

УДК 621.311.086.5

Б. С. СЕРЕБРЕННИКОВ, канд. экон. наук, доцент

Национальный технический университет Украины «КПИ», г. Киев

Е. Г. ПЕТРОВА, аспирант,

Кировоградский национальный технический университет, г. Кировоград

## **ДИФФЕРЕНЦИАЦИЯ МЕТОДОВ УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕМ ПО СТРУКТУРНЫМ УРОВНЯМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ**

*Ранжированы по степени влияния инструментальные и институциональные методы управления режимом электрических нагрузок для структурных уровней электроэнергетической системы. На примере комплексного использования технико-технологического и приоритетно-шагового методов доказана результативность такого подхода при формировании энергоэффективных режимов электропотребления.*

*Ранжовано за ступенем впливу інструментальні та інституціональні методи управління режимом електричних навантажень для структурних рівнів електроенергетичної системи. На прикладі комплексного застосування техніко-технологічного і пріоритетно-крокового методів доведено дієвість такого підходу при формуванні енергоефективних режимів електровикористання.*

### **Постановка проблемы**

Характерной особенностью суточного графика нагрузки объединенной энергосистемы (ОЭС) является наличие двух пиков – утреннего и вечернего, а также значительное снижение нагрузки в ночные часы, причем колебание между максимальным и минимальным значениями мощности достигает 15...30 % [1]. Выравнивание графиков электронагрузки (ГЭН) будет способствовать поддержанию баланса электрической энергии (ЭЭ), экономии топливно-энергетических ресурсов, сокращению потерь ЭЭ и т.п. Поэтому ОЭС и производители электроэнергии стремятся к выравниванию ГЭН во времени, а потребители больше всего заинтересованы в экономии платы за ЭЭ. Для достижения совокупности этих целей задействованы дифференцированные цены на ЭЭ, но как показывает опыт, использование лишь ценовых рычагов для решения этой проблемы недостаточно [2].

### **Анализ исследований и публикаций**

Исследования [3-5], посвященные выравниванию суточных и годовых ГЭН сосредоточены только на одной специфической отрасли или отдельном методе и, как следствие, не дают инструментария комплексного влияния на все группы потребителей электроэнергетического рынка.

Авторы [6] усовершенствовали метод управления режимами электропотребления промышленных потребителей (ПП) с использованием ресурса технологического процесса (ТП) путем построения концептуальной модели электропотребления обобщенного ТП. В то же время, предложенные в [6] подходы отличаются сложностью и могут быть применены для ограниченного круга ТП.

В [7] отмечается, что для регулирования суточного спроса на ЭЭ кроме ценового метода необходимо привлекать технико-технологические, информационно-пропагандистские и другие методы. В [8] на примере выравнивания ГЭН конкретного ТП при применении технико-технологического метода (ТТМ) показана эффективность такого управления за счет сокращения потерь ЭЭ в заводских сетях, а в [9] – доказана эффективность приоритетно-шагового метода (ПШМ) выравнивания. Гораздо большего эффекта от этих методов можно было бы ожидать при их комплексном применении на всех уровнях электроэнергетической системы (ЭЭС) – от элементарного электропотребителя до ОЭС в целом.

Поэтому, целью данной работы является исследование возможностей комплексного применения технико-технологических, организационных и других методов воздействия для формирования энергоэффективного режима электропотребления на всех уровнях ЭЭС.

**Материал исследований**

Рассмотрим комплексное использование методов управления начиная с выравнивания отдельных ГЭН для наиболее энергоемких ТП и цехов мощных ПП, используя ТТМ [8]. После этого рационально приступить к выравниванию уже суммарного ГЭН нескольких ПП, смещая их в соответствии с алгоритмом ПШМ [9]. Этот процесс, в конечном итоге, благотворно повлияет на выравнивание ГЭН более высоких уровней ЭЭС.

На рис. 1 представлены зимние ГЭН двух реальных машиностроительных ПП (кривая 1 на рис. 1а и кривая 3 на рис. 1б). После выравнивания методом лимитирующего пути (МЛП) [8], проведенного для большинства энергоемких цехов (около 70 % от регулируемой мощности), их ГЭН приобретут вид соответственно кривых 2 и 4 на рис. 1.

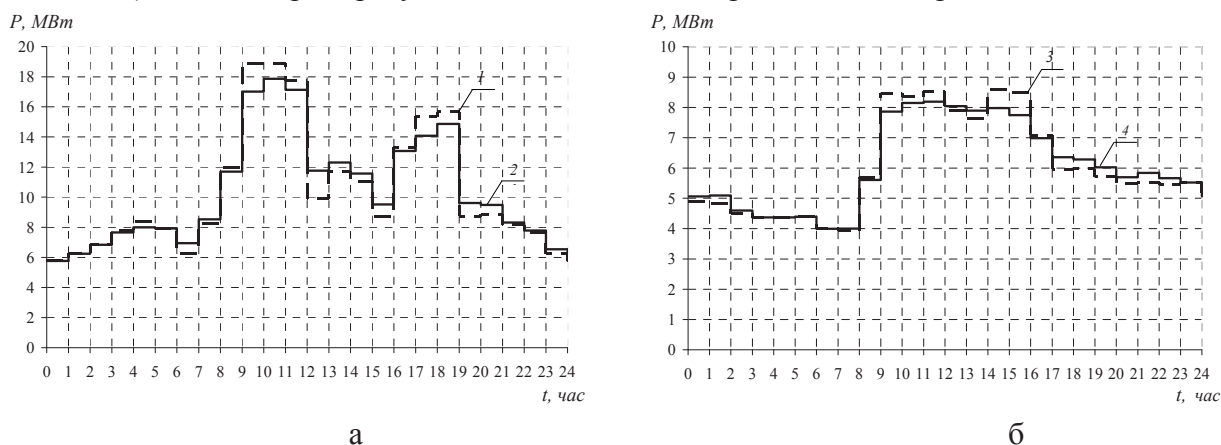


Рис. 1. График электропотребления: а – 1-го ПП (1 – до регулирования, 2 – после выравнивания МЛП); б – 2-го ПП (3 – до регулирования, 4 – после выравнивания МЛП)

Видно, что перераспределение плотности энергии вдоль ТП приводит к существенному снижению неравномерности ГЭН. Это подтверждает сравнение основных показателей графиков 1 и 2 (табл.1), вычисленных по формуле  $2 \cdot (K_{MAX} - K_{MIN}) \cdot 100 \% / (K_{MAX} + K_{MIN})$ :  $K_{ЗГ}$  и  $K_{НР}$  возросли на 5,8 %,  $K_M$  уменьшился на 5,8 %,  $K_\Phi$  – на 1,4 %,  $D_p$  – на 23,7 %.

Таблица 1

Основные показатели неравномерности ГЭН ПП (рис.1) и их совпадения с ГЭН ОЭС (рис.2) в результате регулирования

№ п/п	Варианты регулирования	Показатели неравномерности ГЭН ПП и их совпадения с ГЭН ОЭС					
		$K_{ЗГ}$	$K_M$	$K_{НР}$	$K_\Phi$	$D_p$	$K_{КОР}^C$
1	ГЭН 1-го ПП до регулирования	0,5516	1,8127	0,3044	1,0723	17,027	0,5432
2	ГЭН 1-го ПП после регулирования МЛП	0,5843	1,7114	0,3225	1,0574	13,415	0,5959
3	ГЭН 2-го ПП до регулирования	0,7078	1,4128	0,4576	1,0335	2,6229	0,5249
4	ГЭН 2-го ПП после регулирования МЛП	0,7418	1,3481	0,4877	1,0272	2,1208	0,5998

Трансформация графика 3 в 4 сопровождается ростом  $K_{ЗГ}$  на 4,7 %,  $K_{НР}$  – на 6,4 % и уменьшением  $K_M$  на 4,7 %,  $K_\Phi$  – на 0,61 %,  $D_p$  – на 21,2 %.

Возрастание коэффициента взаимной корреляции  $K_{КОР}^C(\tau)$  (табл.1), рассчитанного по формуле (1), который характеризует степень совпадения форм двух графиков нагрузки –

ГЭН потребителя (рис.1) и ГЭН ОЭС (рис.2) – свидетельствует, что на фоне общего выравнивания ГЭН обоих ПП наблюдается приближение их форм к ГЭН ОЭС.

$$K_{КОР}^C = \frac{\sum_{i=1}^n (p_{1i} - P_{CP1}) \cdot (p_{2i} - P_{CP2})}{(n-1) \cdot \sigma_{P1} \cdot \sigma_{P2}}, \quad (1)$$

где  $p_{1i}, p_{2i}$  – среднечасовая мощность соответствующего ГЭН, МВт;  
 $\sigma_{P1}, \sigma_{P2}$  – среднеквадратическое отклонение (стандарт) мощности, МВт;  
 $n$  – количество рассмотренных точек (для суточных графиков  $n = 24$ );  
 $P_{CP1}, P_{CP2}$  – средние мощности сравниваемых ГЭН, МВт.

Поскольку ГЭН ОЭС является суперпозицией ГЭН его составляющих, то следующим шагом к выравниванию будет применение ПШМ к ГЭН на рис.1. ПШМ основан на выравнивании результирующего графика при сдвиге  $\tau$  между двумя ГЭН часовыми «шагами»; приоритетным является вариант с минимумом взаимокорреляционной функции (ВКФ)  $k(p_{RS}(\tau))$ :

$$k(p_{RS}(\tau)) = \left[ \frac{1}{t_{Ц}} \left( \int_0^{t_{Ц}-\tau} p_R(t) p_S(t+\tau) dt + \int_{t_{Ц}-\tau}^{t_{Ц}} p_R(t) p_S(t-t_{Ц}+\tau) dt \right) \right] - P_R P_S \rightarrow \min \quad (2)$$

где  $\tau = t_{RS}$  – значение сдвига между первым и вторым графиками, час;

$t_{Ц}$  – длительность цикла (период),  $t_{Ц} = 24$  часа;

$p_R(t), p_S(t)$  – мощность обоих ГЭН в момент  $t$ , отнесенная к соответствующим максимальным значениям, отн.ед.;

$P_R, P_S$  – средняя мощность соответственно первого и второго ГЭН, отн.ед.

Исследуем динамику изменения  $k(p_{RS}(\tau))$  при почасовом сдвиге составляющих ГЭН в диапазоне  $\tau = 1 \dots 24$  час; результаты расчетов ВКФ согласно (2) отображены на рис.3. Видно, что наилучшее выравнивание отвечает минимальному значению  $k(p_{RS}(\tau))$  при  $\tau = 13$  час как при сдвиге ГЭН 1 относительно 3 (кривая « $k_1$ » на рис. 3), так и сдвиге ГЭН 2 относительно 4 (кривая « $k_2$ » на рис. 3). Характер изменения ВКФ в абсолютных единицах в диапазоне  $k(p_{RS}(\tau)) = +4,5 \dots -3,9$  МВт идентичен кривым на рис. 3.

$P$ , отн.ед.

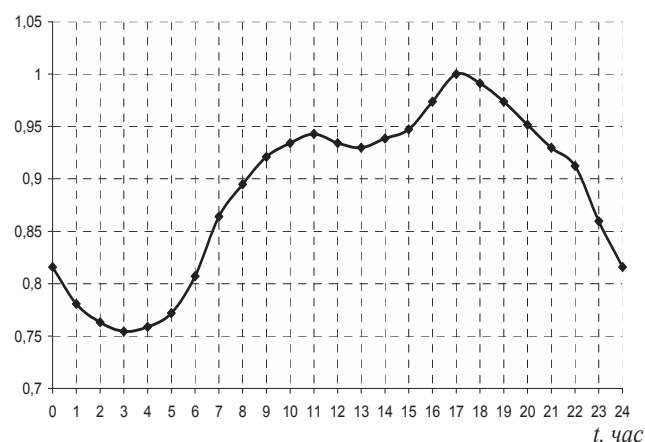


Рис. 2. Динамика электропотребления на протяжении суток по ОЭС Украины

$k(p_{rs}(\tau))$ , отн.ед.

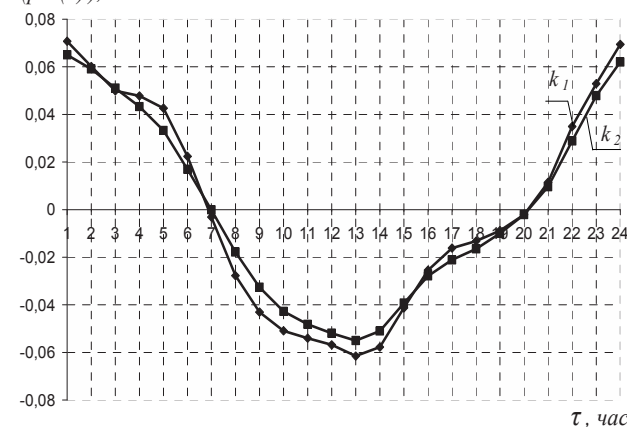


Рис. 3. ВКФ в функции сдвига  $\tau$ :  $k_1$  – до регулирования,  $k_2$  – после применения МЛП

На практике осуществить сдвиг на  $\tau=13$  часов является проблематичным, поэтому, рационально рассматривать результат взаимного сдвига ГЭН 1 и 3, а так же 2 и 4, в реально достигаемых границах ( $\tau = \pm |1 \dots 2|$  часа) [9].

Вначале рассмотрим результат суммирования ГЭН двух ПП без смещения ( $\tau=0$ ). На рис. 4а представлены результирующие суммарные графики ПП (кривая 5 получена суммированием исходных ГЭН 1 и 3 из рис. 2; кривая 6 – суммированием ГЭН 2 и 4 из рис. 2, полученных после регулирования МЛП). Видно, что отрегулированный МЛП ГЭН 6 является более равномерным, чем исходный ГЭН 5.

Теперь обоснуем наиболее приемлемый вариант взаимного сдвига ГЭН 1 и 3, и 2 и 4 при смещении в практически достигаемых границах  $\tau = \pm (1 \dots 2)$  часа. Сравнительный анализ значений основных показателей неравномерности ГЭН при четырех вариантах сдвига (а именно, – при сдвигах на 1, 2, 22, и 23 часа) показал, что наилучшее выравнивание суммарного графика достигается при  $\tau = 22$  час (что эквивалентно  $\tau = -2$  часам), поскольку соотношения ВКФ, рассчитанных согласно (2): для ГЭН 1 и 3 –  $k(p_{13}(1)) > k(p_{13}(2)) > k(p_{13}(23)) > k(p_{13}(22))$ , для ГЭН 2 и 4 –  $k(p_{24}(1)) > k(p_{24}(2)) > k(p_{24}(23)) > k(p_{24}(22))$  (см. рис.3).

На рис. 4б приведены суммарные графики двух ПП (кривая 7 – с применением только ПШМ (при смещении ГЭН 1 относительно 3 на  $\tau = -2$  часа), без МЛП; кривая 8 – после комплексного регулирования сначала МЛП, а затем – с применением ПШМ (из 4-х вариантов наилучший результат достигнут также при смещении ГЭН 2 относительно 4 на  $\tau = -2$  часа)).

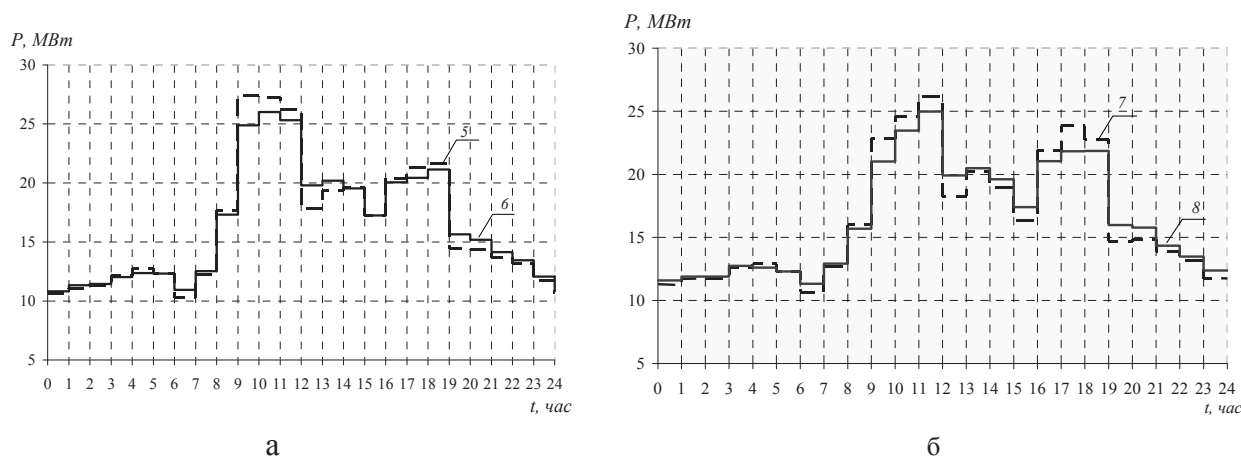


Рис. 4. Результирующий суммарный график двух ПП при разных методах регулирования: а – кривая 5 – исходный суммарный ГЭН, 6 – после регулирования только МЛП; б – кривая 7 – после применения только ПШМ (сдвиг на  $\tau = -2$  часа); 8 – после комплексного регулирования обоими методами – МЛП и ПШМ при сдвиге на -2 часа

Сравнение показателей неравномерности суммарных ГЭН ПП с табл. 2 подтверждает, что в результате регулирования все показатели суммарных графиков существенно улучшились: например, после МЛП коэффициент заполнения ГЭН  $K_{ЗГ}$  вырос на 5,1 %, а после комплексного применения МЛП и ПШМ – уже на 9,1 %.

Важнейшим стимулом для потребителя является возможность экономии в оплате ЭЭ. К сожалению, действующая система дифференцированных цен утратила регулирующее влияние и требует срочного усовершенствования [2].

Нами предложено использовать динамическую ценовую систему [7], индивидуальную для каждого ПП, на основе учета  $K_{КОР}^C$ ; тогда максимальное  $C_{MAX}$  и минимальное  $C_{MIN}$  значения ценовой ставки определяются так:  $C_{MAX} = (K_{КОР}^C + 1) \cdot C_{MID}$ ,  $C_{MIN} = (1 - K_{КОР}^C) \cdot C_{MID}$ .

Таблица 2

Показатели неравномерности суммарного ГЕН двух ПП

№ п/п	Варианты регулирования	Основные показатели суммарного ГЭН					
		$K_{ЗГ}$	$K_M$	$K_{НР}$	$K_\Phi$	$D_p$	$K_{КОР}^C$
1	До регулирования	0,6031	1,6581	0,3755	1,0495	28,827	0,6653
2	После регулирования только МЛП	0,6347	1,5756	0,4161	1,0411	23,731	0,7204
3	После регулирования только ПШМ	0,6305	1,586	0,4072	1,0418	24,264	0,724
4	При комплексном регулировании последовательно МЛП и ПШМ	0,6607	1,5134	0,4514	1,0335	19,353	0,7755

В табл. 3 приведено сравнение эффективности обеих ценовых систем при различных вариантах управления режимом.

Таблица 3

Суммарная суточная оплата 2-х ПП при разных вариантах регулирования и ценовых ставках

Ценовые зоны суток	Варианты регулирования							
	До регулирования (рис.4 а, кривая 5)		Регулирование МЛП (рис.4 а, кривая 6)		Сдвиг на 22 часа (рис.4 б, кривая 7)		Комплексное регулирование (рис.4 б, кривая 8)	
Электроэнергия, потребляемая по зонам суток, кВт·час								
а) пик	116,84		114,6		114,97		112,13	
б) полупик	197,27		199,25		196,9		198,98	
в) ночь	82,13		82,38		84,357		85,107	
<b>Всего, кВт·час</b>	<b>396,23</b>		<b>396,23</b>		<b>396,23</b>		<b>396,23</b>	
Ценовая ставка*	<i>I</i>	<i>II</i>	<i>I</i>	<i>II</i>	<i>I</i>	<i>II</i>	<i>I</i>	<i>II</i>
$C_{MAX} : C_{ОДН} : C_{MIN}$	1,68: 1,02: 0,35	1,67: 1: 0,33	1,68: 1,02: 0,35	1,72: 1: 0,28	1,68: 1,02: 0,35	1,724: 1: 0,276	1,68: 1,02: 0,35	1,78: 1: 0,22
Суточная плата за ЭЭ по зонам суток $П_E$ , грн								
а) пик	178,15	176,59	174,74	178,94	175,30	179,9	170,98	180,7
б) полупик	182,62	179,04	184,46	180,84	182,28	178,7	184,21	180,6
в) ночь	26,09	24,95	26,17	20,9	26,80	21,13	27,04	17,34
<b>Всего, грн</b>	<b>386,86</b>	<b>380,58</b>	<b>385,37</b>	<b>380,68</b>	<b>384,38</b>	<b>379,73</b>	<b>382,23</b>	<b>378,64</b>

\**I* - действующая трехзонная тарифная ставка,  $C_{одн}=0,9076$  грн/кВт·час; *II* - предлагаемая ценовая функция  $C=f(K_{КОР}^C)$ .

Как следует из табл.3, при перераспределении мощности из пиковой зоны в ночную, динамическая ценовая функция  $C=f(K_{КОР}^C)$  обеспечивает более широкий размах цен  $C_{MAX}$  и  $C_{MIN}$ , чем действующая трехзонная система дифференцированных тарифов, и, соответственно, усиливает заинтересованность ПП в сокращении потерь ЭЭ в сетях и экономии  $П_E$ .

Для эффективной работы ЭЭС необходимо перманентно поддерживать баланс ЭЭ в режиме реального времени путем использования комплекса управляющих действий, направленных одновременно на все структурные уровни ЭЭС. При этом, для каждого уровня ЭЭС следует найти наиболее действенные рычаги влияния.

Охарактеризуем выделенные уровни ЭЭС.

За базовый 1-й уровень целесообразно принять технологическую операцию, поскольку она интегрирует мощность отдельных агрегатов и электрооборудования, задействованных на исследуемом отрезке времени ГЭН.

В качестве 2-го уровня может быть принят ТП, который суммирует мощность, потребляемую отдельными технологическими операциями.

На 3-м уровне рассматривается отдельный потребитель с коммерческим учетом ЭЭ, как рыночная единица для областной энергокомпании (ЭК).

Узловая подстанция является локальным 4-м уровнем ЭЭС, от которого запитаны совершенно различные, но территориально близкие автономные потребители. На подстанциях осуществляется учет и управление энергетическими потоками, обеспечение надежности и качества электроснабжения.

5-й уровень составляют 26 ЭК, выделенные по территориально-административному признаку, которые проводят самостоятельную финансово-экономическую деятельность по производству, передаче и распределению ЭЭ.

Управлять электроиспользованием рационально с помощью инструментальных методов прямого влияния (техничко-технологических, административных, организационных) и институциональных методов косвенного влияния, которые создают условия для стимулирования регулирования (экономических, нормативных, информационно-пропагандистских и других).

Техничко-технологические методы (ТТМ) используют технологический ресурс [8] и наиболее применимы на 2-м, а частично – на 3 уровнях.

Организационный метод (ОМ) выравнивания результирующего ГЭН, путем взаимного аддитивного сдвига его составляющих, может быть применен на любом структурном уровне ЭЭС – от 1 до 6.

Использование административных методов (АМ) целесообразно тогда, когда рыночный механизм и экономические средства регулирования оказываются недостаточными или действуют слишком медленно. Например, – принудительное отключение потребителей 2 и 3 категорий, коррекция сезонного отчета времени, ограничение суточного спроса и т.п.

Экономические методы (ЭМ) используют совокупность финансово-экономических инструментов, целенаправленно воздействующих на объемы и процессы энергопотребления; роль главного регулятора играет цена ЕЕ [7]. Наиболее эффективно ЭМ могут быть применены на 3-5 уровнях.

Нормативные методы (НМ) обосновывают удельные значения расхода энергии и осуществляют контроль их соблюдения. НМ могут быть применены на 1-5 уровнях; при этом следует отметить, что нормирование электропотребления в большей степени служит энергосбережению.

Информационно-пропагандистские методы (ИПМ) включают мероприятия по популяризации целей и содержания регулирования (например – идеи энергетической независимости Украины, информация о дифтарифах, средства стимулирования, реклама многозонных счетчиков, энергетическая маркировка продукции и т.п.). ИПМ рассчитаны на человеческий фактор и поэтому наиболее действенны для бытовых потребителей.

С целью определения селективной чувствительности уровней ЭЭС к каждому из методов влияния, которая определяется экономической, технической, экологической или иной целесообразностью, и ранжирования методов, были опрошены 7 экспертов-аналитиков, занимающихся проблемами управления электропотреблением. Экспертам было предложено оценить приоритеты применения 6 методов для 5 уровней ЭЭС по 6-бальной системе, где 6 – соответствует наиболее сильному влиянию, 1 – наименьшему.

Для определения степени согласованности мнения экспертов и получения конечного вывода была применена статистическая обработка [10] результатов (табл. 4), – вычислены коэффициенты: конкордации  $W$ , Пирсона – расчетный  $\chi^2_{расч} = W \cdot m \cdot (k-1)$ , где  $m=7$  – количество экспертов,  $k=6$  – число рассмотренных методов и табличный (критический)  $\chi^2_{кр}$  для 5 % уровня значимости и количества степеней свободы  $\gamma = k-1 = 5$ .

Приведенные результаты убедительно доказывают, что дифференциация методов на основные (1, 2, 3) и вспомогательные (4, 5, 6) по степени влияния на ГЭН каждого уровня при комплексном их использовании позволит существенно усилить влияние на формирование энергоэффективного режима работы потребителей ЭЭ.

Таблица 4

## Показатели ранжирования методов влияния по уровням ЭЭС

№	Название уровня ЭЭС	$W$	$\chi^2_{расч} \vee \chi^2_{кр}$	Чередование методов влияния по приоритетности их применения
1	Операция с электрооборудованием	0,7065	24,73 > 11,07	1. ТТМ; 2. НМ; 3. ОМ; 4. ЭМ; 5. АМ; 6. ИПМ
2	Технологический процесс	0,458	16,03 > 11,07	1. ТТМ; 2. ОМ; 3. НМ; 4. ЭМ; 5. АМ; 6. ИПМ
3	Потребитель с коммерческим учетом ЭЭ	0,3747	13,11 > 11,07	1. ЭМ; 2. АМ; 3. ТТМ; 4. ОМ; 5. НМ; 6. ИПМ
4	Узловая подстанция	0,8199	28,7 > 11,07	1. АМ; 2. ЭМ; 3. ОМ; 4. НМ; 5. ТТМ; 6. ИПМ
5	Областная энергокомпания	0,4674	16,36 > 11,07	1. ЭМ; 2. АМ; 3. НМ; 4. ИПМ, 5. ОМ; 6. ТТМ

**Выводы**

1. Комплексное использование инструментальных и институциональных методов усиливает управляемость режима электропотребления практически вдвое. Так, последовательное применение технико-технологического и приоритетно-шагового методов повышает равномерность результирующего ГЭН до 10%.

2. Динамическая ценовая система в функции  $K_{КОР}^C$  стимулирует ПП к перераспределению мощности из пиковой зоны в ночную в большей степени, чем действующая трехзонная система дифференцированных тарифов.

3. Дифференциация 6 методов управления по степени их влияния на ГЭН каждого из 5 структурных уровней ЭЭС позволяет выделить среди них основные (первоочередные) и вспомогательные (второстепенные), и повысить результативность формирования энергоэффективных режимов электропотребления.

**Список литературы**

1. ДП «НЕК «Укрэнерго» [Электронный ресурс] / М-во топлива та енергетики України. – К. : Укрэнерго, 2012. – Режим доступу: <http://www.ukrenergo.energy.gov.ua/>. – Назва з екрану.
2. Находов В.Ф. Методологія аналізу та корегування впливу диференційованих тарифів на конфігурацію графіків навантаження енергосистеми України / В.Ф. Находов, Т.В. Яроцька, А.О. Горбоненко // Вісник Вінницького політехнічного університету. – Вінниця: ВНТУ, 2011. – № 6. – С. 72 – 75.
3. Гордеев В.И. Регулирование максимума нагрузки промышленных электрических сетей / В.И. Гордеев. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 184 с.
4. Калінчик В.П. Структура системи моніторингу та управління електроспоживанням дробильно-помольного комплексу / В.П. Калінчик, О.В. Мейта. – К. : 2009. - 6 с. - Деп. в ДНТБ України 07.12.09, № 97-Ук2009.
5. Дикмаров С.В. Регулирование мощности при производстве и потреблении электроэнергии / С.В. Дикмаров, Г.Г. Садовский. – К.: Техніка, 1981. – 126 с.
6. Розен В.П. Використання внутрішніх резервів технологічних процесів при керуванні режимами електроспоживання промислових підприємств / В.П. Розен, М.В. Прокопеч // Автоматизація виробничих процесів: Всеукр. наук.-техн. журн. – 2006. – №1(22). – С.26-30.
7. Серебренников Б.С. Формування динамічних цін на електроенергію залежно від нерівномірності графіку електроспоживання / Б.С. Серебренников, К.Г. Петрова // Енергетика та електрифікація, 2012. – № 10. – С.18-23.

8. Серебренников Б.С. Повышение энергетической эффективности технологических процессов промышленных предприятий / Б.С. Серебренников, Е.Г. Петрова // Энергосбережение·Энергетика·Энергоаудит, 2013. – № 1. – С. 15 – 20.

9. Серебренніков С.В. Удосконалення критеріїв пріоритетно-крокового методу регулювання електроспоживання / С. В. Серебренніков, К.Г. Петрова // Електротехніка та електроенергетика, 2012. – № 1. – С. 65 – 69.

10. Грабовецкий Б.Є. Основи економічного прогнозування: Навчальний посібник/ Б.Є. Грабовецкий.– Вінниця: ВФ ТАНГ, 2000. – 209 с.

#### **DIFFERENTIATION OF METHODS FOR LOAD MANAGEMENT ACCORDING TO STRUCTURAL LEVELS OF ELECTRICAL POWER SYSTEM**

B. S. SEREBRENNIKOV, Cand. Ekon. Scie., associate professor

K. G. PETROVA, Post graduate student

*The paper rated instrumental and institutional methods of managing modes of electric loads for structural levels of electrical power system according to the degree of impact. Using complex utilization of technical and technological, step-by-step priority methods as a case study, it proves the effectiveness of such an approach when forming energy-efficient electrical energy consumption modes.*

Поступила в редакцию 24.01 2013 г.