

СЕБЕСТОИМОСТЬ ПРОДУКЦИИ В СИСТЕМЕ СОВМЕСТНОЙ ВЫРАБОТКИ ТЕПЛА, ХОЛОДА И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ТЭЦ

О.Ю. Ромашова, А.А. Туболев
Томский политехнический университет
ЭНИН, АТЭС

Комбинированное производство электрической, тепловой и холодильной энергии (тригенерация) представляет собой на сегодняшний день одно из наиболее современных технологических решений в плане и повышения энергетической эффективности, и решения экологических проблем [1].

В системе совместной выработки теплоты и электроэнергии возможно применение холодильных машин двух типов: компрессионные агрегаты, потребляющие электроэнергию, и абсорбционные агрегаты, использующие теплоту горячей воды, пара либо каких-либо других теплоносителей.

В системе тригенерации возникает задача совместного определения тарифов на холод, тепловую и электрическую энергию, а также нахождения целесообразной области применения холодильных машин разных типов.

Пояснение особенностей определения себестоимостей и формирования тарифов на ТЭЦ, отпускающую два вида энергии - тепловую и электрическую, изложено в [2, 3]. В основе предлагаемого авторами подхода лежит методический прием, заключающийся в том, что затраты на производство электроэнергии и теплоты можно распределить между двумя видами продукции любым способом, но поскольку сумма затрат от этого не меняется, то результаты от всех возможных вариантов разделения ложатся на одну прямую (Рисунок 1, прямая ST) – «треугольник Гинтера».

В данной работе представлена методика разнесения затрат на производство трех видов продукции в системе тригенерации, разработанная на основе треугольника Гинтера. Она позволяет рассчитать себестоимость холодильной продукции, вырабатываемой в машинах компрессионного и абсорбционного типов в зависимости от коэффициента распределения затрат между теплотой и электроэнергией на ТЭЦ, а также определить экономически обоснованную область применения этих типов холодильных машин.

В качестве примера выполнен расчет себестоимости отпуска от ТЭЦ с турбоустановкой Т-118/125-130-8 трех видов продукции (элек-

троэнергии, теплоты на горячее водоснабжение (ГВС) и холода в системы кондиционирования) в летний период при работе турбины по тепловому графику на основе реальных энергетических характеристик [4]. Климатический район – город Омск, для которого расчетная температура на отопление $t_{н.о.} = -37^{\circ}\text{C}$ [5]; расчетная температура на кондиционирование $t_{н.к.} = +35^{\circ}\text{C}$ [5]. Номинальная нагрузка отборов Т-118/125-130 $Q_{отб}^{ном} = 219$ МВт. Нагрузка на ГВС $Q_{ГВС} = 0,2 \cdot Q_{ТЭЦ} = 0,2 \cdot 365 = 73$ МВт. Принята равной 20% от максимальной тепловой нагрузки ТЭЦ:

$$Q_{ТЭЦ} = \frac{Q_{отб}^{ном}}{\alpha_{ТЭЦ}} = \frac{219}{0,6} = 365 \text{ МВт} \quad (1)$$

рассчитанной с учетом коэффициента теплофикации $\alpha_{ТЭЦ} = 0,6$ [6]. Цена условного топлива $C_{у.т.} = 3200 \frac{\text{руб}}{\text{т}}$.

Максимальная холодильная нагрузка Q_x^{max} оценивалась для района присоединенных тепловых потребителей в соответствии с соотношением:

$$\frac{Q_{ТЭЦ}}{Q_x^{max}} \approx \frac{(t_{пом} - t_{н.о.})}{(t_{н.к.} - t_{пом})} \quad (2)$$

где $t_{пом} = 18^{\circ}\text{C}$ - средняя температура внутри помещений.

Число часов использования максимальной нагрузки холодильных машин $\tau_{хол}^{max}$ определено как:

$$\tau_{хол}^{max} = K \cdot \tau = 0,5 \cdot 2160 = 1080 \text{ ч}, \quad (3)$$

где K - коэффициент использования максимальной нагрузки для выработки холода (принят равным 0,5 на основании рекомендаций изложенных в [6]); τ – общее число часов за три летних месяца.

Рассматриваются холодильные машины:

1. одноступенчатая абсорбционная бромисто-литиевая холодильная машина с холодопроизводительностью $Q_0 = 1000$ кВт (АБХМ-1000). Холодильный коэффициент ε_A зависит от температуры прямой сети $t_{пс}$ и определяется по каталогу АБХМ компании Broad [7];
2. парокомпрессионная холодильная машина. Холодильный коэффициент ПКХМ принят по данным электронного ресурса компании Термогаз и равен $\varepsilon_K = 3$ [8].

Для варианта с АБХМ максимальный отпуск теплоты из отборов турбины Q_T^x для получения холода определен $Q_T^x = Q_x^{max} / \varepsilon_A$, где ε_A – холодильный коэффициент АБХМ. Дополнительная электрическая мощность ТЭЦ для работы ПКХМ оценивалась в соответствии с холодильным коэффициентом компрессионной машины ε_K .

В качестве исходного варианта рассматривается отпуск от ТЭЦ электрической энергии и теплоты на ГВС. В новом режиме совмест-

ного отпуска от ТЭЦ теплоты на ГВС и кондиционирование учитывались ограничения по максимальному расходу воды через сетевую установку (для Т – 118/125 – 130 – 8: $G_{св}^{max} = 1250 \frac{кг}{с}$ [4]). Принято, что условия работы потребителей ГВС в новом режиме не изменились по сравнению с исходным вариантом.

В исходном варианте сумма эксплуатационных издержек складывается из издержек на производство электроэнергии и теплоты:

$$И = И_э + И_Т \quad (4)$$

В системе тригенерации, помимо тепла и электроэнергии, в качестве реализуемой продукции также выступает холод, и на ТЭЦ присутствуют эксплуатационные издержки на его производство $И_Т^x$:

$$И' = И'_э + И'_Т + И_Т^x \quad (5)$$

При расчете исходного варианта по физическому методу разнесения затрат были получены значения себестоимостей тепла и электроэнергии (точка R на прямой ST, рисунок 1). При произвольном разнесении затрат на производство продукции была получена точка P. Таким образом, прямая PR, отрезок TO и SO образуют треугольник Гинтера.

Для системы совместного отпуска тепловой, электрической, и холодильной энергии по результатам расчета получен треугольник NOM (Рисунок 1). Точка «С» соответствует физическому методу разнесения затрат между электрической энергией и теплотой, отпускаемой из отборов турбины внешним потребителям. Луч OE отображает зависимость себестоимости холода, вырабатываемого на АБХМ, от метода разнесения затрат на электроэнергию и тепло в системе. На рисунке 1 также представлен случай (линия OG), когда электроэнергия на ПКХМ поступает по себестоимости из системы когенерации (линия ST), что позволяет сопоставить этот вариант с вариантом производства холода на АБХМ (абсорбер работает в системе тригенерации) по технико-экономическим показателям.

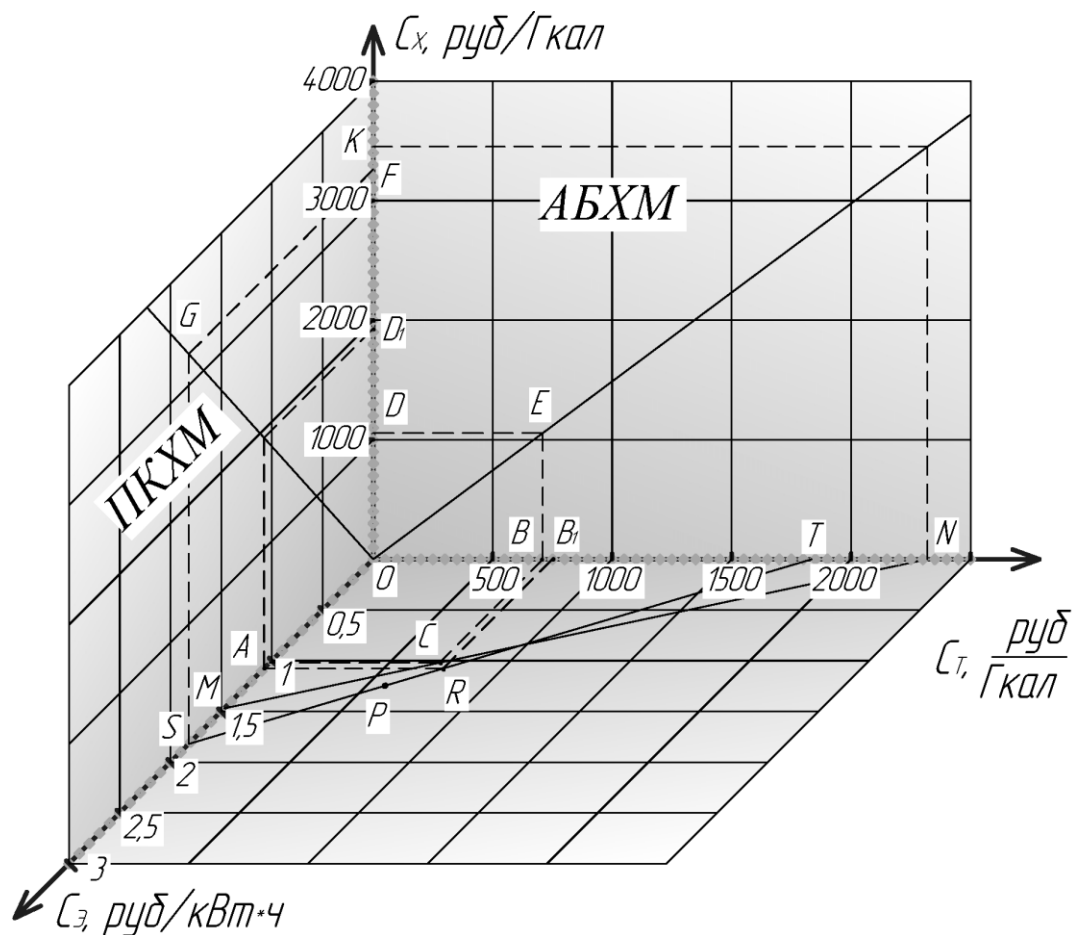


Рис. 1. Зависимость себестоимости холода от себестоимости тепла и электроэнергии в системе тригенерации

Выводы:

1. В работе представлена методика графоаналитического определения себестоимостей продукции в системах когенерации и тригенерации для анализа конкурентоспособности ПКХМ и АБХМ, использующих тепловую и электрическую энергию от ТЭЦ.
2. Экономически обоснованные области применения ПКХМ и АБХМ зависят от метода разнесения затрат на ТЭЦ между электрической и тепловой энергией.
3. При распределении затрат между тепловой и электрической энергией по физическому методу тригенерация снижает себестоимости продукции.

Работа выполнена в рамках ВИУ.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Богданов А. Б. Климат России и теплофикация / Котельнизация России – беда национального масштаба, ч – 7., 2012.

2. Аракелян Э.К., Кожевников Н.Н. Тарифы на электроэнергию и тепло от ТЭЦ // Теплоэнергетика. – 2006. - № 11. – С. 60-63.
3. Малафеев В.А., Смирнов И.А. Формирование тарифов на ТЭЦ в рыночных условиях // Теплоэнергетика. – 2003. - № 4. – С. 55-59.
4. В.Н. Рузанков (ВТИ), Б.В. Михайлов (ОРГРЭС). Типовая энергетическая характеристика турбоагрегата Т-118/125-130.
5. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети: Учебник для вузов. – М. Издательство МЭИ, 2001. – 472 с.
6. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции: Учебник для вузов/ Под ред. В.Я. Гиршфельда. – 3-е изд., перераб. И доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 328с.
7. Арефьев Д.Н. Каталог BROAD. – М.: Олимп-бизнес, 2005.- 82 с.
8. Электронный ресурс: каталог продукции фирмы «Термогаз», режим доступа <http://www.termogazgroup.ru/>

Научный руководитель: О.Ю. Ромашова, к.т.н., доцент каф. АТЭС ЭНИН ТПУ.

АНАЛИЗ НАЧАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПАРА В ПАРОГАЗОВОЙ УСТАНОВКЕ С ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНОЙ ГТУ

А.А. Уваров
Томский политехнический университет
ЭНИН, АТЭС, группа 5БМ51

Парогазовые установки (ПГУ) утилизационного типа на основе современных ГТУ являются наиболее совершенными энергетическими установками на газообразном топливе. При этом базовой и главной частью ПГУ является ГТУ; ведется множество разработок по повышению их КПД. Большая роль в достижении высокой экономичности принадлежит также паровой части ПГУ. При существующем широком многообразии схем ПГУ крупнейшие производители при выборе их конфигурации отдают предпочтение сложной трехконтурной схеме с промежуточным перегревом пара [1]. Имеет смысл рассмотреть влияние начальных параметров пара на экономичность парогазовой установки на базе более простой и экономичной схемы.

Целью исследования является нахождение оптимальных значений начальных параметров пара путем вариантных расчетов; при этом критерием выбора решения является максимальное значение электри-