

УДК 621.311

## МЕТОД РАЦИОНАЛЬНОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЗАТРАТ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ПРИ ОКАЗАНИИ СИСТЕМНЫХ УСЛУГ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ ЧАСТОТЫ И АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Докт. техн. наук, проф. ЮСИФБЕЙЛИ Н. А.,  
асп. АЛИЗАДЕ Р. Р., канд. техн. наук НАСИБОВ В. Х.

*Азербайджанский научно-исследовательский  
и проектно-изыскательский институт энергетики*

В современных условиях развитие мировой энергетики характеризуется формированием электроэнергетических объединений с переходом на более высокие уровни интеграции. При параллельной работе энергосистем основной технической проблемой является регулирование частоты и перетока активной мощности. Основа регулирования режимов по частоте и перетокам активной мощности – выполнение всеми субъектами своих обязательств по обеспечению надежности параллельной работы и качества электрической энергии, а также заданий по обмену мощности между субъектами на основе договорных обязательств. Для организации надежной и качественной параллельной работы субъектам параллельной работы предъявляются жесткие требования по регулированию частоты и активной мощности, среди которых важнейшее место занимает участие энергосистем в нормированном первичном, общем первичном, во вторичном и третичном регулировании [1].

В условиях рыночной экономики регулирование частоты является «системной услугой», которая исходя из принципов рыночной экономики должна оплачиваться – стимулироваться.

Обеспечение потребителей электрической энергией требуемого качества является обязательным для всех действующих в энергосистеме электрических станций. Однако лишь некоторым из них по техническим характеристикам первичных регуляторов скорости вращения и систем автоматического регулирования частоты и активной мощности (АРЧМ) может быть поручено вести первичное и вторичное регулирование частоты [2].

Электрические станции неохотно будут включаться в систему регулирования, так как работа в нестационарном режиме связана с дополнительными затратами топлива, износом оборудования.

Эти издержки выражаются в виде экономического ущерба, снижения надежности и долговечности оборудования. При этом значительная часть (около 80 % и более) приходится на первую составляющую. Поэтому электрические станции, которые участвуют в регулировании, должны стимулироваться. Для решения этой проблемы решаются следующие задачи [3]:

- нормирование основных показателей первичного и вторичного регулирования. К ним относятся величины зон нечувствительности, статизм турбогенераторов, величина диапазона автоматического первичного регулирования при нерегулярных колебаниях;
- назначение электрических станций для участия в первичном регулировании;
- определение сверхнормативного резерва мощности для станций, участвующих в первичном регулировании;
- контроль за соблюдением установленных нормативных показателей качества.

Эти действия являются основой для принятия решений о стимулировании. Об экономическом ущербе можно судить по характеру изменения КПД станций (или блока) [4]. На рис. 1 приведена наглядная зависимость КПД блока ТГВП-300 МВт от периода колебаний для двух значений амплитуд-колебания 10 и 20 МВт. Как видно, более глубокое изменение мощности и более высокое ее значение сопровождаются значительными изменениями КПД. Снижение КПД обусловлено изменением расхода топлива в быстротечном процессе «разгрузка – нагрузка» блока.

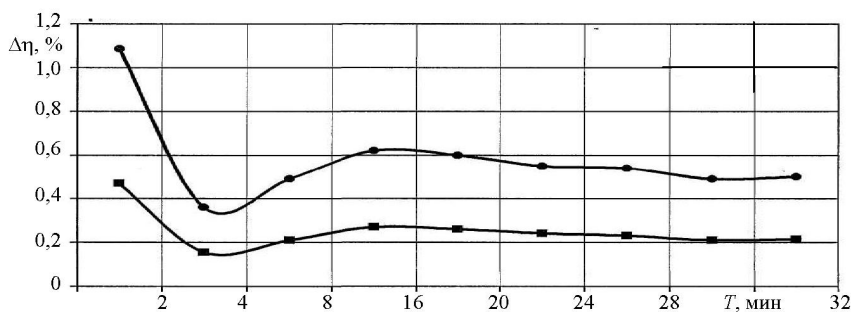


Рис. 1. Экспериментальные кривые зависимости КПД блока от периода колебания мощности (для блоков 300 МВт): —●—  $A = 20 \text{ МВт}$ ; —■—  $A = 10 \text{ МВт}$

Регулирование может осуществляться автоматически (АРЧМ) или вручную в соответствии с задаваемым диспетчерским графиком нагрузки. При регулировании частоты меняется активная мощность агрегата. На рис. 2, 3 показано изменение активной мощности Сумгаитской ЭС мощностью 525 МВт и ПГУ 400 МВт Шимальской ЭС с учетом колебания частоты. На рис. 2 представлен переходный процесс на Сумгаитской ЭС при условии скачкообразного уменьшения частоты на 2 Гц при изолированной работе Азербайджанской энергосистемы. Нужно отметить, что время переходного процесса для Сумгаитской ЭС составляет 1 мин, в то время как переходной процесс на Шимальской ЭС продолжается примерно в течение 50 мин.

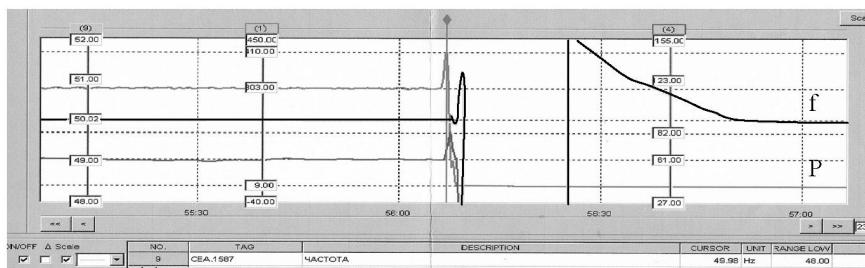


Рис. 2. Изменение активной мощности Сумгаитской ЭС при колебании частоты (энергосистема работает в автономном режиме)

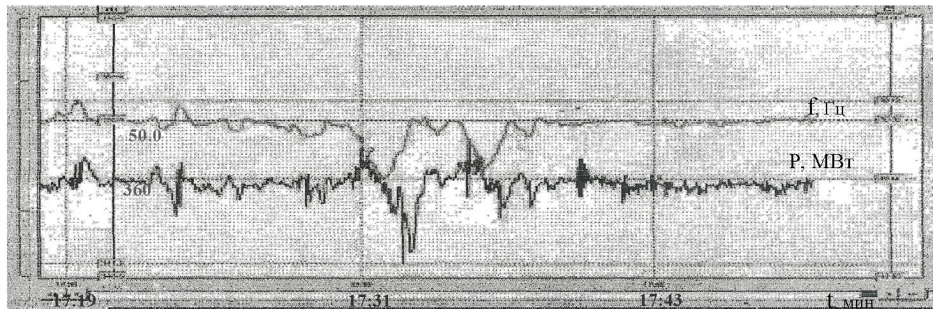


Рис. 3. Изменение активной мощности при колебании частоты ПГУ-400 МВт (энергосистема работает в автономном режиме)

Расход топлива изменяется в соответствии с изменением мощности электростанций. Пример изменения расхода топлива в часы изменения частоты и мощности на блоке ПГУ-400 МВт на Шимальской ЭС показан на рис. 4.

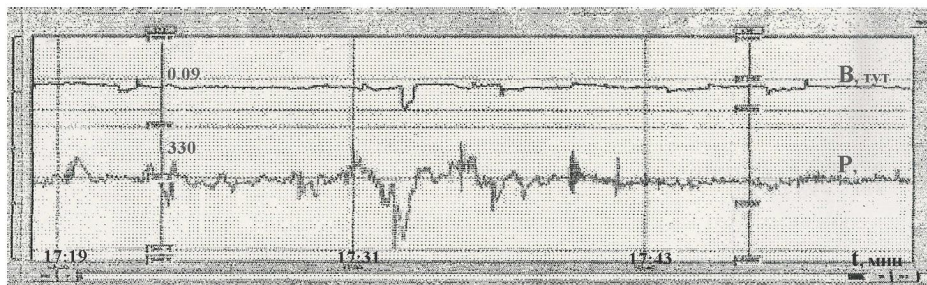


Рис. 4. Изменение расхода топлива при регулировании частоты

При ручном регулировании по диспетчерскому графику оценку ущерба от повышенного расхода топлива выполнить несложно. При снижении мощности на блоке на 15 % в цикле «разгрузка – нагрузка» расход топлива на блоке 300 МВт составляет 0,3 т у. т., а при 40 % снижения – 1,5 т у. т. Таким образом, при покупной цене газа 100 дол. за 1 тыс. м<sup>3</sup> за один цикл «разгрузка – нагрузка» увеличение затрат по топливной составляющей будет соответственно 30 и 150 дол.

Другие составляющие ущерба могут быть оценены после длительного периода эксплуатации по данным числа остановок на ремонт и снижения долговечности элементов тепловой части блока.

В этих условиях понятны стремление к неучастию в регулировании частоты и мощности и желание к материальному стимулированию этого процесса.

О роли топливной составляющей затрат (тарифа) на основных ТЭС Азербайджанской энергосистемы можно судить по табл. 1.

Таблица 1

Топливная составляющая в тарифе электроэнергии

	Топливная составляющая тарифа, %
Азербайджанская ЭС	71
Ширванская ЭС	86
Шимальская ЭС	50
Бакинская ТЭЦ	55
Сумгаитская ЭС	48

Поэтому можно предположить возможность оценки вклада станции (блока) и объемы стимулирования по изменению топливной составляющей тарифа в структуре материальных затрат.

Наиболее простой способ стимулирования электростанций к участию в регулировании может заключаться в следующем. Необходимый размер регулировочного диапазона по системе в целом распределяется между станциями энергосистемы. Распределение происходит в соответствии с экономическими характеристиками и техническими возможностями систем регулирования электростанций. При этом регулировать могут либо все либо часть электростанций. Если технические и экономические характеристики позволяют, то к регулированию должно быть привлечено как можно большее число станций.

Предположим, из общего числа  $n$  станций в энергосистеме к регулированию привлечены  $l$  станций ( $l < n$ ).

Дополнительные затраты, которые несут эти станции, определяются как

$$\Delta Z_j = \Delta P_j T_j q_{1j} q_{2j}, \quad (1)$$

где  $j = 1, \dots, l$ ;  $\Delta P_j$  – дополнительная мощность, используемая станцией для регулирования (мощность сверхнормативного резерва), МВт;  $T_j$  – число часов, использованных сверхнормативным резервом для регулирования, ч;

$q_{1j}$  – удельный расход топлива, г/(кВт·ч);  $q_{2j}$  – стоимость единицы топлива, дол./тыс. м<sup>3</sup> – если газ, дол./т – если мазут.

На эту величину уменьшается прибыль  $j$ -й электростанции. Каждая из  $1, \dots, l$  электростанций будет иметь свои дополнительные затраты в зависимости от  $\Delta P_i$ ,  $q_{2i}$  и  $q_{1i}$ .

Для компенсации этих затрат определяются компенсирующие доли затрат для всех станций, в том числе и для участвовавших в регулировании [4]:

$$\Delta Z'_i = \sum_{j=1}^l \Delta Z_j \frac{Z_i}{\sum_{i=1}^n Z_i}, \quad (2)$$

где  $j = 1, \dots, l$  – число станций, участвовавших в регулировании;  $i = 1, \dots, n$  – общее число электростанций;  $\sum_{j=1}^l \Delta Z_j$  – сумма всех дополни-

тельных затрат по выделенным для регулировки станций;  $\sum_{i=1}^n \Delta Z_i$  – то же затрат всех станций, в том числе и выделенных для регулирования.

Причем в  $Z_i$  для выделенных  $l$  станций не входит дополнительная затрата.

Другим методом компенсации дополнительных затрат, выделенных для регулирования частоты и активной мощности станций, является распределение затрат между всеми станциями пропорционально их номинальной мощности

$$\Delta Z'_i = \sum_{j=1}^l \Delta Z_j \frac{P_i}{\sum_{i=1}^n P_i}. \quad (3)$$

В табл. 2 приводится пример расчета распределения дополнительных затрат между тепловыми станциями Азербайджанской энергосистемы по двум методам: распределение по затратам и номинальной мощности.

Таблица 2

Распределение дополнительных затрат по регулированию частоты и активной мощности						
Электро-станция	$P_{\text{ном}}$ , МВт	$P_{\text{рез}}$ , МВт	Число часов использования резервов	Дополнительные затраты до компенсации, тыс. дол.	Дополнительные затраты после компенсации, тыс. дол.	
					Метод распределения по затратам	Метод распределения по номинальной мощности
Азербайджанская	2110	90	1000	4050	3742	3726
Ширванская	860	25	1000	1719	1282	1335
Шимальская	400	25	1000	719	641	620
Сумгайтская	525	30	1000	862	782	815

Таким образом, все станции получают некоторые дополнительные затраты, с учетом которых рассчитываются их технические показатели, в том числе уменьшается прибыль. Уменьшается и доля дополнительных затрат на регулирующих станциях, т. е. восстанавливается часть прибыли.

Следует отметить, что значение  $\Delta PT$  в (1) может быть получено либо как разность фактически выработанной энергии и энергии, определенной в соответствии с показаниями краткосрочного планирования, либо по показаниям измерительных приборов на станциях.

## ВЫВОДЫ

1. Сформулированы задачи регулирования частоты и активной мощности в региональной энергосистеме.
2. Представлены методы рационального распределения затрат электростанций по оказанию системных услуг при регулировании частоты и активной мощности. Методы позволяют уменьшить дополнительные затраты при регулировании частоты и активной мощности и увеличить прибыль регулирующих электростанций.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Ю с и ф б е й л и, Н. А. Место Азербайджанской энергосистемы в создаваемых межгосударственных и межконтинентальных объединениях, регулировочные возможности электрических станций, рекомендации по их использованию / Н. А. Юсифбейли // Электроэнергетика. – 2003. – № 3.
2. Ю с и ф б е й л и, Н. А. Некоторые особенности определения первичного резерва в Азербайджанской энергосистеме в свете современных требований / Н. А. Юсифбейли, В. Х. Насибов, Р. Р. Ализаде // Проблемы энергетики. – 2007. – № 4.
3. G u s e y n o v, A. M. The questions of opening-up Azerbaijan power system into parallel synchronous operation with Russian and Iranian power systems. Participants of the CIGRE Conference "For Synchronous Operation of the East-West interconnection" / A. M. Guseynov, N. A. Yusifbayli // St. Petersburg, 17–19 September 2003.

4. Г а м м, А. З. Коммерческое сопровождение диспетчерского управления объединением электроэнергетических систем / А. З. Гамм // Электричество. – 1999. – № 3.

Представлена лабораторией  
энергетической безопасности

Поступила 23.03.2010