

УДК 621.311.1

## РАЗРАБОТКА ПРОГРАММЫ ПО РАСЧЕТУ УСЛОВИЙ ОПТИМАЛЬНОГО ГОРИЗОНТАЛЬНОГО МАНЕВРИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ НАГРУЗКОЙ С ЦЕЛЮ СНИЖЕНИЯ ПИКОВОЙ МОЩНОСТИ В СРЕДЕ DELPHI

Т. В. АЛФЕРОВА, В. В. БАХМУТСКАЯ, А. Ю. ГУЗ

Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого»,  
Республика Беларусь

### Введение

Главный закон функционирования любой энергосистемы – непрерывное обеспечение баланса спроса и предложения на электроэнергию путем оперативного покрытия графика нагрузки соответствующей выработкой электроэнергии на генерирующих источниках с гарантированной поставкой ее в узлы потребления. В случае нарушения этого закона в энергосистеме изменяются частота сети переменного тока и расчетные уровни напряжения, что может привести к массовым отключениям потребителей или выходу из строя генерирующего, передающего и распределительного оборудования и электроустановок потребителей.

Типовой суточный график электрической нагрузки (СГН), отражающий среднесуточное потребление электроэнергии на предприятии и характерный для многих предприятий (графики различных предприятий со сходным технологическим процессом в большинстве случаев отличаются не столько формой, сколько уровнем нагрузки), приведен на рис. 1. На таком графике выделяют три временные зоны: зону минимальной нагрузки (ночные часы, или ночной провал) с мощностью не более  $P_{\text{мин}}$ , зону максимальной, или пиковой, нагрузки с мощностью не более  $P_{\text{макс}}$  и зону средней, или полупиковой, нагрузки с мощностью  $P_{\text{пп}}$ , такой, что  $P_{\text{мин}} \leq P_{\text{пп}} \leq P_{\text{макс}}$ . Полупиковая зона характеризуется однократным в течение суток значительным возрастанием нагрузки в утренние часы и ее глубоким спадом в конце суток, а пиковая – рядом относительно небольших подъемов (до уровня максимальной нагрузки) и спадов (до уровня полупиковой зоны) нагрузки в дневные часы суток.

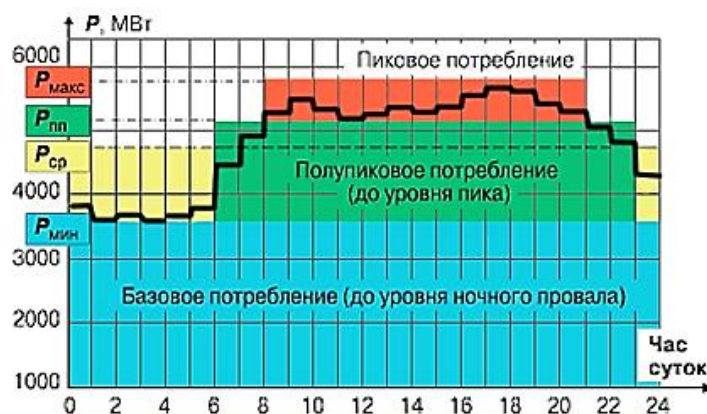


Рис. 1. Типовой суточный график электрической нагрузки ОЭС Беларуси

В общем случае СГН имеет чередующиеся между собой провалы, подъемы, спады и пики, которые определяют в целом его неравномерный (неровный) характер.

Проблема покрытия неравномерных графиков электрической нагрузки характерна для любой энергосистемы мира. Как правило, она решается тремя основными путями:

- созданием в энергосистеме оптимальной структуры генерирующих мощностей;
- использованием перетоков между соседними энергосистемами;
- привлечением потребителей к выравниванию графика нагрузки энергосистемы за счет административных (ограничивающих) и экономических (стимулирующих) мер.

Эффективность покрытия неравномерных графиков нагрузки энергосистемы определяется в первую очередь составом и характеристиками энергоблоков электростанций энергосистемы. В ОЭС Беларуси установленная генерирующая мощность электростанций, равная 7,95 ГВт, почти вся приходится на ТЭС (доля ГЭС ничтожна – менее 0,2 %, АЭС и ГАЭС отсутствуют, хотя с 2016 г. планируется ввод в действие первого блока 1 ГВт АЭС, а позже и второго блока) и распределена приблизительно в отношении 37:63 между КЭС и ТЭЦ. Таким образом, на сегодняшний день покрытие графиков нагрузки за счет собственной генерации возможно в энергосистеме только на энергоблоках ТЭС. С учетом того, что ежегодно в ремонте находится в среднем 1 ГВт генерирующей мощности, для покрытия графиков нагрузки остается 6,95 ГВт (при возможном максимуме нагрузки в холодные зимние дни выше 6 ГВт).

В базисной, наиболее экономичной части СГН в энергосистемах с преобладанием ТЭС работают, как правило, ТЭЦ, покрывающие не только электрическую, но и тепловую нагрузку. ТЭЦ по сравнению с КЭС вследствие работы по теплофикационному циклу, при котором часть затрат топлива относится на электрическую, а часть на тепловую энергию, имеют более низкие удельные затраты топлива (УЗТ) на выработку 1 кВт·ч электроэнергии (на 50–60 % ниже). Маневренные же, но менее экономичные (относительно комбинированной, но не отдельной выработки энергии) энергоблоки КЭС используются для покрытия полупиковой и пиковой зон СГН. В регулировании электрической нагрузки энергоблоками ТЭС наиболее широкое применение получили следующие способы:

- разгрузка энергоблока в пределах регулировочного диапазона нагрузок – от номинальной  $P_{\text{ном}}$  или максимальной  $P_{\text{макс}}$  нагрузки блока до его технического минимума  $P_{\text{т.м}}$ , который зависит от типа блока и сжигаемого топлива (например, газомазутные блоки 300 МВт Лукомльской ГРЭС позволяют иметь  $P_{\text{макс}} = 330$  МВт и  $P_{\text{т.м}} = 120$  МВт, т. е. разгрузка для них возможна на 60 % от  $P_{\text{ном}}$ ) – с работой на частичных нагрузках;

- остановка энергоблока на период прохождения минимальной нагрузки энергосистемы с последующим пуском (ОПР) из «холодного» состояния (в ночной провал при суточном регулировании и/или в выходные и праздничные дни при недельном регулировании);

- перевод энергоблока в режим горячего вращающегося резерва (ГВР) или так называемый режим частичных оборотов турбогенератора (до 800–1000 об/мин против номинальных 3000 об/мин для генераторов с одной парой полюсов).

Существуют и другие способы регулирования, причем для теплофикационных энергоблоков их гораздо больше, чем для конденсационных (в частности, для первых могут использоваться режимы разгрузки по электрической мощности как с сохранением отпуска энергии по тепловому графику, так и с его понижением). В ОЭС Беларуси преимущественное использование получили первые два способа резервирования мощности при покрытии суточных и недельных графиков электрической нагрузки.

Первая и самая крупная составляющая эффекта от возможного выравнивания СГН энергосистемы – составляющая экономии устанавливаемой электрической

мощности, или экономии кредитных ресурсов. Если вся потребляемая в течение суток электроэнергия потреблялась бы по ровному графику с  $P_{\max} = P_{\min} = P_{\text{ср}}$ , то это позволило бы снизить в энергосистеме установленные полупиковые и пиковые мощности на величину  $P_{\text{эм}} = 936$  МВт.

Ограничимся рассмотрением минимального снижения устанавливаемой мощности на величину 700 МВт. Считая, что 1 кВт планируемой к установке новой генерирующей мощности на КЭС ориентировочно стоит 1500 дол., получим эффект в стоимостном выражении  $\mathcal{E}_{\text{эм}} = 700000 \cdot 1500 = 1050$  млн дол. Примем, что этот эффект относится на период в 10 лет. Тогда его годовая доля составит  $\mathcal{E}_{\text{гэм}} = 105$  млн дол./год.

Следующая составляющая эффекта образуется в энергосистеме и связана с перерасходом топлива на КЭС в режимах работы их блоков на минимальных и частичных нагрузках.

Работа энергосистемы по неравномерному графику нагрузки также связана с дополнительными издержками (в виде пережога топлива и наличия избыточных генерирующих мощностей с сопутствующими им другими лишними ресурсами), которые закладываются в тариф на электроэнергию в целях сохранения экономичности энергосистемы. При этом одновременно увеличиваются издержки потребителей.

График нагрузки энергосистемы представляет собой сумму множества графиков нагрузки потребителей. Выравнивать его возможно с помощью потребителей-регуляторов, которые способны к ограничению или переносу части своей электрической нагрузки с одних часов суток на другие (при суточном регулировании), или с рабочих дней на выходные (при недельном регулировании).

Эффект от возможного выравнивания графика нагрузки может и должен получать каждый из трех участников этого процесса: государство, энергосистема и потребитель. В связи с этим выравнивание графика нагрузки энергосистемы не может быть самопроизвольным случайным процессом, а требует проведения целенаправленных мероприятий с соответствующим материальным и финансовым обеспечением.

Между тем в течение ближайших 10 лет в республике планируется построить АЭС с установленной мощностью 2000 МВт. Поскольку АЭС должна работать исключительно в базе суточных и недельных графиков электрической нагрузки на своей номинальной нагрузке (хотя блоки АЭС и допускают незначительную разгрузку, но она крайне нежелательна), то проблема неравномерности графиков, особенно в период прохождения энергосистемой зимнего суточного минимума нагрузки, значительно обострится, а цена эффекта возрастет.

### Описание программы и ее возможностей

С целью снижения пиковой мощности предприятий была разработана программа по регулированию графиков электрических нагрузок.

Выполним анализ суточных графиков нагрузок Светлогорского управления буровых работ по активной и реактивной мощности за 21.04.2013 г.

Основными показателями графика нагрузки, характеризующими равномерность потребления электроэнергии, являются: коэффициент заполнения графика нагрузки  $K_z$  и коэффициент формы графика нагрузки  $K_f$ .

Коэффициент заполнения графика нагрузки определяется по формуле

$$K_z = \frac{P_{\text{ср}}}{P_M}, \quad (1)$$

где  $P_{\text{ср}}$  – средняя активная мощность за сутки, кВт;  $P_M$  – максимальная мощность за сутки, кВт.

Коэффициент формы графика нагрузки определяется по формуле

$$K_{\phi} = \frac{P_{\text{ск}}}{P_{\text{ср}}}, \quad (2)$$

где  $P_{\text{ск}}$  – среднеквадратическое значение активной мощности за сутки, кВт;  $P_{\text{ср}}$  – средняя активная мощность за сутки, кВт.

Величину среднеквадратической мощности определяем по формуле

$$P_{\text{ск}} = \sqrt{\frac{\sum P_{ci}^2}{T}}, \quad \text{кВт}, \quad (3)$$

где  $P_{ci}$  – среднее значение активной мощности на  $i$ -м временном интервале, Вт;  $T$  – количество временных интервалов.

В табл. 1 приведены исходные данные для определения показателей графиков нагрузки и их значения.

Таблица 1

Показатели графиков нагрузки

Точка учета	Суточное потребление $A_{\text{сут}}$ , кВт · ч	Среднесуточная мощность $P_{\text{ср}}$ , кВт	Суточный максимум нагрузки $P_{\text{м.сут}}$ , кВт	Среднеквадратическая мощность $P_{\text{ск}}$ , кВт	Коэффициент заполнения графика $K_3$	Коэффициент формы $K_{\phi}$
Турбинный цех	842,84	35,12	106,92	43,5	0,33	1,24
ПРЦ	1695,31	70,64	115,34	74,66	0,61	1,06
Кузница	433,13	18,05	33,56	19,96	0,54	1,11
АБК	168,61	7,03	13,54	7,78	0,52	1,11
Иное	567,94	23,66	42,42	24,92	0,56	1,05
Базы	3707,82	154,49	282,41	164,5	0,55	1,06

Из анализа данных табл. 1 следует, что графики нагрузки неравномерные:  $K_3 = 0,55$ ;  $K_{\phi} = 1,06$ , поэтому следует провести мероприятия по их выравниванию.

Для Светлогорского управления буровых работ была разработана в среде Delphi программа для ЭВМ по расчету условий оптимального горизонтального маневрирования электрической нагрузкой с целью снижения пиковой мощности. На рис. 2 представлен вид главной формы программы.

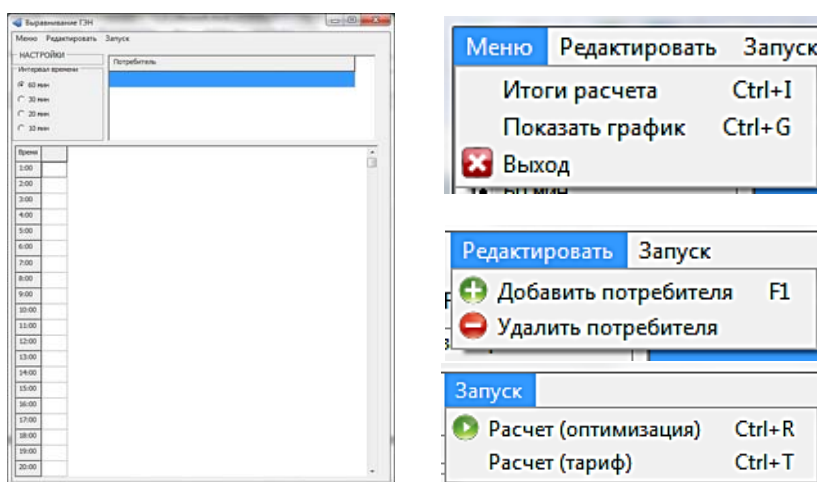


Рис. 2. Главная форма программы

Ввод данных для расчета (рис. 3) производится на отдельной форме вручную или загрузкой из таблиц MSExcel.

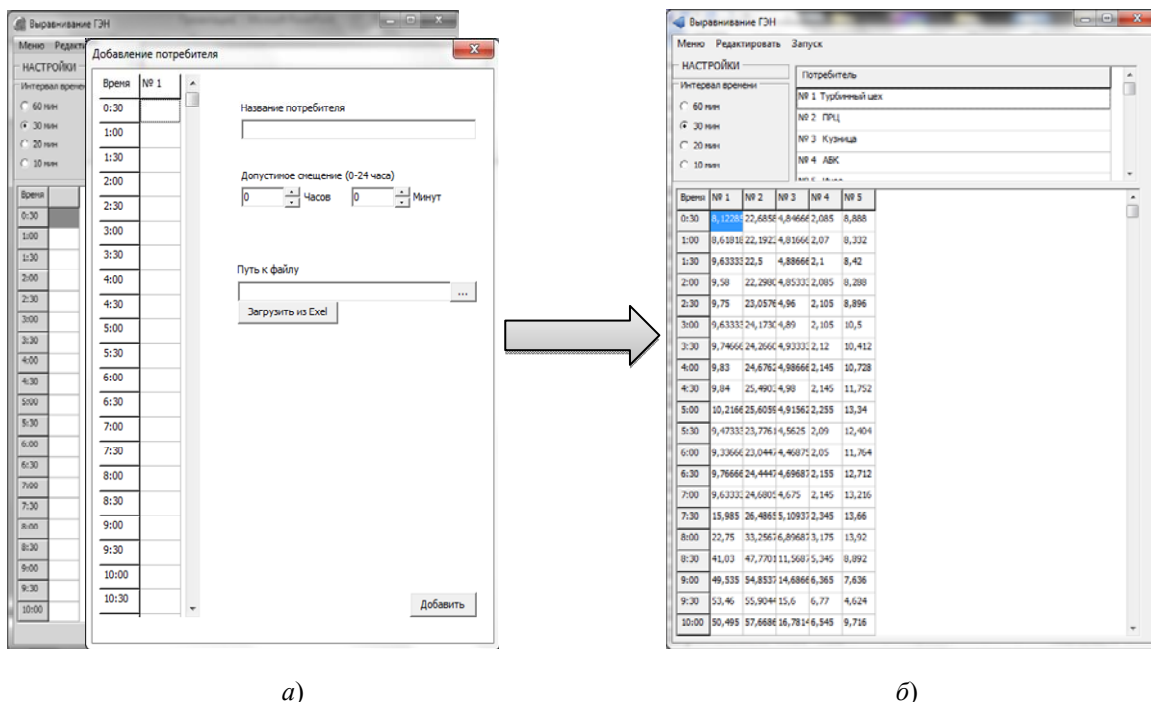


Рис. 3. Форма ввода данных (а) и заполненная главная форма (б)

Результаты расчета выводятся на отдельную форму (рис. 4).

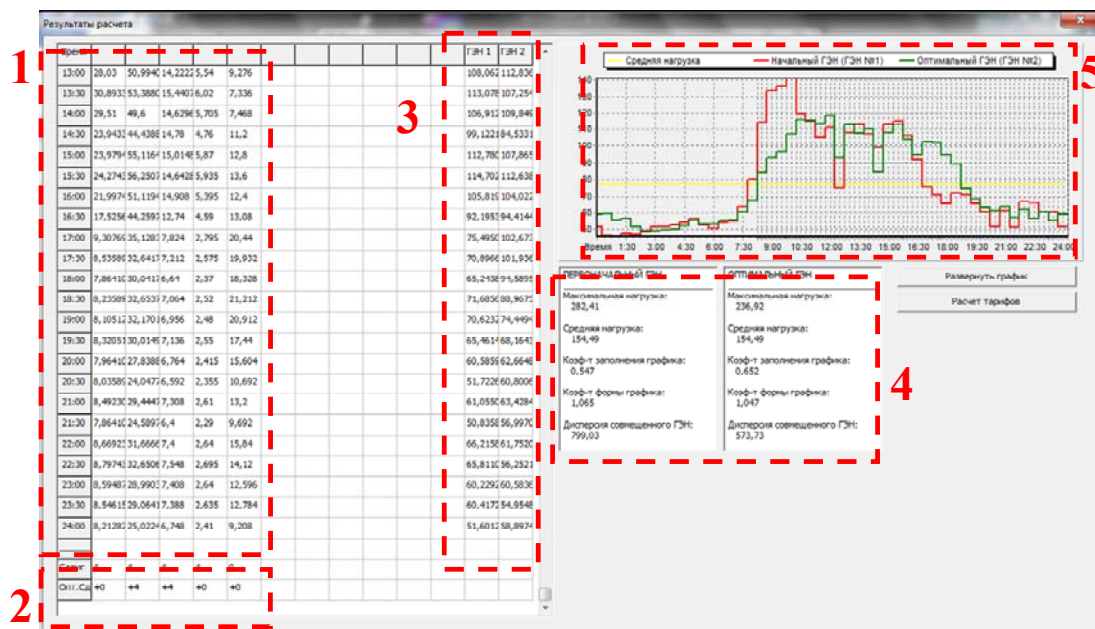


Рис. 4. Результаты расчета программы

На форме результатов расчета приводится следующая информация:

- ГЭН отдельных потребителей/цехов;
- допустимые и оптимальные условия горизонтального маневрирования электрической нагрузкой (табл. 3);

- существующий и оптимальный графики электрических нагрузок;
- сравнительные показатели существующего и оптимального графиков электрической нагрузки (табл. 2);
- графическое отображение ГЭН (рис. 5).

Таблица 2

**Сравнительные показатели существующего и оптимального графиков электрической нагрузки**

Показатель	Первоначальный ГЭН	Оптимальный ГЭН
Максимальная нагрузка, кВт	282,41	236,92
Средняя нагрузка, кВт	154,49	154,49
Коэффициент заполнения графика	0,547	0,652
Коэффициент формы графика	1,065	1,047
Дисперсия совмещенного ГЭН	799,03	573,73

Таблица 3

**Условия горизонтального маневрирования электрической нагрузкой, в интервалах (интервал – 30 мин)**

Смещение	Турбинный	ПРЦ	Кузница	АБК	Иное
Допустимое	+4	+4	+4	+4	0
Оптимальное	0	+4	+4	0	0

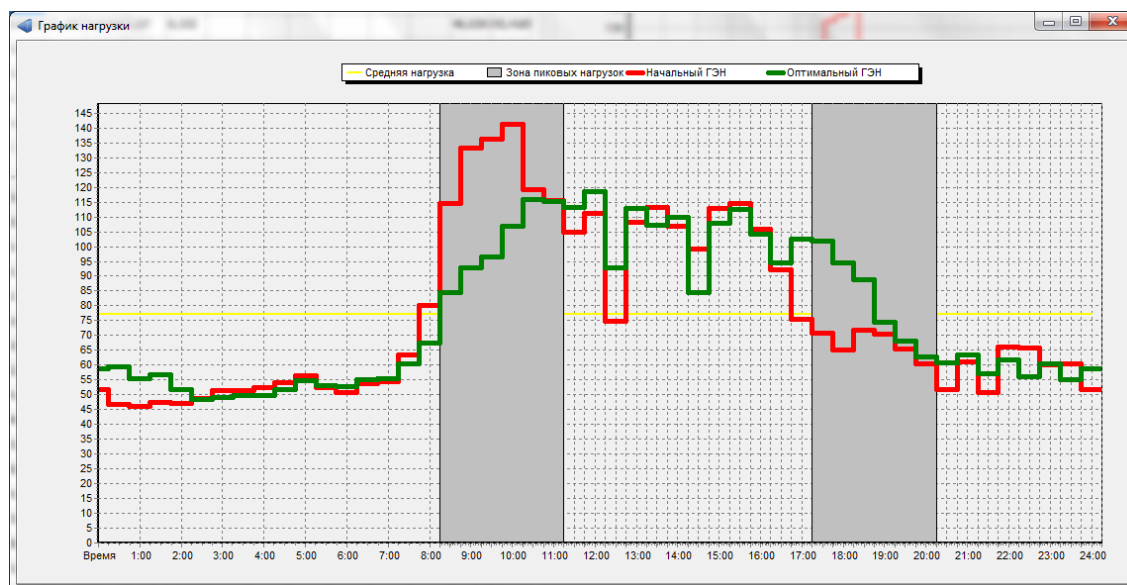


Рис. 5. Графическое отображение существующего графика электрических нагрузок для СУБР и графика электрических нагрузок при оптимальном смещении

Анализируя графики нагрузок (рис. 5), следует отметить срез пиковой нагрузки на 16 % (с 282,42 до 236,92 кВт), а также перемещение ее в зону полупиковой нагрузки энергосистемы. В пиковой зоне  $P_{\text{макс}} = 230,8$  кВт, т. е. прогнозируемое уменьшение максимальной нагрузки ожидается на уровне 18 %.

Реализация программы приводит к качественным изменениям графика электрических нагрузок Светлогорского управления буровых работ, характеризующим равномерность:

- коэффициент заполнения графика улучшен на 19,2 %;
- коэффициент формы графика улучшен на 1,7 %;
- дисперсия улучшена на 28,2 %.

Данная программа позволяет также произвести расчет стоимости потребленной электроэнергии (рис. 6).

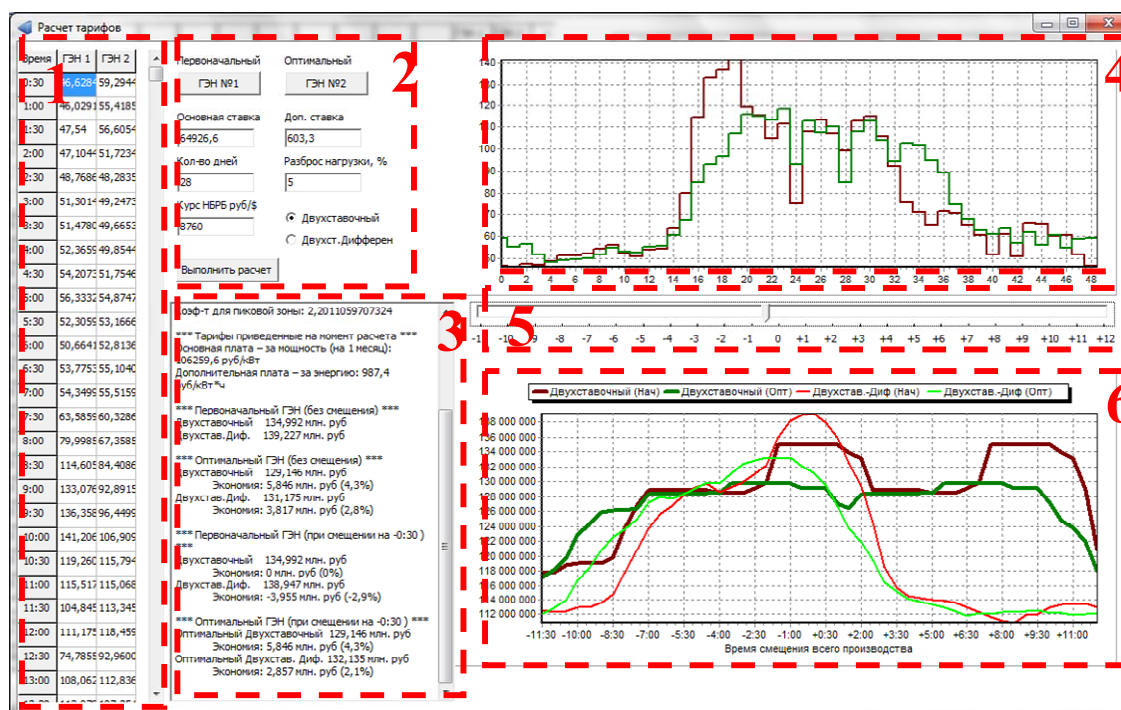


Рис. 6. Форма расчета стоимости потребленной электроэнергии за месяц

На форме расчета тарифов находятся следующие элементы:

- форма ввода первоначального и оптимального ГЭН;
- форма настроек расчета;
- форма вывода результатов (табл. 4);
- графическое отображение ожидаемого суточного графика нагрузки (первоначального и оптимального);
- форма для расчета эффекта от регулирования смещения времени начала работы Светлогорского управления буровых работ;
- графическое отображение ожидаемой оплаты за электроэнергию для первоначального и оптимального графиков электрических нагрузок в зависимости от времени смещения начала производства и выбранного тарифа оплаты за электроэнергию.

## Результаты, полученные в программе

<i>Параметры</i>					
Рабочих дней, дней				28	
Разброс нагрузки, %				5	
Курс нац. валюты по НБРБ на момент расчета, р./дол.				8760	
<i>Коэффициенты для различных тарифных зон двухставочно-дифференцированного тарифа</i>					
Ночная зона				0,759778805	
Полупиковая зона				1	
Пиковая зона				2,201105970	
<i>Тарифы, приведенные на момент расчета</i>					
Основная плата – за мощность (на 1 месяц), р./кВт				106259,6	
Дополнительная плата – за энергию, р./кВт · ч					
<i>Ожидаемая оплата за электроэнергию</i>					
ГЭН	Смещение, мин	Тариф	Стоимость, млн р.	Экономия	
				млн р.	%
Первоначальный	0	Д	134,992	0	0
Первоначальный	0	Д-Д	139,227	-4,235	-3,6
Первоначальный	-30	Д	134,992	0	0
Первоначальный	-30	Д-Д	138,947	-3,955	-2,9
Оптимальный	0	Д	129,146	5,846	4,3
Оптимальный	0	Д-Д	131,175	3,817	2,8
Оптимальный	-30	Д	129,146	5,846	4,3
Оптимальный	-30	Д-Д	132,135	2,857	2,1

**Заключение**

Таким образом, разработанная программа позволяет:

- создать условия оптимального горизонтального маневрирования электрической нагрузкой для промышленных предприятий;
- сократить время выполнения расчетов за счет его автоматизации;
- прогнозировать условия снижения пиковой мощности (в частности, в условиях Светлогорского управления буровых работ, РУП ПО «Белоруснефть») за счет смещения графика нагрузки цехов; эффект от регулирования – снижение пиковой мощности на 18 %; коэффициент заполнения графика улучшен на 19,2 %; коэффициент формы графика улучшен на 1,7 %; дисперсия улучшена на 28,2 %;
- прогнозировать стоимость потребленной электроэнергии с учетом действующих тарифов;
- обеспечить экономию электроэнергии в стоимостном выражении за рассматриваемый месяц в размере 5,846 млн р., что составляет 4,3 % от стоимости потребленной электроэнергии.

**Литература**

1. Гордеев, В. И. Регулирование максимума нагрузки промышленных электрических сетей : учебник / В. И. Гордеев. – М. : Энергоатомиздат, 1986. – 182 с.
2. Сычев, А. В. Управление электропотреблением : практ. рук. к практ. занятиям по курсу «Управление электропотреблением» для студентов специальности 43.01.03 «Электронсабжение» / А. В. Сычев. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2009. – 59 с.
3. Маляренко, В. А. Неравномерность графика нагрузки энергосистемы и способы ее выравнивания / В. А. Маляренко // Светотехника и электроэнергетика. – 2011. – № 4. – С. 61–66.



4. Гуртовцев, А. Электрическая нагрузка системы. Выравнивание графика / А. Гуртовцев // *Новости электротехники.* – 2008. – № 5. – С. 31–37.
5. Об утверждении Инструкции по применению двухставочного и двухставочно-дифференцированного по зонам суток тарифов на активную электрическую мощность и энергию с основной платой за фактическую величину наибольшей потребляемой активной мощности в часы максимальных нагрузок энергосистемы : Постановление М-ва энергетики Респ. Беларусь от 16 окт. 2002 г. № 17.
6. Забелло, Е. П. Косвенные методы управления электрическими нагрузками в Белорусской энергосистеме. Ч. 1 / Е. П. Забелло // *Энергетика и ТЭК.* – 2009. – № 4. – С. 22–26.
7. Забелло, Е. П. Косвенные методы управления электрическими нагрузками в Белорусской энергосистеме. Ч. 2 / Е. П. Забелло // *Энергетика и ТЭК.* – 2009. – № 5. – С. 16–18.

*Получено 27.05.2013 г.*