сигналам системной автоматики.
6. Система ГРАМ должна обеспечивать фиксацию импульсных сигналов противоаварийной автоматики с возможностью приема повторных импульсных сигналов воздействия. После срабатывания устройств ПАА ЦР ГРАМ должен автоматически блокировать изменение вторичного и планового заданий ГЭС. Снятие блокировки производится оперативным персоналом ГЭС вручную, с разрешения диспетчерского персонала.
7. В составе ЦР ГРАМ должна быть предусмотрена функциональная подсистема задатчика внеплановой мощности (ЗВМ), 135 выполняющая следующие функции: - включения/отключения централизованного управления ГЭС от ЦС АРЧМ (т.е. включения/отключения ЗВМ) - приема и обработки внепланового задания ГЭС от ЦС АРЧМ проверки достоверности поступающего внепланового задания ГЭС - защиты от недопустимого изменения внепланового задания ГЭС - защиты от неисправности и помех в канале телемеханики - блокировки изменения внепланового задания с запоминанием на выходе ЗВМ предыдущего значения внепланового задания - формирование пропорциональной составляющей и составляющей по производной от входного сигнала; - оперативного ввода ограничения диапазона внепланового задания
8. При отключении подсистемы ЗВМ (автоматически или по команде оператора) текущее значение внеплановой мощности должно прибавляться к задатчику плановой мощности ЦР ГРАМ. Включение и отключение ЗВМ не должны вызывать изменений активной мощности ГЭС. Должна быть предусмотрена возможность приёма заданий в виде приращений, передаваемых в цикле работы канала телемеханики, с формированием задания для ГРАМ на интеграторе ЗВМ.
9. Должна быть предусмотрена блокировка ЗВМ ГРАМ ГЭС в следующих случаях: - при

срабатывании защиты от скачка входного значения, фиксируемого алгоритмом функционирования ЗВМ; - при неисправности обоих каналов связи ГРАМ ГЭС - ЦС АРЧМ ОЭС; - при невозможности выполнения заданий вторичного регулирования; - при получении команд ПА на изменение мощности ГЭС. Алгоритм блокировки ЗВМ должен быть предназначен для временной блокировки режима центрального регулирования на ГЭС и блокировки ГЭС в ЦС АРЧМ без выхода из централизованного режима при возникновении условий блокировки до устранения причин её возникновения. Снятие блокировки ЗВМ - автоматическое, с выдержкой времени, оперативно устанавливаемой в пределах от 1 до 100 секунд (с дискретностью 1 секунда). Снятие блокировки ЗВМ возможно при отсутствии всех блокирующих сигналов в течение заданного времени.

10. Подсистема ЗВМ должна автоматически отключаться в следующих случаях: - при неисправности или отключении системы ГРАМ; - при неисправности обоих каналов связи ГРАМ ГЭС - ЦС АРЧМ ОЭС.

11. Суммарная мощность ГЭС должна поддерживаться неизменной после ручного или автоматического подключения (отключения) 136 работающего под нагрузкой агрегата к системе ГРАМ (от системы ГРАМ) при пуске (останове) агрегата, при выводе (вводе) агрегата из режима (в режим) синхронного компенсатора, при переводе гидроагрегатов из верхней рабочей зоны нагрузок в нижнюю и обратно.

12. В ЦР ГРАМ должна быть предусмотрена возможность оперативного ввода: - ограничений суммарной максимальной и минимальной мощности ГЭС; - ограничений диапазона вторичного регулирования ГЭС; - ограничений максимальной и минимальной мощности гидроагрегата; - границ зон ограниченной и недопустимой работы гидроагрегата; - технологических ограничений регулировочного диапазона гидроагрегата. При достижении заданных оперативных ограничений дальнейшее изменение вторичного задания мощности в сторону ограничения должно блокироваться с выдачей соответствующего сообщения персоналу ГЭС и телесигналов блокировки регулирования на загрузку или разгрузку ГЭС в ЦС АРЧМ ОЭС. Непрерывный телесигнал блокировки автоматического вторичного регулирования на загрузку или разгрузку должен передаваться в ЦС АРЧМ ОДУ в течение всего времени действия ограничений в ЦР ГРАМ ГЭС.

13. Должно быть предусмотрено автоматическое отключение ГА от системы ГРАМ: - при выявлении неисправности связи ЦР ГРАМ с регулятором частоты и мощности ГА; - при неисправности регулятора частоты и мощности ГА; - при срабатывании технологических защит ГА; - при действии стационарных систем контроля технического состояния ГА.

14. При отделении гидроагрегата от схемы ГЭС должно быть предусмотрено его отключение от системы ГРАМ. Во всех случаях гидроагрегат должен оставаться под управлением АРЧМ гидротурбины.

Требования к статическим характеристикам

1. Разрешающая способность измерения частоты должна быть не хуже 0,001 Гц, характеристика измерительного преобразователя должна быть линейной в диапазоне от 45 до 55 Гц с отклонением не более, чем на $\pm 1\%$.

2. Зона нечувствительности системы ГРАМ по выходному сигналу не должна превышать $\pm 0,01$ Гц.

3. Отклонения в отработке задания мощности ГЭС не должны превышать суммарной погрешности измерительных преобразователей 137 мощности более, чем на $\pm 0,5\%$ от суммарной номинальной мощности работающих гидроагрегатов.

4. Должно быть обеспечено ступенчатое изменение уставки статизма по частоте в пределах от 0 до 10% с интервалом не более 0,1%.

5. Величина статизма регулирования мощности гидроагрегата по частоте не должна зависеть от числа включённых в ГРАМ гидроагрегатов.

6. Отклонения в ограничении мощности ГЭС относительно заданной уставки не должны превышать суммарной более, чем на $\pm 0,5\%$.
7. Должно обеспечиваться плавное или ступенчатое с дискретностью не более 0,005 Гц изменение уставки по частоте от 49 до 51 Гц.
8. Должна предусматриваться возможность ввода мёртвой зоны по частоте в пределах $\pm 0,5$ Гц относительно номинального значения с дискретностью установки не более 0,01 Гц.
9. Отклонения в реализации заданного распределения нагрузки не должны превышать погрешности измерительного преобразователя мощности более, чем на $\pm 0,5\%$ номинального значения мощности гидроагрегата.
10. При отклонении частоты вращения агрегата свыше 2% от номинальной, агрегат должен автоматически выводиться из группового управления.
11. Изложенные требования к каналу регулирования частоты не должны ухудшать статических и динамических характеристик первичного регулирования частоты, обеспечиваемых регуляторами частоты вращения гидротурбины.

Требования к динамическим характеристикам ГРАМ

1. Должна быть обеспечена возможность установки двух или более независимых динамических настроек канала регулирования частоты, переключение которых должно производиться как автоматически, так и вручную оперативным персоналом ГЭС, в соответствии с возможными режимами работы ГРАМ.
2. Формирование сигнала регулирования по отклонению частоты должно производиться по ПИД-закону либо аналогичному, обеспечивающему требуемые характеристики точности и быстродействия.
3. Уставки динамических параметров формирователя должны соответствовать следующим диапазонам настроек ПИ-регулятора изохромной реализации: - временная неравномерность - от 5 до 100%; - постоянная времени изохрома - от 1,0 до 60 с.
4. Стабилизация уровня мощности на заданном уровне должна осуществляться по ПИ-закону с уставками динамических параметров из диапазона: 138 - коэффициент усиления пропорциональной составляющей - от 0 до 0,5; - постоянная времени интегрирования - от 1,0 до 40 с.
5. Динамика вторичного регулирования должна соответствовать Стандарту СО ЕЭС «Нормы участия гидроагрегатов ГЭС в нормированном первичном регулировании частоты и автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков мощности».
6. Переходный процесс регулирования мощности должен иметь апериодический характер с постоянной времени от 10 до 40 с. При переходном процессе регулирования мощности допускается одно перерегулирование с амплитудой до 5% заданного изменения мощности.
7. 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%.
8. Максимальная скорость изменения мощности гидроагрегатов при воздействии от системы ГРАМ должна настраиваться независимо от максимальной скорости регулирования мощности.
9. Суммарная фактическая мощность ГЭС в процессе перевода какого либо агрегата на групповое регулирование не должна изменяться более чем на $\pm 2\%$ от суммарной номинальной мощности всех работающих гидроагрегатов.

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

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

12. 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. При этом должен соблюдаться приоритет действия сигналов ограничений перетоков мощности по линиям электропередачи, если эти сигналы исключают набор нагрузки. При аварийном повышении частоты в энергосистеме выше заданной уставки должна быть обеспечена разгрузка гидроагрегатов с максимально возможной скоростью

Требования к конструктивному исполнению

1. ПТК ЦР ГРАМ выполняется в виде двух идентичных взаиморезервируемых шкафов.

2. Питание каждого шкафа ЦР ГРАМ должно осуществляться по 139 двум вводам =220В и ~220В в соответствии с ТЗ на АСУТП ГЭС.

3. Каждый шкаф ПТК ЦР ГРАМ должен быть оборудован штатной системой вентиляции и освещения, а также минимум двумя стандартными розетками ~220В для подключения наладочной аппаратуры.

4. Сейсмостойкость шкафа с учетом места установки в помещении ЦПУ должна соответствовать 9 баллам по шкале MSK-64.

5. В части диалога с дежурным персоналом должен быть обеспечен удобный, интуитивно понятный для персонала графический интерфейс.

6. Стиль оформления, качество графики диалоговых окон должно соответствовать стилю оформления используемой операционной системы.

7. Компонировочное размещение средств системы ГРАМ в помещениях постоянного нахождения персонала должно осуществляться с учетом требований ГОСТ 20.39.108-85 «Комплексная система общих технических требований. Требования по эргономике, обитаемости и технической эстетике. Номенклатура и порядок выбора».

Список литературы:

1. Инструкция по эксплуатации «Гидроагрегатов ГА1-ГА3 Майнской ГЭС»: дата введения 2021-10-29. – 2021, 95 с.

2. Ковалев, Н.Н. Гидротурбины. Конструкции и вопросы проектирования: монография / Н. Н. Ковалев – «Машиностроение» 1971. – 584 с.

3. Инструкция по эксплуатации «Системы возбуждения СТС-2П-510-2050-2,5 УХЛ4 гидроагрегата ГА3 МГЭС» , 46 с.

4. Руководство по эксплуатации 21.007-0000.003 «Турбина гидравлическая ПЛ20-В-1000» для филиала ПАО «РусГидро» - «Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожного» : дата введения 2020-12-07. – 2020, 70 с.

5. Руководство по эксплуатации ИАЕЛ.651241.031 РЭ «Гидрогенератор СВ 1500/152-104

УХЛ4» : дата введения 2020-06-10. – 2020, 96 с.