

# Адресное управление режимами потребления электрической мощности в энергетической системе

Выполнил:

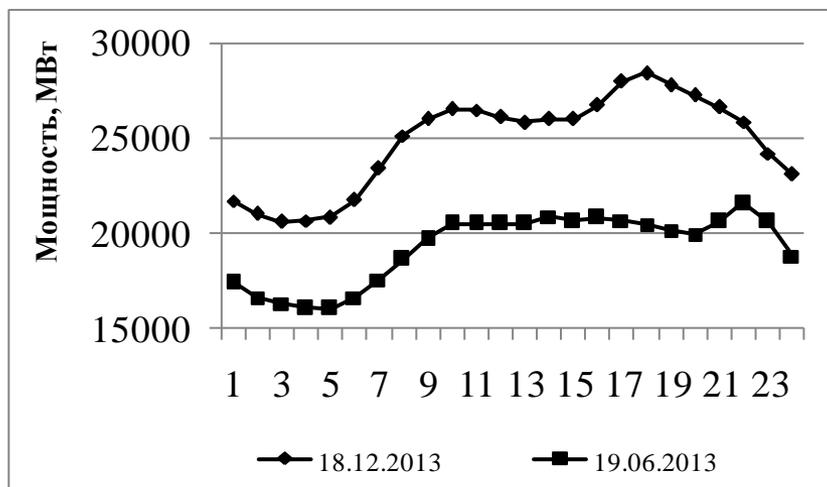
Мохаммад Аль Шарари

Научный руководитель:

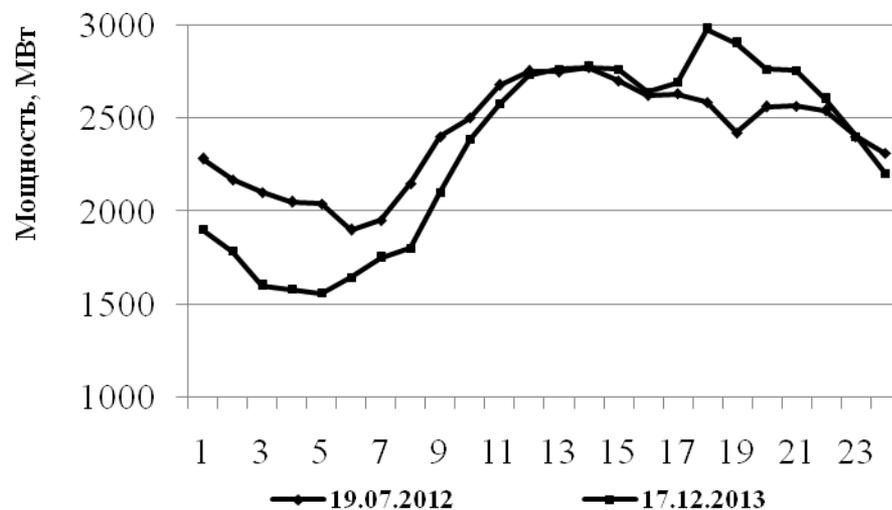
к.т.н., доцент Находов В.Ф.

# Неравномерность спроса потребителей на электрическую мощность в энергосистемах

Суточные графики электрической нагрузки ОЭС Украины



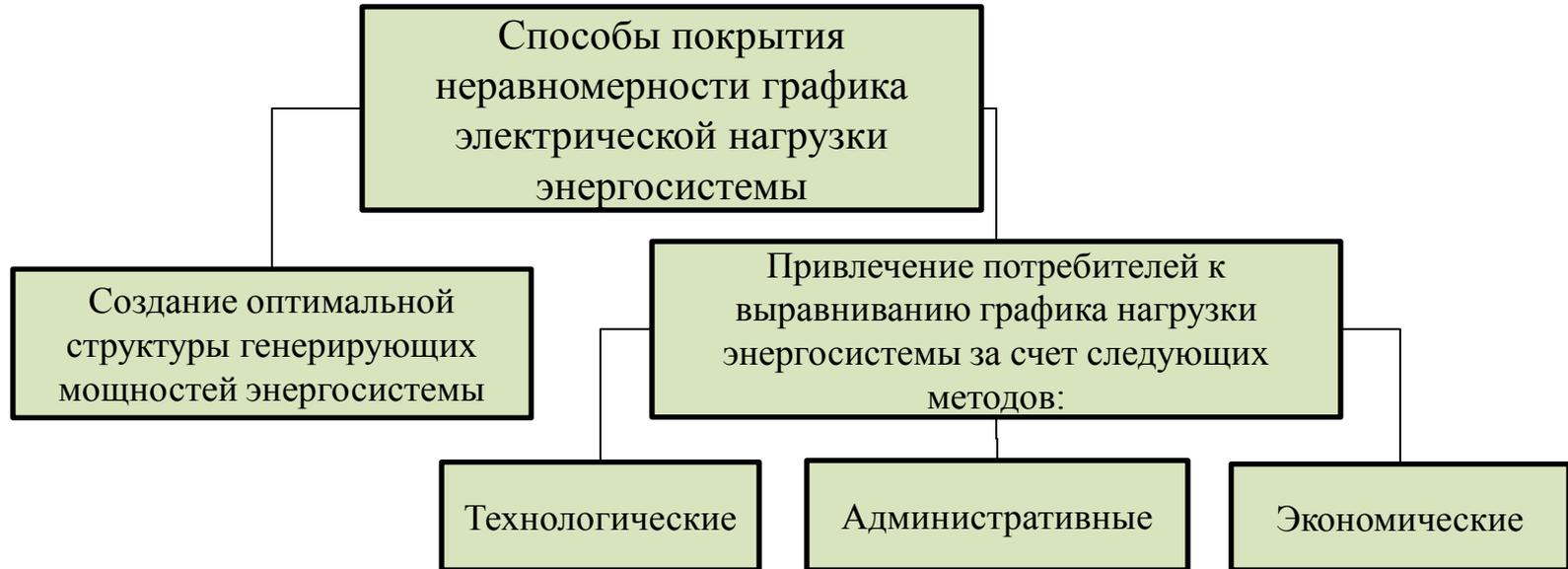
Суточные графики электрической нагрузки ОЭС Иордании



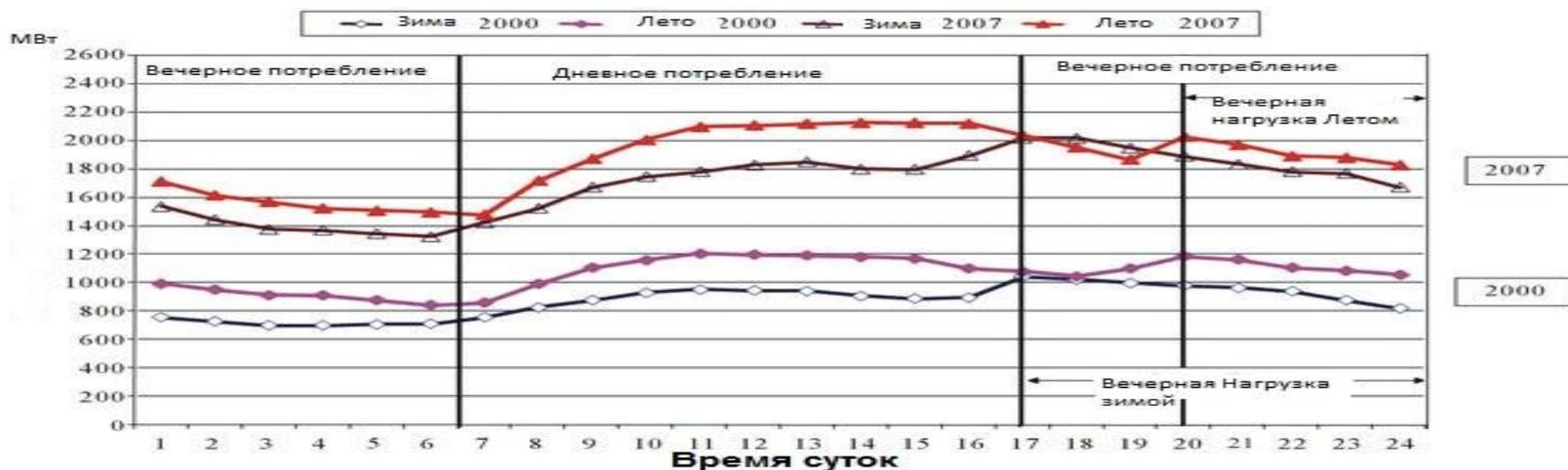
Исходные данные и результаты расчета показателей неравномерности СГЭН ОЭС Украины и Иордании

Дата режимного дня	$W_{\text{сут}}$ МВт.ч	$P_{\text{макс}}$ МВт	$P_{\text{сред}}$ МВт	$P_{\text{мин}}$ МВт	$K_n$	$T_{\text{макс}}$ Ч/сутки
Украина						
19.06.2013	383638	17874	15985	13309	0,74	21,46
18.12.2013	462478	22117	19270	15963	0,72	20,91
Иордания						
19.07.2012	57813	2770	2408,87	1900	0,68	20,87
17.12.2013	55620	2975	2317,5	1500	0,52	18,69

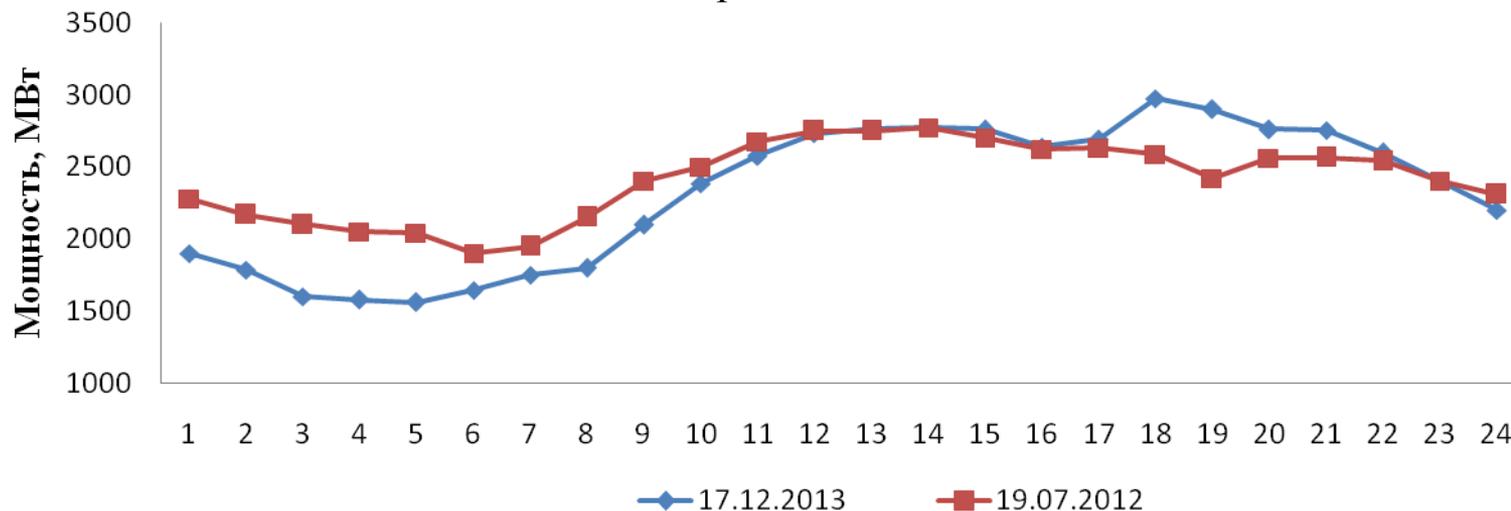
# Способы покрытия неравномерного спроса на электрическую мощность



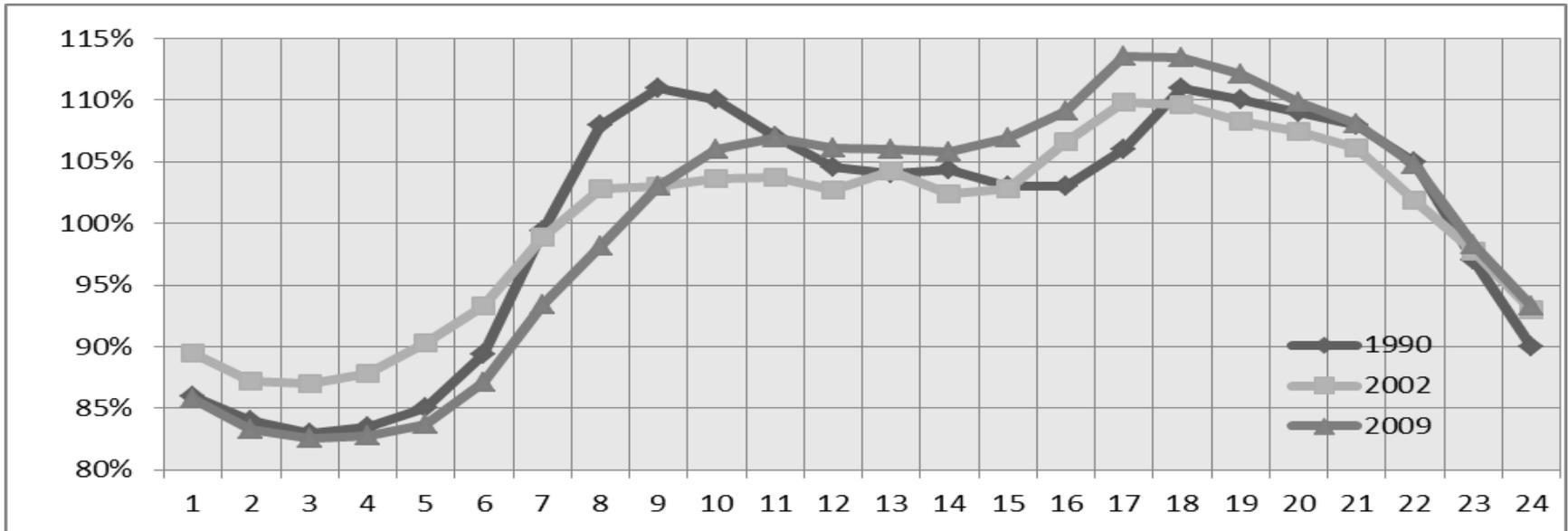
## Суточные графики электрической нагрузки энергосистемы Иордании за режимные дни зимнего и летнего периода за 2000-2007 года, [МВт]



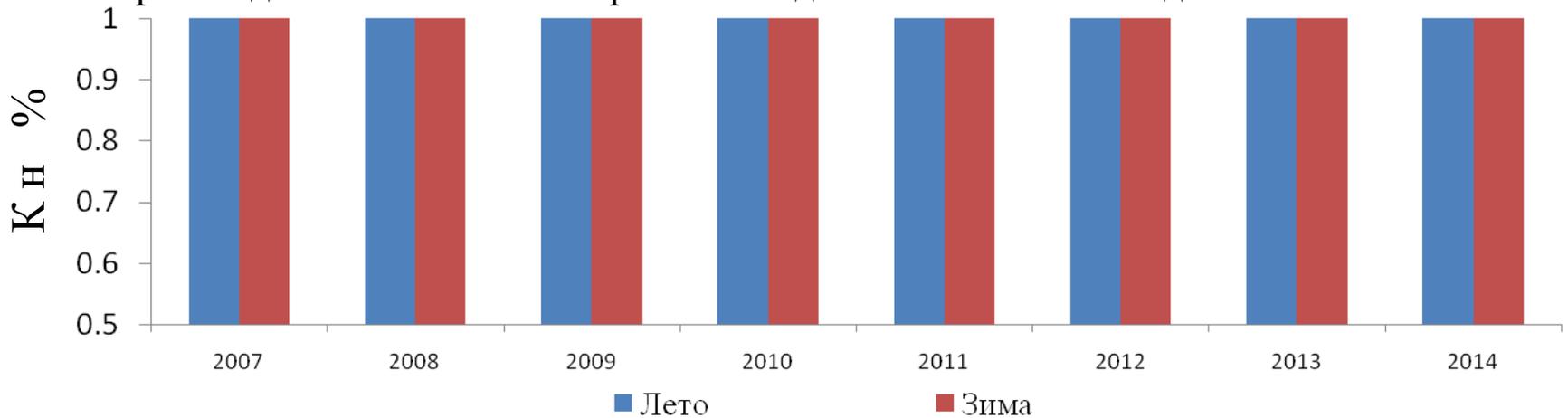
## Суточные графики электрической нагрузки энергосистемы Иордании за режимные дни зимнего и летнего периода за 2012 - 2013 года [МВт]



## Суточные графики электрической нагрузки энергосистемы Украины за режимные дни 1990-2009 года, [%]



Динамика изменения коэффициента неравномерности суточной нагрузки энергосистемы Украины для зимних и летних режимных дней за 2007 – 2014 год.



**Цель работы:** Развитие методов управления режимами потребления электрической мощности, позволяющих более эффективно привлекать потребителей к участию в выравнивании суточных графиков нагрузки энергосистемы.

**Задачи исследования:**

- 1- Анализ существующих методов управления спросом потребителей на электрическую мощность с помощью тарифов на электроэнергию.
- 2- Оценка результата использования действующих в Украине и Иордании тарифов на электроэнергию как средства управления спросом потребителей на мощность.
- 3- Выбор метода определения длительности и границ зон суток с целью корректного управления спросом потребителей на электрическую мощность.
- 4- Разработка методических основ оценки потенциала экономии затрат энергосистемы на выработку электроэнергии в результате постепенного выравнивания суточных графиков ее нагрузки.
- 5- Создание концепции и методических основ построения и использования механизма адресного управления режимами потребления электроэнергии, позволяющего более эффективно привлекать потребителей всех групп к участию в выравнивании суточных графиков нагрузки энергосистемы.

**Объект исследования:** являются процессы управления спросом потребителей на электрическую мощность в энергетической системе.

**Предмет исследования:** являются методы и способы управления режимами потребления электрической мощности в энергосистеме, способствующие выравниванию суточных графиков ее нагрузки.

# Результаты оценки характера и степени влияния спроса на электрическую мощность основных групп потребителей на неравномерность СГЭН ОЭС Украины

$$K_{вл.i} = \frac{D_{n.i} + \sum_{k=1}^c \text{cov}(P_{n.i} \cdot P_{n.k})}{D_c};$$

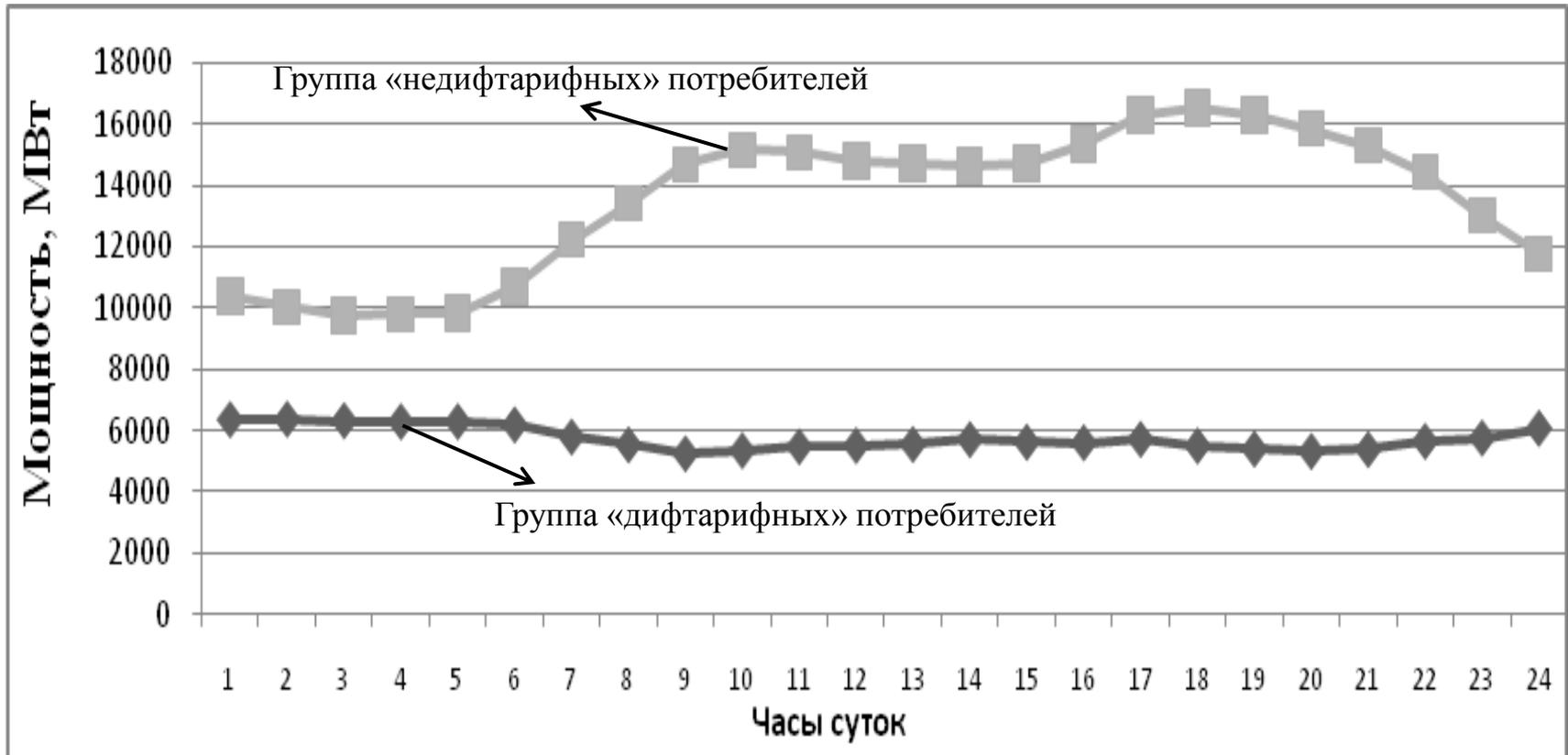
$$K_{вл.инд.i} = \frac{D_{изм.i} - D_{факт.i}}{D_{факт.i}}.$$

Дата	Название группы потребителей	Р <sub>сред</sub> МВт	Коэфф. корреляции	Коэфф. вклада	Коэфф. влияния	Коэфф. инд.вл.
20.06.2012	Промышленность	8344	0,26	0,42	0,06	0,11
	Сельск. хозяйство	421	0,01	0,18	0,02	0,04
	Транспорт	964	0,64	0,05	0,03	0,06
	Строительство	79	0,85	0,05	0,01	0,02
	Коммун. потребители	756	0,86	0,05	0,03	0,07
	Население	6286	0,95	0,44	0,83	0,91
18.06.2014	Промышленность	7064	0,15	0,49	0,35	0,02
	Сельск. хозяйство	313	-0,29	0,02	-0,09	-0,02
	Транспорт	730	0,58	0,05	0,26	0,05
	Строительство	62	0,83	0,04	0,12	0,02
	Коммун. потребители	562	0,93	0,39	0,04	0,09
	Население	5401	0,95	0,38	0,88	0,91

## Результаты анализа соответствия тарифных зон суток современным потребностям управления спросом на электрическую мощность

Час суток	Существующие тарифные зоны суток	Зоны суток с разным уровнем нагрузки энергосистемы	Зоны суток с разным уровнем нагрузки «недифтарифных» потребителей	Зоны суток с разным уровнем нагрузки «дифтарифных» потребителей
1	Ночная зона	Средняя нагрузка	Средняя нагрузка	Максимальная нагрузка
2	Ночная зона	Средняя нагрузка	Минимальная нагрузка	Максимальная нагрузка
3	Ночная зона	Минимальная нагрузка	Минимальная нагрузка	Максимальная нагрузка
4	Ночная зона	Минимальная нагрузка	Минимальная нагрузка	Максимальная нагрузка
5	Ночная зона	Минимальная нагрузка	Минимальная нагрузка	Максимальная нагрузка
6	Ночная зона	Средняя нагрузка	Средняя нагрузка	Максимальная нагрузка
7	Полупиковая зона	Средняя нагрузка	Средняя нагрузка	Средняя нагрузка
8	Полупиковая зона	Средняя нагрузка	Средняя нагрузка	Средняя нагрузка
9	Пиковая зона	Средняя нагрузка	Средняя нагрузка	Минимальная нагрузка
10	Пиковая зона	Средняя нагрузка	Средняя нагрузка	Минимальная нагрузка
11	Полупиковая зона	Средняя нагрузка	Средняя нагрузка	Средняя нагрузка
12	Полупиковая зона	Средняя нагрузка	Средняя нагрузка	Средняя нагрузка
13	Полупиковая зона	Средняя нагрузка	Средняя нагрузка	Средняя нагрузка
14	Полупиковая зона	Средняя нагрузка	Средняя нагрузка	Средняя нагрузка
15	Полупиковая зона	Средняя нагрузка	Средняя нагрузка	Средняя нагрузка
16	Полупиковая зона	Максимальная нагрузка	Средняя нагрузка	Средняя нагрузка
17	Полупиковая зона	Максимальная нагрузка	Максимальная нагрузка	Средняя нагрузка
18	Пиковая зона	Максимальная нагрузка	Максимальная нагрузка	Средняя нагрузка
19	Пиковая зона	Максимальная нагрузка	Максимальная нагрузка	Средняя нагрузка
20	Пиковая зона	Максимальная нагрузка	Средняя нагрузка	Минимальная нагрузка
21	Пиковая зона	Средняя нагрузка	Средняя нагрузка	Минимальная нагрузка
22	Полупиковая зона	Средняя нагрузка	Средняя нагрузка	Средняя нагрузка
23	Полупиковая зона	Средняя нагрузка	Средняя нагрузка	Средняя нагрузка
24	Ночная зона	Средняя нагрузка	Средняя нагрузка	Максимальная нагрузка

**Суточные графики нагрузки «дифтарифных» и «недифтарифных» потребителей, зафиксированные в зимний режимный день 21.12.2011 года**



коэффициент противодействия:

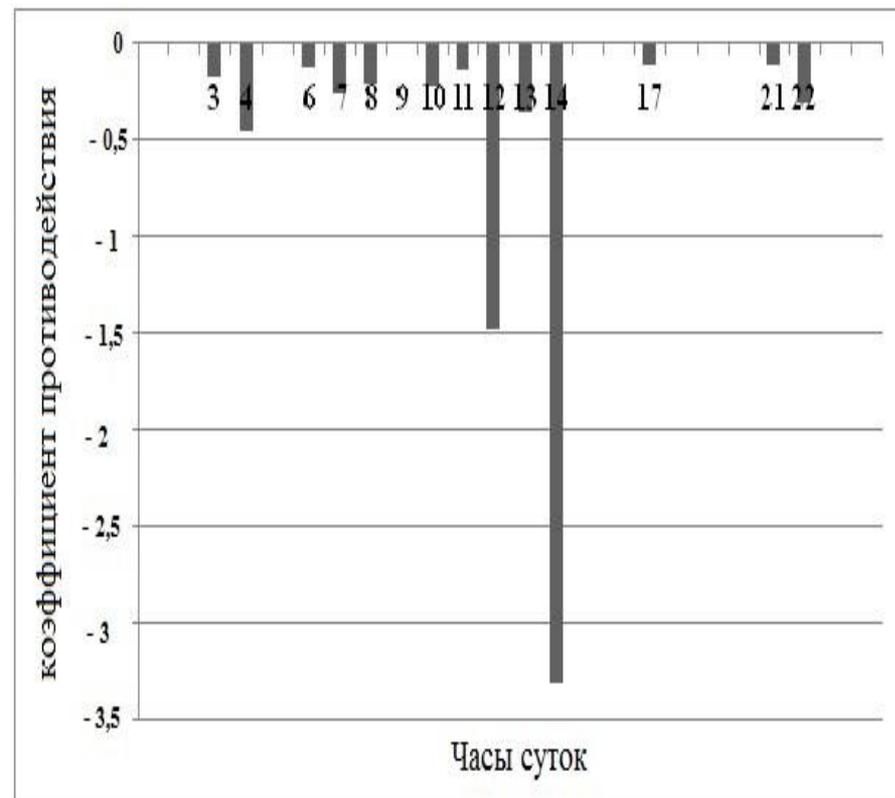
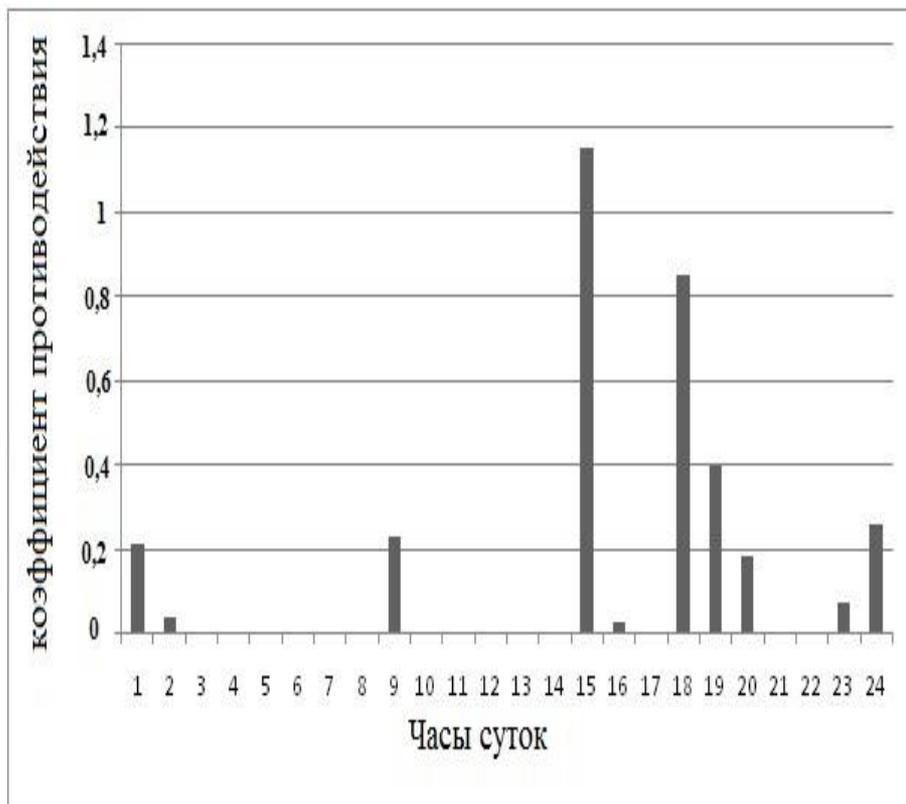
$$K_{\text{прот. } j} = \frac{\Delta P_{\text{диф. } j}}{\Delta P_{\text{недиф. } j}}$$

**Результаты анализа характера и степени противодействия нагрузки «дифтарифных» потребителей на изменение спроса на мощность «недифтарифных» потребителей по часам суток зимнего режимного дня**

**21.12.2011 года**

<b>Час суток</b>	<b><math>\Delta P_{эс}</math>, МВт</b>	<b><math>\Delta P_{нед}</math>, МВт</b>	<b><math>\Delta P_{диф}</math>, МВт</b>	<b>Характер противодействия дифт. потребителей</b>	<b><math> K_{прот.} </math></b>	<b><math>K_{прот.(+)}</math></b>	<b><math>K_{прот.(-)}</math></b>
1	-1086	-1371	285	позитивное	0,20	0,20	
2	-331	-344	13	позитивное	0,03	0,03	
3	-359	-307	-52	негативное	0,16		-0,16
4	37	67	-30	негативное	0,44		-0,44
5	24	24	0	негативное	0		0
6	766	870	-104	негативное	0,11		-0,11
7	1135	1529	-394	негативное	0,25		-0,25
8	930	1183	-253	негативное	0,21		-0,21
9	984	1275	-291	позитивное	0,22	0,22	
10	584	477	107	негативное	0,22		-0,22
11	40	-84	124	негативное	1,47		-1,47
12	-238	-274	36	негативное	0,13		-0,13
13	-69	-107	38	негативное	0,35		-0,35
14	111	-48	159	негативное	3,31		-3,31
15	-12	76	-88	позитивное	1,15	1,15	
16	584	599	-15	позитивное	0,02	0,02	
17	1076	964	112	негативное	0,11		-0,11
18	37	252	-215	позитивное	0,85	0,85	
19	-356	-255	-101	позитивное	0,39	0,39	
20	-525	-444	-81	позитивное	0,18	0,18	
21	-469	-530	61	негативное	0,11		-0,11
22	-603	-870	267	негативное	0,30		-0,30
23	-1325	-1429	104	позитивное	0,07	0,07	
24	-935	-1253	318	позитивное	0,25	0,25	
Среднее						0,34	-0,52
Дисперсия						0,1399	0,7757

## Коэффициенты противодействия для часов суток зимнего режимного дня 21.12.2011 года



# ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ СОЗДАНИЯ И ПРЕИМУЩЕСТВА МЕХАНИЗМА АДРЕСНОГО УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОЩНОСТИ

## **Основные идеи:**

- Отдельное направление развития методов управления спросом на мощность (Проект).
- Цель Проекта: снижение затрат энергосистемы путём выравнивания суточных графиков её нагрузки.
- «Инструмент» - плата за профиль электрической мощности, то есть за определенную конфигурацию суточных графиков нагрузки.
- Плата осуществляется продавцами электроэнергии ее покупателям.
- Формирование рынка услуг потребителей электроэнергии ее продавцам.
- Стимулирование участников Проекта носит адресный характер.

## **Принципы создания:**

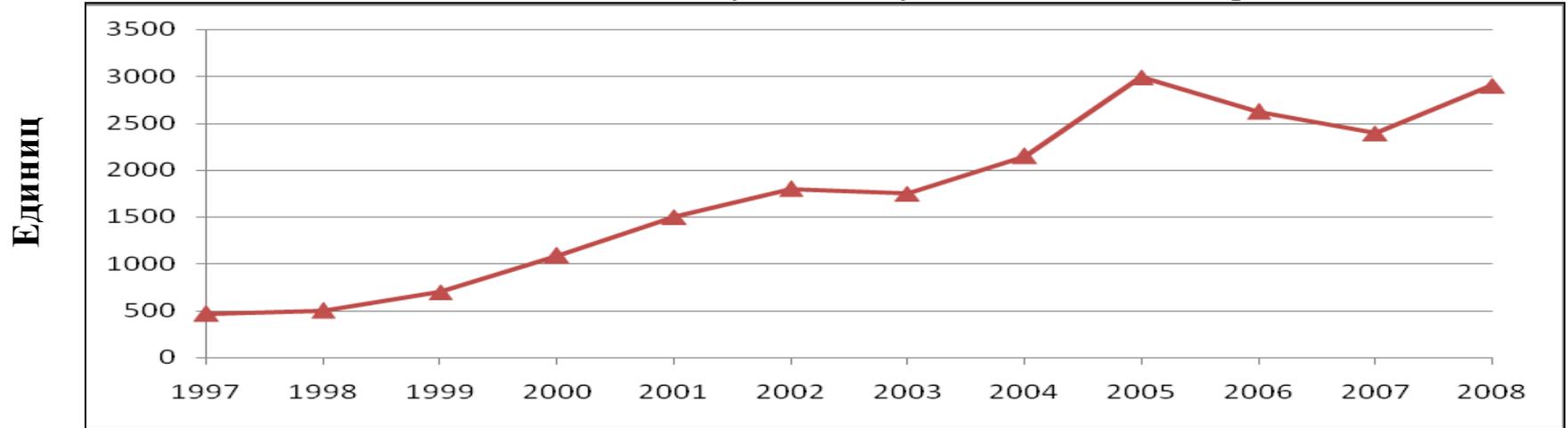
- Основан на экономии затрат энергосистемы за счет выравнивания графиков ее нагрузки.
- Участие в Проекте является добровольным.
- Участие в Проекте предполагает наличие современных приборов учета.

## **Преимущества:**

- Не требует изменения существующих систем тарифов на электроэнергию.
- Позволяет эффективно привлекать потребителей всех групп к участию в Проекте.
- Позволяет перейти из области прогнозирования в область планирования графиков нагрузки.

# Оценка потенциала снижения затрат энергосистемы в результате выравнивания суточных графиков ее электрической нагрузки

Динамика изменения количества ежесуточных пусков-остановов энергоблоков ТЭС ГК



Общая экономия затрат энергосистемы:

$$\Delta Z_{\text{общ.}} = \Delta Z_{\text{доп.пуск}} + \Delta Z_{\text{доп.реж.}} + \Delta Z_{\text{выр. аэс}} + \Delta Z_{\text{доп.рем}}$$

Экономия затрат на пуски энергоблоков ТЭС:

$$\Delta Z_{\text{доп.пуск}} = (\Delta N_{\text{рег.тэс}} * 75 * 365 * C_{\text{п.г.}}) * 1,07$$

Экономия затрат на неэффективные режимы работы ТЭС:

$$\Delta Z_{\text{доп.реж.}} = W_{\text{выр.тэс}} * C_{\text{т.выр.}} * \Delta b_{\text{у.т.}}$$

Экономия затрат в связи с замещением блоков ТЭС на АЭС :

$$\Delta Z_{\text{выр. аэс}} = \Delta W_{\text{выр.аэс}} * (C_{\text{выр.тэс}} - C_{\text{выр.аэс}})$$

Экономия затрат на дополнительные ремонты блоков ТЭС:

$$\Delta Z_{\text{доп.рем.}} = \Delta N_{\text{рег.тэс}} * 365 * Z_{\text{уд.рем}}$$

# Возможные изменения графиков покрытия электрической загрузки ОЭС Украины в случае их постепенного выравнивания

<b>Сценарии увеличения электрической нагрузки энергосистемы в ночной период</b>									
на 200 МВт		на 400 МВт		на 600 МВт		на 800 МВт		на 1000 МВт	
6 месяцев в году («лето»)	6 месяцев в году («зима»)	6 месяцев в году («лето»)	6 месяцев в году («зима»)	6 месяцев в году («лето»)	6 месяцев в году («зима»)	6 месяцев в году («лето»)	6 месяцев в году («зима»)	6 месяцев в году («лето»)	6 месяцев в году («зима»)
Из	Из	Из	Из	Из	Из	Из	Из	Из	Из
регулируемой части графика нагрузки ОЭС исключается 1 блок ТЭС	регулируемой части графика нагрузки ОЭС исключается 1 блок ТЭС	регулируемой части графика нагрузки ОЭС исключаются 2 блока ТЭС	регулируемой части графика нагрузки ОЭС исключаются 2 блока ТЭС	регулируемой части графика нагрузки ОЭС исключаются 3 блока ТЭС	регулируемой части графика нагрузки ОЭС исключаются 3 блока ТЭС	регулируемой части графика нагрузки ОЭС исключаются 4 блока ТЭС	регулируемой части графика нагрузки ОЭС исключаются 4 блока ТЭС	регулируемой части графика нагрузки ОЭС исключаются 5 блоков ТЭС	регулируемой части графика нагрузки ОЭС исключаются 5 блоков ТЭС
Количество ежесуточных пусков- остановов блоков ТЭС уменьшается на 1	Количество ежесуточных пусков- остановов блоков ТЭС уменьшается на 1	Количество ежесуточных пусков- остановов блоков ТЭС уменьшается на 2,5	Количество ежесуточных пусков- остановов блоков ТЭС уменьшается на 2,5	Количество ежесуточных пусков- остановов блоков ТЭС уменьшается на 4	Количество ежесуточных пусков- остановов блоков ТЭС уменьшается на 4	Количество ежесуточных пусков- остановов блоков ТЭС уменьшается на 5	Количество ежесуточных пусков- остановов блоков ТЭС уменьшается на 5	Количество ежесуточных пусков- остановов блоков ТЭС уменьшается на 6,5	Количество ежесуточных пусков- остановов блоков ТЭС уменьшается на 6,5
Базовая мощность ТЭС не изменяется	Базовая мощность ТЭС увеличивается на 200 МВт	Базовая мощность ТЭС не изменяется	Базовая мощность ТЭС увеличивается на 400 МВт	Базовая мощность ТЭС не изменяется	Базовая мощность ТЭС увеличивается на 600 МВт	Базовая мощность ТЭС не изменяется	Базовая мощность ТЭС увеличивается на 800 МВт	Базовая мощность ТЭС не изменяется	Базовая мощность ТЭС увеличивается на 1000 МВт
Базовая мощность АЭС увеличивается на 200 МВт	Базовая мощность АЭС не изменяется	Базовая мощность АЭС увеличивается на 400 МВт	Базовая мощность АЭС не изменяется	Базовая мощность АЭС увеличивается на 600 МВт	Базовая мощность АЭС не изменяется	Базовая мощность АЭС увеличивается на 800 МВт	Базовая мощность АЭС не изменяется	Базовая мощность АЭС увеличивается на 1000 МВт	Базовая мощность АЭС не изменяется

**Возможное снижение затрат энергосистемы в результате выравнивания суточных графиков ее электрической нагрузки (млн. грн. в год)**

Составляющие затрат энергосистемы на выработку электроэнергии	Сценарии увеличения электрической нагрузки энергосистемы в ночной период									
	на 200 МВт		на 400 МВт		на 600 МВт		на 800 МВт		на 1000 МВт	
	6 месяцев в году («лето»)	6 месяцев в году («зима»)	6 месяцев в году («лето»)	6 месяцев в году («зима»)	6 месяцев в году («лето»)	6 месяцев в году («зима»)	6 месяцев в году («лето»)	6 месяцев в году («зима»)	6 месяцев в году («лето»)	6 месяцев в году («зима»)
Возможное снижение затрат на ежесуточные пуски энергоблоков ТЭС	100,68	100,68	251,69	251,69	402,7	402,7	503,38	503,38	654,39	654,39
Возможное снижение затрат на выработку электроэнергии в результате повышения КИУМ энергоблоков ТЭС	0	78,89	0	155,53	0	209,62	0	272,73	0	351,62
Возможное снижение затрат на выработку электроэнергии в результате замещения энергоблоков ТЭС блоками АЭС	700,8	0	1401,6	0	2102,4	0	2803,2	0	3504,0	0
<b>Возможное снижение затрат на текущие ремонты энергоблоков ТЭС</b>	18,25	18,25	45,63	45,63	73,0	73,0	91,25	91,25	118,63	118,63
Сумма по сезонам	819,73	197,82	1698,92	452,85	2578,1	685,32	3397,83	867,36	4277,02	1124,64
Возможное снижение годовых затрат, млн. грн.	<b>1017,55</b>		<b>2151,77</b>		<b>3263,42</b>		<b>4265,19</b>		<b>5401,66</b>	

## Регрессионная зависимость между СКО суточных графиков нагрузки ТЭС и суммарной величиной ожидаемого снижения годовых затрат энергосистемы на выработку электроэнергии

Показатели неравномерности графиков нагрузки ТЭС для разных сценариев их выравнивания

Сценарий	Увеличение электрической нагрузки в ночной период	Дисперсия суточного графика нагрузки ТЭС	СКО ( $\sigma$ ) суточного графика нагрузки ТЭС
0	Базовый график 17.12.2014	786106,5	887
1	на 200 МВт	640936,9	801
2	на 400 МВт	511419,5	715
3	на 600 МВт	397554,3	631
4	на 800 МВт	299341,3	547
5	на 1000 МВт	216780,4	466

$$\Delta Z_{\text{общ.}} = 11335,96 - 12,8328 * \sigma.$$



# Общий алгоритм построения и функционирования предлагаемого механизма привлечения потребителей к участию в выравнивании суточных графиков нагрузки энергосистемы

## I. Подготовительный этап

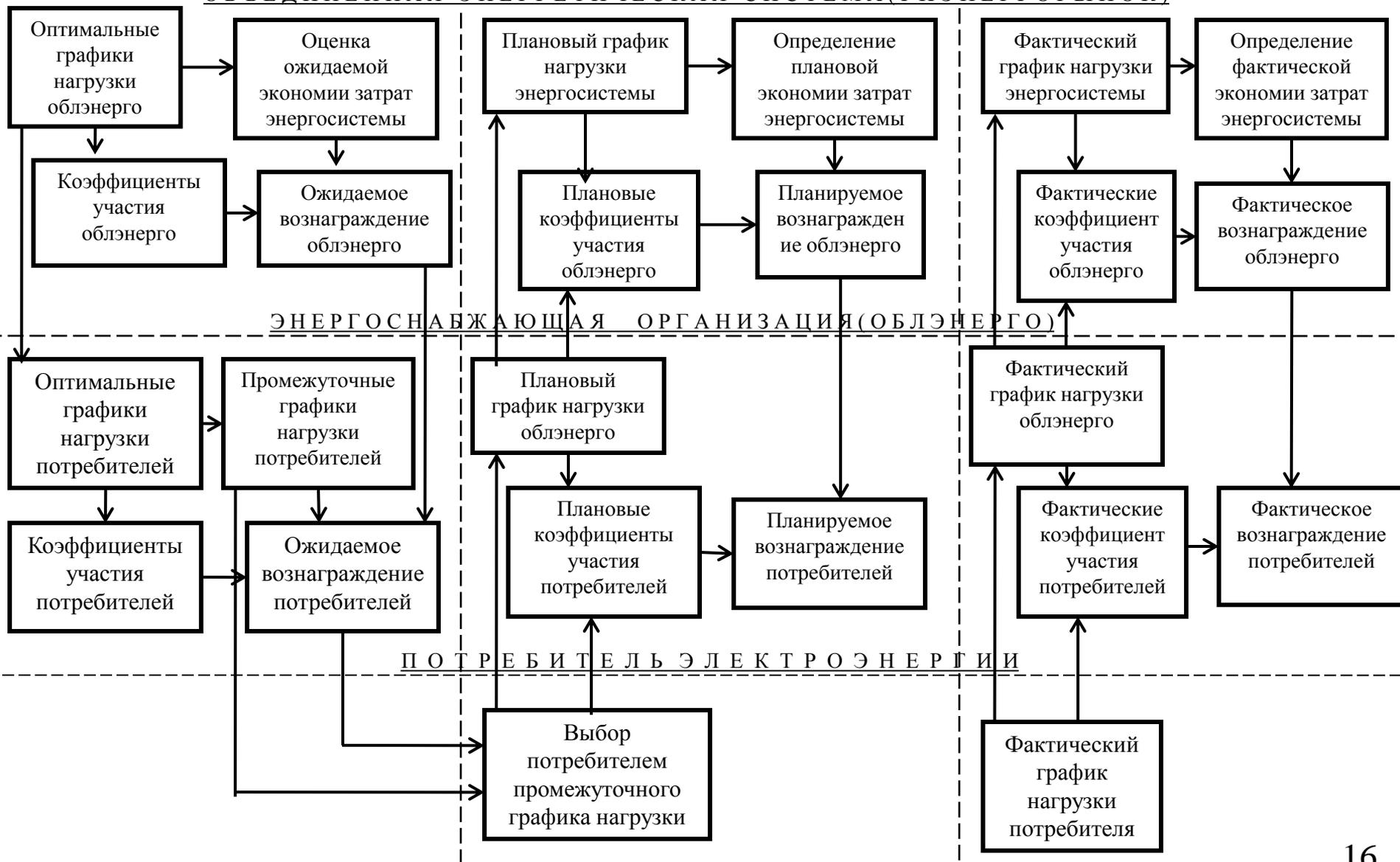
## II. Этап планирования

## III. Этап окончательных взаиморасчетов

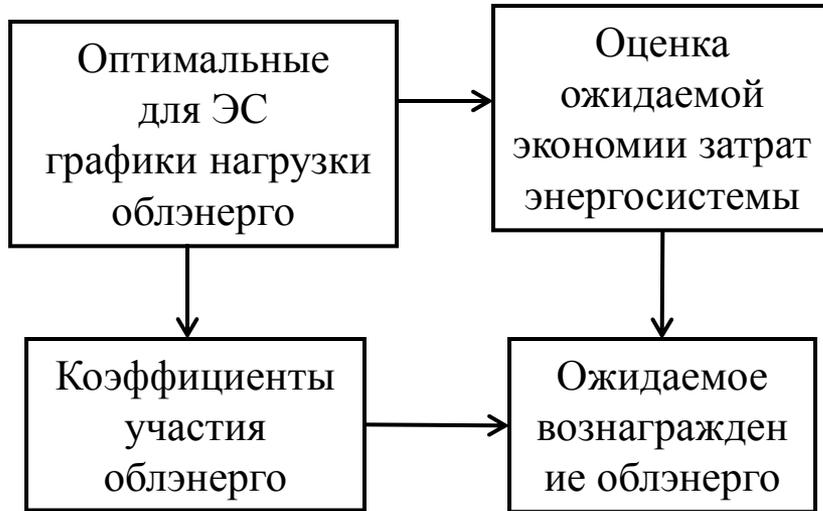
### ОБЪЕДИНЕННАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА (ГПЭНЕРГОРЫНОК)

### ЭНЕРГОСНАБЖАЮЩАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ (ОБЛЭНЕРГО)

### ПОТРЕБИТЕЛЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ



# Подготовительный этап (уровень энергосистемы)



$$Z = \sum_{j=1}^{24} (P_{эс.j} - P_{эс.ср.})^2 \rightarrow \min$$

$$P_{обл.i,j.min} \leq P_{обл.i,j} \leq P_{обл.i,j.max}$$

$$P_{обл.i,j} > 0$$

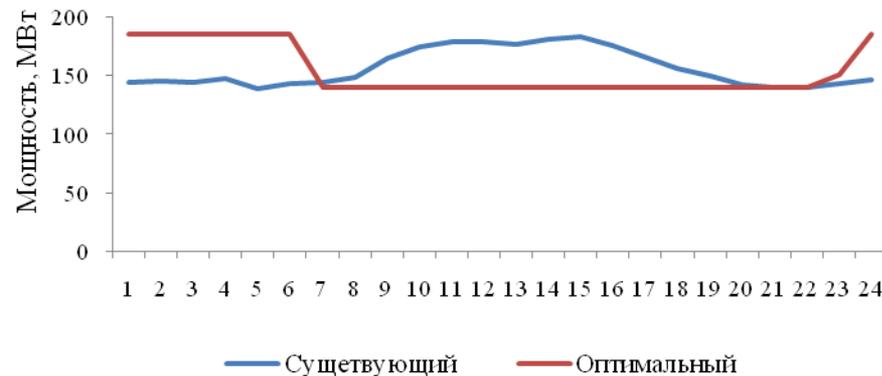
Облэнерго	К оэфф. участия	Вознаграждение, млрд. грн./год.
Киевоблэнерго	0,234	2,344
Харьковоблэнерго	0,481	4,806
Днепроблэнерго	0,285	2,850



## Подготовительный этап (уровень облэнерго)



Графики нагрузки промышленных потребителей Киевоблэнерго



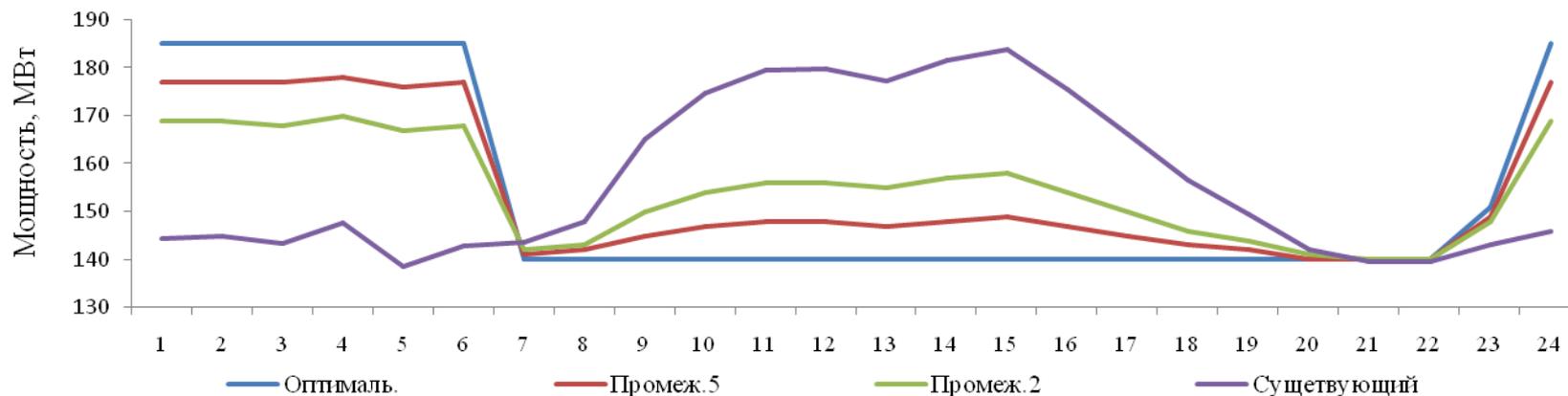
$$Z = \sum_{j=1}^{24} (P_{\text{обл.}j} - P_{\text{опт.обл.}j})^2 \rightarrow \min$$

$$P_{\text{обл.}i,j.\min} \leq P_{\text{обл.}i,j} \leq P_{\text{обл.}i,j.\max}$$

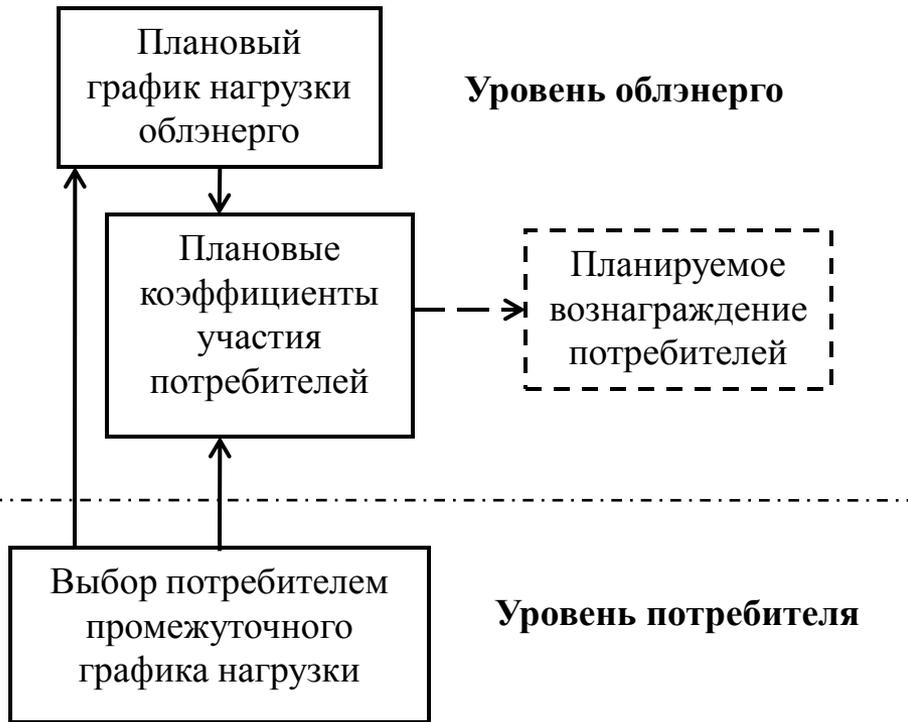
$$P_{\text{обл.}i,j} > 0$$

Группа потребителей	Коэфф. участия	Вознаграждение млрд. грн./год
Промышленные	0,64	1,489
Бытовые	0,36	0,845

Промежуточные графики нагрузки промышленных потребителей Киевоблэнерго



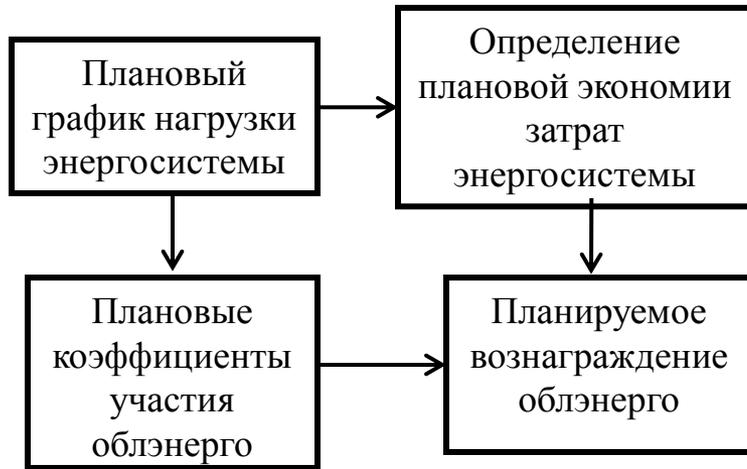
# Этап планирования



Потребители	К оэфф. участия
Промышленные	0,62
Бытовые	0,38

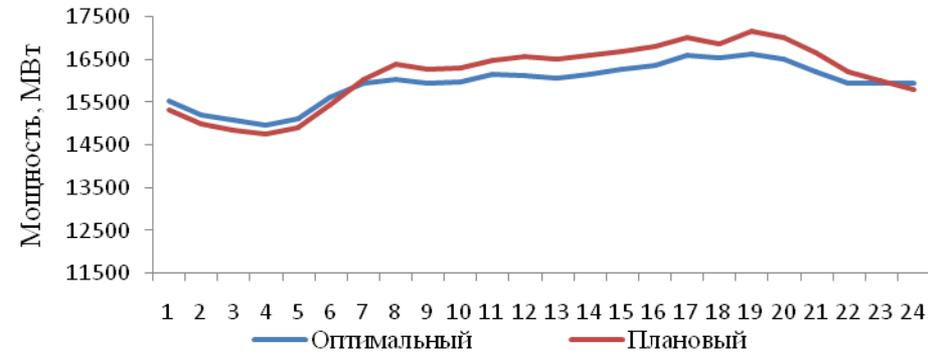


# Этап планирования (уровень энергосистемы)



Облэнерго	К План. участия	Планируемое вознаграждение млрд. грн/ год.
Киевоблэнерго	<b>0,225</b>	<b>1,143</b>
Харьковоблэнерго	<b>0,467</b>	<b>2,376</b>
Днепроблэнерго	<b>0,306</b>	<b>1,559</b>

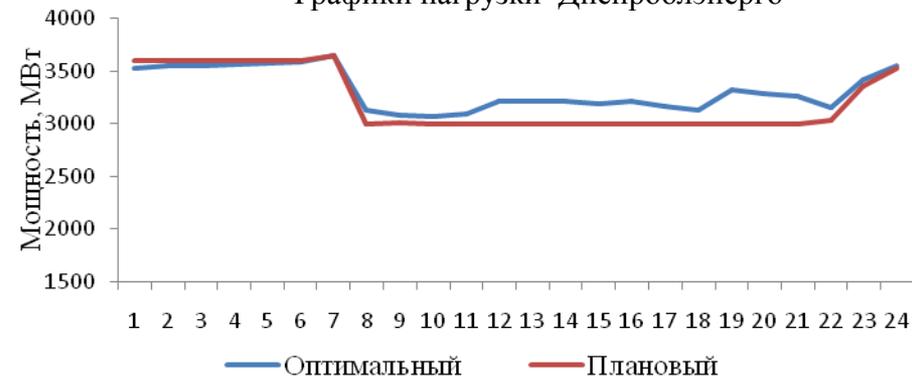
Графики нагрузки энергосистемы



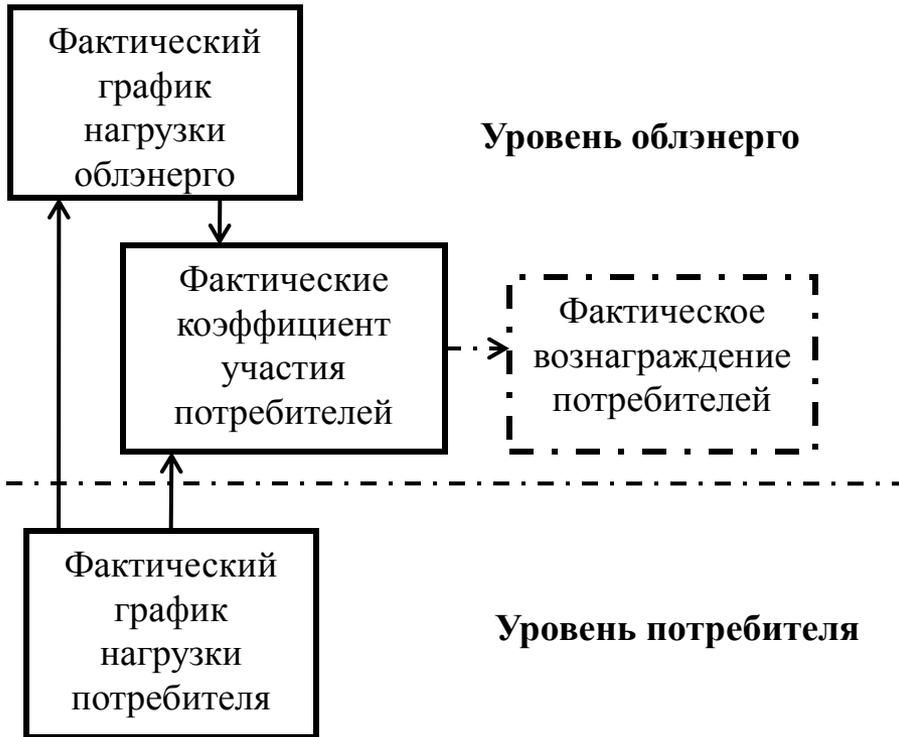
Графики нагрузки Харьковоблэнерго



Графики нагрузки Днепроблэнерго

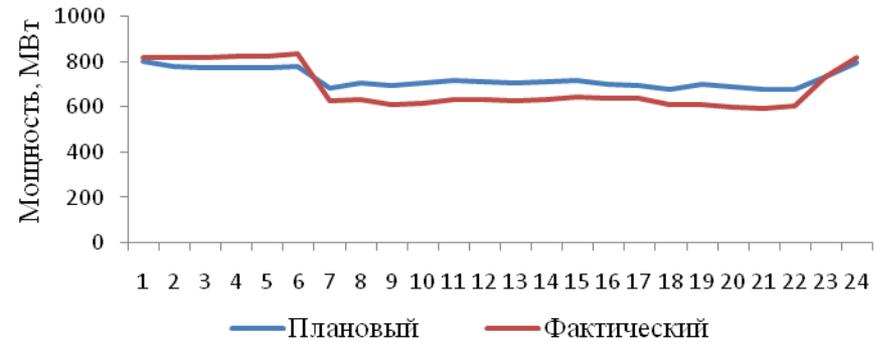


# Этап окончательных расчетов

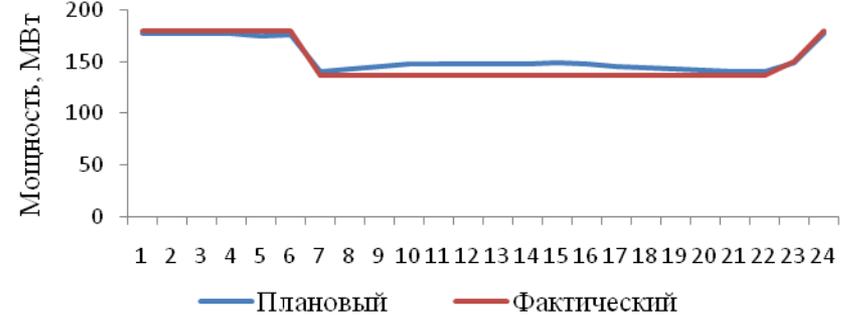


Потребители	Коэфф. участия
Промышленные	0,08
Бытовые	0,91

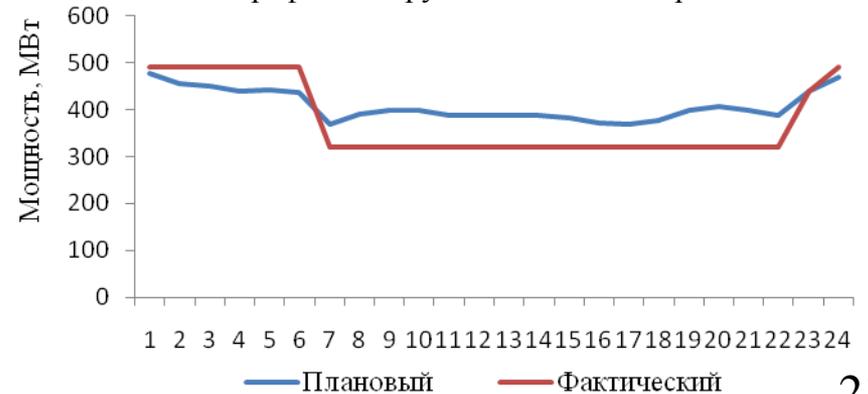
Графики нагрузки Киевоблэнерго



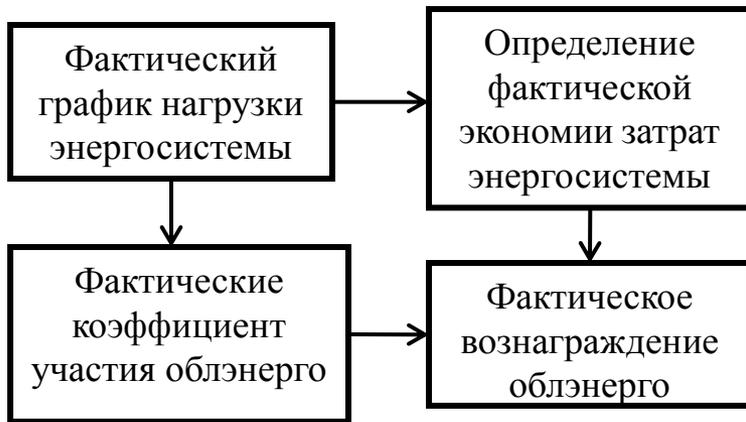
Графики нагрузки промышленных потребителей



Графики нагрузки бытовых потребителей

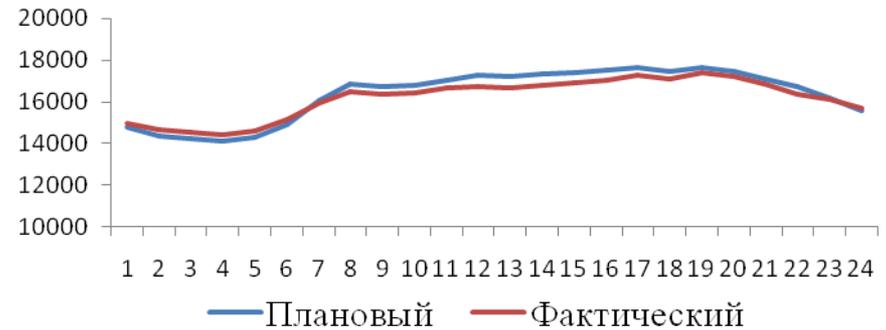


# Этап окончательных расчетов (уровень энергосистемы)

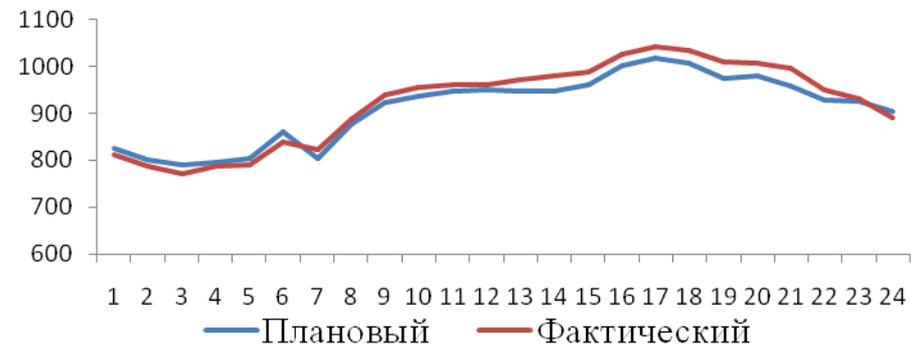


Облэнерго	Коэфф. участия	Фактическое вознаграждение млрд.грн/ год.
Киевоблэнерго	<b>0,317</b>	<b>1,31</b>
Харьковоблэнерго	<b>0,412</b>	<b>2,07</b>
Днепроблэнерго	<b>0,270</b>	<b>1,55</b>

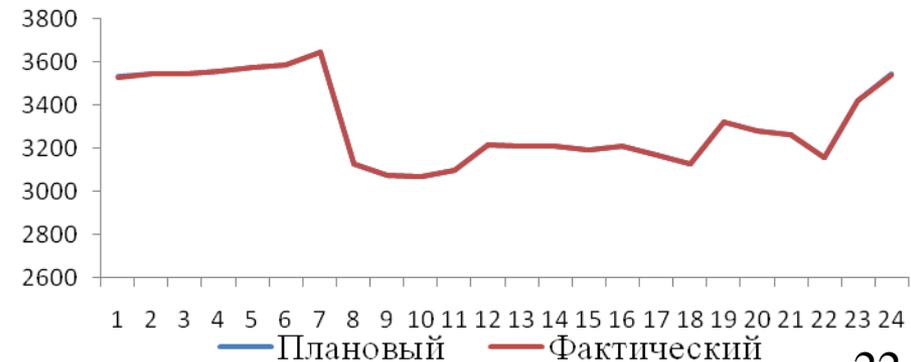
## Графики нагрузки энергосистемы



## Графики нагрузки Харьковоблэнерго



## Графики нагрузки Днепроблэнерго



## Научная новизна

- 1- Получил развитие метод определения длительности и границ реальных зон суток со статистически резным уровнем электрической нагрузки, основанный на группировании почасовых значений нагрузки энергосистемы и потребителей, позволяющий по сравнению с существующими методами получать более объективные и обоснованные решения данной задачи.
- 2- Впервые предложены показатель и критерий, позволяющие оценивать характер и степень противодействия нагрузки «дифтарифных» потребителей изменению спроса на мощность «недифтарифных» потребителей электроэнергии в каждой час анализируемых суток .
- 3- Обоснована целесообразность создания более действенных методов управления режимами электропотребления, альтернативных использованию дифференцированных по времени тарифов на электрическую энергию.
- 4- Созданы методические основы оценки потенциала экономии затрат энергосистемы на выработку электроэнергии в результате постепенного выравнивания суточных графиков ее нагрузки.
- 5- Впервые разработана концепция и методические основы создания и использования механизма адресного управления режимами потребления электроэнергии, позволяющего более эффективно привлекать потребителей всех групп к участию в выравнивании суточных графиков нагрузки энергосистемы.

## Практическое значение полученных результатов

Разработанные концепция и методические основы создания механизма адресного управления режимами потребления электрической мощности представляют собой принципиально новое направление развития рыночных методов управления режимами потребления электрической мощности в энергосистеме, независимое от уже существующих в Украине других методов такого управления и результатов их применения. Поэтому построение и использование предложенного в диссертационной работе механизма адресного управления спросом потребителей на мощность не требует изменения действующей системы тарифов на электрическую энергию, а также существующих нормативных и законодательных документов в этой сфере.

Создание и использование разработанного механизма управления дает возможность создать дополнительный, значительно более эффективный «инструмент» для привлечения потребителей и электропередающих организаций к участию в выравнивании суточных графиков нагрузки энергосистемы, а также перейти от прогнозирования этих графиков к их планированию на соответствующую перспективу.

На разработанные в диссертационной работе концепцию и методические основы создания механизма адресного управления режимами потребления электрической мощности в ОЭС Украины получено свидетельство о регистрации авторского права № 68051 (дата регистрации 29.09.2016 г.).

Основные теоретико-методические и практические результаты диссертационного исследования используются в учебном процессе КПИ им. Игоря Сикорского на кафедре электроснабжения во время преподавания дисциплины «Маркетинговые исследования в энергетике» (акт внедрения от 01.09.2016 г.).

# Выводы

- 1- Суточные графики нагрузки энергосистемы Украины неравномерные , и их покрытие снижает надежность и экономичность ее работы.
- 2- Наиболее эффективным методом выравнивания графиков электрической нагрузки , является привлечения потребителей к участию в их выравнивании.
- 3- Традиционным инструментом управления спросом потребителей на электрическую мощность, является тарифы на электроэнергию.
- 4- Существующие в Украине и Иордании тарифы на электроэнергию не способствуют действенному управлению режимами потребления электроэнергии в энергосистеме.
- 5- Дальнейшее развитие методов управления спросом потребителей на электрическую мощность в энергосистеме , целесообразно осуществлять в направлениях альтернативных совершенствованию тарифов на электроэнергию .
- 6- Одним из таких, альтернативных методов, является создания механизма адресного управления режимами электропотребления.
- 7- Создание и использование предлагаемого механизма позволит эффективно привлекать всех групп потребителей к участию в выравнивании графиков нагрузки энергосистеме .

**Спасибо за внимание**

## Материалы работы были опубликованы в :

- 1-Энергетика Иордании: современное состояние и перспективы развития / Мохаммад Аль Шарари, В.Ф.Находов, Ю.Н.Исаенко // Энергетика: економіка, технології, екологія. – 2014. – № 4(38). – С. 83 – 91.
- 2- Определение первоочередных направлений совершенствования дифференцированных тарифов на электрическую энергию / В.Ф.Находов, А.И.Замулко, Мохаммад Аль Шарари, Ю.Н.Исаенко // Восточно-Европейский журнал передовых технологий. – 2015. - № 6/1(78). – С. 24 – 32.
- 3-Оценка влияния изменения спроса потребителей на электрическую мощность на неравномерность суточных графиков нагрузки энергосистемы/ В.Ф.Находов, А.И.Замулко, Мохаммад Аль Шарари, Д.А.Мединцева // Наукові вісті 2016. № 1- С.31-38.
- 4-Анализ длительности и границ существующих тарифных зон суток / В.Ф.Находов, А.И.Замулко, Мохаммад Аль Шарари, Д.А.Мединцева // Энергетика: економіка, технології, екологія. – 2016. – № ..... – С. ....
- 5-Мохаммад Аль Шарари Влияние спроса потребителей на неравномерность электрической нагрузки энергосистемы // Міжнародна науково-технічна конференція молодих вчених і спеціалістів “Електромеханічні та енергетичні системи, методи моделювання та оптимізації” ESMO 2016. -№ XIV – С.133-135.
- 6- Находов В.Ф. Анализ установленных зон суток существующих дифференцированных тарифов на электроэнергию / В.Ф.Находов, А.И.Замулко, Мохаммад Аль Шарари, Д.А.Мединцева // В матеріалах (ПЕМС)
- 7- дополнительные затраты энергосистемы на покрытие неравномерных графиков электрической нагрузки / В.Ф.Находов, А.И.Замулко, Мохаммад Аль Шарари, Д.А.Мединцева // Збірник наукових праць Энергетика. Екологія. Людина : VIII міжнар. наук.-техн. конф. молодих дослідників, аспірантів та студентів, 1–3 червня 2016 р. – К., 2016.

# Оценка снижения удельного расхода условного топлива энергоблоков ТЭС при повышении их КИУМ

Средние значения коэффициентов использования установленной мощности и удельного расхода условного топлива энергоблоков ТЭС ГК

Год	Средний КИУМ, %	Средний удельный расход условного топлива ( $b_{у.т}$ ), г у.т./кВт.ч
2003	27,4	392,6
-----	-----	-----
2005	25,3	400,5
-----	-----	-----
2007	30,9	393
-----	-----	-----
2015	22	450

$$b_{у.т} = 572.8098 - 6.20397 * \text{КИУМ} .$$

$$\Delta b_{у.т} = \frac{(b_{у.т.суш} - b_{у.т.изм.})}{b_{у.т.суш}} * 100\%$$