



**“Fizika-2005”
Beynəlxalq Konfrans
International Conference
Международная Конференция**



**7 - 9 İyun June 2005 №126 5-hifə page 481-484
Июнь 2005 №126 стр.**

Bakı, Azərbaycan

Baku, Azerbaijan

Баку, Азербайджан

**ПРОЦЕССЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ И МЕЖСИСТЕМНЫХ
ПЕРЕТОКОВ МОЩНОСТИ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ**

МАМЕДЯРОВ О.С., НАСИБОВ В.Х.

АзНИИЭ и ЭП

*Баку, пр. Г.Зардаби 94
Тел. 431-11-57, факс 432-80-76*

Рассматриваются составляющие системы автоматического регулирования частоты и перетоков мощности в параллельно работающих энергосистемах и ее основные задачи. Показано, что требования к регулированию частоты и в энергосистеме и в энергообъединении должны быть согласованы для всех энергосистем стран-участников параллельной работы.

Настоящее время характеризуется тенденцией глобализации в различных сферах деятельности человека. Организация совместной параллельной работы национальных энергосистем стран СНГ и Балтии, а также европейских энергосистем соответствует общим интеграционным процессам в мире и в Европе. В настоящее время ведутся интенсивные подготовительные работы для параллельной работы объединенной энергосистемы Европы – TESIS с энергообъединением энергосистем стран СНГ и Балтии по интерфейсу Восток-Запад. В связи с этим разрабатывается концепция регулирования частоты и перетоков мощности в странах СНГ и Балтии Комиссией по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК), действующей при Исполнительном Комитете Электроэнергетического Совета СНГ. Разрабатываемая концепция направлена на обеспечение совместимости систем регулирования частоты в энергообъединении стран СНГ и Балтии для планируемого соединения на параллельную работу с энергообъединением Европы.

При параллельной работе энергосистем важнейшим экономическим показателем выгоды совместной работы является покупка или продажа электроэнергии. Кроме экспорта или импорта электроэнергии возможна реализация следующих составляющих межсистемного эффекта:

- эффект от совмещения графиков электрической нагрузки, реализуемый за счет несовпадения по

времени максимальных нагрузок в энергосистемах;

- эффект от совмещения резервов мощности, снижением в каждой энергосистеме величины вращающегося резерва, исходя из снижения относительной величины расчетного резерва при росте мощности параллельно работающих энергосистем;

- эффект за счет рационального использования имеющихся энергоресурсов и структуры генерирующих мощностей, реализуемый за счет взаимного сезонного или суточного обмена электроэнергией;

- краткосрочные поставки электроэнергии, осуществляемые на основе оперативной договоренности;

- соглашения по аварийной взаимопомощи.

Чтобы обеспечивать вышеперечисленные межсистемные эффекты, высокое качество вырабатываемой электроэнергии, надежность параллельной работы, поддержание заданных обменов мощности между параллельно работающими энергосистемами, энергосистемы должны выполнять ряд общих обязательств по регулированию режима по частоте и перетокам активной мощности:

1. Все энергосистемы, входящие в энергообъединение, должны постоянно участвовать в первичном регулировании;
2. В энергосистемах всех стран-участниц параллельной работы должно быть реализовано вторичное регулирование;

3. В параллельно работающих энергосистемах должно быть реализовано третичное регулирование;
4. Во всех энергосистемах должна быть организована периодическая коррекция ошибки синхронного времени.

На рис.1 показана принципиальная схема системы автоматического регулирования частоты для Азербээнерджи, отвечающая современным требованиям.

Здесь Азербайджанская энергосистема, работающая в энергообъединении постоянно участвует в общем первичном регулировании, обеспечивая регулирование частоты в нормальных режимах и при аварийных отключениях крупных энергоблоков или узлов потребления. Общее первичное регулирование осуществляется на всех электростанциях, в том числе на электростанциях со значительными зонами нечувствительности регулирования, большим статизмом и сравнительно небольшой скоростью набора нагрузки. На этих электростанциях первичный резерв не планируется, но они должны обеспечить выдачу первичной мощности в диапазоне автоматического регулирования турбины и котла, устойчиво удерживать требуемую мощность до нормализации частоты и не допускать нарушения технологической устойчивости оборудования.

Нормированное первичное регулирование осуществляется выделенными для этой цели электростанциями (агрегатами). На этих станциях постоянно поддерживается нормируемый первичный резерв, осуществляется местное измерение частоты с нормируемыми значениями точности и цикличности измерения, и регуляторы скорости агрегатов на этих станциях отвечают нормируемым значениям зоны нечувствительности, скорости набора и статизма регулирования.

Величина первичной регулирующей мощности, выдаваемой энергосистемой в энергообъединение при отклонении частоты, определяется величиной этого отклонения частоты и крутизной статической частотной характеристики (СЧХ) энергосистемы. А величина отклонения частоты при возникновении небаланса мощности определяется величиной этого небаланса и крутизной СЧХ энергообъединения. Значения крутизны СЧХ энергосистем и энергообъединения нормируются значениями коррекции по частоте энергосистем и энергообъединения. Эти значения задаются комиссией КОТК и периодически обновляются на основе фактических данных о крутизне СЧХ. Крутизна СЧХ энергообъединения стран СНГ и Балтии определена как 10000 МВт/Гц. Эта же величина является коэффициентом коррекции по частоте в энергообъединении для общего вторичного регулирования. Величина необходимого суммарного первичного резерва энергообъединения определяется наибольшим расчетным небалансом мощности, который возникает при аварийном отключении

самого крупного генератора, линий электропередачи, узлов электропотребления. Для энергообъединения стран СНГ и Балтии наибольший расчетный небаланс принимается равным ± 1200 МВт. Поэтому необходимый суммарный первичный резерв принимается равным ± 1200 МВт. Необходимый суммарный первичный резерв энергообъединения должен быть распределен между энергосистемами пропорционально их годовой выработке. Исходя из этого необходимый (нормируемый) первичный резерв в Азербээнерджи будет составлять ≈ 25 МВт, но распределение первичного резерва (согласование коэффициентов распределения) выполняется ежегодно КОТК. Для системы Азербээнерджи этот нормируемый резерв может располагаться на Мингечаурской ГЭС и на Шамкирской ГЭС, на станциях, выделяемых для нормированного первичного регулирования.

Действие первичного регулирования начинается сразу же после возникновения небаланса мощности и первичное регулирование осуществляется такой скоростью, что 50% потребного первичного резерва выдается за время не более 15 секунд, а весь суммарный первичный резерв выдается за время не более 30 секунд.

Зона нечувствительности первичных регуляторов частоты не должна превышать ± 10 мГц на энергоблоках, выделенных для нормированного первичного регулирования. Точность местных измерений частоты, используемых в первичных регуляторах частоты, должна быть не хуже ± 10 мГц, а цикличность этих измерений должна быть в диапазоне 0.1-1 секунда.

В результате действия первичного регулирования изменяются межсистемные перетоки мощности, и в энергообъединение устанавливается новое значение частоты, отличное от номинального значения в соответствии с крутизной СЧХ энергообъединения. Для поддержания номинальной частоты в энергообъединении и плановых обменов мощностью (сальдо перетоков) в энергосистемах субъектов параллельной работы осуществляется местное вторичное регулирование, а в энергообъединении – общее вторичное регулирование.

Местное вторичное регулирование обеспечивает поддержание сальдо внешних перетоков данной энергосистемы на заданном уровне, то есть обеспечивает полную компенсацию собственных небалансов мощности за время не более 15 минут. Местное вторичное регулирование энергосистемы не должно реагировать на внешние возмущения, оно компенсирует небалансы мощности в каждой соответствующей энергосистеме, а общее вторичное регулирование компенсирует все небалансы мощности в энергообъединении, то есть общее вторичное регулирование резервирует местное вторичное регулирование.

Припопальная схема системы АРСМ в Азербэнежи

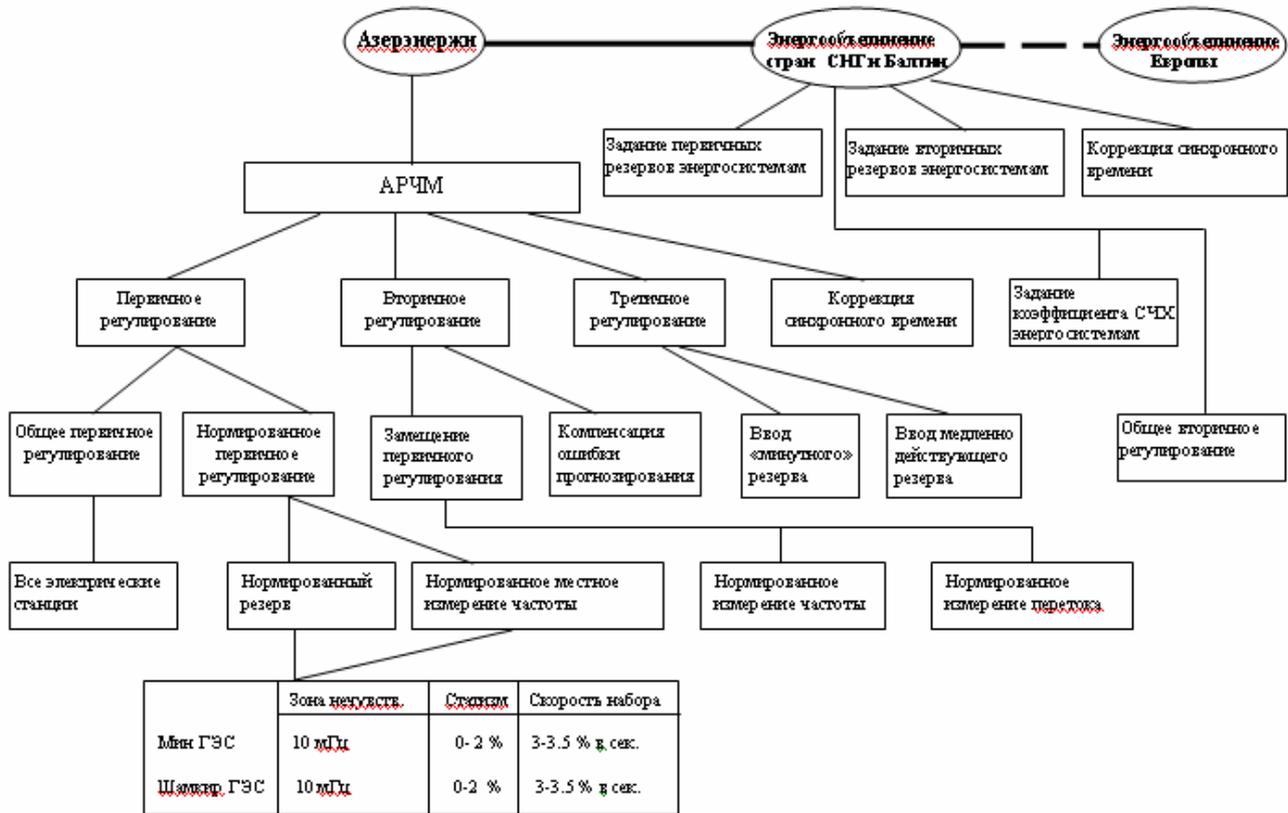


Рис. 1

Для осуществления избирательности местного вторичного регулирования, а при соединении энергообъединения стран СНГ и Балтии на параллельную работу с энергообъединением Европы и общего вторичного регулирования, местное и общее вторичное регулирование выполняется по критерию сетевых характеристик, при котором регулируемым параметром является ошибка регулирования G, вычисляемая по выражению:

$$G = \Delta P \text{ сальдо} + K_c \cdot \Delta f,$$

где: ΔP сальдо – отклонение фактического значения сальдо внешних перетоков энергосистемы (энергообъединения) от его заданного значения для номинальной частоты, МВт, Δf – отклонение текущей частоты от ее номинального значения, Гц, K_c – заданный коэффициент коррекции по частоте, МВт/Гц

Чтобы вторичное регулирование реагировало только на внутренние возмущения своей энергосистемы, коэффициент коррекции по частоте должен быть задан равным фактическому значению крутизны СЧХ данной энергосистемы с учетом частотного коэффициента своей нагрузки. В этом случае ошибка регулирования G вторичного регулирования численно равна небалансу мощности в данной энергосистеме.

При возникновении небаланса мощности в одной из энергосистем и отклонении частоты, местное и общее вторичное регулирование начинают работать одновременно. По мере того как местное вторичное

регулирование компенсирует свой небаланс, общее вторичное регулирование возвращается в исходное состояние.

Для обеспечения эффективного местного вторичного регулирования, в каждой энергосистеме должен создаваться и постоянно поддерживаться резерв вторичной мощности на выделенных станциях. Для системы Азербэнежи такими станциями (агрегатами) могут быть все основные станции энергосистемы – АзГРЭС, А-Б.ГРЭС, Мин.ГЭС, Шамкир.ГЭС, ГРЭС «Северная», Баки ТЭЦ1. Величина поддерживаемого вторичного резерва должна быть достаточной в нормальных режимах для подавления нерегулярных колебаний небаланса мощности, но не меньше наибольшего расчетного небаланса мощности энергосистемы, что необходимо для компенсации аварийного отключения самого крупного генератора. Величина вторичного резерва для каждой энергосистемы задается и согласуется КОТК и периодически корректируется.

К автоматическим регуляторам частоты и перетоков мощности, осуществляющие вторичное регулирование предъявляются определенные требования:

- точность измерения частоты должна быть не хуже ± 0.001 Гц; считывание измерений частоты должно производиться с циклом не более 1 сек.;
- точность измерения каждого из перетоков, должна быть не хуже 1.5% его полного диапазона измерения; измерения перетоков

- мощности должны передаваться с циклом не более 1 сек.;
- постоянная времени интегрирования в интегральном вторичном регуляторе должна быть установлена равной 50-200 сек., а коэффициент пропорциональной составляющей - 0-0.5;
- программы, реализующие технологические алгоритмы АРЧМ, должны выполняться с циклом 1-2 сек.

Для восстановления заданных величин первичных и вторичных резервов в случае их использования в процессе регулирования частоты, во всех энергосистемах создается третичный резерв и осуществляется третичное регулирование. При этом в качестве быстро вводимого третичного резерва используются пуск - останов резервных гидрогенераторов.

Для системы Азербайджана в качестве быстро вводимого третичного резерва могут использоваться агрегаты Мин.ГЭС.

В качестве менее быстродействующего третичного резерва могут быть использованы:

- загрузка (разгрузка) газомазутных энергоблоков;

- отключение (включение) потребителей-регуляторов.

Третичное регулирование должно начинаться с временным упреждением с тем, чтобы восстановление вторичного резерва началось раньше его исчерпания.

Коррекция синхронного времени выполняется с целью контроля и ограничения отклонения синхронного времени от астрономического времени, что приводит к отклонению фактических значений сальдо перетоков от плановых договорных значений. Диапазон ошибки синхронного времени нормируется:

- нормально допустимый диапазон ошибки синхронного времени равен ± 20 сек, а максимально допустимый диапазон ошибки синхронного времени равен ± 30 сек.

Контролер синхронного времени непрерывно рассчитывает синхронное время, и если отклонение синхронного времени выходит за пределы нормально допустимых значений, то принимает решение о необходимости коррекции синхронного времени и посылает указание о требуемом смещении уставки вторичных регуляторов во все диспетчерские центры, где осуществляется вторичное регулирование.

-
- [1]. Концепция регулирования частоты и перетоков мощности в странах СНГ и Балтии (1-я редакция от 28.10.2004)
- [2]. О подготовке к параллельной работе энергообъединения стран СНГ и Балтии с Трансевропейской синхронной объединенной

- энергетической системой (ТЕСИС), Москва, 2002 год
- [3]. Г.М.Павлов Автоматизация энергетических систем, Изд. Ленинградского Университета 1976 г.
- [4]. А.Б.Барзам Системная автоматика, М. Энергоатомиздат, 1989.