

## **МЕСТО АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ В СОЗДАВАЕМЫХ МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫХ И МЕЖКОНТИНЕНТАЛЬНЫХ ОБЪЕДИНЕНИЯХ, РЕГУЛИРОВОЧНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЮ**

Канд. техн. наук ЮСИФОВ Н. А.

*ЦДУ ОАО «Азербэнерго»*

Тенденция развития электроэнергетических систем (ЭС) в мире свидетельствует о том, что происходит объективный процесс объединения отдельных систем на параллельную работу путем создания крупных территориальных, межнациональных и межконтинентальных объединений ЭС.

При объединении ЭС достигаются:

- повышение надежности электроснабжения потребителей;
- повышение экономической эффективности работы отдельных ЭС;
- уменьшение вредного влияния электроэнергетики на окружающую среду;
- повышение управляемости энергообъединений.

ЭС Азербайджанской Республики (АР) имеет более чем 30-летний опыт работы в Объединенной ЭС (ОЭС) Закавказья и ЕЭС бывшего СССР. Система высоковольтных линий электропередачи ЭС АР проектировалась как часть Закавказской сети: ЛЭП 500 кВ является важной составной частью Закавказской электрической сети. На востоке ЭС АР связана с ОЭС Северного Кавказа России межгосударственной линией электропередачи (МГЛЭП) 330 кВ, на западе – с ЭС Грузии МГЛЭП 330 кВ, на юге – с ОЭС Исламской Республики Иран (ИРИ) МГЛЭП 220 кВ. На территории Нахичевани имеются электрические связи с ОЭС Турции (ЛЭП 154 кВ) и ОЭС ИРИ (ЛЭП 132 кВ). В настоящее время вопрос о параллельной работе ставится намного шире.

Во-первых, на «электрической карте» Южно-Кавказского региона ЭС АР (рис. 1) занимает особое место. Географическое положение, наличие разветвленной электрической сети и топливных ресурсов позволяют ЭС АР стать связующим элементом в создаваемом в будущем Евразийском энергетическом объединении [1, 2]:

- на севере рассматривается создание объединения на основе ЕЭС России и Трансевропейской синхронной объединенной ЭС (TESIS);
- на юге в рамках программы ЭКО предусматривается объединение ЭС Турции, Ирана, Пакистана и так далее.

В настоящее время идут подготовка ЭС АР и поэтапная реализация ее параллельной работы с ЭС соседних стран Южно-Кавказского региона, а также с ЭС России, Ирана и Турции, подключая к этому объединению ЭС стран Юго-Западной и Юго-Восточной Азии. Как известно, ЭС Турции связана с ЭС Европейских стран электропередачей на Болгарию, а ЭС Ирана – на Пакистан, Турцию и Туркмению. Хотя после распада СССР ОЭС

Закавказья отделилась от ЕЭС СССР, технические возможности объединения по-прежнему остаются. В частности, действуют МГЛЭП 330 кВ Яшма (Азербайджан) – Дербент (Россия), МГЛЭП 330 кВ Акстафа (Азербайджан) –Гардабани (Грузия).

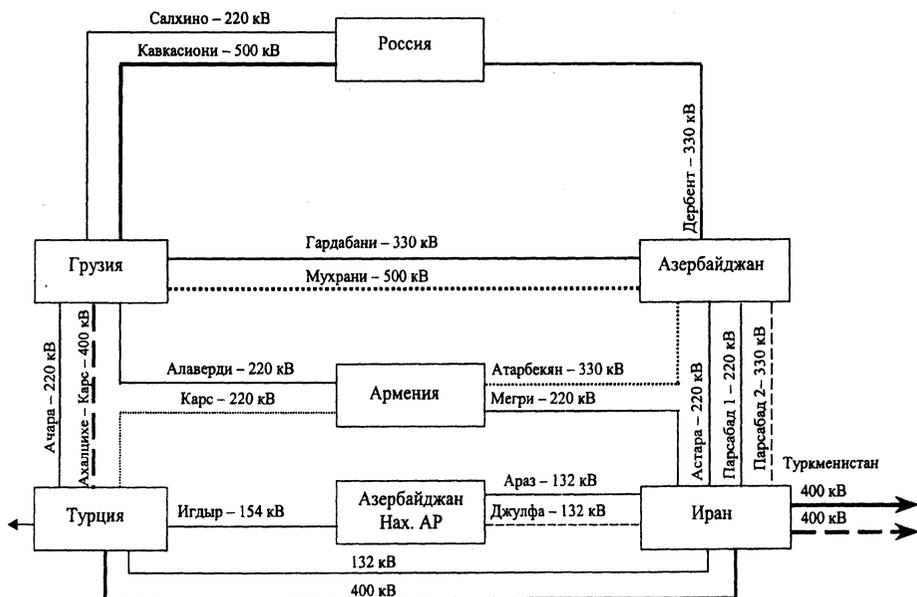


Рис. 1. Схема примыкающих МГЛЭП к Азербайджанской ЭЭС: — — действующие; - - - - перспективные; ..... — недействующие

С марта 2001 г. включена под напряжение ЛЭП 230 кВ Имишлы (Азербайджан) – Парсабад (Иран), по которой на период летнего режима осуществляется переток мощности 200...220 мВт в ИРИ, в счет компенсации поставок им электроэнергии в Нахичеванскую Автономную Республику, которая вследствие военного конфликта оказалась отрезанной от поставок электрической энергии со стороны ЭС АР. Следует отметить, что островные и радиальные режимы между ЭС АР и ИРИ рассматриваются как начальные этапы взаимодействия, которые важны для его перспективного развития с переходом на новый качественный уровень.

В настоящее время исчерпаны технические возможности увеличения перетока мощности по МГЛЭП Яшма – Дербент. Эта связь уже не отвечает требованиям надежности и экономичности, а в перспективе не обеспечит транзитные функции ЭС. В связи с этим планируется строительство второй МГЛЭП 330 кВ между Россией и Азербайджаном. Аналогично обстоит дело со второй МГЛЭП 330 кВ с Ираном, срок завершения строительства которой намечен на конец 2004 г. Включена под напряжение новая МГЛЭП 110 кВ в габарите 220 кВ Астара (Азербайджан) – Астара (Иран). В дальнейшем предполагается включение на параллельную работу ЭС Ирана, Азербайджана и России. Ведется проработка технико-экономических показателей параллельной работы с ЭС Турецкой Республики по связи 500/400 кВ АзГРЭС – Ахалцихе (Грузия) – Карс (Турция). В этих ус-

ловиях ЭС АР может играть роль как транзита, так и экспортера электрической энергии.

Во-вторых, к показателям, характеризующим надежность ЭС и их объединений, на данном этапе предъявляются весьма жесткие требования [3]. Для их удовлетворения должны быть проведены работа по приведению систем регулирования и управления [4], информационных каналов, системной противоаварийной автоматики в соответствие с действующими требованиями, а также оснащение их современными техническими средствами. Должны быть отработаны также вопросы технико-экономического и политического характера [5, 6].

Наиболее сложными являются вопросы обеспечения и регулировки частоты и мощности.

При решении проблемы выделения электрических станций для регулирования частоты и мощности следует исходить из структуры генерирующих мощность ЭС, состояния основного оборудования, технических характеристик систем регулирования. В Азербайджанской ЭС при общей установленной мощности 5700 МВт на 01.01.2003 приходится:

- на ТЭС – 4700 МВт (82 %);
- на ГЭС – 1000 МВт (18 %).

В структуре тепловых электростанций действуют блоки:

- 300 МВт × 8 (АзГРЭС) – паровые турбины (тип К-300-240-3 ЛМЗ), срок эксплуатации – 15...20 лет;
- 165 МВт × 7 (ГРЭС Али-Байрамлы) – паровые турбины (тип К-150-130 и К-160-130), срок эксплуатации – 35...40 лет;
- 55 МВт × 2 (Бак. ТЭЦ-1) – газотурбинные установки (тип GT8С фирмы АВВ с одним котлом-утилизатором), срок эксплуатации – 2...3 года;
- 400 МВт × 1 (Шимал ГРЭС) – парогазовая установка (тип М-701F, ТС2F-35,4), срок эксплуатации – 1 год.

В составе тепловых электростанций доминирует КЭС.

В табл. 1 приведены характеристики турбоагрегатов основных электрических станций Азербайджанской ЭС. Как видно, зона нечувствительности регуляторов скорости агрегатов ТЭС по сравнению с требованиями УСРТЕ [7] в 15 раз больше и составляет порядка 150 МГц.

Предпочтительные характеристики имеют агрегаты ГЭС.

Основными показателями, характеризующими эффективность первичного регулирования, являются статические характеристики.

Таблица 1

№ п.п.	Наименование станции	$P_{расп}$ агрегата, МВт	Диапазон регулирования	Зона нечувствительности, МГц	Статизм, %	Скорость набора нагрузки	Число агрегатов
1	АзГРЭС	200...280	180	150	4,5	0,8 % в м.	8
2	А.-Б. ГРЭС	100...130	20...50	150	5,0	2...3 % в м.	7
3	Шимал ГРЭС	400	200...400	10	0...12	8 % в м.	1
4	Мин. ГЭС	60...70,4	40...60 46...70	20 20	0...12 0...12	Не огранич.	2 4
5	Еникенд ГЭС	30,3	11...30	10	2...10	6,25 % в м.	4

Капитальный ремонт и наладочные испытания, проведенные на турбоагрегате К-160-130 ХТГЗ блока № 3 ГРЭС Али-Байрамлы, показали, что зона нечувствительности регулирования агрегата – 0,3 % (150 МГц), коэффициент неравномерности – 5,2 %, что, с одной стороны, обеспечивает устойчивую работу систем регулирования, с другой – хорошие динамические свойства [8].

Статическая характеристика системы представлена на рис. 2.

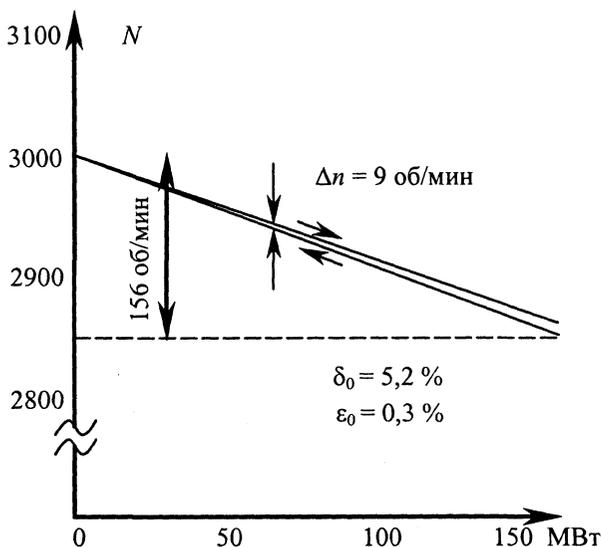


Рис. 2. Статическая характеристика системы регулирования ТГ № 3 Али-Байрамлы ГРЭС (заимствована из акта испытания)

Наряду с перечисленными в табл. 1 агрегатами электростанций в системе начали действовать новые блоки: ПГУ-400 МВт и ГТУ-55 МВт.

На рис. 3...5 приведены статические характеристики газотурбинного агрегата (ПГУ-400 МВт) от Mitsubishi, установленного на Шимал ГРЭС.

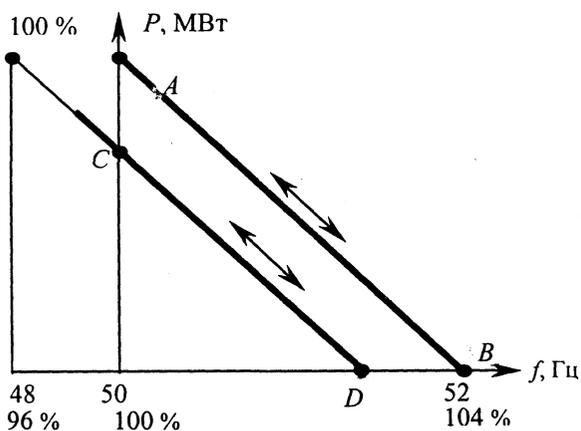


Рис. 3. Статическая характеристика газотурбинного агрегата (ПГУ-400 МВт Шимал ГРЭС) производства Mitsubishi (режим работы «Без регулятора»):  $A^0$  – исходное состояние ( $f = 50$  Гц;  $P = 400$  МВт);  $B$  – максимальное отклонение частоты (4 %) ( $P = 0$ )

Согласно статической характеристике (рис. 3), при увеличении  $f$  в сети на 4 % (52 Гц) происходит полный (100%-й) сброс нагрузки, так называемое 4%-е правило. Независимо от величины изменения крутизна характе-

ристики (4 %) остается без изменения, что позволяет при снижении  $f$  увеличивать мощность. Такой вид регулирования называется работой «Без регулятора».

При быстром и глубоком уменьшении в действие вступает система отслеживания ограничения нагрузки, которая ограничивает увеличение нагрузки до +5 % от последней величины нагрузки (рис. 4).

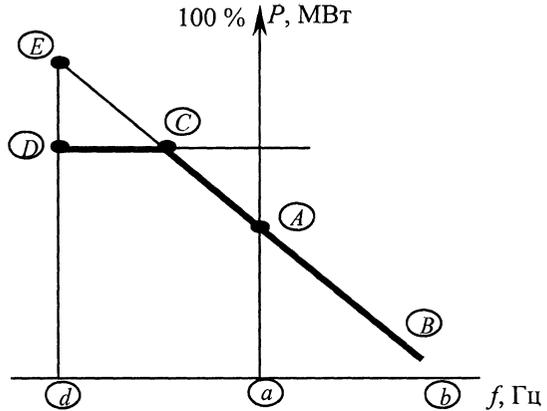


Рис. 4. Статическая характеристика газотурбинного агрегата (ПГУ-400 МВт Шимал ГРЭС) производства Mitsubishi (режим работы «Без регулятора с отслеживанием ограничения нагрузки»)

При быстром уменьшении частоты в диапазоне  $A-C$  действует регулятор частоты вращения, мощность увеличивается на 5 %. Диапазон  $C-D$  управляется системой управления нагрузкой, и мощность не увеличивается. Если уровень частоты сохраняется на  $d$ , то нагрузка постепенно возрастает от  $D$  до  $E$  с помощью предварительно отрегулированной нормы нагрузки. При ручном воздействии рабочая линия может смещаться «вниз-вверх» при сохранении 4%-го правила.

И, наконец, режим ограничения нагрузки с автоматическим отслеживанием регулятора используется при сильном и быстром увеличении частоты (рис. 5).

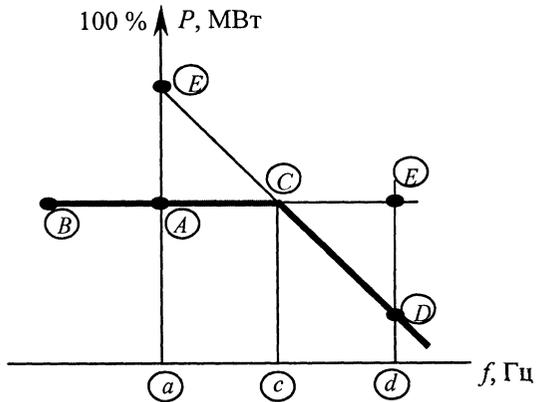


Рис. 5. Статическая характеристика газотурбинной установки (ПГУ-400 МВт Шимал ГРЭС) производства Mitsubishi (режим работы «Ограничение нагрузки с автоматическим отслеживанием регулятора»)

С помощью этого режима на участке  $A-C$  снижение нагрузки задерживается. При ручном воздействии характеристики могут быть смещены параллельно самим себе при сохранении 4%-го правила.

И, наконец, самый значительный потенциал участия в первичном регулировании заложен в блоках АзГРЭС, мощность которых составляет почти

50 % установленной мощности ЭС. Техническая характеристика системы регулирования на блоках 300 МВт такая же, как и на блоках этой серии, работающих в ЕЭС России.

Испытания системы первичного регулирования на этих блоках, проведенные в различное время в России [4, 9], позволяют выявить основные особенности с целью их учета при выделении блоков АзГРЭС для первичного регулирования в условиях параллельной работы.

На рис. 6 приведены экспериментально снятые [4] характеристики самого процесса первичного регулирования при резком изменении частоты и снижении нагрузки блока 300 МВт.

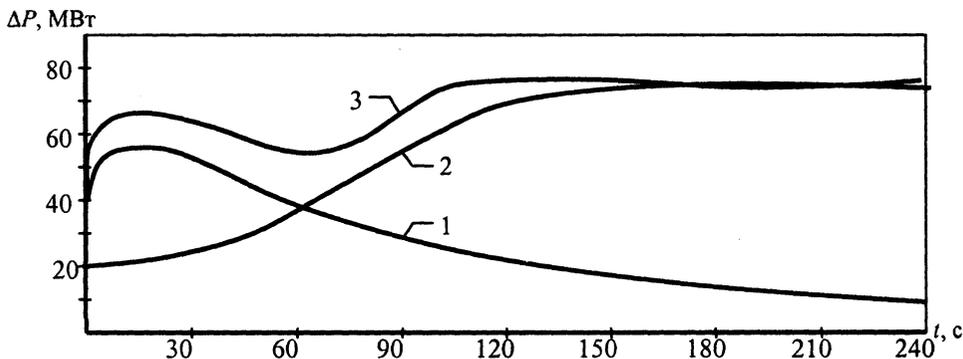


Рис. 6. Изменение нагрузки при различных управляющих воздействиях и мощности блока 300 МВт с газомазутным котлом ТГМП-344: 1 – при открытии регулирующих клапанов турбины с помощью ЭГП без воздействия на заданную нагрузку котла. Исходная мощность блока – 210 МВт, номинальное давление пара – 24 МПа; 2 – то же, но с одновременным воздействием на заданную нагрузку котла; 3 – то же, но при исходной мощности 120 МВт и номинальном давлении

Как видно, эффективность первичного регулирования значительно снижается при отсутствии параллельного регулирования режимов турбины и котла (кривая 1).

В условиях отсутствия воздействия на нагрузку котла только в первый момент удастся увеличить мощность при открытии регулирующих каналов. Это происходит за счет аккумуляции теплоты в котле и паропроводе. Затем в течение 4...5 мин мощность снижается до исходного значения. При одновременном регулировании турбины и котла процесс изменения мощности происходит по кривой 2, повторяя кривую 1 только в течение первой минуты вследствие инерционности тепловых процессов в котле. В течение 6...7 мин после возмущения мощность достигает своего конечного значения [4].

На основе анализа современных требований к системе регулирования частоты и мощности, действующих в крупных Западно-Европейских объединениях, работ, проводимых в соседних энергосистемах, в частности ЕЭС России, по приближению характеристик систем регулирования к междуна-

родным стандартам, а также состояния оборудования и регулирующих устройств на станциях Азербайджанской энергосистемы на данном этапе и на ближайшую перспективу считается целесообразным принять следующие положения:

1. Все электростанции (ТЭС) должны участвовать в первичном регулировании с зоной нечувствительности 150 МГц и статизмом 4,5...6 % при поддержке системы регулирования котлов, а также принять посильное участие в поддержании частоты при больших ее отклонениях в нормальном режиме и удержании частоты в аварийных отключениях от объединения в пределах, допустимых по сохранению устойчивости. Электрическая станция должна сохранять способность управлять своей мощностью. Чем больше станций будет участвовать в первичном регулировании частоты, тем меньше окажется воздействие ее колебаний на каждый энергоблок энергосистемы, меньше будет износ регулирующих органов и колебаний потоков по межсистемным связям.

2. Из крупных блоков АзГРЭС и ГРЭС Али-Байрамлы, а также ПГУ Шимал-1, а в будущем Шимал-2 и ТЭЦ-1 необходимо сформировать две группы первичного регулирования, которые своими действиями ограничат действия АЧР, САОН. На этих станциях должен быть размещен первичный резерв до 20 % их номинальной мощности при задании диапазона автоматического регулирования ( $-7...+20$ ) или ( $-20...+7$ ) %.

3. Энергоблоки следует одновременно использовать для вторичного регулирования по командам системе АРЧМ в пределах не менее  $\pm(20...25)$  % номинальной мощности, т. е. разместить на них дополнительный вторичный резерв в размере  $\pm 20$  %.

4. ГЭС следует привлечь к вторичному и третичному регулированию.

5. Система вторичного регулирования должна круглосуточно и постоянно удерживать среднее значение частоты на уровне  $\pm 5$  МГц.

## ВЫВОДЫ

1. Параллельная работа ЭС АР рассматривается не только как важный фактор повышения ее эффективности, но и как условие реализации экспортного потенциала в будущем. При наличии существенного топливного потенциала, существующих и проектируемых технических возможностей объединения с ЭС стран Южно-Кавказского региона, а также Ирана, России и Турции ЭС АР может рассматриваться как связующий элемент в создаваемом Евразийском энергетическом объединении. Уже в настоящее время рассматриваются и решаются задачи, связанные с реализацией условий параллельной работы в соответствии с современными требованиями качества и надежности.

2. Для повышения эффективности и обеспечения развития электроэнергетики в соответствии с прогнозируемыми показателями роста экономики разработана и находится в стадии реализации программа, подготовленная с учетом опыта работы ЭС развитых стран в рыночных условиях.

3. Внедряются и находятся в стадии проработки крупные инвестиционные проекты, направленные прежде всего на техническое перевооружение ЭС, включая внедрение на электростанциях крупных ПГУ и ГТУ и высвобождение морально устаревшего оборудования.

4. Начат процесс реформирования системы управления и структуры применительно к современным техническим условиям с учетом положительного опыта развитых стран в этом направлении.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Беляев Л. С., Воропай Н. И., Коинев Л. А. Перспективы развития межгосударственных объединений на Евразийском суперконтиненте // Изв. РАН. Энергетика. – 2000. – № 2.

2. Окин А. А., Портной М. Г., Тимченко В. Ф. Об обеспечении надежности параллельной работы Евразийского объединения энергосистем // Электричество. – 1998. – № 2.

3. Recommendations relatives aux réglages primaire et secondaire de la fréquence et de la puissance dans l'UCPTE, Juin 1995.

4. О технических аспектах подготовки к параллельной работе ЕЭС России с энергообъединениями Европы / Ю. Н. Кучеров, А. Ф. Бондаренко, Ф. Л. Кочан и др. // Электричество. – 2000. – № 1.

5. Гусейнов А. М., Юсифов Н. А. Состояние и проблемы развития электроэнергетики Азербайджанской Республики // Электрические станции. – 2002. – № 9. – С. 71–75.

6. Соколов В. К., Аметов Н. Д., Прейчель А. А. Рыночные аспекты проблемы регулирования частоты в Объединенной энергетической системе Центральной Азии // Электричество. – 2001. – № 7.

7. Ground Rules concerning primary and secondary control of frequency and active power within the UCPTE. – UCPTE, 1998.

8. Правила технической эксплуатации станций и сетей: Тепломеханическая часть – 2-е изд. – М.: Изд-во НЦЭНАС, 2001. – 480 с.

9. Экспериментальные исследования режимов энергосистем / Л. М. Горбунова, М. Г. Портной, Р. С. Рабинович и др.; Под ред. С. А. Савалова. – М.: Энергоатомиздат, 1985.

Поступила 22.09.2003