

В.Г.КУЗНЕЦОВ, член-корр. НАН Украины (Ин-т электродинамики НАН Украины, Киев), К.Н.РАМАЗАНОВ, член-корр. НАН Азербайджана (Ин-т физики НАН Азербайджана, Баку), А.К.САЛИМОВА (АзНИИПИ Энергетики, Баку)

Управление спросом на электроэнергию как фактор повышения эффективности работы энергосистемы

Исследована динамика изменения коэффициента неравномерности суточного графика нагрузки энергосистемы за 2003—2007 годы. Показано, что введение дифференцированного тарифа на использованную энергию по зонам благоприятно влияет на регулирование графика нагрузки энергосистемы и дает значительный экономический эффект.

Досліджено динаміку зміни коефіцієнта нерівномірності добового графіка навантаження енергосистеми за 2003—2007 роки. Показано, що введення диференційованого тарифу на використану енергію по зонах доби сприятливо впливає на регулювання графіка навантаження енергосистеми і дає значний економічний ефект.

Азербайджанская энергосистема является наиболее крупной энергосистемой среди стран Закавказья. Суммарная установленная мощность энергосистемы составляет 5480 МВт, а рабочая мощность — порядка 4640 МВт. Годовое производство электроэнергии за последние годы находится в интервале 21—23 млрд. квт ч. Доля ГЭС в производстве электроэнергии составляет порядка 12—15 %. Суточные графики нагрузки энергосистемы характеризуются резким ростом нагрузки в часы вечернего максимума и значительным снижением ее в часы ночного провала.

Ниже приводится динамика изменения коэффициента неравномерности суточного графика нагрузки энергосистемы (P_{\min}/P_{\max}) за 2003—2007 годы (рис. 1).

Как видно из рисунка, коэффициент неравномерности суточного графика нагрузки в осенне-зимний период находится в пределах 0,55—0,67, а в весенне-летний период несколько снижается и находится в пределах 0,48—0,55.

Сравнение суточных графиков нагрузки энергосистемы ряда стран СНГ (рис. 2, где также приведены величины коэффициента заполнения K_3 и проценты регулирования мощности ΔU_t) показывает, что уровень коэффициента неравномерности K_n суточного графика нагрузки энергосистемы Азербайджана значительно ниже, чем у энергосистем России, Украины и Казахстана [6].

Известно, что низкий коэффициент неравномерности суточного графика нагрузки указывает на недостаточную эффективность использования генерирующих мощностей, особенно оборудования базисных ТЭС.

Во времена существования единой энергосистемы полупиковые и пиковые мощности частично покрывались за счет собственных гидравлических станций и перетоками со стороны Единой Энергосистемы. В ночные часы (в период провала нагрузки на территории Азербайджана) энергия базисных станций передавалась в Единую Электроэнергетическую Систему и, тем самым, обеспе-

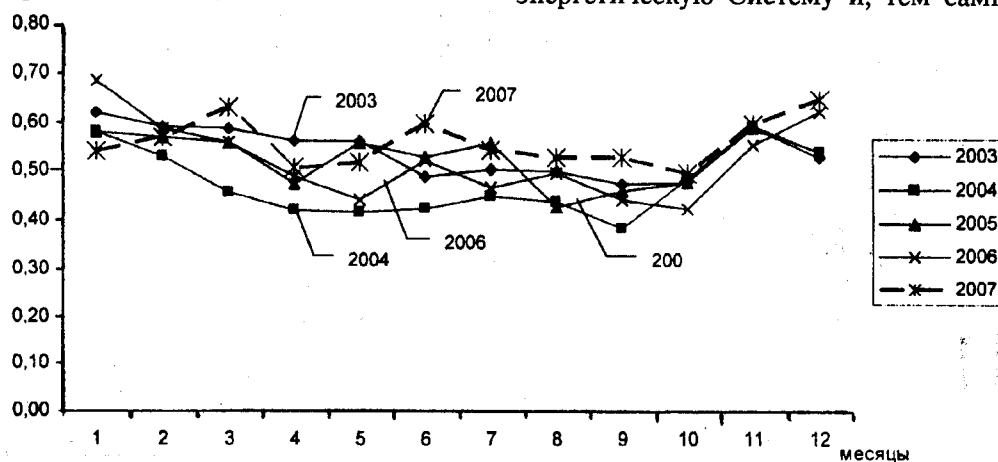


Рис. 1

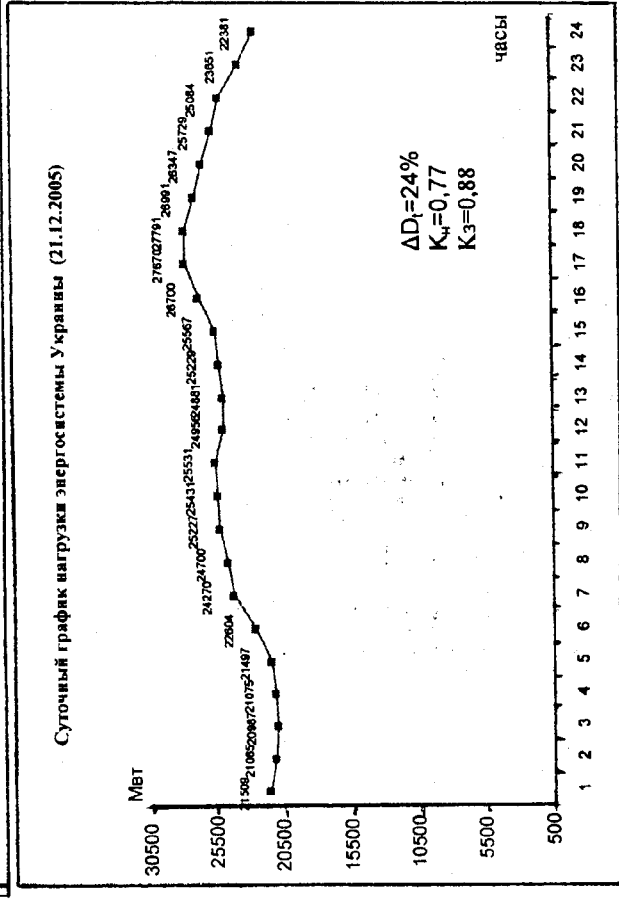
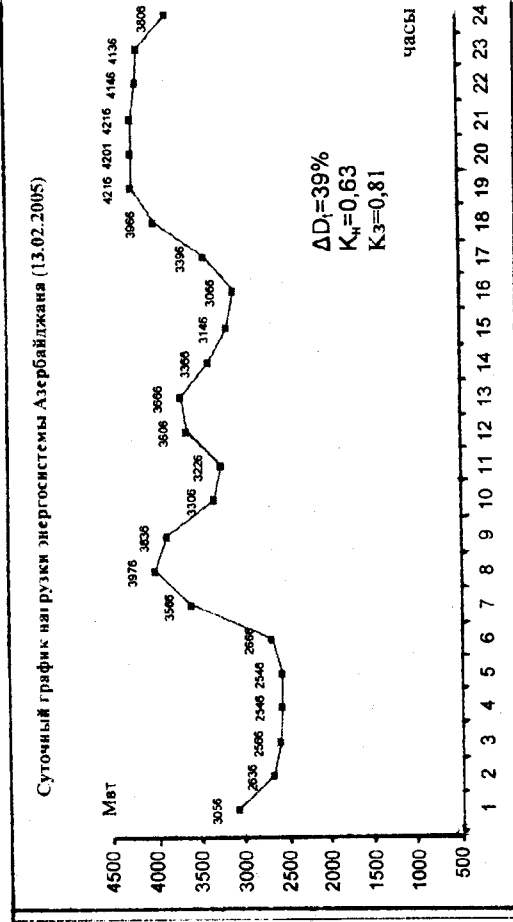
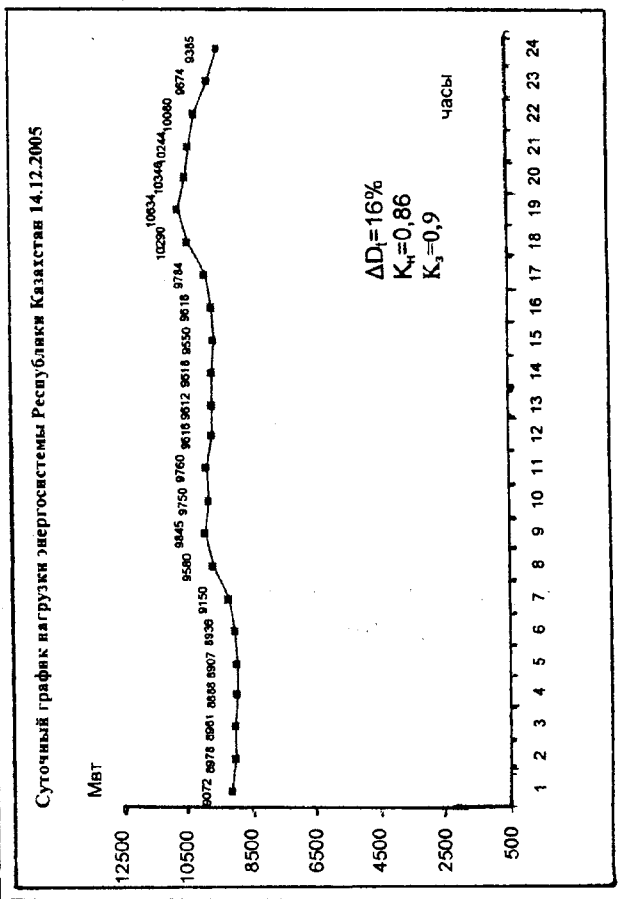
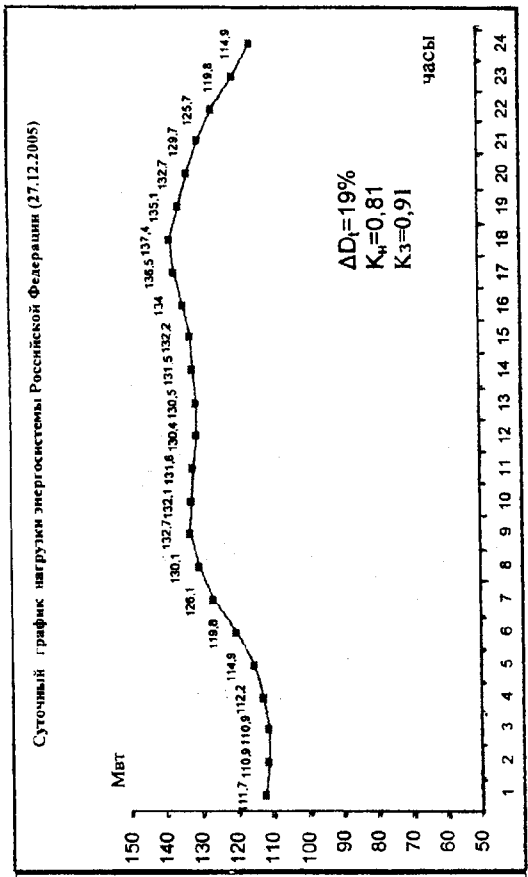


Рис. 2

чивалась общая эффективность работы ТЭС. Таким образом, агрегаты ТЭС работали почти в проектном режиме, так как базисная часть графика нагрузки была достаточно велика за счет потребления энергии другими регионами в период минимума нагрузки в Азербайджане.

Неслучайно, в 1990 году энергосистема Азербайджана, располагая меньшей мощностью, чем в 2007 году, обеспечивала выработку электроэнергии в объеме 24,9 млрд. кВт ч [6].

В последние годы условия работы энергосистемы резко изменились, так как юридическое и административно-хозяйственное управление энергосистемой в условиях рыночной экономики ведется по другому принципу. Энергосистема вынуждена адаптироваться к условиям работы потребителей, которые не всегда совпадают с интересами энергосистемы, заинтересованной в течении суток или сезона работать в более-менее стабильном режиме.

Взаимосвязи энергосистемы с энергосистемами соседних стран также претерпели существенные изменения, адаптируясь к новым юридическим и экономическим условиям по перетоку (или продаже) электроэнергии на контрактной основе.

Вследствие прошедших радикальных перемен в экономической жизни страны изменился характер суточного графика нагрузки энергосистемы и, как его следствие, режим работы агрегатов ТЭС. Вынужденная работа ТЭС в указанном режиме сопровождается следующими нежелательными тенденциями:

- при определении режима работы действующих и проектируемых крупных потребителей практически не учитывается характер работы энергосистемы;

- суточный график нагрузки энергосистемы стал более резкопеременным в период набора мощности от ночного провала к утреннему максимуму, причем увеличение абсолютной величины набора мощности сопровождается при одновременном сокращении времени на набор мощности;

- энергосистема вынуждена увеличить объем вращающегося резерва, что приводит к дополнительному расходу топлива на ТЭС;

- в часы максимума графика нагрузки энергосистема Азербайджана вынуждена приобретать электроэнергию у Российской Федерации по почти в два раза большей цене, чем продает ее той же стране в часы провала нагрузки;

- из-за ограниченности водных ресурсов энергосистема вынуждена использовать тепловые электростанции для покрытия потребности полупиковой и пиковой мощности.

Работа энергосистемы (хотя и в вынужденном режиме) в конечном счете сопровождается заметным ухудшением ее экономических и технических показателей, а также привлечением значительных финансовых ресурсов для строительства ТЭС, работающих в полупиковом и пиковом режиме.

Решение вышеуказанных задач напрямую связано с проблемами расширения базисной части графика нагрузки энергосистемы, обеспечивающими благоприятные условия для эксплуатации агрегатов ТЭС [3,4,5,6].

Обзор и анализ соответствующей научно-технической литературы, а также изучение опыта развитых стран показывает, что управление спросом потребителей на электроэнергию является весьма действенным механизмом по регулированию суточного графика нагрузки энергосистемы. Указанное регулирование предполагает, как правило:

- применение дифференцированного тарифа на использованную энергию по различным зонам суток;

- расширение международных связей по параллельной работе и продаже энергии на контрактной основе, особенно в часы минимума нагрузки энергосистемы;

- использование потребителей-регуляторов и других мероприятий.

Наиболее действенным и быстрым решением проблемы регулирования графика нагрузки могло бы быть комплексное применение всех указанных мероприятий. В этом случае можно было бы рассчитывать на экономическую выгоду.

Эффект, вызванный регулированием суточного графика нагрузки энергосистемы, представляет собой разность между величинами экономии приведенных затрат за счет регулирования графика нагрузки и дополнительных приведенных затрат, связанных с осуществлением регулировочных мероприятий,

$$\Delta Z_{\text{нх}} = \Delta Z_{\text{э}} - \Delta Z_{\text{п}}, \quad (1)$$

где $\Delta Z_{\text{э}}$ — величина экономии затрат в энергосистеме, получаемая за счет использования того или иного метода по регулированию графика нагрузки энергосистемы, (тыс. дол); $\Delta Z_{\text{п}}$ — дополнительные приведенные затраты, связанные с использованием того или иного способа регулирования графика нагрузки энергосистемы, (тыс. дол).

Экономический эффект, получаемый энергосистемой от выравнивания графика нагрузки, можно записать в виде

$$\Delta Z_{\text{э}} = (E_{\text{н}} + a_{\text{эс}}) K_{\text{эс}} \cdot \Delta P_{\text{эс}} + \Delta И_{\text{т}} + \Delta И, \quad (2)$$

где $E_{\text{н}}$ — нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений (дол/год), $K_{\text{эс}}$ — удельные капиталовложения, требуемые для развития энергосистемы, (дол/кВт), $a_{\text{эс}}$ — относительные значения постоянных издержек на развитие энергосистемы; $\Delta P_{\text{эс}}$ — снижение максимальной нагрузки энергосистемы за счет регули-

рования (кВт); ΔI_T — экономия (изменение) ежегодных издержек на топливо (тыс. дол); ΔI — экономия ежегодных издержек на текущий ремонт и зарплату (тыс. дол).

Перенесение части выработки электроэнергии из одной зоны в другие, кроме экономии приведенных затрат, вычисляемой по формуле (1), приводит и к значительному изменению расходов топлива на электростанциях. Это связано с изменением величины относительного прироста расхода топлива. Экономия затрат на топливо при регулировании графика нагрузки определяется следующим образом:

$$\Delta I_T = \frac{b_p \Delta \Pi_{pp}}{1-a_p} - \frac{b_{pp} (1-S_n) \lambda_{pp} \Delta \Pi_{pp}}{1-a_{pp}} - \frac{b_n S_n \lambda_n \Delta \Pi_n}{1-a_n} \quad (3)$$

где $\Delta \Pi = h \Delta P_{эс}$ — уменьшение выработки электроэнергии в пиковой зоне, тыс. кВт·ч; h — число часов регулирования в году, ч; b_p — удельный расход топлива пиковой электростанции, кг у.т./кВ·ч; b_{pp} , b_n — удельные приросты расхода топлива агрегатов, компенсирующих в полупиковых и ночных зонах времени, недоотпуск электроэнергии потребителям в пиковой зоне, кг у.т./кВ·ч; Π_p , Π_{pp} , Π_n — стоимость сжигаемого топлива в пиковой, полупиковой и ночной зонах времени, ман/кг у.т.; S_n — доля электропотребления в ночной зоне времени (взамен пикового электропотребления); λ_n , λ_{pp} — коэффициенты повышения удельного электропотребления на выпускаемую продукцию из-за изменения режима технологического процесса у потребителей-регуляторов в ночной и полупиковой зонах времени; a_p , a_{pp} , a_n — изменения относительных приростов потерь в сетях соответственно в пиковой, полупиковой и ночной зонах.

Дополнительные приведенные затраты, связанные с осуществлением регулирования графика нагрузки энергосистемы, могут быть определены по формуле

$$\Delta Z_p = (E+a_i) K_{доп} \cdot \Delta P_{доп} + \Delta I_{II}, \quad (4)$$

где $K_{доп}$ — удельные капитальные вложения на дополнительную мощность у потребителя-регулятора, дол/кВт; $\Delta P_{доп}$ — дополнительная мощность для регулирования максимальной нагрузки энергосистемы, кВт; a_i — норма амортизационных отчислений от капитальных вложений на допол-

нительную мощность; ΔI_{II} — изменение годовых эксплуатационных затрат, связанное с проведением регулировочных мероприятий без учета затрат на амортизацию капитальных вложений на дополнительную мощность, (тыс. дол.).

Общий экономический эффект, получаемый за счет регулирования суточного графика нагрузки можно рассчитать, подставляя в формулы (1)–(4) реальные данные конкретной энергосистемы.

В целях стимулирования предприятий химической и алюминиевой промышленности к увеличению производимой продукции, а также с целью регулирования суточного графика нагрузки энергосистемы Тарифным Советом Азербайджанской Республики от 14 марта 2007 года за №11 принято "Постановление о применении дифференцированного тарифа на электроэнергию для предприятий химической и алюминиевой промышленности". В соответствии с "Постановлением ..." вводятся дифференцированные тарифы: — дневной (с 8⁰⁰ до 22⁰⁰) — 5,12 цент/кВт·час; — ночной (с 22⁰⁰ до 8⁰⁰) — 2,44 цент/кВт·час.

Следует отметить, что до применения указанного тарифа предприятия химической и алюминиевой промышленности оплачивали используемую энергию по тарифу 7,32 цент/кВт·час.

Как видно, ночной тариф в 2,1 раза ниже дневного. Предполагалось, что такое соотношение должно стимулировать потребителей к увеличению потребляемой мощности в часы провала нагрузки.

Реально полученные результаты от применения новых тарифов можно проиллюстрировать на примере "Завода Поверхностно Активных Веществ". Указанное предприятие входит в состав Государственной Химической Корпорации Азербайджана. Требуемая максимальная мощность завода составляет 21–22 Мвт. Сравнение отчетных технико-экономических параметров завода за 2006 и 2008 годы показывает, что благодаря применению дифференцированного тарифа заметно изменился характер суточного графика нагрузки предприятия (рис. 3, а, б).

Как видно из рис. 3, максимум нагрузки завода в мае и июне 2006 года приходился на часы максимума нагрузки энергосистемы, а в 2008 году — переместился на часы провала нагрузки энергосистемы, когда требуемая мощность завода увеличивается примерно на 10–12 % (примерно на 2 Мвт), а в часы максимума нагрузки энергосистемы завод не заинтересован в увеличении требуемой мощности. Одновременно за счет разницы дневного и ночного тарифов на электроэнергию завод в течение года имеет экономию средств в пределах 97–100 тыс. долларов за потребляемую энергию.

Анализ технических и экономических показателей Сумгаитской городской электрической сети (крупные предприятия химической и алюминиевой промышленности, на которые распространяет-

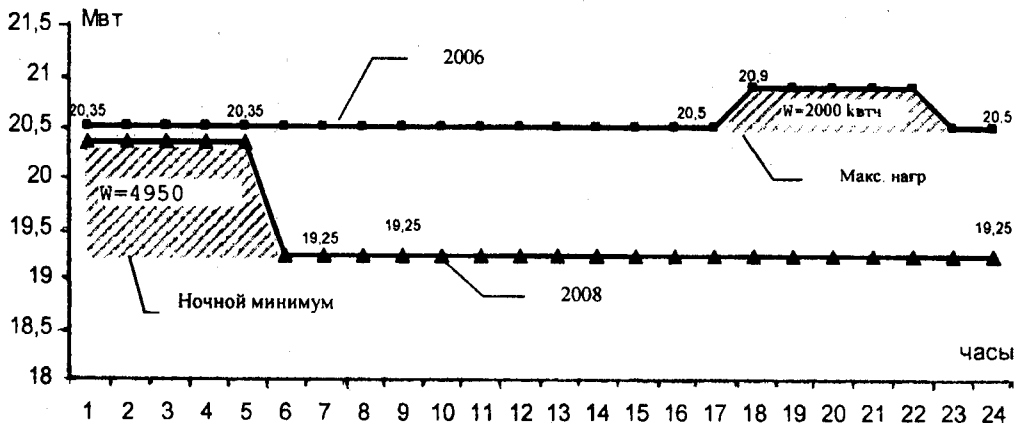


Рис. 3, а

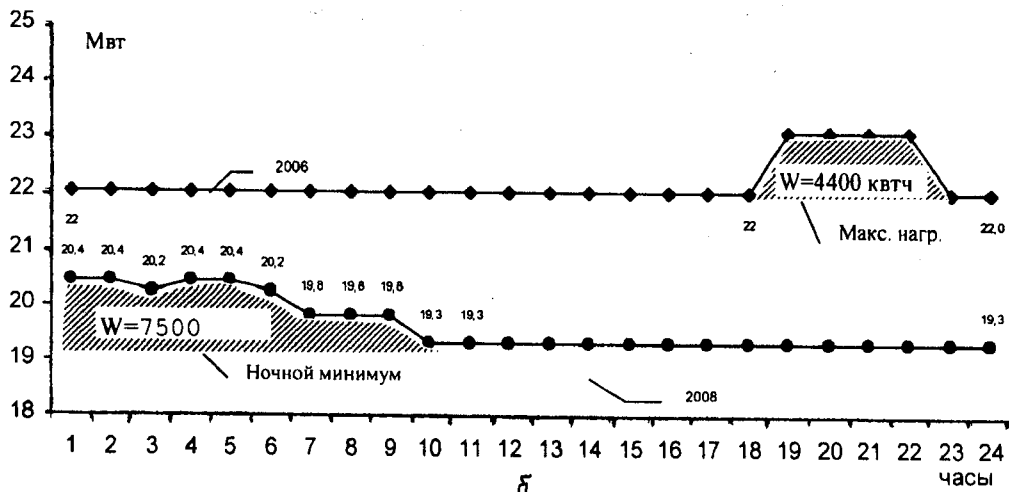


Рис. 3, б

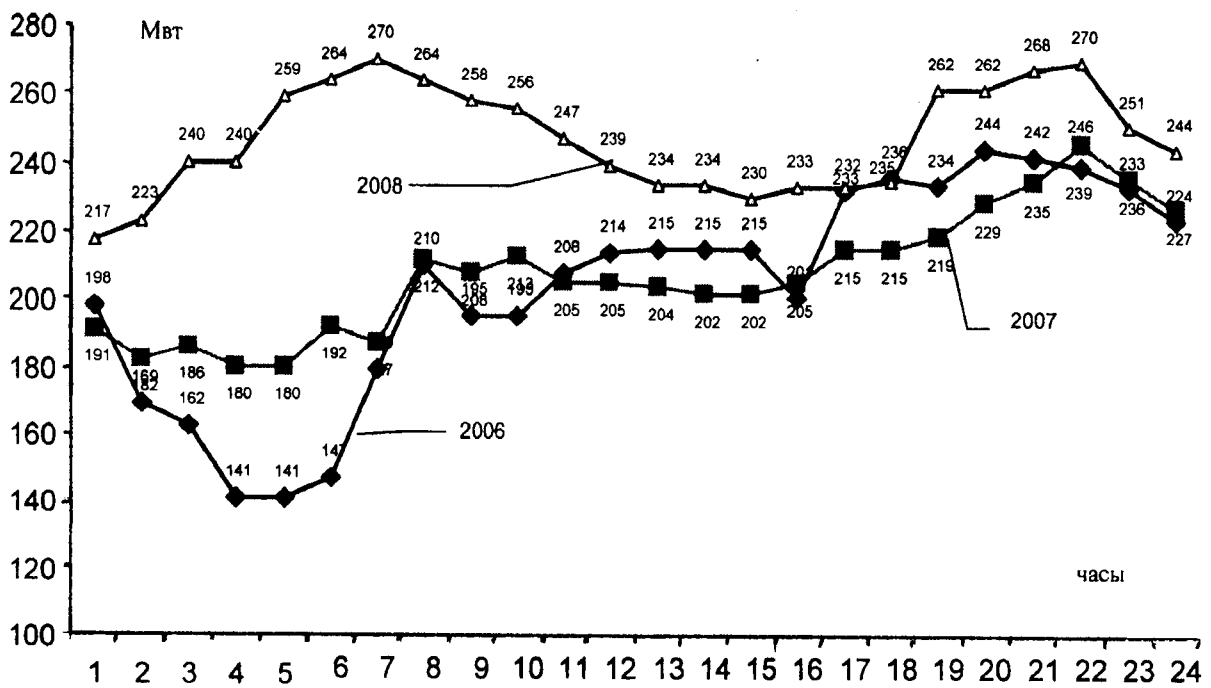


Рис. 4

ся дифференцированный тариф и которые потребляют порядка 45% от общего потребления электроэнергии городской сети, расположены в зоне обслуживания указанной электрической сети) показывает, что в целом изменился и ее суточный график нагрузки. Как видно из рис. 4, коэффициент неравномерности графика нагрузки и коэффициент заполнения за эти годы заметно возросли.

Требуемая мощность Сумгаитской городской электрической сети в часы провала нагрузки энергосистемы возросла примерно на 100 Мвт. Общеизвестно, что увеличение требуемой мощности в часы провала нагрузки энергосистемы в свою очередь благоприятно влияет на работу электростанций, особенно тепловых. С другой стороны, за счет указанного явления снижается излишний уровень вращающего резерва мощности в часы провала нагрузки.

Таким образом, управляя спросом потребителей на электроэнергию, можно существенно расширить базисную часть графика нагрузки энергосистемы. Применение указанных мероприятий в больших размерах позволит уменьшить объем пиковой и полупиковой мощности, что в конечном счете может привести к значительной экономии средств, затрачиваемых на создание пиковых мощностей.

Таким образом, вследствие прошедших радикальных перемен в экономической жизни страны изменился суточный график нагрузки и, как

следствие, режим работы ТЭС. Суточный график нагрузки стал более резкопеременным в период набора мощности от ночного провала к утреннему максимуму. В условиях рыночной экономики вопросы регулирования графика нагрузки и снижения объема вращающегося резерва имеют важное научно-практическое значение. В целях регулирования графика нагрузки энергосистемы предлагается использование дифференцированного тарифа на использованную энергию по зонам суток.

1. Бондаренко А.Ф., Лященко В.С., Могирев В.В., Утиц Н.Н. От параллельной работы отдельных электростанций к параллельной работе межгосударственных объединений // Электрические станции. — 2005. — №1.

2. Воронай Н.Н., Решетов В.И. Принципы организации противоаварийного управления электроэнергетическими системами в рыночных условиях // Электрические станции. — 2005. — №6.

3. Рамазанов К.Н., Салимова А.К. Анализ процесса потребления электроэнергии и рассмотрение возможностей управления // Проблемы энергетики. — 2007. — №1.

4. Рене Пелисье. Энергетические системы. — М.: Высшая школа, 1982.

5. Статистический сборник Азербайджана за 2006.

6. Электроэнергетика Государств-участников СНГ. — 2006.

Надійшла 01.12.2008