

Рациональное управление составом агрегатов каскада Братской и Усть-Илимской ГЭС

Одним из ключевых проектов НПФ "Ракурс" является разработка комплексной системы управления для ОАО "Иркутскэнерго", обеспечивающая участие Братской и Усть-Илимской ГЭС в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности. В рамках этих работ осуществляется создание системы рационального управления составом агрегатов (РУСА) каскада Братской и Усть-Илимской ГЭС. Интеллектуальная система управления РУСА решает зада-

чу перераспределения мощности между двумя станциями, что позволяет распределять нагрузку между станциями таким образом, чтобы обеспечить суммарный минимальный расход воды при необходимой суммарной выработке, то есть даст возможность экономить воду и повысить общее КПД гидроэлектростанций, а в конечном итоге – выработать дополнительную энергию для потребителей.

Увеличение выработки электрической энергии составит до 400 млн кВт·ч, что сравнимо с ра-

ботой городской электростанции, обеспечивающей электроэнергией промышленные предприятия, жилые и общественные здания нескольких районов города с общей численностью потребителей 100 тыс. человек.

Подсистема РУСА предназначена для управления составом агрегатов, требуемым для реализации заданий плановой нагрузки и выделения резервов активной и реактивной мощностей, обеспечивающих при заданных ограничениях наибольшую экономичность



Усть-Илимская ГЭС

работы ГЭС. Под выбором состава понимается определение стационарных номеров агрегатов, работающих в генераторном режиме, и значений их мощностей, а также номеров агрегатов, используемых в режиме синхронного компенсатора.

В случаях, когда задание для каждой станции фиксировано, а гидроагрегаты имеют близкие или даже одинаковые рабочие характеристики, суммарный КПД будет выше тогда, когда мощность на всех агрегатах будет одинаковой. В этом случае решение поставленной задачи, даже с учетом возможных ограничений, не требует особо сложных расчетов и сводится к выбору количества агрегатов и организации очередей их переключения в тот или иной режим. Такие подсистемы оптимизации существуют и давно себя оправдали.

Однако если на станции или станциях есть агрегаты с существенно различными характеристиками, то дополнительным фактором оптимизации может выступать возможность перераспределения мощности между ними с расчетом на то, что разнонаправленные смещения заданий по мощности могут привести к уменьшению потерь для большинства или даже для всех агрегатов. Это приведет в итоге к увеличению суммарного КПД. Тут же появляются дополнительные условия, например, изменение перетоков мощности и расходов воды. Появляются новые ограничения и новые уравнения балансов. Понятно, что задача при этом становится намного сложнее и интересней.

Каскад Братской и Усть-Илимской ГЭС как раз и обладает тем свойством, что диапазоны мощностей, в которых достигается высокий КПД гидроагрегатов каждой из станций, имеют заметные отличия. Кроме этого, станции расположены недалеко друг от друга и соединены двумя линиями электропередачи 500 кВ, что позволяет перераспределять задание по мощности без больших потерь на передачу энергии. И еще они обе находятся на одной реке,



Центральный пульт управления машинного зала Усть-Илимской ГЭС

нижний бьеф Братской ГЭС имеет подпор за счет водохранилища Усть-Илимской ГЭС, а водохранилище самой станции имеет большой объем, что позволяет оперативно менять водоток в больших пределах без каких-либо последствий. Обе станции принадлежат одной генерирующей компании, заинтересованной в снижении суммарных потерь. То есть это как раз тот случай, когда создание единой подсистемы оптимизации состава и режимов гидроагрегатов имеет смысл.

Однако есть и трудности. Во-первых, Братская ГЭС – регулирующая станция, и в связи с этим она должна иметь большие резервы маневренной мощности для обеспечения задач системного регулирования (300 МВт на загрузку и 600 МВт на разгрузку), при этом плановые задания мощности известны только на ближайшие 2-3 часа. Во-вторых, в течение длительной эксплуатации Братской ГЭС у части ее агрегатов были заменены рабочие колеса, причем новые гидроагрегаты имеют характеристики, значительно отличающиеся от характеристик машин, не прошедших модернизацию. Среди старых агрегатов имеются машины с существенными эксплуатационными ограничениями, которые надо обязательно учитывать. Все это

приводит к необходимости анализа громадного числа вариантов и усложнению расчетов. В-третьих, Усть-Илимская ГЭС не имеет еще подпора в нижнем бьефе (водохранилище Богучанской ГЭС только наполняется) и потому сильно ограничено по водному режиму. В-четвертых, имеются ограничения электрической схемы Братской ГЭС, вызванные необходимостью обеспечения мощностей на секциях шин 220 кВ и отсутствием генераторных выключателей на блочных трансформаторах секции 500 кВ, что приводит к задержкам оперативного управления в случаях, когда требуется вводить или выводить агрегаты блока из работы поодиночке. Все это делает данную подсистему уникальной и требовательной к используемому оборудованию и алгоритмам. В то же время ее разработка перекрывает практически все требования, которые могут возникнуть при создании аналогичных подсистем в будущем.

Итак, нам требуется определить, какое количество и какой состав агрегатов необходимо выбрать при данных условиях на каждой станции, чтобы достигнуть максимального КПД. Кроме того, требуется выровнять скорости использования моторесурсов, оптимизируя тем самым график их расходования на продолжительный



Братская ГЭС

период времени. При этом обязательно соблюдение технологических ограничений, таких как работа только в разрешенной зоне, обеспечение резервов на загрузку и разгрузку, ограничение перетоков мощности в высоковольтных линиях и автотрансформаторах, недопущение снижения ниже установленного уровня мощностей на важных для потребителей секциях шин и, наконец, обеспечение установленного водного баланса.

Как правило, КПД радиально-осевого гидроагрегата имеет наибольшее значение при мощности генерации 80-100 % от максимальной. Точка максимума КПД индивидуальна для каждой турбины и зависит от текущего значения напора. С точки зрения достижения максимальной эффективности работы ГЭС задача состоит в том, чтобы получить такие задания по генерируемой мощности для каждого гидроагрегата каждой станции в каждый момент времени, с тем чтобы они как можно больше соответствовали значениям максимальных КПД.

Зависимости КПД от мощности генерации определяются по эксплуатационным характеристикам агрегатов. Они предоставляются станциями и хранятся в самой подсистеме РУСА. Это могут быть как экспериментально снятые, так и заводские характеристики. Зависимости КПД от мощности агрегатов при постоянном напоре представляются в системе оптимизации сплайнами третьего порядка. Для промежуточных значений напоров величины КПД вычисляются линейной интерполяцией с использованием данных при ближайших значениях напоров. Такие операции необходимы, чтобы получить достоверные и непрерывные значения КПД на всех диапазонах значений мощностей и напоров.

Остальные исходные данные для расчета оптимального состава и уровней нагрузок агрегатов обеих станций (текущие составы агрегатов, значения их мощностей, заданные системным оператором планируемые мощности генерации, сигнал задатчика внеплановой мощности, значения резервов

на загрузку и разгрузку, величины напоров, технологические ограничения) передаются из АСУ ТП автоматически в темпе процесса управления.

Прежде всего находится оптимальное количество агрегатов по станциям для генерации с учетом плановых и внеплановых заданий, технологических ограничений, ограничений по перераспределению задания мощности и поправки на недельный водоток. В связи с тем что план по заданной мощности Братской ГЭС определен всего на 2 часа вперед, расчет по распределению количества и состава агрегатов производится с учетом прежде всего предыдущих состояний и распределений мощностей.

На втором этапе расчета оптимального состава и уровней нагрузок агрегатов решается задача обеспечения резервов на загрузку и разгрузку для обеих станций. Производится расчет недостающих резервов и вычисляется количество требуемых для их обеспечения агрегатов, планируемых к использованию в режиме синхрон-

ного компенсатора (для Братской ГЭС) или холостого хода (для Усть-Илимской ГЭС).

Затем производится выбор состава агрегатов для выполнения задания. В начале группируются агрегаты по секциям шин, чем обеспечивается требуемое количество агрегатов в режиме генерации. Оставшееся задание по мощности распределяется в соответствии со значениями времени готовности к работе и с учетом фактически отработанного времени в режиме генерации, а также в соответствии с количеством пусков/остановов и суммарного времени нахождения в зонах ограниченно допустимого режима. Агрегаты, в силу технологических ограничений не имеющие зон для долговременной работы, используются во вторую очередь. При этом планируется одновременное, где это возможно, переключение сгруппированных агрегатов секций шин 500 кВ Братской ГЭС. В результате полученных расчетов создаются очереди агрегатов на переход в режимы генерации, резерва, синхронного компенсатора и холостого хода.

В последнюю очередь производится уточнение значений мощности для каждого агрегата, теперь уже с учетом индивидуальных характеристик, технологических ограничений и наличия агрегатов в режиме синхронного компенсатора. При этом учитывается, что агрегаты с сильно ограниченным диапазоном регулирования остаются при необходимости на уставках ограничений.

В результате получается решение по количеству, составу и режимам гидроагрегатов станций для текущего и ближайших плановых заданий по мощности с учетом всех ограничений и эксплуатационных требований. Оно передается в групповой регулятор активной мощности (ГРАМ) станции и может использоваться последним для задания режимов и значений мощности для каждого из гидроагрегатов.

По фактической отработке гидроагрегатами заданий происходит учет расхода воды, выражающийся в расчете поправки на вы-

равнивание заданного водотока. Эта поправка будет учтена в следующем цикле расчета распределения количества агрегатов между станциями каскада. При каждом новом приходящем от системного оператора значении задатчика внеплановой мощности, а также при изменении плановых заданий происходит перерасчет.

Проверка расчетов на продолжительном периоде времени с использованием архивных данных станций показала, что подсистемой полностью выполняется поддержание суммарной заданной плановой мощности и обеспечиваются резервы на загрузку и разгрузку. При этом соблюдаются ограничения на максимум перераспределения задания, технологические ограничения гидроагрегатов, поддерживаются заданный водный режим и ограничение по недельному водному небалансу. Кроме того, обеспечивается постоянство скоростей расхода моторесурсов на продолжительном периоде времени, а время работы в разрешенной зоне и количество пусков/остановов, за исключением агрегатов со значительными эксплуатационными ограничениями, увеличивается с одинаковой скоростью. Данные расчеты показали, что при использовании подсистемы РУСА основное время работы гидроагрегаты будут находиться в режиме генерации с мощностью, близкой к значению, соответствующему максимальному КПД, что полностью соответствует условиям поставленной задачи.

Подсистема РУСА для каскада Братской и Усть-Илимской ГЭС в данное время находится на этапе внедрения. Предварительно можно сказать, что только за счет перераспределения задания по мощности между станциями итоговый КПД каскада улучшится на 0,5-1 % (чистый выигрыш – до 70 МВт). Кроме того, подсистема РУСА обеспечит передачу части регулирующих функций на УИГЭС, снимая тем самым с Братской ГЭС долю этой нагрузки, и позволит выравнять расходование моторесурсов гидроагрегатов для более рационального использо-

вания их в течение всего периода эксплуатации.

Созданная подсистема учитывает особенности Братской и Усть-Илимской ГЭС, индивидуальные рабочие характеристики их гидроагрегатов, системные и технологические ограничения, особенности электрических схем. Характеристики и технологические ограничения могут уточняться в процессе эксплуатации специально подготовленным персоналом станций.

Надо отметить, что подсистема сразу была разработана для очень сложной структуры, включая и сам каскад, и технологические особенности Братской и Усть-Илимской ГЭС, были предусмотрены все имеющиеся системные и эксплуатационные ограничения. Аналогичные подсистемы ранее разрабатывались и создавались для задач кратковременного планирования, но, как оказалось, эти решения малоприменимы к регулирующим станциям типа Братской ГЭС, тем более при использовании подсистемы не для станции в отдельности, а для каскада. Но применение современной вычислительной техники и совершенствование алгоритмов позволило создать подсистему рационального управления составом агрегатов, способную выполнять функцию оптимизации, в том числе и для целей оперативного управления в темпе производства.

Важно, что созданная подсистема является прежде всего “советующей”, предоставляющей информацию о более рациональном состоянии агрегатов, она не принимает непосредственного участия в управлении и потому никак не влияет на устойчивость системы. Работой ГЭС управляет системная автоматика, подсистема РУСА лишь рекомендует наиболее оптимальный вариант состава агрегатов для текущего момента.

**С. С. Фомин, ведущий инженер-программист,
А. С. Мисюль, исполнительный директор, НПФ “Ракурс”**