

АДАПТАЦИЯ АЛГОРИТМОВ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ СИСТЕМЫ SCADA/AGC - "CENTRALOG" ГЭС К УСЛОВИЯМ РАБОТЫ ОЭС УКРАИНЫ

Баталов А.Г., Бондаренко Ю.Н., Олефир Д.А.

*Национальная энергетическая компания "Укрэнерго", АК "Энпассэлектро"
olefir@nec.energy.gov.ua*

The paper provides the analysis of SCADA/AGC and HPP "Centralog"-system operating algorithms. The problems, which take place during exploitation of SCADA/AGC – "Centralog" interconnection system, are described. Elimination solutions of these problems are proposed.

Постановка проблемы. В соответствии со "Стратегией развития энергетики Украины до 2030 г.", для обеспечения возможности присоединения ОЭС Украины к электроэнергетической системе Европы, в энергосистеме Украины необходимо осуществить мероприятия, обеспечивающие выполнение требований UCTE к параллельно работающим энергосистемам, куда входят:

- повышение маневренных характеристик оборудования (реконструкция и модернизация основного и вспомогательного оборудования электростанций);
- внедрение современных автоматизированных систем диспетчерского управления;
- модернизация систем коммерческого и технического учета энергии;
- внедрение новейших устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики;
- выполнение критерия (n-1).

Выполнение приведенных выше мероприятий направлено, в первую очередь, на обеспечение качественного первичного и вторичного регулирования частоты и активной мощности, поддержание горячих и холодных резервов мощности, обеспечение требуемой скорости регулирования - с целью более экономичного управления режимами работы энергосистем, а также наиболее быстрой ликвидации отклонений частоты и перетоков активной мощности по межгосударственным связям при внезапном возникновении небалансов мощности.

Анализ результатов предшествующих исследований и задачи работы. Учитывая тот факт, что на текущий момент единственным источником высокоомобильных мощностей в ОЭС Украины для регулирования суточных графиков нагрузки энергосистемы, а также для первоочередной компенсации аварийных дефицитов мощности при отключении энергоблоков мощностью 800-1000 МВт является каскад Днепровских ГЭС и Днестровская ГЭС, в период 1999 – 2002 гг. на 6 ГЭС (Днестровской, Киевской, Днепровской, Кременчугской, Днепродзержинской и Каховской ГЭС) были выполнены работы по реконструкции и модернизации силового оборудования, агрегатных контроллеров и систем станционного управления.

Одновременно с реконструкцией ГЭС в НЭК "Укрэнерго" были выполнены работы по внедрению и наладке программно-аппаратного комплекса SCADA, разработанного и поставленного фирмой Alstom T&D. Наряду с другими задачами в состав комплекса SCADA входит задача SCADA/AGC – Automatic Generation Control (автоматическое управление генерацией), одной из функций которой является система автоматического регулирования частоты и активной мощности (САРЧМ).

На всех ГЭС были установлены и налажены системы станционного управления "Centralog" разработки фирмы Alstom Power. При этом возможна работа ГА, введенных под управление "Centralog" как в индивидуальном режиме, так и в режиме группового регулирования активной мощности (ГРАМ). Отличие заключается в том, что при работе ГА в индивидуальном режиме задание по активной мощности вводится оперативным персоналом ГЭС для каждого ГА в отдельности. При работе ГА в режиме ГРАМ полученное значение управляющего воздействия распределяется поровну между работающими ГА.

ССУ "Centralog" может работать на одном из возможных уровней управления: станционном, когда управление ГА ГЭС осуществляется оперативным персоналом станции, и дистанционном, когда ГЭС обрабатывает управляющие воздействия, полученные от САРЧМ ОЭС Украины, установленной в НЭК "Укрэнерго". Управление от САРЧМ возможно только при работе ГА в режиме ГРАМ.

На Киевской и Днестровской ГЭС, в соответствии с логикой работы "Centralog" при получении заданий по активной мощности меньших, чем уставка, рассчитанная по формуле (*), ГА отключаются от сети:

$$P_{уст} \leq P_{\max(n-1)} * (1 - SR - HYS) \quad (*)$$

где $P_{\max(n-1)}$ – сумма максимальных мощностей, достигаемая меньшим кол-вом ГА; HYS – коэффициент гистерезиса (запаздывания), позволяющий избежать ненужных остановов/пусков ГА вследствие колебания задания по активной мощности в небольших пределах, [о.е]; SR – коэффициент вращающегося резерва, [о.е.]

На всех остальных ГЭС при получении заданий, меньших (*), ГА переводятся в режим синхронного компенсатора (СК).

В первоначально предложенном варианте работы SCADA/AGC был заложен следующий алгоритм: после перевода n гидроагрегатов (ГА) i -й ГЭС из индивидуального режима в режим группового регулирования активной мощности (ГРАМ), перевода ССУ "Centralog" со стационарного уровня на управление от SCADA/AGC и включения САРЧМ ОЭС Украины, в автоматическом регулировании принимает участие n ГА. При этом регулировочный диапазон составлял $[n \cdot P_{\min}; n \cdot P_{\max}]$ без изменения количества переведенных под автоматическое регулирование ГА i -й ГЭС, где P_{\min} – минимальная мощность регулирования одного ГА; P_{\max} – максимальная мощность регулирования ГА ГЭС (см.рис.1).

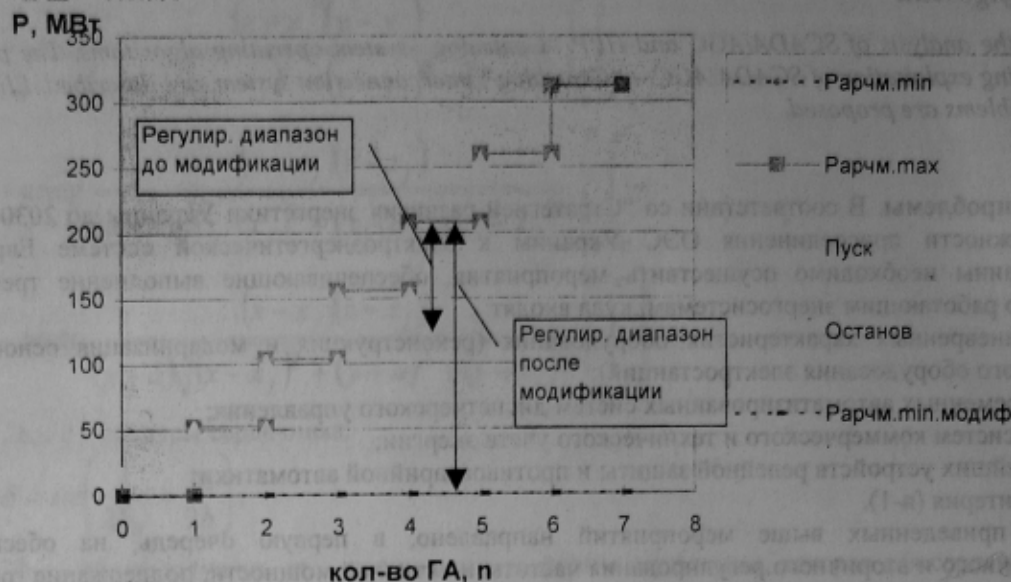


Рис.1. Диаграмма регулирования ГА Кременчугской ГЭС.

Диапазон регулирования ГА ГЭС $[0; P_{\min}]$ ограничивается кавитационными процессами и повышением вибрации гидротурбины. Так, например, для ГА Кременчугской ГЭС значение $P_{\min} = 16$ МВт; $P_{\max} = 57$ МВт. Следовательно, регулировочный диапазон на одном ГА Кременчугской ГЭС составляет 41 МВт, а на шести ГА Кременчугской ГЭС – 246 МВт. Значения P_{\min} и P_{\max} для каждой ГЭС приведены в табл.1.

Таблица 1.

Наименование ГЭС	Кол-во ГА, заведенных под "Centralog"	$P_{\text{АРЧМmax}} \text{ ГА, МВт}$	$P_{\text{АРЧМmin}} \text{ ГА, МВт}$	Регулировочный диапазон одного ГА, МВт	Режим СК
Киевская	8	22,4	10,5	11,9	-
Кременчугская	6	57	16	41	+
Днепродзержинская	4	48	20	28	+
Днепровская ГЭС-1	9	72	43	29	+
Каховская ГЭС	4	52	20	32	+
Днестровская	6	117	70	47	-

Для увеличения регулировочного диапазона ГА ГЭС, заведенных под автоматическое управление, необходимо было по команде диспетчера переводить очередной по счету ГА ГЭС в режим ГРАМ. При этом следует отметить, что работа большого количества ГА с ненормальным значением активной мощности приводит к дополнительному (неоптимальному) сбросу воды.

Изложение основного материала. По указанным выше причинам специалистами НЭК "Укрэнерго" совместно с фирмой Alstom был изменен алгоритм работы SCADA/AGC, в результате чего была реализована возможность изменения состава оборудования на ГЭС путем включения / отключения (перевода в режим СК) очередного ГА, заведенного под автоматическое регулирование. Это позволило расширить диапазон регулирования до $[0; n \cdot P_{\max}]$ (см. рис.1), и уменьшить количество переводных операций, осуществляемых оперативным персоналом.

После выполнения модификаций в алгоритме работы системы SCADA/AGC, организации прямых каналов передачи данных SCADA/AGC – "Centralog" ГЭС, отладки и ввода в опытно-промышленную эксплуатацию ССУ "Centralog", был проведен ряд тестирований взаимодействия стационарных систем управления в контуре САРЧМ ОЭС Украины в различных режимах: в режиме дистанционного управления с диспетчерского пункта НЭК "Укрэнерго", в режимах автоматического регулирования сальдо перетоков

активной мощности на связях ОЭС Украины – ЕЭС России (АРП), автоматического регулирования сальдо перетоков с коррекцией по частоте (АРПЧ).

На этапе стыковки алгоритмов работы SCADA/AGC и ССУ “Centralog” ГЭС возник ряд проблем, заключающихся в следующем:

- У оперативного персонала ГЭС отсутствовала возможность управления ГА, заведенными под “Centralog” и работающими в индивидуальном режиме, при переводе части ГА ГЭС под управление от САРЧМ ОЭС Украины;
- На ряде ГЭС оказался невозможным перевод нескольких ГА в режим СК при получении от САРЧМ ОЭС Украины задания на разгрузку станции;
- Изменение мощности на ГА, работающих в индивидуальном режиме, приводит к перерегулированию на ГЭС, и соответственно в объединенной энергосистеме.

Для более ясного представления, остановимся более подробно на каждой из приведенных выше проблем. Первая из них была обусловлена тем, что за рубежом управление всеми ГА ГЭС осуществляется преимущественно дистанционно с диспетчерских пунктов. На ГЭС ОЭС Украины в настоящее время, по ряду причин, эксплуатируется три группы ГА, а именно:

- Группа а – это ГА, заведенные под “Centralog”, работающие в режиме ГРАМ, и находящиеся под управлением САРЧМ ОЭС Украины;
- Группа б – это ГА, заведенные под “Centralog”, работающие в индивидуальном режиме, и находящиеся под управлением только оперативного персонала ГЭС;
- Группа с – это ГА, не заведенные под “Centralog”, не участвующие в автоматическом регулировании. Изменение мощности на ГА группы б и с происходит по командам оперативного персонала НЭК “Укрэнерго”.

При работе на ГЭС одновременно ГА групп а и б, при возникновении необходимости изменения мощности на ГА группы б по команде диспетчера НЭК “Укрэнерго”, оперативный персонал ГЭС не имел возможности управлять этими ГА без перевода “Centralog” на стационарный уровень управления. После внесения соответствующих изменений в логику работы стационарных систем у оперативного персонала ГЭС появилась возможность управления ГА группы б при работе ГА группы а под управлением САРЧМ РЭС Украины.

Проблема перевода в режим СК нескольких ГА одновременно связана с недостатком сжатого воздуха в ресиверах, что в свою очередь, вызвано недостаточной производительностью компрессорного хозяйства на ГЭС. При отработке управляющих воздействий SCADA/AGC на разгрузку станции и необходимости перевода нескольких ГА в режим СК, один из них переходил в режим СК, а второй находился в промежуточном состоянии из-за недостатка сжатого воздуха, после чего аварийно отключался защитами от сети. Как альтернативный вариант, на Днепровской ГЭС-1 в алгоритм работы ССУ “Centralog” был введен контроль давления сжатого воздуха, что обеспечило возможность подключения к САРЧМ ОЭС Украины 9 ГА Днепровской ГЭС-1.

В дальнейшем, предлагается изменить алгоритм работы “Centralog” таким образом, чтобы разгружать ГА ГЭС в соответствии с получаемыми управляющими воздействиями, не до P_{\min} (см. табл.1), а до режима ХХ, т.е. до генерации 1-3 МВт, при которых обеспечивается устойчивая работа гидроагрегата. При этом в диапазоне мощностей [1-3 МВт; P_{\min}], ГА должен изменять генерацию с максимально возможной скоростью во избежание возникновения кавитации и повышенной вибрации гидротурбины. При отсутствии управляющих воздействий на загрузку ГЭС и восстановлении давления сжатого воздуха в ресиверах, ГА будет переводиться в режим СК, либо отключаться от сети.

Внесение изменений в алгоритмы работы ССУ “Centralog” ГЭС позволяет уже на текущем этапе, с учетом существующих ограничений задействовать в автоматическом регулировании под САРЧМ ОЭС Украины порядка 350-450 МВт.

Последняя из приведенных выше проблем связана с тем, что принимаемое ССУ “Centralog” задание по активной мощности состоит из двух составляющих: постоянной, представляющей собой мощность, которую несут ГА группы б ($P_{и.р.}$), и переменной, представляющей собой суммарную мощность ГА группы а ($P_{грам}$). Т.е. при изменении задания по активной мощности ГЭС изменяет генерацию на агрегатах группы а по формуле:

$$P_{грам} = P_{уст} - P_{и.р.} \quad (**)$$

где $P_{уст}$ – значения принятого от САРЧМ задания по активной мощности.

В случае, когда по команде диспетчера НЭК “Укрэнерго” оперативный персонал ГЭС производит разгрузку ГА группы б, в SCADA/AGC наблюдается несоответствие значения посылаемого управляющего воздействия фактической мощности ГЭС. В соответствии с логикой работы SCADA/AGC, если такая ситуация имеет место в течение определенного количества циклов расчета САРЧМ, формируется управляющее воздействие, равное плановой мощности ГЭС. В результате наблюдается перерегулирование на ГЭС и, как следствие, кратковременное перерегулирование контролируемого параметра - частоты, либо перетока активной мощности, что наглядно проиллюстрировано на рис.2 (регулирование сальдо перетоков мощности на связях ОЭС Украины - ЕЭС России при проведении системных испытаний 15 апреля 2004 г.).

В качестве одного из возможных вариантов решения данной проблемы может быть внесение изменения в алгоритм работы SCADA/AGC, при котором из значения управляющего воздействия будет исключена

составляющая мощности ГА группы b. В этом случае САРЧМ ОЭС Украины будет учитывать только фактическую мощность ГА, работающих в групповом режиме регулирования активной мощности, и, следовательно, адекватно реагировать на изменение генерации ГА группы b.

Подводя итог вышесказанному, следует отметить, что I-й этап опытной эксплуатации системы SCADA/AGC - "Centralog" ГЭС подтвердил работоспособность САРЧМ ОЭС Украины. Регулирование потоков активной мощности осуществляется с требуемой точностью. Дальнейшая адаптация алгоритма работы ССУ "Centralog" приведет к увеличению количества ГА, привлекаемых к автоматическому регулированию и, как следствие – расширению регулировочного диапазона САРЧМ ОЭС Украины, а внесение соответствующих изменений в алгоритм работы SCADA/AGC позволит избежать в будущем перерегулирований мощности на ГЭС и в ОЭС Украины в целом.

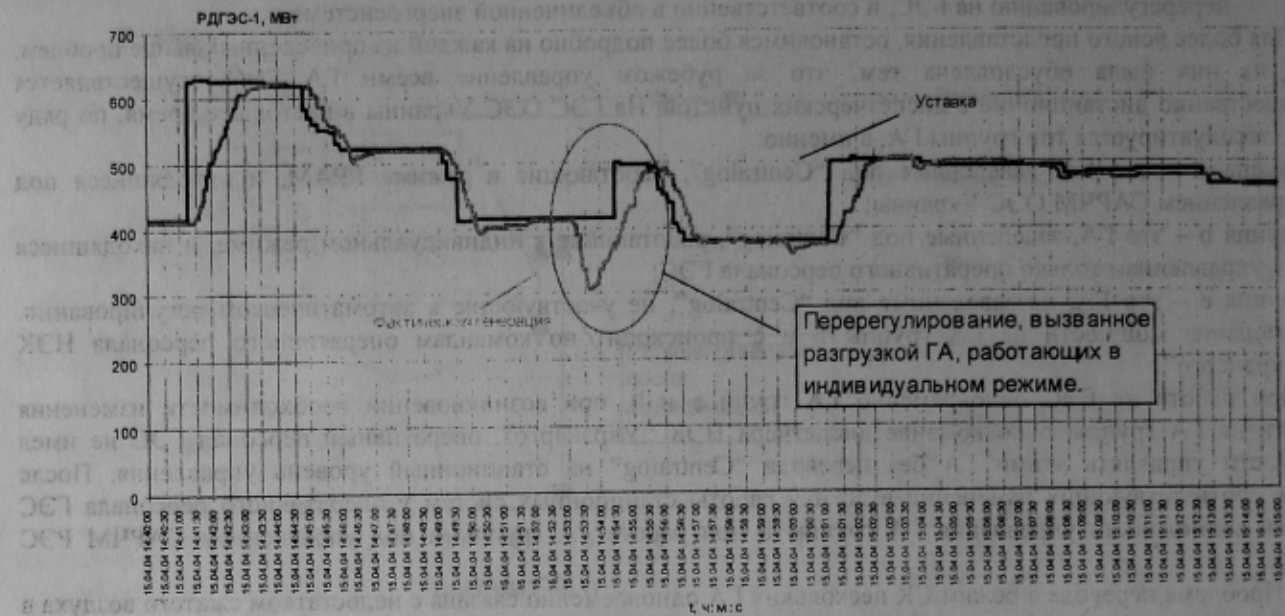


Рис.2. Изменение фактической мощности Днепровской ГЭС-1 в соответствии с управляющими воздействиями при автоматич. регулировании сальдо потоков мощности на связях ОЭС Украины–ЕЭС России 15.04.2004 г.

Выводы:

1. В отличие от зарубежных аналогов, система SCADA/AGC, эксплуатируемая в НЭК "Укрэнерго", позволяет в автоматическом режиме не только изменять мощность ГА ГЭС, подключенных к САРЧМ в пределах ($n \cdot P_{\min} - n \cdot P_{\max}$), но и управлять ГА, осуществляя перевод их из генераторного режима в режим СК, и наоборот. Это позволило расширить регулировочный диапазон от 0 до $n \cdot P_{\max}$ на ГЭС, заведенных под автоматическое регулирование.
2. Ввод в алгоритм работы ССУ "Centralog" ГЭС дополнительного контроля давления сжатого воздуха в ресиверах позволил увеличить количество ГА, привлекаемых к автоматическому регулированию в контуре САРЧМ ОЭС Украины. Внесение изменений в алгоритм работы "Centralog", при которых будет обеспечена разгрузка ГА до 1-3 МВт (без отключения / перевода в режим СК), позволит уменьшить количество переводных операций, а также увеличить скорость набора нагрузки ГЭС, что позволит улучшить качество регулирования частоты и активной мощности и обеспечить более устойчивую работу ГЭС.
3. После проведения дополнительных исследований работы SCADA/AGC при изменении мощности персоналом ГЭС (по команде диспетчера НЭК "Укрэнерго") ГА, работающих в индивидуальном режиме, а также разработки соответствующих требований, необходимо будет внести изменения в алгоритм работы системы SCADA/AGC с целью исключения перерегулирований мощности на ГЭС и в ОЭС Украины в будущем.

Рекомендовано до друку д.т.н проф. Рогозінім Г.Г.