

## ВЫВОДЫ

Из проведенного анализа следует:

- Иран обладает достаточными запасами энергоресурсов для обеспечения внутренних потребностей, однако использование органического топлива оказывает существенное влияние на окружающую среду;
- для уменьшения воздействия на окружающую среду выбросов от сжигания органического топлива руководство страны большое внимание уделяет развитию возобновляемых источников, что позволит оздоровить окружающую среду, а также повысить экспортный потенциал Исламской Республики Иран.

## ЛИТЕРАТУРА

1. В P S t a t i s t i c a l review of world energy 2012 г.
2. Д е л о в о й Иран. Т. V: Экономика и связи с Россией в 2003–2005 гг. – М.: Агентство Бизнес-Пресс, 2005. – 27 с.
3. Б у б н о в, В. П. Нетрадиционная энергетика как элемент энергосбережения / В. П. Бубнов, М. А. Мехдизадех // Сахаровские чтения 2012 г.: экологические проблемы XXI века: матер. 12-й Междунар. науч. конф., 17–18 мая 2012 г. Минск, Респ. Беларусь; под ред. С. П. Кундаса [и др.]. – М.: МГЭУ имени А. А. Сахарова, 2012. – 486 с.

Представлена кафедрой экологии

Поступила 28.08.2012

УДК 621.311

### **ПРОГРАММЫ ОПТИМИЗАЦИИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ НАГРУЗОК МЕЖДУ ЭНЕРГОБЛОКАМИ И РАСЧЕТА ЭКВИВАЛЕНТНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ БЕРЕЗОВСКОЙ ГРЭС**

**Канд. техн. наук ЩЕРБИЧ В. И.<sup>1)</sup>, инж. ЩЕРБИЧ Е. А.<sup>1)</sup>, РАДЧЕНКО В. А.<sup>2)</sup>**

<sup>1)</sup>РУП «БЕЛТЭИ»,

<sup>2)</sup>Филиал РУП «Брестэнерго» Березовской ГРЭС

Для ГПО «Белэнерго» РУП «БЕЛТЭИ» разработана система оперативной оптимизации распределения нагрузки между тепловыми электростанциями объединенной энергетической системы (ОЭС) Беларуси на основе систематически рассчитываемых на ТЭС их эквивалентных энергетических характеристик (ЭЭХ<sup>\*</sup>). Одно из условий эффективного функционирования системы – достаточно точные ЭЭХ ТЭС, которые должны рассчитываться в процессе оптимизации внутростанционных режимов электростанций на базе энергетических характеристик отдельных котло- и турбоагрегатов, энергоблоков.

---

\* ЭЭХ – зависимость суммарного расхода топлива на ТЭС от ее электрической мощности в рабочем диапазоне нагрузок.

Точность ЭЭХ ТЭС зависит от правильности используемых для расчета математических моделей энергетических характеристик агрегатов и энергоблоков, полноты и своевременности учета реальных условий их работы, показателей реального технического состояния и ограничений по нагрузкам оборудования. Практика внедрений систем оптимизации показывает, что для своевременности учета указанных факторов необходимо, чтобы системы оптимизации внутростанционных режимов каждой ТЭС работали оперативно во взаимодействии со средствами расчета оптимальных нагрузок ТЭС на уровне объединенного диспетчерского управления (ОДУ).

Взаимодействие ТЭС и ОДУ заключается в том, что каждая из ТЭС с заданной периодичностью рассчитывает свои эквивалентные энергетические характеристики и передает их ОДУ, на уровне которого определяются оптимальные нагрузки каждой ТЭС как задания для отработки и оптимизации внутростанционных режимов. Отработка персоналом результатов оптимизации обеспечивает экономию топлива в ОЭС. Экономия топлива образуется за счет как оптимизации распределения электрических нагрузок между ТЭС, так и внутростанционного распределения тепловых и электрических нагрузок между основным оборудованием ТЭС.

В статье дана информация о результатах разработки программ внутростанционной оптимизации нагрузок между энергоблоками одной из ТЭС, являющейся частью разработанной системы оптимизации, – Березовской ГРЭС. Приведены описания принятых технологических решений, структуры алгоритмов и программ, составов и способов ввода-вывода информации, организации работы персонала с программами.

**Технологическая схема Березовской ГРЭС.** На Березовской ГРЭС (БГРЭС) установлено шесть дубль-блоков: три турбоагрегата (ТА) К-150-130, два ТА К-160-130, один ТА К-160-130-2ПР, шесть прямоточных котлов ПК-38 и шесть прямоточных котлов ПК-38Р.

ТА К-160-130-2ПР энергоблока ст. № 1 снабжен двухступенчатой установкой для подогрева сетевой воды паром из нерегулируемых отборов. На энергоблоках ст. № 3, 4 проведена реконструкция технологической схемы с установкой на каждом двух газовых турбин (ГТ) электрической мощностью по 25 МВт с переводом работы энергоблока по схеме «сбросной» парогазовой установки с перемаркировкой на энергоблок ПГУ-215. На энергоблоке ст. № 5 производится реконструкция с переводом его на работу по аналогичной схеме. Энергоблок получил наименование ПГУ-240. На этом энергоблоке устанавливаются новый паровой ТА К-180-130 мощностью 180 МВт и две газовые турбины по 30 МВт. Проектом ТА предусмотрена подача пара сверх нужд регенерации из отборов № 4, 5 на две ступени подогревателя сетевой воды. Котлы энергоблоков ст. № 3–5 реконструированы по одинаковому проекту для работы совместно с ГТ (перемаркированы на «котел ПК-38Р»).

В тепловых схемах ТА ст. № 3–5 предусмотрены отборы конденсата и питательной воды для охлаждения уходящих газов в газовых подогревателях конденсата ТА и питательной воды котлов. Основным топливом всех котлов является природный газ. Резервное топливо котлов – мазут.

ГТ энергоблоков ст. № 3–5 предназначены для работы только на природном газе. Режимы работы энергоблоков ПГУ-215 и ПГУ-240 ст. № 3–5

предусматривают различные составы работающего котельного и газотурбинного оборудования: один, два котла, одна или две ГТ, обе ГТ не работают.

На энергоблоках установлены по два циркуляционных насоса ОП-2-110 с числом оборотов двигателя 375 об/мин. Насосы не имеют устройства для разворота лопастей на ходу, кроме циркуляционных насосов энергоблоков ст. № 1 и 5, где есть возможность разворота лопастей вручную на ходу. С напорных циркуляционных трубопроводов производятся отборы воды на газоохладители генераторов, маслоохладители турбин, воздухоохладители питательных электронасосов (ПЭН), сальники насосов и др. На энергоблоках установлены по два ПЭН типа ПЭ-580-185 без гидромукта с десятью ступенями.

Основная тепловая нагрузка БГРЭС (отопление и горячее водоснабжение г. Белоозерска) покрывается от подогревателей сетевой воды ТА ст. № 1. Пар на собственные нужды и для других потребителей подается из «холодных» ниток промперегрева котлов через РОУ-2,9/1,3 МПа, установленных на всех энергоблоках. Впрыск конденсата в РОУ осуществляется с напора конденсатных насосов. Пар из отборов сверх нужд регенерации подается от коллектора 1,3 МПа: на мазутное хозяйство, на бетонный завод СУ ГРЭС, ДСПМК-26, на конденсатоочистку замученных вод. На калориферы котлов пар, кроме того, подается из 4-го или 5-го отборов ТА.

Питание деаэратора подпитки теплосети осуществляется от коллектора выпара деаэраторов 0,6 МПа или от 3-го отбора ТА ст. № 1 через РУ 1,2/0,6 МПа. При низких температурах наружного воздуха работает резервный подогреватель сетевой воды, пар на который подается от коллектора 1,3 МПа.

**Расчет энергетических характеристик энергоблоков.** На БГРЭС установлены, как указывалось ранее, три дубль-энергоблока с газотурбинными установками, работающие по «сбросной» схеме, и три обычных паросиловых дубль-энергоблоков.

Для расчета внутристанционного оптимального распределения нагрузок между энергоблоками требуются их энергетические характеристики (ЭХ), представляющие собой зависимости расхода топлива на энергоблок от его электрической мощности на «клеммах» генератора и от электрической мощности «нетто», учитывающей потребляемую электроэнергию механизмами собственных нужд энергоблока. При определении оптимального распределения нагрузок на БГРЭС приняты ЭХ энергоблоков в виде компьютерной программы, работающей непосредственно под управлением программы расчета оптимального распределения нагрузок.

Блок-схема программы расчета ЭХ энергоблока ПГУ-240 ст. № 3–5 приведена на рис. 1. В блоке 1 производится выбор вариантов режима энергоблока (состав работающих котлов, газовых турбин, вид топлива для котлов, параметры внешних условий работы – температура наружного воздуха и барометрическое давление, температура и расход подогреваемой сетевой воды, ограничения по нагрузкам агрегатов и т. д.). В блоках 2–5, 7, 8 осуществляется расчет технико-экономических показателей (ТЭП) ГТ, котлов, парового турбоагрегата, параметров газоводяных подогревателей низкого и высокого давлений (ГВП НД, ГВП ВД) котлов.

Расчет энергобалансов ТА К-180-130 ст. № 5 производится с использованием результатов теплового расчета турбины, выполненного разработ-

чиком ее проекта. Ввиду того что эти расчеты произведены при ограниченном сочетании режимов газовых турбин, парового ТА, котлов и ГВП использован специальный программный модуль расчета энергобалансов ТА. Последний обеспечивает расчет параметров проточной части турбины совместно с расчетом балансов тепловой схемы (регенеративных подогревателей и подогревателей сетевой воды) и заданных расходов пара на коллектор собственных нужд энергоблока. При этом балансовые расчеты регенеративных подогревателей учитывают необходимые значения отборов конденсата на ГВП НД.

Совместный расчет параметров проточной части, электрической мощности и тепловой схемы ТА производится в итерационном процессе, который на рис. 1 не показан.

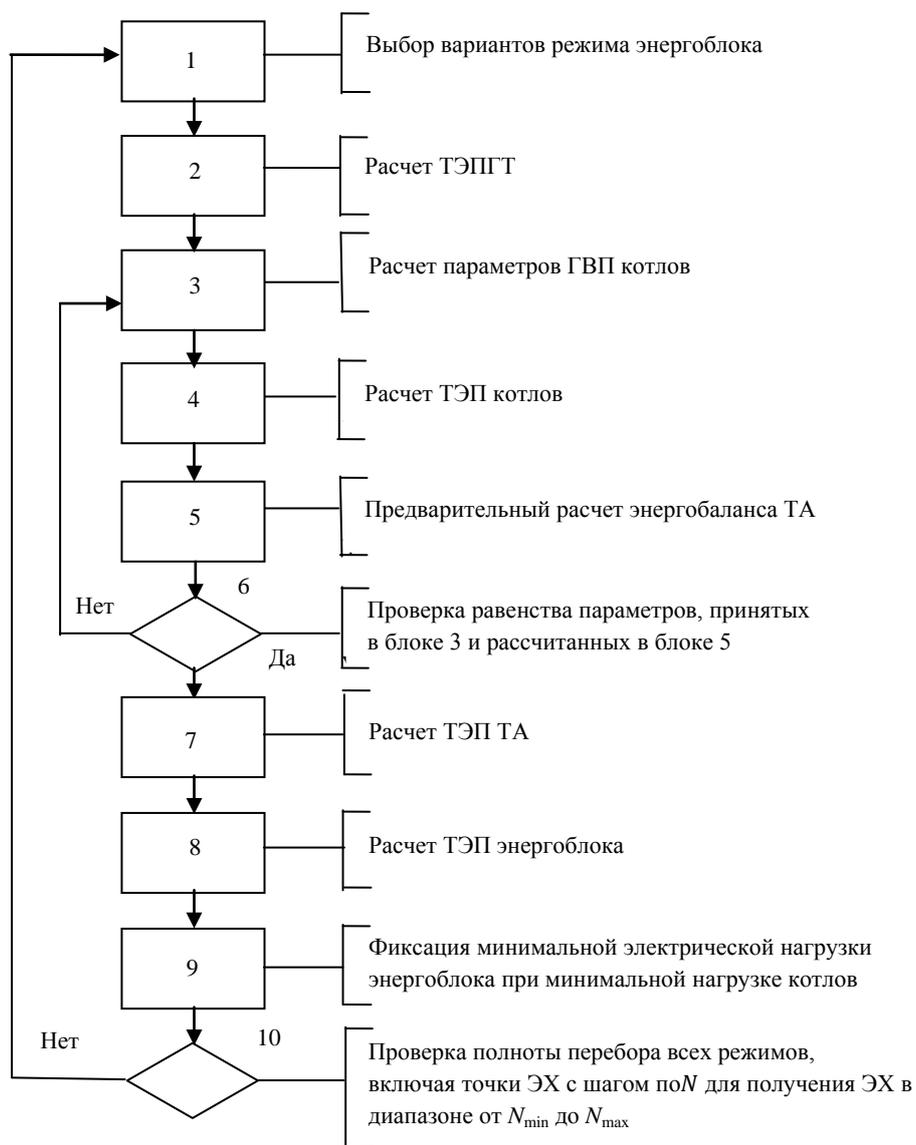


Рис. 1. Блок-схема алгоритма расчета энергетических характеристик энергоблоков ПГУ-240 ст. № 3–5

Алгоритм и программа расчета энергобалансов ТА разработаны в соответствии с методами моделирования тепловых схем энергоустановок, алгоритмы и программы теплового расчета ГВП НД – в соответствии с требованиями нормативного метода расчета котельных агрегатов. Расходы охлаждающей воды на конденсатор паровой турбины и электроэнергии на циркуляционные насосы (ЦН) определяются по результатам оптимизации режима ЦН (вакуума в конденсаторе). При расчете ТЭПГТ и котлов учитывается необходимость разгрузки ГТ в зоне нагрузок котлов, при которых может быть вскипание воды в нижней радиационной части поверхностей нагрева.

При расчетах ТЭПГТ, котлов и ТА предусматривается возможность оперативного учета: повышенных сверх номинальных значений температур уходящих газов, присосов воздуха в конвективные шахты котлов, температурного напора конденсатора, КПД ЦВД и ЦСД проточной части ТА, отключений ПВД, сроков работы ГТУ после ремонта и очистки ее проточной части. В блоках 2, 4, 7 и 8 производится расчет расходов тепла и электроэнергии на собственные нужды ГТ, котлов, ТА и энергблока.

Расчет ЭХ энергблоков ПГУ-215 ст. № 3, 4 и ст. № 1, 2, 6 выполняется по программе с такой же блок-схемой, но с отличиями: для энергблоков ст. № 3, 4 вместо заводских исходных характеристик паровой и газовых турбин используются действующие на БГРЭС нормативные характеристики агрегатов, для энергблоков ст. № 1, 2, 6, кроме того, расчеты упрощены вследствие отсутствия ГТ и газодынных подогревателей котлов. ТЭП ТА этих энергблоков определяются не путем балансовых расчетов, а на основе действующих на БГРЭС нормативных ЭХ ТА ст. № 1, 2, 6. Для учета всех «неровностей» графической формы энергетической характеристики энергблока расчеты расхода топлива выполняются с шагом 0,5 МВт.

**Обоснование критерия и методики оптимизации распределения электрических нагрузок между энергблоками.** Целью оптимизации распределения заданных суммарных электрических нагрузок между работающими энергблоками является расчет таких нагрузок каждого из энергблоков, при которых суммарный расход топлива минимален. Традиционным критерием данного распределения считается метод очередности загрузки энергблоков по величине относительных приростов расхода топлива на энергблоки (ОПРТ): в первую очередь нагружают энергблоки с наименьшими ОПРТ и далее – по мере их увеличения [1].

Метод ОПРТ нашел широкое распространение благодаря своей простоте, отсутствию перераспределения нагрузок между энергблоками по мере роста их суммарных нагрузок. Характеристики ОПРТ энергблоков определяются численным дифференцированием энергетических характеристик энергблоков  $B_i = f(N_i)$ . При этом характеристика ОПРТ  $i$ -го энергблока получается в результате дифференцирования ЭХ как функция  $b_i = \partial B_i / \partial N_i = \varphi(N_i)$ .

Математическое обоснование метода оптимизации распределения нагрузок на основе ОПРТ выполнено путем решения системы уравнений Лагранжа. При этом ЭХ энергблоков должны быть выпуклыми\*. Однако

---

\* Под выпуклой кривой подразумевается такая линия, у которой хорда, соединяющая две любые ее точки, всюду лежит выше самой кривой.

реальные ЭХ являются выпуклыми только при их численной обработке для получения ОПРТ с допущениями, которые угрубляют («сглаживают») ЭХ, ухудшая их точность. При этом не учитываются изменения потерь топлива из-за дросселирования пара в регулирующих клапанах паровых турбин, переключений механизмов собственных нужд и др.

Использование «сглаженных» ЭХ при оптимизации по методу ОПРТ уменьшает экономию топлива. Так, согласно [2], неучет при обработке ЭХ изменений потерь топлива из-за дросселирования пара в регулирующих клапанах паровых турбин дает снижение экономии топлива при оптимизации распределения электрических нагрузок между энергоблоками на 0,1–0,2 % абсолютных.

Стремление ликвидировать этот недостаток привело к предложениям ряда авторов других методов оптимизации распределения нагрузок между конденсационными энергоблоками: метод оптимального распределения нагрузок по особым точкам ЭХ [2], метод относительных и конечных приростов [3], метод динамического программирования [4]. Рассмотрим кратко содержание указанных методов.

**Метод оптимального распределения нагрузок по особым точкам** состоит в нанесении на ЭХ точек предоткрытия регулирующих клапанов ТА, изменений скоростей работы двигателей механизмов собственных нужд и т. д. Указанные точки ЭХ называются особыми, нагрузка между энергоблоками распределяется согласно наименьшим расходам топлива в особых точках ЭХ энергоблоков.

При распределении нагрузок этим методом один энергоблок с наихудшей экономичностью имеет промежуточную нагрузку, обеспечивающую баланс мощности, а все остальные работают в особых точках энергетических характеристик или с максимальными (минимальными) электрическими нагрузками.

**Метод оптимального распределения нагрузок по совокупности относительных и конечных приростов** заключается в следующем.

Для выпуклых участков ЭХ помимо ОПРТ $b_i$  по каждому работающему энергоблоку определяются их конечные приросты  $b_{ki}$  как отношение полного прироста расхода топлива к соответствующему изменению нагрузки энергоблока. В процессе оптимизации сравниваются ОПРТ $b_i$  и конечные приросты  $b_{ki}$  энергоблоков. Выбираются минимальные величины из этих приростов и нагружается в первую очередь энергоблок с наименьшими значениями указанных приростов. При этом, если конечный прирост меньше относительного прироста ( $b_{ki} < b_i$ ), определяется нагрузка энергоблока  $N_{ki}$ , при достижении которой конечный прирост становится больше либо равен ОПРТ.

**Метод динамического программирования.** Наиболее точными методами расчета оптимальных нагрузок энергоблока являются методы прямого поиска вариантов, динамического программирования [4]. Последний метод предпочтительнее из-за большего быстродействия и значительно меньшего требуемого объема вычислительного ресурса. При использовании для расчета оптимального распределения нагрузок между энергобло-

ками современных компьютеров требования метода динамического программирования по вычислительному ресурсу приемлемы.

Основным недостатком метода динамического программирования является многократный переброс нагрузки с одного энергоблока на другой при изменении их суммарной мощности в пределах рабочего диапазона. В реальных условиях эксплуатации нагрузка и разгрузка энергоблоков сопровождается дополнительными затратами топлива, обусловленными в основном неоптимальностью процесса горения в топке, повышенными значениями коэффициента избытка воздуха по тракту котлов при переходных процессах [5]. Для устранения необоснованных перегрузок энергоблоков в целевую (минимизируемую) функцию может быть введена поправка, учитывающая потери от изменения нагрузок энергоблоков. То есть если перегрузка нецелесообразна с точки зрения экономии топлива с учетом дополнительных потерь топлива переходных процессов, энергоблоки будут нагружаться последовательно. Потери топлива из-за нестационарности режима при изменении нагрузки энергоблоков могут быть определены по данным [5, 6]. Указанные динамические потери зависят от величины изменения мощности энергоблока при оптимальной скорости переходного режима.

С целью выбора наиболее эффективного метода оптимизации распределения электрических нагрузок между энергоблоками РУП «БЕЛТЭИ» произведено сравнение суммарных расходов топлива на энергоблоки на примере БГРЭС при оптимизации их нагрузок различными методами: динамического программирования с учетом поправки на дополнительные потери из-за нестационарности режима, относительных и конечных приростов, по особым точкам ЭХ.

Для указанных расчетов в состав работающих энергоблоков БГРЭС включены два энергоблока ПГУ-215 ст. № 3, 4 и энергоблок ПГУ-240 ст. № 5. Энергоблоки работают в режиме парогазовых установок. ЭХ энергоблоков ст. № 4, 5 рассчитаны при номинальном состоянии оборудования. Принято, что показатели технического состояния оборудования энергоблока ст. № 3 хуже номинального: температура уходящих газов котлов выше на 3 °С, присосы воздуха в конвективные шахты котлов больше на 5 %, температурный напор конденсатора паровой турбины выше на 4 °С.

В табл. 1 приведено сопоставление суммарных расходов топлива на энергоблоки ст. № 3–5 при оптимизации распределения нагрузки между ними различными методами. За эталонный принят метод динамического программирования, обеспечивающий распределение нагрузок между энергоблоками с минимальным суммарным расходом топлива по реальным ЭХ энергоблоков. Эффективность методов оценена сравнением расходов топлива по станции с эталонным расходом топлива.

Результаты расчета показывают значительное превосходство метода динамического программирования над другими методами. Данный метод включает поправку на потери топлива из-за нестационарности режима, обеспечивает наименьший суммарный расход топлива и учитывает при этом обоснованность переброса нагрузок с одного энергоблока на другие.

Таблица 1

**Суммарные расходы топлива на энергоблоки ст. № 3–5 Березовской ГРЭС при оптимизации распределения нагрузки между энергоблоками различными методами**

Программа по методу динамического программирования		Модифицированная программа по методу динамического программирования				Метод относительных приростов расхода топлива				Метод относительных и конечных приростов расхода топлива				Метод особых точек			
$N_{ст}$ , МВт	$B_{ст}$ , т у.т./ч	$N_{ст}$ , МВт	$B_{ст}$ , т у.т./ч	$\Delta$ , т у.т./ч	$\Delta$ , %	$N_{ст}$ , МВт	$B_{ст}$ , т у.т./ч	$\Delta$ , т у.т./ч	$\Delta$ , %	$N_{ст}$ , МВт	$B_{ст}$ , т у.т./ч	$\Delta$ , т у.т./ч	$\Delta$ , %	$N_{ст}$ , МВт	$B_{ст}$ , т у.т./ч	$\Delta$ , т у.т./ч	$\Delta$ , %
240	79,43	240	79,43	0	0	240	79,91	0,48	0,60	240	79,43	0	0	240	79,91	0,48	0,60
250	82,08	250	82,08	0	0	250	83,07	0,99	1,21	250	82,08	0	0	250	83,07	0,99	1,21
260	84,78	260	84,78	0	0	260	85,37	0,59	0,70	260	84,78	0	0	260	85,37	0,59	0,70
270	86,80	270	87,56	0,76	0,88	270	86,80	0	0	270	87,56	0,76	0,9	270	86,80	0,00	0,00
280	88,40	280	88,53	0,13	0,15	280	88,40	0	0	280	90,71	2,31	2,6	280	88,40	0,00	0,00
290	90,58	290	90,58	0	0	290	90,82	0,23	0,26	290	93,01	2,43	2,7	290	90,82	0,24	0,26
300	93,04	300	93,04	0	0	300	93,36	0,32	0,34	300	94,44	1,40	1,5	300	93,36	0,32	0,34
310	95,58	310	95,58	0	0	310	95,80	0,22	0,23	310	6,04	0,46	0,5	310	95,80	0,22	0,23
320	98,00	320	98,02	0,01	0,02	320	98,36	0,36	0,37	320	98,46	0,46	0,5	320	98,36	0,36	0,37
330	100,58	330	100,58	0	0	330	100,59	0,01	0,01	330	101,00	0,42	0,4	330	100,59	0,01	0,01
340	101,94	340	101,94	0	0	340	102,29	0,35	0,34	340	101,94	0	0	340	101,94	0	0,00
350	103,81	350	103,81	0	0	350	103,81	0	0	350	103,98	0,17	0,2	350	103,98	0,17	0,16
360	106,20	360	106,20	0	0	360	106,20	0	0	360	106,20	0	0	360	106,81	0,61	0,57
370	109,02	370	109,02	0	0	370	109,03	0,01	0,01	370	09,03	0,01	0	370	109,64	0,62	0,57
380	111,62	380	111,93	0,30	0,28	380	111,86	0,24	0,22	380	111,86	0,24	0,2	380	112,09	0,47	0,42
390	114,31	390	114,31	0	0,00	390	114,59	0,28	0,24	390	114,31	0	0,0	390	114,93	0,62	0,54
400	117,08	400	117,15	0,06	0,06	400	117,42	0,34	0,29	400	117,15	0,06	0,1	400	117,35	0,27	0,23
410	119,74	410	119,99	0,26	0,21	410	120,26	0,52	0,43	410	119,74	0	0,0	410	119,99	0,25	0,21
420	122,57	420	122,70	0,13	0,11	420	123,35	0,78	0,64	420	122,57	0	0,0	420	122,70	0,13	0,11
430	125,63	430	125,63	0	0,00	430	126,61	0,97	0,78	430	125,63	0	0,0	430	125,68	0,05	0,04
440	128,50	440	129,04	0,54	0,42	440	129,56	1,06	0,82	440	129,04	0,54	0,4	440	129,04	0,54	0,42

Окончание табл. 1

Программа по методу динамического программирования		Модифицированная программа по методу динамического программирования				Метод относительных приростов расхода топлива				Метод относительных и конечных приростов расхода топлива				Метод особых точек			
$N_{ст}$ , МВт	$B_{ст}$ , т у.т./ч	$N_{ст}$ , МВт	$B_{ст}$ , т у.т./ч	$\Delta$ , т у.т./ч	$\Delta$ , %	$N_{ст}$ , МВт	$B_{ст}$ , т у.т./ч	$\Delta$ , т у.т./ч	$\Delta$ , %	$N_{ст}$ , МВт	$B_{ст}$ , т у.т./ч	$\Delta$ , т у.т./ч	$\Delta$ , %	$N_{ст}$ , МВт	$B_{ст}$ , т у.т./ч	$\Delta$ , т у.т./ч	$\Delta$ , %
450	131,30	450	132,08	0,77	0,59	450	132,08	0,77	0,59	450	131,90	0,60	0,50	450	131,67	0,37	0,28
460	134,12	460	134,82	0,70	0,52	460	134,93	0,81	0,60	460	134,12	0	0,00	460	134,12	0,00	0,00
470	136,90	470	137,70	0,80	0,58	470	138,30	1,40	1,02	470	137,37	0,47	0,30	470	137,77	0,87	0,64
480	139,73	480	140,02	0,29	0,21	480	141,45	1,72	1,23	480	140,83	1,10	0,80	480	141,58	1,85	1,32
490	142,58	490	142,58	0	0,00	490	144,00	1,42	1,00	490	143,81	1,23	0,90	490	145,68	3,10	2,17
500	145,66	500	146,04	0,38	0,26	500	146,55	0,89	0,61	500	146,55	0,89	0,60	500	150,24	4,58	3,14
510	148,46	510	149,40	0,94	0,63	510	148,83	0,36	0,25	510	148,82	0,36	0,20	510	153,99	5,53	3,72
520	151,28	520	151,28	0	0,00	520	151,39	0,11	0,07	520	151,28	0	0,00	520	157,45	6,17	4,08
530	154,32	530	154,32	0	0,00	530	154,48	0,16	0,10	530	154,32	0	0,00	530	160,43	6,11	3,96
540	157,99	540	157,99	0	0,00	540	157,99	0	0,00	540	157,99	0	0,00	540	163,17	5,18	3,28
550	161,94	550	162,13	0,19	0,12	550	162,13	0,19	0,12	550	162,13	0,19	0,10	550	166,05	4,11	2,54
560	165,64	560	165,64	0	0,00	560	166,60	0,96	0,58	560	165,94	0,30	0,20	560	168,37	2,73	1,65
570	170,04	570	170,04	0	0,00	570	170,87	0,83	0,49	570	170,04	0	0,00	570	170,94	0,90	0,53
580	173,54	580	174,31	0,77	0,44	580	174,34	0,81	0,46	580	173,54	0	0,00	580	174,61	1,07	0,62
590	177,62	590	177,75	0,13	0,07	590	177,75	0,13	0,07	590	177,75	0,13	0,10	590	179,01	1,39	0,78
600	181,19	600	181,19	0	0,00	600	181,72	0,54	0,29	600	181,19	0	0,00	600	183,28	2,09	1,15
610	185,88	610	185,88	0	0,00	610	185,88	0	0,00	610	185,88	0	0,00	610	186,72	0,84	0,45
620	190,16	620	190,16	0	0,00	620	190,16	0	0,00	620	190,16	0	0,00	620	190,16	0,00	0,00
* $\Delta_{ср}$ , т у.т./ч, %					0,14				0,38				0,35				0,96
<p><b>Примечание.</b>*<math>\Delta_{ср}</math> – средняя для рабочего диапазона электрических нагрузок Березовской ГРЭС величина перерасхода топлива в сравнении с методом динамического программирования (в процентах от расхода топлива на электростанцию).</p>																	

**Расчет эквивалентной энергетической характеристики.** Программа расчета ЭЭХ является обобщающей для всего комплекса программ внутри-станционной оптимизации распределения нагрузок. Вычисление ЭЭХБГРЭС представляет собой многократный расчет оптимального распределения электрических нагрузок между энергоблоками для ряда значений суммарных электрических нагрузок БГРЭС в диапазоне от их минимальных до максимально возможных величин. Промежуточные величины суммарных электрических нагрузок БГРЭС для расчета ЭЭХ задаются с определенным шагом. Расчет ЭЭХ при этом производится при неизменных заданных: метеофакторах; тепловой нагрузке БГРЭС; расходе резервного топлива; параметрах, отражающих реальное техническое состояние оборудования энергоблоков; температуре охлаждающей воды перед конденсаторами паровых турбин; составах работающих агрегатов каждого из энергоблоков.

Максимальные и минимальные значения суммарных электрических нагрузок КЭС определяются в соответствии с граничными значениями электрических нагрузок каждого из участвующих в расчете ЭЭХ энергоблоков. Для системной оптимизации на уровне ОДУ распределения электрических нагрузок между ТЭС энергосистемы ЭЭХ ТЭС рассчитываются как функции суммарного расхода топлива на ТЭС от суммарной электрической мощности энергоблоков «нетто», учитывающей расходы электроэнергии на собственные нужды каждого из энергоблоков и общестанционные собственные нужды. Для определения диспетчером ОДУ задания по электрической мощности генераторов энергоблоков ТЭС вычисляется также ЭЭХ ТЭС как функция расходов топлива от суммарной электрической мощности генераторов энергоблоков «брутто», участвующих в расчете ЭЭХ.

**Ввод исходной информации и вывод результатов.** Исходная информация включает в себя оперативную, нормативно-справочную, нормативные ЭХ котлов и ТА, параметры реального технического состояния оборудования. Оперативная информация – задание по нагрузкам ГРЭС, метеофакторы, виды топлива, признаки работающего оборудования, текущие ограничения по нагрузкам агрегатов и др. Нормативно-справочная информация – константы по конструктивным характеристикам оборудования, топливу и др. Номинальные ЭХ котлов и узлов ТА задаются в виде графиков с возможностью их корректировки посредством специально разработанной программы «Редактор графиков».

Результаты расчета программы по рекомендуемым оптимальным режимам и нагрузкам оборудования отображаются в виде таблиц и мнемосхемы. На рис. 2 показано главное окно интерфейса программы с укрупненной мнемосхемой БГРЭС, посредством которой задаются составы работающего оборудования, виды топлива, метеофакторы, задания по нагрузкам БГРЭС. Там же отображаются результаты расчета по рекомендуемым режимам и нагрузкам агрегатов.

Пример определения ЭЭХБГРЭС при работающих энергоблоках ст. № 2, 3, 4, рассчитываемой для передачи в РУП «ОДУ», приведена на рис. 3.

**Используемые технические и системные программные средства.** Для работы программного комплекса используется IBM-совместимая ЭВМ

класса Core 2 Duo с тактовой частотой 2000 МГц и объемом оперативной памяти 2048 Мб, оснащенная монитором с разрешающей способностью не менее 1280x1024. Программный комплекс работает с операционной системой Microsoft Windows XP с пакетом обновлений ServicePack 2 или выше. Программный комплекс устанавливается на нескольких компьютерах, установленных в различных технологических службах БГРЭС (ПТО, цех наладки и испытаний оборудования (ЦНИО) и центральный щит управления), объединенных цифровой информационной сетью станции. В совокупности указанные средства, а также персонал БГРЭС создают систему оптимизации, которая функционирует следующим образом.

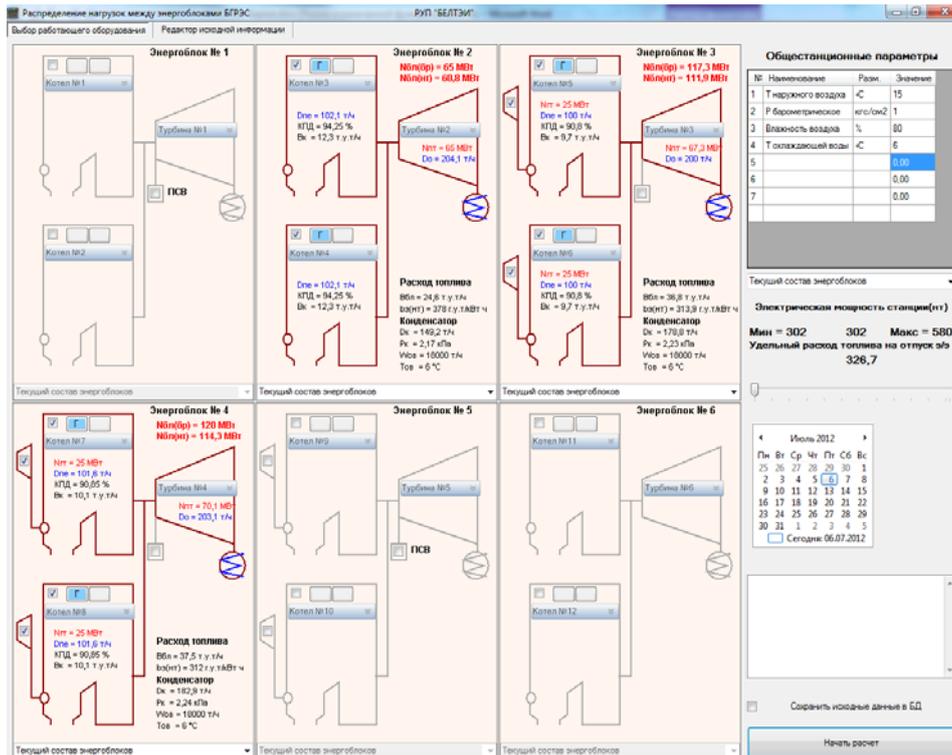


Рис. 2. Главное окно интерфейса программы с укрупненной мнемосхемой Березовской ГРЭС

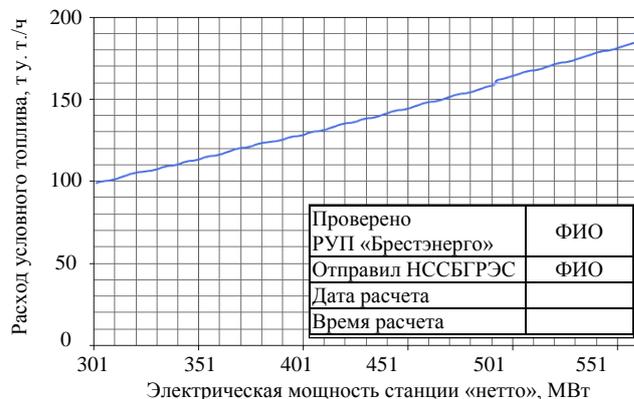


Рис. 3. Эквивалентная энергетическая характеристика Березовской ГРЭС при работающих энергоблоках ст. № 2–4

Инженер ЦНИО периодически обновляет в комплексе программ нормативно-справочную информацию и параметры фактического технического состояния оборудования. При необходимости получения рекомендаций по оптимальным нагрузкам оборудования и ЭЭХ начальник смены станции БГРЭС задает имеющуюся нагрузку электростанции и состав работающего оборудования, а также другую оперативную исходную информацию, запускает расчет оптимального режима и получает рекомендации по оптимальным нагрузкам энергоблоков, ЭЭХБГРЭС. Полученную ЭЭХ передает на РУП «ОДУ» по корпоративной информационной сети для оптимизации распределения электрической нагрузки ТЭС объединенной энергосистемы.

Рассмотренная система сдана в эксплуатацию. Данные по ее экономической эффективности планируется определить в процессе эксплуатации.

### ВЫВОДЫ

1. Разработаны алгоритмы и программы внутростанционной оптимизации распределения нагрузок между энергоблоками, расчета эквивалентной энергетической характеристики Березовской ГРЭС, являющиеся одним из звеньев системы оптимального распределения нагрузок между ТЭС Белорусской энергосистемы.

2. Путем сравнительного анализа результатов расчета оптимальных нагрузок энергоблоков Березовской ГРЭС методами относительных приростов расхода топлива [1], особых точек [2], относительных и конечных приростов [3], методом динамического программирования [4] последний принят для реализации как наиболее эффективный.

3. Энергетические характеристики энергоблоков рассчитываются в соответствии с их математической моделью, позволяющей учитывать фактический состав работающего оборудования, основные показатели его реального технического состояния, реальные внешние условия работы энергоблоков.

4. Ввод-вывод исходной информации и результатов расчета посредством укрупненной мнемосхемы Березовской ГРЭС минимизирует трудозатраты персонала при использовании программ. Способ ввода исходной информации посредством разработанного «редактора графиков» позволяет персоналу самостоятельно обслуживать программы при наличии периодического обновления исходных характеристик технологического оборудования.

5. Предложенная организация систематического расчета эквивалентных энергетических характеристик обеспечивает постоянное использование на Березовской ГРЭС программ внутростанционной оптимизации нагрузок энергоблоков.

### ЛИТЕРАТУРА

1. М е т о д ы оптимизации режимов энергосистемы / В. М. Горнштейн [и др.]; под ред. В. М. Горнштейна. – М.: Энергоиздат, 1981. – 336 с.

2. К у т л е р, П. П. Распределение нагрузок между турбоагрегатами ТЭС с учетом дросселирования пара в клапанах / П. П. Кутлер, А. И. Лазебник, В. Ф. Скляр // Теплоэнергетика. – 1975. – № 2. – С. 40–43.

3. С п о с о б распределения нагрузки между параллельно работающими агрегатами электростанций: а. с. 488300 СССР / Э. Б. Ахундов, Н. И. Бартош, И. А. Петрова // Бюл.изобрет. – 1975. – № 38.

4. К а л и х м а н, И. Л. Динамическое программирование в примерах и задачах / И. Л. Калихман, М. А. Войтенко. – М.: Высш. шк., 1979. – 215 с.

5. А р а к е л я н, Э. К. Влияние переменных нагрузок на экономичность работы газомазутных энергоблоков 150 и 200 МВт / Э. К. Аракелян, А. А. Мадоян, В. Б. Паймухин // Электрические станции. – 1981. – № 6. – С. 24–27.

6. О б о п т и м а л ь н о й скорости изменения нагрузки на газомазутных энергоблоках 150, 200 МВт. Эксплуатационный циркулятор № Т-3/81. – М.: СПО «Союзтехэнерго».

Поступила 10.10.2012

УДК 658.5.011.16

## **ОБНОВЛЕНИЕ КАК ИНСТРУМЕНТ РАЗВИТИЯ ПРОИЗВОДСТВА \***

**Канд. техн. наук, доц. ВОИНОВА С. А.**

*Одесская национальная академия пищевых производств*

Степень функционального совершенства технического объекта (ТО) характеризуется уровнем его технологической эффективности (ТЭ), уровнем составляющих: экологической, экономической и общетехнической. Новый ТО в момент ввода его в действие обладает наивысшей исходной  $TЭ_{исх}$ . С течением времени, вследствие износа ТО, его ТЭ снижается до уровня потенциальной  $TЭ_{п}$ . Фактическая (наблюдаемая)  $TЭ_{ф}$  уступает  $TЭ_{п}$ , если алгоритм системы автоматического управления объектом соответствует исходному состоянию ТО [1, 2].

Высокопродуктивным методом повышения ТЭ ТО является его обновление. Обновление ТО – это, по существу, управляющее воздействие на него, улучшающее свойства ТО, повышающее его ТЭ. Аналогично обновление производства, его элементов – это прием, метод управления уровнем их ТЭ.

Обновление как действие формально таит в себе двоякий смысл и может быть представлено двумя формами, которые можно охарактеризовать следующим образом.

Форма «А»: обновление полное срочное. Его цель состоит в замене ТО, отработавшего ресурс работоспособности и перешедшего в предельное состояние, новым объектом.

Форма «Б» может быть представлена двумя вариантами. Цель первого варианта (Б1) – полного досрочного обновления – замена ТО, еще не отработавшего ресурс, но устаревшего, отстающего от действующих требований по уровню ТЭ, новым объектом. Цель второго варианта (Б2) – частич-

---

\* Печатается в порядке обсуждения.