

УДК 621.311

## ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ЭКОНОМИЧНОГО РЕЖИМА ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ПО АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

БАЛАМЕТОВ А.Б., ХАЛИЛОВ Э.Д., ИСМАЙЛОВ Э.Д.

*Азербайджанский Научно-Исследовательский и Проектно-Изыскательский  
институт Энергетики*

Задачи оптимизации режимов энергосистем и энергообъединений занимают одно из центральных мест в практике работы оперативно-диспетчерских служб и их роль существенно возрастает в современных условиях при переходе к рыночным методам управления режимами в электроэнергетике. В статье рассматриваются вопросы оптимизации режима по активной мощности в условиях оптового рынка.

В качестве основного критерия оптимальности до последнего времени использовался критерий минимума переменных затрат в течение рассматриваемого периода времени. При решении ряда оптимизационных задач могут использоваться и другие, частные, например, минимум потерь в сети при оптимизации электрического режима, максимум выработки электроэнергии на ГЭС при оптимизации долгосрочных режимов каскадов ГЭС.

Решением разнообразных задач оптимизации режимов в электроэнергетике были заняты многие организации и авторы, и были получены значительные теоретические и практические результаты [1,2]. Работы по оптимизации режимов энергосистем энергично развивались и за рубежом, хорошее представление об этих работах дано в [3].

Из разработок последнего периода по оптимизации режимов можно отметить развернутые в 2001 г. в России исследования по созданию интегрированной системы оптимизации режимов (ИНСОП) [1]. Цель создания ИНСОП - обеспечение единого информационного и технологического пространства для решения всех задач оптимизации энергетических и электрических режимов при долгосрочном и краткосрочном планировании режимов на всех уровнях ДУ. При совершенствовании методов и алгоритмов оптимизации режимов преследовались цели не только повышения быстродействия, но и надежности поиска оптимального решения, а также возможности увеличения размерности задач для возможности перехода к развернутым расчетным схемам.

Начиная с 2000 г. в РАО "ЕЭС России" проводятся реформы в целях внедрения рыночных методов управления. На базе ЦДУ, ОДУ и РДУ создана структура Системного оператора. Для ведения экономических расчетов и организации конкурентного рынка электроэнергии создан независимый орган - Администратор торговой системы. Электрические сети переданы под управление Федеральной сетевой компании. На очереди создание оптовых генерирующих компаний. Все эти структурные преобразования, естественно, должны отражаться и в методах управления режимами ЕЭС. В качестве первого такого изменения следует указать на создание конкурентного механизма планирования суточных режимов Единой энергосистемы. Суть этого механизма в следующем: вместо общепринятых в настоящее время характеристик относительных приростов стоимости (ХОПС) в оптимизационных расчетах должны использоваться конкурентные заявки. Перед началом суточного планирования режимов в АТС на каждый час планируемых суток поступают стоимостные заявки от производителей и потребителей электроэнергии, далее АТС

производит аукцион этих заявок, т.е. выбор наиболее предпочтительных заявок при соблюдении баланса между потреблением и генерацией и выполнении прочих режимных ограничений. На этой основе формируется целевая функция, по которой далее производится обычная суточная оптимизация.

Значительные работы начаты по совершенствованию методов суточной оптимизации режимов. Целью такой работы отмечается необходимость уточненного учета в задаче оптимизации по активной мощности режимных ограничений и потерь мощности в электрической сети, учитываемых в используемых программах с помощью матриц сетевых коэффициентов. Такое положение было обусловлено ограниченными возможностями прежней вычислительной техники. В настоящее время возможен и целесообразен частый пересчет указанных матриц - не только индивидуально для каждого часа, но и в процессе оптимизации часового режима по итерациям решения задачи оптимизации по активной мощности. В этом случае полученный вектор активных генераций вводится в программу расчета электрического режима и по вновь полученному электрическому режиму уточняются матрицы сетевых коэффициентов и др. Таким образом, может быть достигнута необходимая точность расчетов, но при более низкой трудоемкости решения.

Деление единой энергосистемы на объединенные энергосистемы отдельных стран СНГ внесло дополнительные проблемы в процессы управления режимами. В связи с переходом на рыночные отношения в энергетике произошли структурные изменения в энергосистемах с использованием различных форм собственности. Эти структурные преобразования, должны отражаться и в методах управления режимами ЭЭС.

В оперативно-диспетчерской системе управления особое место занимают задачи оптимизации режимов по активной мощности. Их роль в значительной степени возрастает в условиях рыночной экономики: для более эффективного управления режимом работы энергосистемы и загрузки основного оборудования электростанций с целью снижения себестоимости производства электроэнергии и, тем самым, повышения конкурентоспособности энергосистемы; для оперативной оценки стоимости 1 МВт.ч электроэнергии по топливной составляющей на каждой электростанции и по энергосистеме в целом в режиме реального времени; для определения в каждый момент времени факта целесообразности продажи (покупки) электроэнергии на оптовый рынок и вычисления максимально возможного объема ее продажи (покупки) [4,5].

В расходную характеристику затрат станции включают переменные и условно-постоянные составляющие.

Условно-постоянными называются такие затраты, которые неизбежны для станции в любом случае, независимо от того, произведет и продаст она мощность или нет, в частности: зарплата; все виды ремонта; налоги постоянные и начисляемые на зарплату; налоги с постоянной части оборота; расходы на выработку тепла и мощности на постоянные собственные нужды. К условно-постоянным можно отнести и другие затраты.

В число переменные затрат могут входить: оплата топлива; оплата обработки, поставки топлива; налоги с переменной части оборота; ускоренный износ оборудования; оплата комиссионных при продаже. Переменные затраты зависят от количества произведенной варьируемой мощности.

Рассмотрим основные этапы процесса формирования расчетного диспетчерского графика на предстоящие сутки. Первоначально, в соответствии на уровне диспетчера по поступившей "с мест" информации рассчитываются предварительные диспетчерские графики энергосистемы, основываясь на тарифах на электроэнергию электростанций.

Для оптового рынка, рассмотрим, как осуществляется процедура оптимизации на примере. Пусть энергосистема обеспечивает электроэнергией потребителей своей зоны обслуживания. Рассчитаны прогноз потребления:

$$P_{\Sigma\Pi} \rightarrow P_{\Pi 1}, P_{\Pi 2}, \dots, P_{\Pi t}, \dots, P_{\Pi 24} \quad (1)$$

На предстоящие сутки по системе определяется эквивалентные характеристики относительных приростов затрат на топливо энергосистемы на все часы суток в соответствии с (1).

$$\varepsilon_{iЭКВ}^t = f_i^t(P_{\Sigma\Pi}), \quad P_{min} \leq P_{\Sigma\Pi} \leq P_{max} \quad (2)$$

Энергосистема производит расчеты оптимального режима для каждого часа суток по распределению нагрузки между электростанциями (ПДГ) в соответствии с критерием минимума затрат на расходуемое топливо. В результате каждому часу  $t$  будет соответствовать оптимальное значение системного относительного прироста затрат

$$\varepsilon_{iОПТ}^t = f_i^t(P_{\Pi t}) \quad (3)$$

Если характеристику (2) рассматривать как кривую предложений, а  $P_{\Pi t}$  — объем спроса на электроэнергию в час  $t$ , то величину (3) можно интерпретировать как равновесную цену.

Для предварительной оптимизации режима ЭЭС применяются следующие два метода.

Первый метод. Применение для решения нелинейных уравнений полученных методом Лагранжа, метода покоординатного спуска с учетом ограничений в виде неравенств, фиксированием в каждой итерации метода покоординатного спуска.

Во втором методе составляется функция Лагранжа для учета ограничений в виде равенств. Учет ограничений в виде неравенств осуществляется вводом штрафных функций.

При решении задач оптимизации режима методом неопределенных множителей Лагранжа вместо условного экстремума функции  $F(Y)$   $n + m$  переменных, связанных между собой  $k$  соотношениями ищут безусловный экстремум функции Лагранжа:

$$S = F + \sum_{i=1}^k \lambda_i W_i,$$

где  $\lambda_i$  - неопределенные множители Лагранжа,  $k$  - число зависимых переменных равное количеству УУР.

В этом случае задача отыскания условного экстремума функции  $F$  заменяется задачей безусловной оптимизации функции  $S$ , причем независимыми переменными являются все компоненты вектора  $X$ .

**Результаты оптимизации режима по активной мощности на примере Азербайджанской ЭЭС.** Для предварительной оптимизации режима Азербайджанской ЭЭС по активной мощности разработана программа в системе программирования Delphi. В программе в качестве критерия оптимизации выбран минимум суммарного расхода топлива. Для оптимизации режима использован комбинированный метод - применение для решения нелинейных уравнений полученных методом Лагранжа - метода покоординатного спуска. Учет ограничений в виде неравенств, производится фиксированием в каждой итерации нарушенных пределов в методе покоординатного спуска выходящих за пределы ограничений, предельным значениям независимых переменных.

При корректном задании исходных данных расчет всегда приводит к решению.

Существующие на сегодня методы распределения затрат (физический, энергетический) не отражают технологию производства и не отвечают рыночным

экономическим условиям. Неоптимальное распределение нагрузок по станции в зависимости от типа оборудования, уровней его загрузки приводит к увеличению расходов топлива на 2-4% от суммарного расхода. Если физический метод и был допустим в период плановой экономии, когда совокупный эффект от работы ТЭЦ централизованно перераспределялся и выбор метода не имел принципиального значения, то с переходом к рыночным отношениям он совершенно недопустим. Энергетический метод и метод относительных приростов, полностью отражают технологию производства, но также не отвечают рыночным условиям.

Основным и первичным видом энергетической характеристики является расходная характеристика - функциональная зависимость часового расхода энергоносителя (или рабочего тела) от нагрузки.

Расходная характеристика электростанции - функциональная зависимость часового расхода условного топлива  $B$  (тут) от электрической мощности  $P$  (МВт); характеристика затрат электростанции -  $Z$  на топливо от электрической мощности  $P$  (МВт); характеристика удельного расхода; характеристика удельных затрат; характеристика относительного прироста затрат на топливо (ХОПЗ).

Характеристики удельных расходов топлива ТЭС аппроксимируются полиномом второй степени

$$B = a_0 + a \cdot P + b \cdot P^2$$

Энергетические характеристики: характеристики удельных расходов и ОПРТ, агрегатов Азербайджанской энергосистемы, полученные на основе справочных данных тепловых электрических станций [7] приведены в таблице 1.

Таблица. 1. Характеристики удельных расходов топлива.

№	Название станции	$P_{ном}$ , МВт	Коэффициенты полинома			ХУРТ, кг.ут\кВт.час	К.п.д, %
			$a_0$	$a_1$	$a_2$		
1	АзТЭС	300	410.933	-0.5395	$8.72 \cdot 10^{-4}$	0.326	38
2	А-Б ТЭС	150	560.3	-2.2197	$9.869 \cdot 10^{-3}$	0.360	35
3	Шимал ТЭС	400	346.15	-0.575	$7.115 \cdot 10^{-4}$	0.230	53
4	Баку ТЭЦ-1	55	346.15	-2.302	$1.138 \cdot 10^{-3}$	0.230	53
5	Модульные ТЭС	8.7	357.96	-23.41	1.4946	0.265	46

Из за отсутствия подробной информации, энергетические характеристики по «Баку ТЭЦ-1» получены исходя из к.п.д равным 53 %.

Построены характеристики относительных приростов топлива для ТЭС Азербайджанской ЭЭС на основе справочных данных. Например, аналитические выражения экономических характеристик «Азербайджанской ТЭС» имеют вид:

- удельные расходы топлива

$$b = (410.9331 - 0.5395 \cdot P + 8.7256 \cdot 10^{-4} \cdot P^2) \cdot 10^{-3} \text{ кг.у.т.\кВт.час};$$

- расходная характеристика;

$$Q = (410.9331 - 0.5395 \cdot P + 8.7256 \cdot 10^{-4} \cdot P^2) \cdot 10^{-3} \cdot P \text{ тон\кВт.час}$$

- относительный прирост расхода топлива

$$\epsilon = 0.4109 - 0.001077 \cdot P + 2.618 \cdot 10^{-6} \cdot P^2 \text{ кг.у.т.\кВт.час.}$$

В приведенных характеристиках значения  $P$  задаются в МВт.

На основе энергетических характеристик с учетом условно-постоянных и переменных затрат зависящие от количества произведенной варьируемой мощности,

определяется эквивалентные характеристики относительных приростов затрат на топливо энергосистемы на предстоящие сутки по системе.

Для примера на рис. 1 приведены характеристики удельных расходов топлива и относительного прироста расходов топлива для агрегатов 300 МВт АзТЭС и 400 МВт Шимал ТЭС, полученные на основе справочных данных.

Азербайджанская ЭЭС имеет современные ТЭС с парогазовыми установками и к.п.д 53 % Шимал ТЭС, Баку ТЭЦ-1 модульные станции с газовыми двигателями и к.п.д 46 % и более ранние Азербайджанская ТЭС с к.п.д около 38 % работающая с 1981 года и Алибайрамлинская ТЭС с к.п.д около 35 % работающая с 1962 года. Энергетические характеристики агрегатов имеет резкие различия.

Модульные станции с газовыми двигателями хотя и имеют к.п.д 46 %, в связи с расходом дорогих смазочных масел, фильтров, относительно большей численности эксплуатационного персонала и т.д себестоимость электроэнергии выше чем некоторых конденсационных электрических станций и в частности Азербайджанской ТЭС.

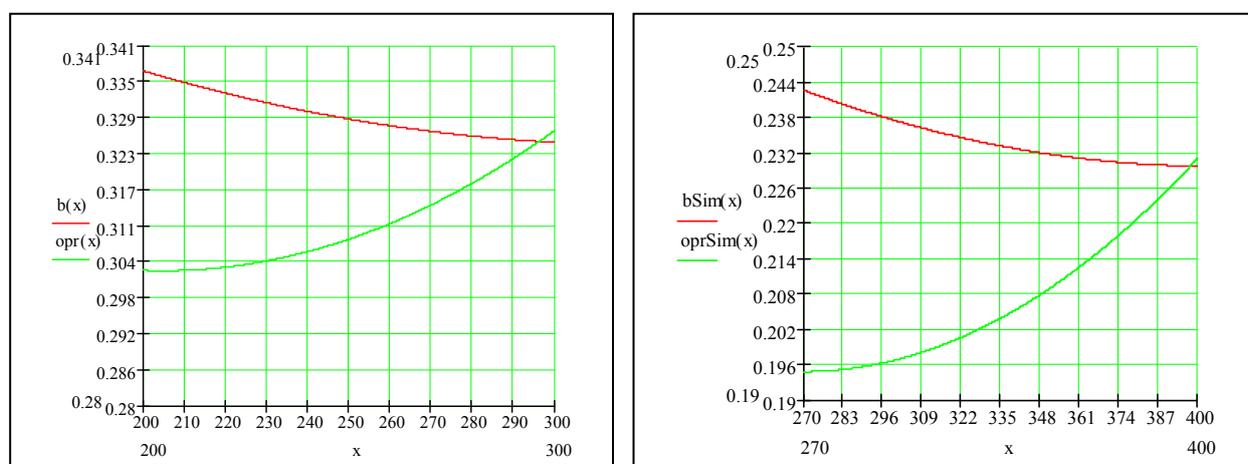


Рис. 1. Характеристики удельных расходов топлива агрегатов Аз ТЭС и Шимал ТЭС.

Шамкирская и Еникендская ГЭС работают в естественном оптимальном режиме по стоку воды, так как водохранилище не рассчитано на режим длительного регулирования. Мингечаурская ГЭС имеющая водохранилище позволяющий режим длительного регулирования используется как горячий резерв и для покрытия суточных неравномерностей графика нагрузки. Поэтому оптимальное распределение в основном определяется тепловыми электрическими станциями.

В АзНИИ и ПИ Энергетики проводятся исследования по разработке комплекса программ по оптимизации режима работы энергосистемы [5, 6], расчету энергетических характеристик на электростанциях энергосистемы, созданию базы энергетических характеристик и текущей стоимости 1 кВт-ч производимой электроэнергии.

На рис 2 и 3 приведены экранные формы исходной информации и подготовки исходной информации и энергетических характеристик агрегатов энергосистемы и результаты оптимизации режима Азербайджанской ЭЭС по активной мощности по условия равенства ОПРТ.

В таблице 2 прведены результаты имитационного оптимального распределения суммарной нагрузки потребления между электрическими станциями по разработанной программе, для случая, когда все станции Государственные и критерием оптимизации является условия равенства ОПРТ, методом покоординатного спуска с учетом ограничений на генерируемые мощности станций при работе четырех модульных станции.

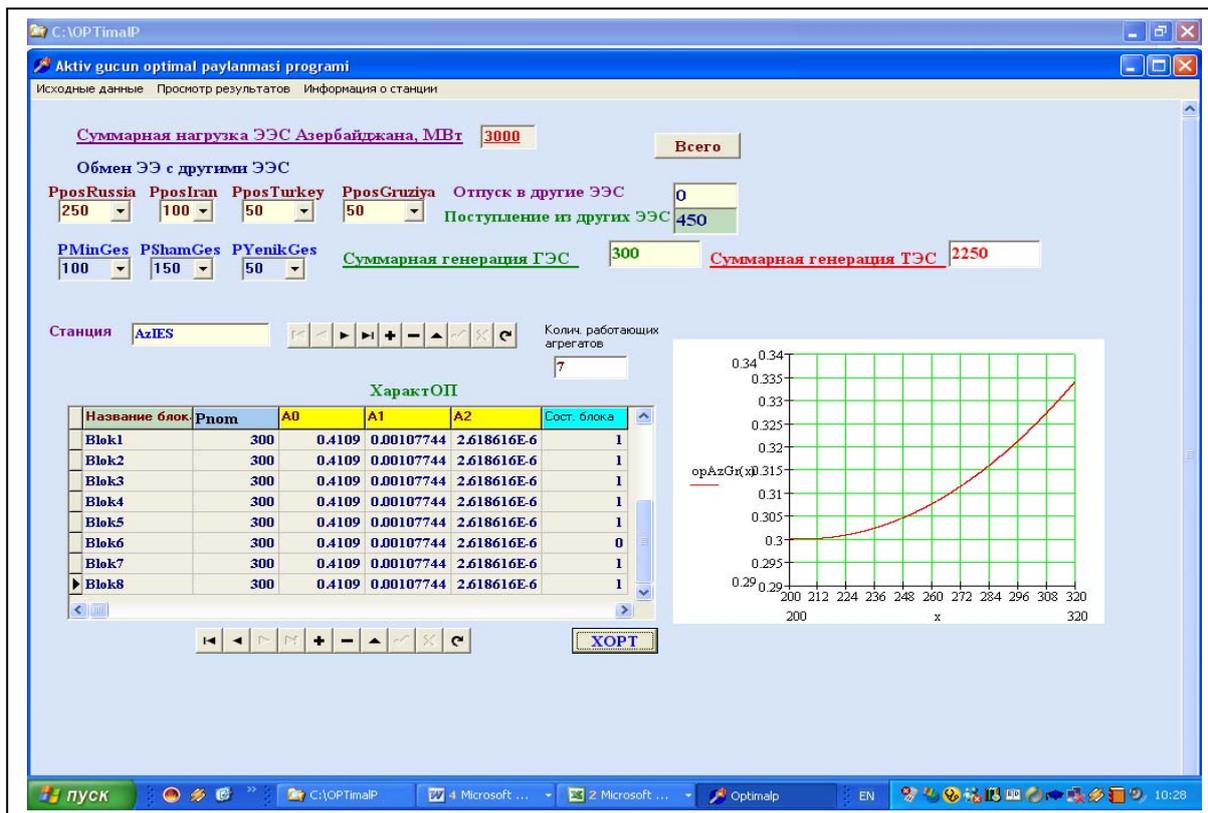


Рис 2. Экранная форма исходной информации и энергетических характеристик.

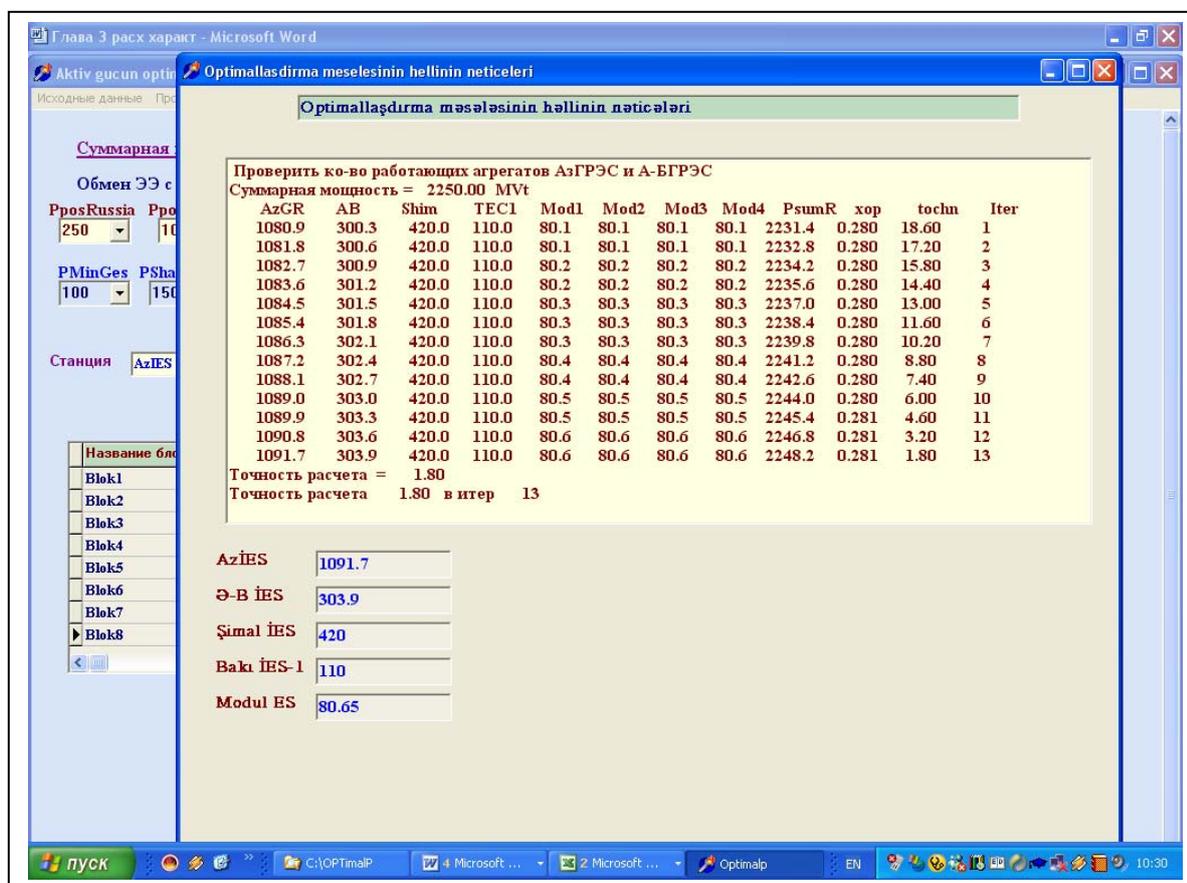


Рис 3. Результаты оптимизации режима Азербайджанской ЭЭС по активной мощности

Таблица 2. Результаты оптимального распределения суммарной нагрузки потребления между тепловыми электрическими станциями.

№	Суммарная нагрузка Аз ЭЭС, МВт	Суммарная генерация ГЭС, МВт	Поступление из других ЭЭС, МВт	Оптимальные мощности ТЭС, МВт				
				Аз ТЭС	АБ ТЭС	ШимТЭС	БакТЭЦ	Мод ЭС
1	2500	300	-300	846	222	400	110	4*67
2	3000	300	450	1098	306	400	110	4*81
3	3500	200	300	1656	496	400	110	4*87
4	4000	300	450	1824	554	400	110	4*87
5	4500	250	500	2208	688	400	110	4*87

Результаты оптимизации режима Азербайджанской ЭЭС показывают, что в первую очередь загружаются более экономичные агрегаты ПГУ и в зависимости от себестоимости электроэнергии агрегаты Аз ТЭС и модульных станции.

Произведено, также имитационное моделирование задачи оптимизации на оптовом рынке при задании коммерческой стоимости электроэнергии, определенная в результате оптимизации текущего режима по активной мощности.

**Пример.** Имитационное моделирование задачи оптимизации оптового рынка.

Предположим, что коммерческая себестоимость электроэнергии определенная в результате оптимизации текущего режима ЭЭС по активной мощности имеет вид (рис. 4)  $S = 8 \cdot 10^{-8} \cdot P_{\Sigma}^2 - 2 \cdot 10^{-4} \cdot P_{\Sigma} + 2.4434$ . Здесь  $S_{\text{пок}}$  - тариф на покупку электроэнергии оптовым рынком;  $S_{\text{пр}}$  - тариф на продажу электроэнергии с оптового рынка.

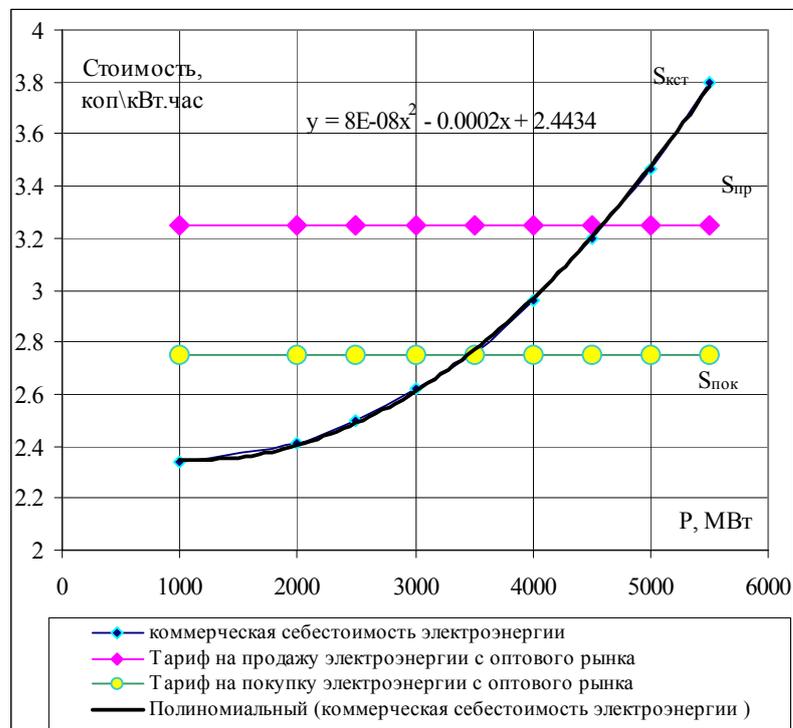


Рис. 4. Коммерческая себестоимость производства электроэнергии энергосистемы.

При значении текущей стоимости электроэнергии в результате оптимизации текущего режима  $-S(P_{\text{тек}})$  меньше стоимости покупной энергии ( $S(P_{\text{тек}}) < S_{\text{пок}}$ ) наличии резерва мощности и обеспеченности энергоресурсами, энергосистема с выгодой для

себя могла бы поставить на оптовый рынок мощность, получив прибыль. При  $S(P_{\text{тек}})$  больше стоимости продажи энергии- $S_{\text{пр}}$  энергосистеме выгодно купить на оптовом рынке мощность, уменьшив затраты на расходуемые энергоресурсы. При  $S(P_{\text{тек}}) > S_{\text{пок}}$  и  $S(P_{\text{тек}}) > S_{\text{пр}}$  коммерческая себестоимость электроэнергии энергосистемы находится в зоне, невыгодной для покупки и продажи электроэнергии.

В процессе эксплуатации ЭЭС можно оценить и производить постоянное сравнение стоимости производимого 1 МВт-ч электроэнергии в энергосистеме. Полученная информация позволяет выработать общую стратегию поведения на оптовом рынке в различных ситуациях. По тарифу на электроэнергию на оптовом рынке и информации о коммерческой себестоимости ее внутри энергосистемы, оперативный персонал имеет возможность объективно оценить ситуацию и принять обоснованное решение.

## ВЫВОДЫ

1. На основе типовых справочных данных получены аналитические выражения для удельных расходов топлива и построены характеристики относительных приростов топлива для ТЭС Азербайджанской ЭЭС.

2. Разработана программа оптимизации режима Азербайджанской ЭЭС по активной мощности для формирования расчетного диспетчерского графика на предстоящие сутки и учитывающая особенности оптового рынка в виде характеристики стоимости электроэнергии.

3. Проведены расчеты оптимизации по разработанной программе, для случая, когда все станции Государственные и критерием оптимизации является условия равенства ОПРТ. Согласно результатам расчетов в первую очередь загружаются более экономичные агрегаты ТЭС, ПГУ и модульные станции.

---

1. Алябышева Т. М., Моржин Ю. И., Протопопова Т. Н., Цветков Е. В. О методах оптимизации режимов энергосистем и энергообъединений. Электрические станции, 2005, № 1, с. 44-49.

2. Арзамасцев Д. А., Летун В. М. Определение экономичного режима гидротепловой энергосистемы. - Электричество, 1980, №7.

3. Б.Стотт, О.Альсак, А.Дж.Монтичелли. Анализ надежности и оптимизации. - ТИИЭР, том 75, вып. 12, 1987, с. 83-111.

4. Летун В.М., Глуз И.С. Оптимальное управление режимом работы электростанций в условиях оптового рынка. Электрические станции, 2003, № 3, с. 8-12.

5. Баламетов Я.Б., Халилов Э.Д., Исмаилов Э.А. Исаева Т.М. О необходимости учета особенностей рынка в моделях электроэнергетической системы. Игтисади Инкишаф, 2007, № 4, стр. 59-62.

6. А.Б. Баламетов. Модели и методы расчета установившихся режимов электрических сетей с учетом коронирования проводов. - Баку: Элм, 2005, - 355 стр.

7. Теплотехнический справочник. Под. ред. В.Н. Юренева и П.Л. Лебедева. Изд. 2-е перераб., Т.1. М, «Энергия», 1975, 744 с.

**OPTİMALLAŞDIRMA MODELƏRİNDƏ ELEKTRİK ENERJİSİNİN  
TOPDANSATIŞ BAZARININ XÜSUSİYYƏTLƏRİNİN NƏZƏRƏ ALINMASININ  
ZƏRURİLİYİ HAQQINDA**

**BALAMETOV Ə.B., XƏLİLƏV E.D., İSMAYLOV E.D.**

Enerji sistemlərinin rejimlərinin optimallaşdırılması məsələləri əməliyyat-dispetçer xidmətlərinin iş praktikasında mərkəzi yerlərdən birini tutu və onların rolu müasir şəraitdə elektroenergetikada rejimlərin idarə olunmasının bazar münasibətlərinə keçiddə əhəmiyyətli dərəcədə artır. Topdansatış bazarı şəraitində rejimin aktiv gücə görə optimallaşdırılması məsələləri nəzərdən keçirilmişdir.

**ABOUT NECESSITY OF THE ACCOUNT FOR OPTIMISATION MODELS  
OF THE ELECTRIC POWER WHOLESALE MARKET FEATURES**

**BALAMETOV A.B., HALILOV E.D., ISMAYLOV E.D.**

Power supply systems modes optimization problems of occupy one of the central places in practice of work of operative - dispatching services and their role essentially grows in modern conditions at transition to market methods of management of modes in electric power industry. Questions of optimization of a mode on active capacity in conditions of the wholesale market are considered.