

ЗАДАЧА ОПТИМАЛЬНОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ СУТОЧНОЙ НАГРУЗКИ ЭЛЕКТРОПОТРЕБИТЕЛЯ

Ярошко В.М. – к. э. н.

Энергосбыт ОАО "Кубаньэнерго"

Никишова М.В. – аспирант

Муляр Е.В. – аспирант

Кубанский государственный технологический университет

Работа посвящена решению важной и проблемной задачи, стоящей перед региональными энергетиками, – выравниванию суточных графиков нагрузки у электропотребителей (ЭП). Актуальность ее решения возрастает с введением региональными энергетическими комиссиями (РЭК) дифференцированного по зонам суток тарифа на потребляемую электроэнергию, что ведет к необходимости оперативного планирования электропотребления путем оптимального перераспределения ЭП своих нагрузок по зонам суток, что реально возможно только при наличии вышеназванной задачи, решаемой в рамках создаваемых АСКУЭ-ЭП.

Приводится формализованная постановка этой задачи как одномерной задачи целочисленного нелинейного программирования и метода ее решения – лексикографического упорядочения векторов решения. Предложенная модель задачи адекватно описывает процесс оперативного планирования электрораспределения у ЭП, а разработанный метод эффективен для реализации на ЭВМ. Универсальность модели и метода решения задачи позволяют учесть основные показатели процесса распределения электроэнергии у ЭП. Это дает возможность получать по заданным критериям не только один оптимальный посуточный план электропотребления, но и спектр квазиоптимальных планов, а также разработать методику оценки перехода ЭП на дифтариф, с построением системы стимулирования и контроля эффективности электропотребления.

Эффект от внедрения задачи в рамках АСКУЭ может дать ЭП от 5 до 15 % экономии затрат на потребляемый объем электроэнергии. Эффектом региональной энергосистемы является реальное выравнивание суточных графиков нагрузки питающих ЛЭП

и решение связанных с этим проблем оперативной диспетчеризации электропотребления и борьбы с потерями электроэнергии. Модель задачи можно масштабировать до любого структурного уровня региональной энергосистемы, реализовав ее как типовую задачу от АСКУЭ-ЭП до создаваемых АСКУЭ-РРЭМ. Ее можно использовать как имитационную модель при проведении деловых игр ИТР (энергетиков, маркетологов и менеджеров) и обучении студентов соответствующих специальностей.

1. Актуальность проблемы и содержательная постановка задачи

Возможность перехода предприятий-электропотребителей (ЭП) с двухставочного тарифа оплаты за электроэнергию (табл. 1) на дифференцированный по временным зонам суток (табл. 2) обуславливает необходимость его технико-экономического обоснования.

Таблица 1 – Двухставочный тариф оплаты за электроэнергию

Группа э/потребителей, использующих двухставочный тариф	Тариф на э/энергию при		
	максимальной мощности э/потребления	мощности присоединения	
		$\geq 750 \text{кВ}\cdot\text{А}$	$< 750 \text{кВ}\cdot\text{А}$
	руб/кВт	руб/кВт*ч	
1 Промышленные и приравненные к ним потребители	114	0,66	
			0,85

Введен решением РЭК с 1.06.2001г.

Такой переход, согласно п. 1.5.11 ПУЭ, требует обоснования целесообразности дополнительных затрат ЭП на модернизацию пунктов расчетного (коммерческого) учета электроэнергии и расширения функциональных возможностей автоматизированного учета электроэнергии, вплоть до создания АСКУЭ-ЭП, включая ее программно-техническую стыковку с системой верхнего уровня – территориального электроснабжающего (сбытового) предприятия АО-энерго.

Согласно цели создания дифтарифа, этот переход, при неизменном суточном графике электропотребления и правильном регулировании Ре-

региональной энергетической комиссией (РЭК) тарифной политики в энергорегионе [1], не должен давать ЭП дополнительного экономического эффекта. Ожидаемый положительный экономический эффект может быть получен ЭП только при разработке и реализации им определенных оргтехмероприятий, нацеленных на «выравнивание» суточных графиков нагрузок (табл. 3, 4, рис. 1) путем переноса потребляемой почасовой электроэнергии (мощности) из «дорогих» зон суток в относительно «дешевые», не только перестраивая при этом технологию производства, но и решая сопутствующие социальные вопросы. Такое временное смещение электронатгрузки отдельных ЭП ведет к большей суточной ритмичности их работы, снижению удельных затрат на потребляемую электроэнергию и соответственно доли электротрат в себестоимости выпускаемой продукции. На региональном уровне это способствует «выравниванию» оперативных графиков нагрузки в питающих ЛЭП и в конечном счете – согласованию интересов всех субъектов РРЭМ, что и является конечной целью введения РЭК зонных дифтарифов.

Очевидно, что максимальный эффект получают ЭП с непрерывным и относительно легко перенастраиваемым технологическим циклом производства, имеющие возможность организовать многосменную работу предприятия с достаточно широким диапазоном регулирования нагрузок как по величине, так и времени суток. Однако варьирование мощностей в пределах задаваемых технологических и временных границ электропотребления приводит к необходимости перебора огромного числа технологически допустимых вариантов суточного плана распределения нагрузки внутри ЭП с одновременным анализом их оценок по задаваемым технико-экономическим показателям. Ручной способ решения такой задачи является весьма сложной и трудоемкой процедурой даже для минимального – суточного периода планирования. Поэтому необходимы автоматическая генерация всех возможных (допустимых) вариантов суточного плана

электропотребления ЭП в задаваемых технологических и временных интервалах варьирования и выбор по определенному (-ым) формализованному (-ым) критерию (-ям) наиболее оптимального из них. Большая размерность подобного класса задач, исследованных в [4], требует использования средств вычислительной техники, а следовательно, четкой математической формализации, выбора эффективного (по времени счета) метода и алгоритма решения, что возможно и необходимо реализовать только в рамках создаваемых АСКУЭ-ЭП.

Дифференцированный по временным зонам (месяцам, дням недели и часам суток)
Промышленные и приравненные к ним потребители (введен РЭКом с 1.06.2001г.)

Таблица 2

			Дифференцированный тариф на электроэнергию по месяцам и дням недели, руб/кВт*ч														
Временной интервал, час			1-3,10 месяцы			4 месяц			5-8 месяцы			9 месяц			11-12 месяцы		
начало	конец		рабо- чим	суббот- ним	воскресн. и выходн.	рабо- чим	суббот- ним	воскресн. и выходн.	рабо- чим	суббот- ним	воскресн. и выходн.	рабо- чим	суббот- ним	воскресн. и выходн.	рабо- чим	суббот- ним	воскресн. и выходн.
1	0	7	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60
2	7	9	0,88	0,88	0,60	0,88	0,88	0,60	0,88	0,88	0,60	0,88	0,88	0,60	0,88	0,88	0,60
3	9	11	1,23	0,88	0,88	1,23	0,88	0,88	1,23	0,88	0,88	1,23	0,88	0,88	1,23	0,88	0,88
4	11	17	0,88	0,88	0,60	0,88	0,88	0,60	0,88	0,88	0,60	0,88	0,88	0,60	0,88	0,88	0,60
5	17	18	0,88	0,88	0,60	0,88	0,88	0,60	0,88	0,88	0,60	0,88	0,88	0,60	1,23	0,88	0,88
6	18	20	1,23	0,88	0,88	0,88	0,88	0,60	0,88	0,88	0,60	0,88	0,88	0,60	1,23	0,88	0,88
7	20	21	1,23	0,88	0,88	1,23	0,88	0,88	0,88	0,88	0,60	1,23	0,88	0,88	1,23	0,88	0,88
8	21	22	1,23	0,88	0,88	1,23	0,88	0,88	1,23	0,88	0,88	1,23	0,88	0,88	0,88	0,88	0,60
9	22	23	0,88	0,88	0,60	1,23	0,88	0,88	1,23	0,88	0,88	0,88	0,88	0,60	0,88	0,88	0,60
10	23	0	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60

Анализ графика суточного э/потребления предприятия
(при разных тарифах и планах э/потребления)

на 13.09.2001г.

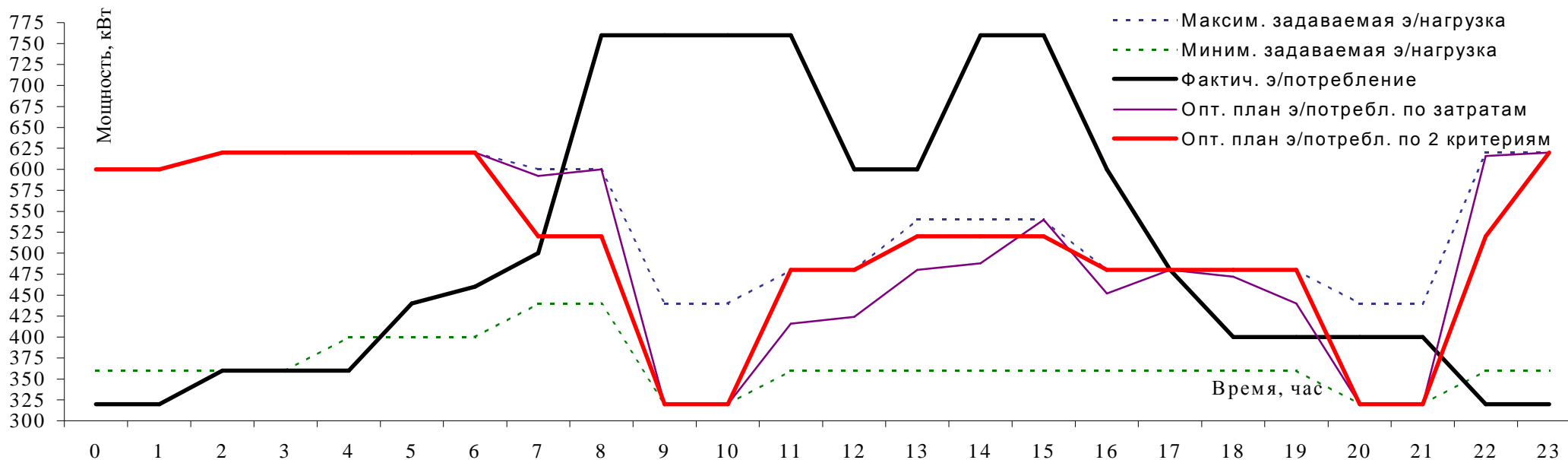


Рис. 1

Суточный план энергопотребления предприятия
(использован двухставочный тариф, мощность присоединения ≥ 750 кВ*А)

на 13.09.2001г.

Таблица 3

Временной интервал, час			Почасовая э/нагрузка, кВт	Почасовые затраты, руб			
начало	конец			на э/энергию	на мощность	на потери	всего
1	0	1	320	211,20	116,45	14,09	341,74
2	1	2	320	211,20	116,45	14,09	341,74
3	2	3	360	237,60	116,45	17,57	371,62
4	3	4	360	237,60	116,45	17,57	371,62
5	4	5	360	237,60	116,45	17,57	371,62
6	5	6	440	290,40	116,45	25,77	432,62
7	6	7	460	303,60	116,45	28,07	448,12
8	7	8	500	330,00	116,45	32,99	479,44
9	8	9	760	501,60	116,45	74,94	692,99
10	9	10	760	501,60	116,45	74,94	692,99
11	10	11	760	501,60	116,45	74,94	692,99
12	11	12	760	501,60	116,45	74,94	692,99
13	12	13	600	396,00	116,45	47,07	559,53
14	13	14	600	396,00	116,45	47,07	559,53
15	14	15	760	501,60	116,45	74,94	692,99
16	15	16	760	501,60	116,45	74,94	692,99
17	16	17	600	396,00	116,45	47,07	559,53
18	17	18	480	316,80	116,45	30,48	463,73
19	18	19	400	264,00	116,45	21,46	401,92
20	19	20	400	264,00	116,45	21,46	401,92
21	20	21	400	264,00	116,45	21,46	401,92
22	21	22	400	264,00	116,45	21,46	401,92
23	22	23	320	211,20	116,45	14,09	341,74
24	23	24	320	211,20	116,45	14,09	341,74

Всего э/потребление, кВт:

12200

Всего затрат за потребленную э/энергию, руб

8052,00 2794,84 903,08 11749,92

Удельные затраты на э/энергию, руб/кВт-ч

0,96

Суточный план энергопотребления предприятия
(использован зонный дифтариф, план не оптимизирован)

на 13.09.2001г.

Таблица 4

Временной интервал, час			Почасовая э/нагрузка, кВт	Почасовые затраты, руб		
начало	конец			на э/энергию	на потери	всего
1	0	1	320	192,00	10,39	202,39
2	1	2	320	192,00	10,39	202,39
3	2	3	360	216,00	12,96	228,96
4	3	4	360	216,00	12,96	228,96
5	4	5	360	216,00	12,96	228,96
6	5	6	440	264,00	19,01	283,01
7	6	7	460	276,00	20,71	296,71
8	7	8	500	440,00	24,34	464,34
9	8	9	760	668,80	55,29	724,09
10	9	10	760	934,80	55,29	990,09
11	10	11	760	934,80	55,29	990,09
12	11	12	760	668,80	55,29	724,09
13	12	13	600	528,00	34,73	562,73
14	13	14	600	528,00	34,73	562,73
15	14	15	760	668,80	55,29	724,09
16	15	16	760	668,80	55,29	724,09
17	16	17	600	528,00	34,73	562,73
18	17	18	480	422,40	22,49	444,89
19	18	19	400	352,00	15,84	367,84
20	19	20	400	352,00	15,84	367,84
21	20	21	400	492,00	15,84	507,84
22	21	22	400	492,00	15,84	507,84
23	22	23	320	281,60	10,39	291,99
24	23	24	320	192,00	10,39	202,39

Всего э/потребление, кВт:

12200

Всего затрат за потребленную э/энергию, руб

10724,80 666,30 11391,10

Удельные затраты на э/энергию, руб/кВт-ч

0,93

2. Математическая модель задачи

Суточный график электропотребления продолжительностью $T = 24$ ч, согласно дифтарифному расписанию (на примере Краснодарского энерго-региона, см. табл. 2) [1], делится, в зависимости от месяца и дня недели, на 5–7 тарифных зон, каждая из которых характеризуется одной из трех расценок на электроэнергию – ночной (льготной), дневной (общей или полупиковой) и пиковой.

Длительность отдельных тарифных зон τ колеблется в пределах 1–9 ч, поэтому целесообразно в качестве временного интервала распределения нагрузки ЭП и шага дискретности принять $t = \phi = 1$ ч, а для каждого t часа ($t = \overline{1, T}$) зоны суток задать одну из расценок за потребляемую электроэнергию, обозначив ее как c_t . Дискретность изменения суточной нагрузки у ЭП (для диспетчеризации) может измеряться даже минутами и сравниваться с дискретностью съема показаний со счетчика. Однако для данной постановки задачи это не принципиально, т. к. отразится только на суммарном времени перебора вариантов задачи.

Распределяемым энергоресурсом t -го часа тарифной зоны суток является планируемая мощность p_t , принимаемая как целочисленная переменная

$$p_t \geq 0, \quad - \text{целые числа.} \quad (1)$$

Почасовые пределы возможного варьирования ее величины от минимально допустимой нагрузки \underline{p}_t до максимально возможной, заявленной \overline{p}_t , задается технологией производства ЭП, определяя ограничение

$$\underline{p}_t \leq p_t \leq \overline{p}_t. \quad (2)$$

При этом величина планируемого суточного электропотребления ЭП не должна превышать задаваемой среднесуточной величины w^c

$$\sum_{t=1}^T p_t \phi_t = W^c. \quad (3)$$

Множество перебираемых суточных планов нагрузки ЭП, не противоречащих ограничениям (1)–(3), может оцениваться по одному или нескольким последовательно рассматриваемым критериям оптимальности, в основе которых могут лежать экономические и (или) технические показатели. Одним из основных естественных критериев эффективности анализируемых планов может быть минимум затрат на планируемый суточный объем электропотребления, рассчитанных по расценкам дифтарифа

$$Z = \sum_{t=1}^T p_t c_t \Phi \rightarrow \min. \quad (4)$$

Экономическое содержание задачи можно расширить, учитывая в целевой функции (4) ее математической модели расчетную величину технических потерь электроэнергии в силовом (питающем) трансформаторе и в подводящих проводах ЛЭП. Тем самым, дополнятся суммарные планируемые затраты не только расходуемым, но и оплачиваемым объемом электропотребления, обобщается модель задачи случаем расположения точки (–ек) коммерческого учета электроэнергии (согласно акту разграничения балансовой принадлежности) на подстанции электроснабжающей организации.

$$Z = \sum_{t=1}^T (p_t + \Delta p_t^m) c_t \Phi \rightarrow \min. \quad (5)$$

Величина суммарных потерь активной мощности $\Delta p_t^m = a + b \cdot p_t^2$, выраженная квадратичной зависимостью от переменной p_t , включает: $a = P_{xx}$ – паспортную величину потерь активной мощности холостого хода трансформатора, кВт; $b = (0,001 \cdot R_{л} / U_n^2 + P_{кз} / S_n^2) / \cos^2 \varphi$ – обобщенный постоянный коэффициент потерь в ЛЭП и трансформаторе, 1/кВт; $R_{л}$ – активное сопротивление подводящих проводов ЛЭП, Ом; U_n – номинальное напряжение вторичной обмотки трансформатора, кВ; $P_{кз}$ – паспортная величина потерь мощности короткого замыкания трансформатора, кВт; S_n –

номинальная (полную) мощность трансформатора под нагрузкой, кВ·А;
 $\cos\varphi$ – коэффициент мощности трансформатора (табл. 5, 6).

Таблица 5 - Нормативная информация

Активное сопротивление, Ом	Напряжение номинальное, кВ
$R_{л}$	$U_{н}$
10	100

$$b_2 = 0,00000123$$

Таблица 6 - Нормативная информация

Мощность трансформатора			Коэф-т мощности
холостого хода, кВт	короткого замыкания, кВт	номинальная, кВА	
$P_{хх}$	$P_{кз}$	$S_{н}$	\cos
1,2	4,100	180,000	0,9

$$b_1 = 0,00015623$$

$$b = b_1 + b_2 = 0,00015746$$

Ввиду целочисленности переменной p_t , сквозь «сито» критерия (4) или (5) возможно проникновение ни одного плана, а некоторого их подмножества равных по минимуму общих затрат, среди которых будут и нерациональные планы по технологии их реализации, например, с точки зрения «ступенчатости» их графиков нагрузки (см. рис. 1, 2) – избыточных включений/отключений мощностей имеющихся электроустановок. Отсеять такие нерациональные планы можно, последовательно оценивая их по степени отклонения от некоторой усредненной величины суточной нагрузки. Для этого необходимо использовать вторую целевую функцию на минимум среднеквадратического отклонения (СКО) планов, выраженную в единицах мощности

$$СКО = \sqrt{(T \sum_t p_t^2 - (\sum_t p_t)^2) / (T(T-1))} \rightarrow \min. \quad (6)$$

В целевых функциях модели задачи (1)–(6) применены только два очевидных критерия оценки и выбора оптимального суточного плана электропотребления некоего гипотетического ЭП. Однако число таких формализуемых критериев и их ранжировка (т. е. последовательность их использования при отборе вариантов) могут быть дополнены, учитывая специфику режима и технологию производства, состав и мощность распределяемого электрооборудования, экономическую и энергетическую си-

туацию конкретного ЭП. Например, в [2, 3] приводится еще ряд важных технико-экономических критериев, учитывающих как общие, так и узко специфические, качественные стороны электропотребления, но требующие для своего применения существенно большего объема не только оперативной, но и нормативно-справочной информации. Это можно реализовать, имея достаточно развитую систему ее сбора и обработки, например, в рамках функционирования интегрированной АСУ предприятия, в которой АСКУЭ-ЭП являлась бы одной из ее технологических подсистем.

3. Метод и средства решения задачи

Приведенная в (1)–(6) математическая модель задачи распределения суточной нагрузки относится к классу одномерных задач целочисленного нелинейного программирования и может быть решена методом, основанным на последовательном, целенаправленном переборе вариантов плана. Этот выбор определяется также спецификой целочисленной модели задачи, представленной несколькими последовательно используемыми критериями и наличием нелинейности в целевых функциях (5) и (6), а также возможностью получения, при необходимости, некоторого спектра квази-оптимальных планов с возможностью субъективного выбора одного из них. В качестве одного из эффективных методов ее решения предлагается по скорости реализации метод лексикографического упорядочения векторов решения – «ЛУВР», достаточно полно проанализированный в [4] (по скорости генерации множества вариантов плана и простоты машинной реализации) для аналогичного класса одномерных целочисленных задач.

На иллюстративном примере (табл. 7, 8) для гипотетического ЭП с заявленной мощностью электропотребления более 750 кВт показан результат решения задачи. Он получен благодаря использованию идеи и алгоритма целенаправленного перебора и основан на методе «ЛУВР». В таблицах 7, 8 и на рисунках 1, 2 приведен сравнительный технико-экономический анализ

суточного плана электропотребления ЭП, рассчитанного по двухставочному тарифу (взятого в качестве сравниваемого, базового варианта) и дифтарифу (без оптимизации) и с оптимизацией по критерию (5) и обоим последовательно используемым критериям (5) и (6).

Выводы и заключение

Основной целью данной работы является формализация процесса оперативного (суточного) электрораспределения у ЭП (при использовании зонного дифтарифа) путем сведения его к математической модели ОЗЦНП. Это на 5–15 % повышает эффективность не только самого процесса электрораспределения, но и всей АСКУЭ–ЭП при ее включении в состав АСКУЭ. Ввиду универсальности предложенной модели задачи и метода ее решения она легко может быть масштабирована с уровня ЭП до любой региональной структуры – города, района и энергорегиона (края или области).

Другая, не менее важная ее цель – показать подход к сравнительному анализу предлагаемых РЭКом тарифов и объективному технико-экономическому обоснованию перехода предприятия ЭП (или другой региональной структуры) на дифференцированную (по зонам суток) или другую, аналогичную ей почасовую систему оплаты за потребляемую электроэнергию, вплоть до использования прогнозных (рыночных) цен создаваемого регионального рынка электроэнергии [9]. Это послужит основой создания методики расчета эффективности такого перехода, а также постановки и решения не менее важной "обратной" задачи – оценки границ целесообразного варьирования региональными тарифными расценками на электроэнергию для исключения элемента субъективизма при их определении. В результате эффект, который получают или могут получать сейчас ЭП при переходе с двухставочного на зонный дифтариф без проведения

оргтехмероприятий по «выравниванию» графиков электронагрузки, будет сведен к объективному минимуму (табл. 9).

Кроме этого, представленная модель задачи может быть дополнена:

- разработкой задачи по оперативному планированию не только электро-, но и энергопотребления предприятия, дополнив ее (по аналогии) оптимальным распределением и других энергоресурсов ЭП (тепло, газ, горячая и холодная вода);
- "скользящим" (в режиме реального времени) оперативным планированием (корректировкой) электрораспределения как в масштабе ЭП, так и энергосистемы в целом в условиях создаваемого рынка электроэнергии;
- для сравнительного анализа и выбора ЭП наиболее эффективного вида тарифа в заключаемом договоре на электроснабжение на предстоящий планируемый период из имеющейся гаммы видов региональных тарифов на электроэнергию;
- функциональной (математической и информационной) увязкой ее с другими задачами оперативного и текущего планирования электрораспределения в рамках создаваемых АСКУЭ-РРЭМ.

Реализация и тиражирование в рамках АСКУЭ-ЭП представленной задачи, отвечая сути дальнейшего развития «коммерческого учета» в «коммерческое управление», обеспечат реальный и ощутимый эффект не только для ЭП, но и всей энергосистеме в рамках реализации региональных программ энергосбережения. Отдельные аспекты работы докладывались на специализированных научно-технических семинарах РАО «ЕЭС России», КубГТУ, КубГАУ и опубликованы в [5–8].

Авторы с благодарностью примут любые реальные предложения по конкретизации и реализации предложенной задачи как на стадии ТЭО, в рамках создания АСКУЭ любого ЭП, АО-Энерго, так и региональной энергосистемы при реализации программы энергосбережения и создания АСКУЭ-РРЭМ/ФОРЭМ.

(использован зонный дифтариф, план оптимизирован по минимуму затрат)

на 13.09.2001г.

Временной интервал,		Почасовые пределы э/нагрузки, кВт		Почасовая э/нагрузка, кВт	Почасовые затраты, руб.			
начало	конец	минимум	максимум		на э/энергию	на потери	всего	
1	0	1	360	600	600	360,00	34,73	394,73
2	1	2	360	600	600	360,00	34,73	394,73
3	2	3	360	620	620	372,00	37,04	409,04
4	3	4	360	620	620	372,00	37,04	409,04
5	4	5	400	620	620	372,00	37,04	409,04
6	5	6	400	620	620	372,00	37,04	409,04
7	6	7	400	620	620	372,00	37,04	409,04
8	7	8	440	600	592	520,96	33,83	554,79
9	8	9	440	600	600	528,00	34,73	562,73
10	9	10	320	440	320	393,60	10,39	403,99
11	10	11	320	440	320	393,60	10,39	403,99
12	11	12	360	480	416	366,08	17,07	383,15
13	12	13	360	480	424	373,12	17,70	390,82
14	13	14	360	540	480	422,40	22,49	444,89
15	14	15	360	540	488	429,44	23,22	452,66
16	15	16	360	540	540	475,20	28,27	503,47
17	16	17	360	480	452	397,76	20,02	417,78
18	17	18	360	480	480	422,40	22,49	444,89
19	18	19	360	480	472	415,36	21,77	437,13
20	19	20	360	480	440	387,20	19,01	406,21
21	20	21	320	440	320	393,60	10,39	403,99
22	21	22	320	440	320	393,60	10,39	403,99
23	22	23	360	620	616	542,08	36,57	578,65
24	23	24	360	620	620	372,00	37,04	409,04
Итого:			8760	13000	12200	9806,40	630,43	10436,83
Величина средне-квадратическ. отклонения, кВт						70		
Удельные затраты на э/энергию, руб/кВт-ч						0,86		

таблица 6 - Оптимальный суточный план график э/потребления предприятия

(использован зонный дифтариф, план оптимизирован по минимуму затрат и

средне-квадратическому отклонению по потребляемой мощности)

на 13.09.2001г.

Временной интервал, час		Суточные пределы энергонагрузки, кВт		Почасовая э/нагрузка, кВт	Почасовые затраты, руб.			
начало	конец	минимум	максимум		на э/энергию	на потери	всего	
1	0	1	360	600	600	360,00	34,73	394,73
2	1	2	360	600	600	360,00	34,73	394,73
3	2	3	360	620	620	372,00	37,04	409,04
4	3	4	360	620	620	372,00	37,04	409,04
5	4	5	400	620	620	372,00	37,04	409,04
6	5	6	400	620	620	372,00	37,04	409,04
7	6	7	400	620	620	372,00	37,04	409,04
8	7	8	440	600	520	457,60	26,27	484,87
9	8	9	440	600	520	457,60	26,27	484,87
10	9	10	320	440	320	393,60	10,39	403,99
11	10	11	320	440	320	393,60	10,39	403,99
12	11	12	360	480	480	422,40	22,49	444,89
13	12	13	360	480	480	422,40	22,49	444,89
14	13	14	360	540	520	457,60	26,27	484,87
15	14	15	360	540	520	457,60	26,27	484,87
16	15	16	360	540	520	457,60	26,27	484,87
17	16	17	360	480	480	422,40	22,49	444,89
18	17	18	360	480	480	422,40	22,49	444,89
19	18	19	360	480	480	422,40	22,49	444,89
20	19	20	360	480	480	422,40	22,49	444,89
21	20	21	320	440	320	393,60	10,39	403,99
22	21	22	320	440	320	393,60	10,39	403,99
23	22	23	360	620	520	457,60	26,27	484,87
24	23	24	360	620	620	372,00	37,04	409,04
Итого:			8760	13000	12200	9806,40	625,78	10436,83
Величина средне-квадратическ. отклонения, кВт						21		
Удельные затраты на э/энергию, руб/кВт-ч						0,86		

Анализ суточных затрат на э/потребление предприятия
(при разных тарифах и методик планирования э/потребления)

на 13.09.2001г.

Таблица 9

Временной интервал, час		Почасовые затраты на э/энергию по тарифам, руб				Экономия затрат на э/энергию при переходе на дифтариф, руб			
		двухставочному	дифференцированному по зонам суток			без оптимизации плана	с оптимизацией плана по критерию		
начало	конец		существующий план	без оптимизации плана	min затрат (руб) / СКО (кВт)		min затрат (руб) / min СКО (кВт)	min затрат (руб) / СКО (кВт)	min затрат (руб) / min СКО (кВт)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	
1	0	1	341,74	202,39	394,73	394,73	139,35	-52,99	-52,99
2	1	2	341,74	202,39	394,73	394,73	139,35	-52,99	-52,99
3	2	3	371,62	228,96	409,04	409,04	142,66	-37,41	-37,41
4	3	4	371,62	228,96	409,04	409,04	142,66	-37,41	-37,41
5	4	5	371,62	228,96	409,04	409,04	142,66	-37,41	-37,41
6	5	6	432,62	283,01	409,04	409,04	149,61	23,58	23,58
7	6	7	448,12	296,71	409,04	409,04	151,41	39,09	39,09
8	7	8	479,44	464,34	554,79	484,65	15,10	-75,35	-5,21
9	8	9	692,99	724,09	562,73	484,65	-31,10	130,26	208,34
10	9	10	692,99	990,09	403,99	403,99	-297,10	289,00	289,00
11	10	11	692,99	990,09	403,99	403,99	-297,10	289,00	289,00
12	11	12	692,99	724,09	383,15	444,89	-31,10	309,84	248,10
13	12	13	559,53	562,73	390,82	444,89	-3,21	168,70	114,64
14	13	14	559,53	562,73	444,89	484,64	-3,21	114,64	74,89
15	14	15	692,99	724,09	452,66	484,64	-31,10	240,33	208,35
16	15	16	692,99	724,09	503,47	484,64	-31,10	189,52	208,35
17	16	17	559,53	562,73	417,78	444,89	-3,21	141,74	114,64
18	17	18	463,73	444,89	444,89	444,89	18,84	18,84	18,84
19	18	19	401,92	367,84	437,13	444,89	34,08	-35,21	-42,97
20	19	20	401,92	367,84	406,21	444,89	34,08	-4,29	-42,97
21	20	21	401,92	507,84	403,99	403,99	-105,92	-2,08	-2,08
22	21	22	401,92	507,84	403,99	403,99	-105,92	-2,08	-2,08
23	22	23	341,74	291,99	578,65	484,65	49,75	-236,91	-142,91
24	23	24	341,74	202,39	409,04	409,04	139,35	-67,30	-67,30
Итого:			11749,92	11391,10	10436,83 / 70	10436,83 / 21	358,82 /	1313,09 / 0	1313,09 / 49
							3,05%	11,18%	11,18%
			0,96	0,93	0,86	0,86	- удельные затраты на э/энергию, руб/кВт-ч		

Анализ графика суточных затрат на э/снабжение предприятия

на 13.09.2001г.

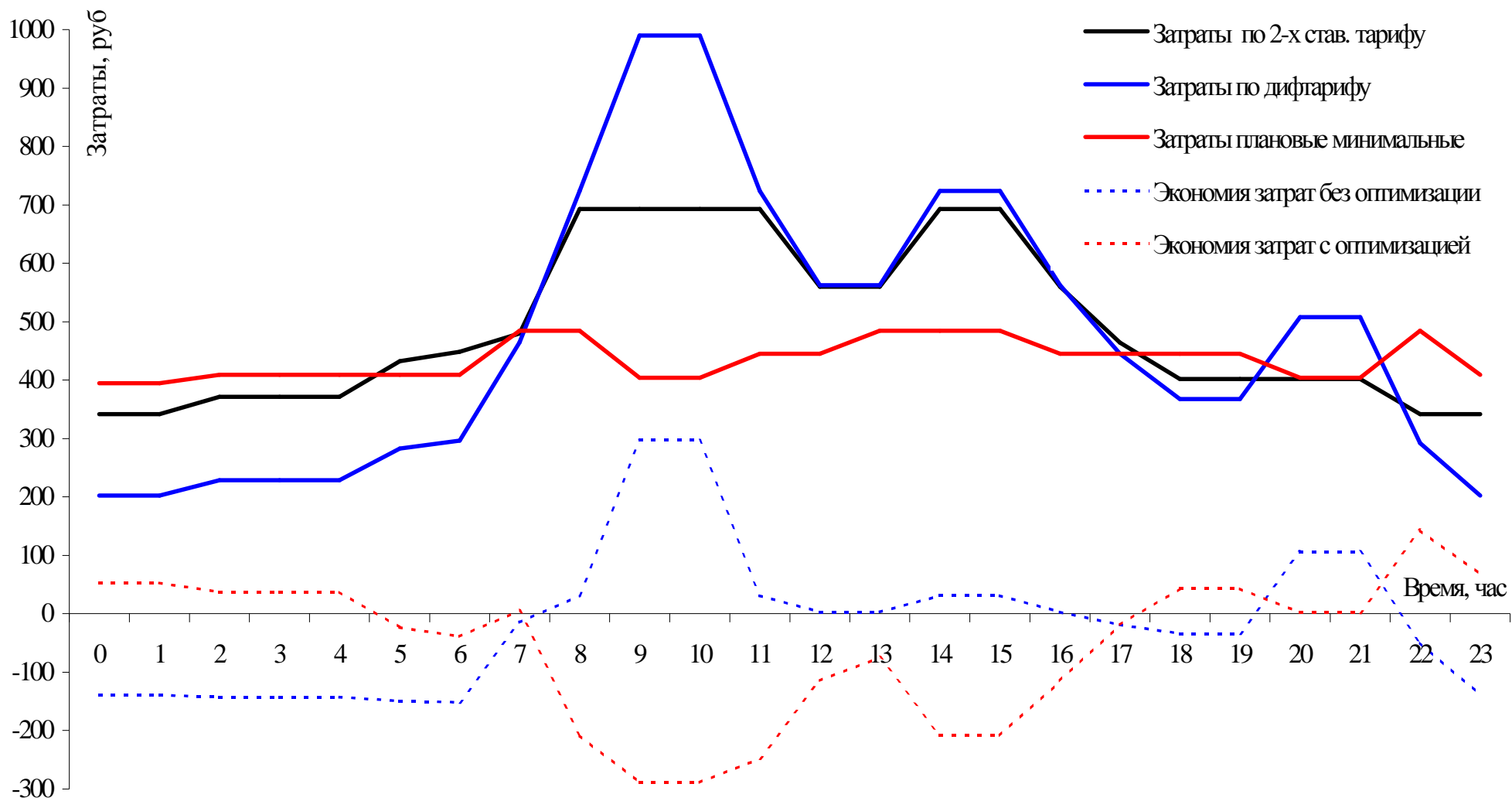


Рис. 2

Список литературы

1. Об утверждении тарифов на электрическую энергию. Решения РЭК Краснодарского края от 01.06.2001 г.– 01.01.2004 г.
2. Михайлов В.В. Тарифы и режимы электропотребления.– М.: Энергоатомиздат, 1986.– С. 143–186.
3. Железко Ю.С. Компенсация реактивной мощности и повышение качества электроэнергетики. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – С. 176–188.
4. Ярошко В.М. Экономико-математические методы в планировании процесса транспортного обслуживания газодобывающих объединений: Дисс. на соиск. уч. степ. к. э. н. – М.: ЦЭМИ АН СССР, 1980. – С. 113–137.
5. Ярошко В.М. и др. Оптимальное оперативное планирование энергопотребления предприятия / В.М. Ярошко, М.В. Никишова, И.А. Бесчастный // Материалы научно-технической конференции «Некоторые проблемы системы электроснабжения городов и районов Краснодарского края. п. Дивноморск, 4–8. 06. 2001 г. – С. 183–194.
6. Ярошко В.М. и др. Оптимизация суточного графика электропотребления предприятия / В.М. Ярошко, М.В. Никишова // Материалы третьего научно-технического семинара «Системы АСКУЭ и автоматизация расчетов с потребителями электроэнергии в энергосистемах», 16–20. 2002 г. – М.: Научно-учеб. центр «ЭНАС», 2002.
7. Ярошко В.М. и др. Оптимизация плана электропотребления предприятия / В.М. Ярошко, М.В. Никишова, Е.В. Ярошко // Научно-технический сборник КубГТУ. – Краснодар: КубГТУ, 2003. – С. 128–137.
8. Никишова М.В. и др. Оптимизация электропотребления предприятий при переходе на зонный дифтариф / М.В. Никишова, В.М. Ярошко, Е.В. Ярошко // Тезисы в межвузовский сборник. – Краснодар: КубГАУ, 2003.
9. Ярошко В.М. и др. Роль и проблемы автоматизации энергосистемы Кубани при переходе к региональному рынку электроэнергии / В.М. Ярошко В.М., С.Ю. Суворов, А.В. Климантович // Материалы третьего научно-технического семинара «Системы АСКУЭ и автоматизация расчетов с потребителями электроэнергии в энергосистемах». Москва, 16–20.09.2002 г. – М.: Научно-учеб. центр «ЭНАС», 2002.