

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕТОДА МАЛЫХ ОТКЛОНЕНИЙ ДЛЯ АНАЛИЗА ЭФФЕКТИВНОСТИ ТРИНАРНЫХ ПАРОГАЗОВЫХ УСТАНОВОК

А.М. Антонова, А.В. Воробьев, А.С. Матвеев, А.С. Орлов

Томский политехнический университет

E-mail: anton@tpu.ru

Проведены расчетно-аналитические исследования экономичности тринарной парогазовой установки, включающей высокоэффективную газотурбинную установку, контур водяного пара и контур низкокипящего вещества. Получено аналитическое выражение зависимости КПД тринарной парогазовой установки от основных влияющих факторов. Показано, что показатели тепловой экономичности пароводяного цикла не влияют на экономичность парогазовой установки. Определены условия повышения эффективности парогазовой установки тринарного типа с контуром низкокипящего вещества относительно бинарной утилизационной парогазовой установки. Рассмотрены особенности использования метода малых отклонений для анализа эффективности парогазовых установок. Выполнен вывод уравнения в малых отклонениях для зависимости КПД тринарной парогазовой установки от основных влияющих факторов, рассчитаны значения коэффициентов влияния. Методом малых отклонений проведен анализ эффективности различных по структуре тринарных парогазовых установок с контуром низкокипящего вещества.

Ключевые слова:

Линеаризация уравнений, тринарная парогазовая установка, контур водяного пара, контур низкокипящего вещества, метод малых отклонений, коэффициент влияния.

Введение

В «Энергетической стратегии России на период до 2030 года» [1] указано, что наиболее эффективными установками по производству электроэнергии для тепловых электрических станций на газе являются парогазовые установки (ПГУ) комбинированного цикла. ПГУ имеют приоритет в инвестиционных программах генерирующих компаний на ближайшую перспективу [2]. Поэтому актуален поиск наиболее эффективных типов ПГУ и анализ их экономичности.

Тринарная парогазовая установка

Рассматривается утилизационная парогазовая установка, в которой комбинируются три цикла – газотурбинный, пароводяной и цикл низкокипящего вещества (НКВ), так называемая тринарная ПГУ. В такой ПГУ утилизация теплоты с целью генерации пара имеет место на двух участках цикла:

- при охлаждении отработавших газов газотурбинной установки (ГТУ) в котле-утилизаторе, где происходит нагрев воды, генерация водяного пара и его перегрев;
- при конденсации водяного пара в конденсаторе-испарителе, где происходит генерация пара низкого давления.

В составе тринарной ПГУ потери теплоты в цикле ГТУ минимизированы, турбоустановка пароводяного цикла (ПГУ) не имеет потерь в цикле, поскольку за счет теплоты конденсации отработавшего водяного пара генерируется пар низкокипящего вещества. Для реализации этого процесса ПГУ работает как противодавленческая установка, давление на выходе турбины выше атмосферного.

На рисунке показана простая схема тринарной ПГУ – одна из возможных схем комбинирования трех циклов. Для упрощения схемы газотурбинная установка на рисунке не показана. ПТУ имеет

промежуточный перегрев пара с целью увеличения мощности установки. Пар на выходе из турбины находится в перегретом состоянии, поэтому нет необходимости в промежуточном перегреве как средстве снижения конечной влажности пара.

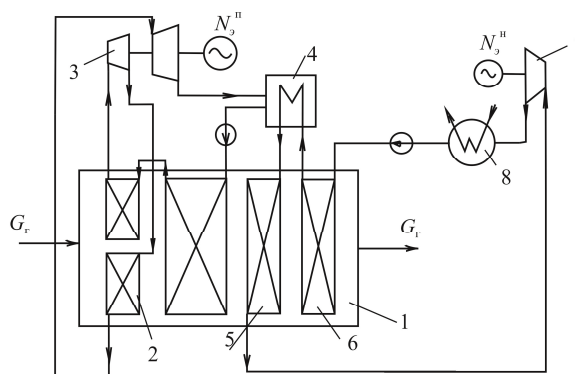


Рисунок. Схема ПГУ на водяном паре и низкокипящем веществе: 1 – котел-утилизатор; 2 – промежуточный перегреватель водяного пара; 3 – турбина водяного пара; 4 – конденсатор водяного пара; 5 – перегреватель низкокипящего вещества; 6 – экономайзер низкокипящего вещества; 7 – паровая турбина низкокипящего вещества; 4 – конденсатор низкокипящего вещества; G_r – расход газа ГТУ

Тепловая экономичность тринарной парогазовой установки

Получение высокого значения КПД тринарной ПГУ возможно при оптимальных значениях параметров рабочих тел. При этом не все начальные и конечные параметры управляемы при оптимизации, например, давление пара в конденсаторе паровой турбины определяет температуру насыщения и давление свежего пара НКВ. При заданных параметрах и характеристиках ГТУ оптимальные значения параметров водяного пара и пара НКВ, а также расходов рабочего тела взаимосвязаны.

Чтобы установить влияние на КПД ПГУ каждой из установок, входящих в состав тринарной ПГУ, ставится задача определения их взаимозависимости.

КПД тринарной ПГУ по определению:

$$\eta_{\text{ПГУ}} = \frac{N_{\text{э}}^{\Gamma} + N_{\text{э}}^{\Pi} + N_{\text{э}}^{\text{H}}}{Q_{\text{КС}}} = \frac{N_{\text{э}}^{\Gamma}}{Q_{\text{КС}}} + \frac{N_{\text{э}}^{\Pi}}{Q_{\text{КС}}} + \frac{N_{\text{э}}^{\text{H}}}{Q_{\text{КС}}}. \quad (1)$$

Здесь $N_{\text{э}}^{\Gamma}$, $N_{\text{э}}^{\Pi}$ – мощности газовой и водопаровой ступеней ПГУ; $N_{\text{э}}^{\text{H}}$ – мощность турбины на паре низкокипящего вещества, $Q_{\text{КС}}$ – теплота топлива, подводимая в камеру сгорания ГТУ. Первое слагаемое в этой формуле – КПД газотурбинной уста-

$$\text{новки (ГТУ)} \eta_{\text{ГТУ}} = \frac{N_{\text{э}}^{\Gamma}}{Q_{\text{КС}}}.$$

Из теплового баланса котла-утилизатора выразим его полезную мощность:

$$(Q_{\text{КС}} - N_{\text{э}}^{\Gamma})\eta_{\text{КУ}} = Q_{\text{КУ}}^{\Pi} + Q_{\text{КУ}}^{\text{H}}. \quad (2)$$

Здесь $\eta_{\text{КУ}}$ – КПД котла-утилизатора; $Q_{\text{КУ}}^{\Pi}$, $Q_{\text{КУ}}^{\text{H}}$ – значения тепловой мощности котла-утилизатора, идущие соответственно на выработку электроэнергии в пароводяном цикле и в цикле низкокипящего

вещества; $Q_{\text{КУ}}^{\Pi} = \frac{N_{\text{э}}^{\Pi}}{\eta_{\text{ПТУ}}}$. Величину $Q_{\text{КУ}}^{\text{H}}$ можно вы-

разить из формулы для определения КПД цикла низкокипящего вещества.

В цикле НКВ теплота подводится к рабочему телу не только в котле-утилизаторе ($Q_{\text{КУ}}^{\text{H}}$), но и в конденсаторе пароводяного цикла $\left(\frac{N_{\text{э}}^{\Pi}}{\eta_{\text{ПТУ}}} - N_{\text{э}}^{\Pi}\right)$,

поэтому КПД цикла НКВ равен

$$\eta_{\text{НКВ}} = \frac{N_{\text{э}}^{\text{H}}}{Q_{\text{КУ}}^{\text{H}} + \left(\frac{N_{\text{э}}^{\Pi}}{\eta_{\text{ПТУ}}} - N_{\text{э}}^{\Pi}\right)}. \quad (3)$$

Отсюда, выражая $Q_{\text{КУ}}^{\text{H}} = \frac{N_{\text{э}}^{\text{H}}}{\eta_{\text{НКВ}}} - \frac{N_{\text{э}}^{\Pi}}{\eta_{\text{ПТУ}}} + N_{\text{э}}^{\Pi}$ и подставляя $Q_{\text{КУ}}^{\Pi}$ и $Q_{\text{КУ}}^{\text{H}}$ в (2), получим:

$$Q_{\text{КС}} - N_{\text{э}}^{\Gamma})\eta_{\text{КУ}} = \frac{N_{\text{э}}^{\Pi}}{\eta_{\text{ПТУ}}} + \frac{N_{\text{э}}^{\text{H}}}{\eta_{\text{НКВ}}} - \frac{N_{\text{э}}^{\Pi}}{\eta_{\text{ПТУ}}},$$

и далее:

$$(Q_{\text{КС}} - N_{\text{э}}^{\Gamma})\eta_{\text{КУ}} = \frac{N_{\text{э}}^{\text{H}}}{\eta_{\text{НКВ}}} + N_{\text{э}}^{\Pi}.$$

Из последней формулы можно выразить мощность турбины пароводяного цикла:

$$N_{\text{э}}^{\Pi} = (Q_{\text{КС}} - N_{\text{э}}^{\Gamma})\eta_{\text{КУ}} - \frac{N_{\text{э}}^{\text{H}}}{\eta_{\text{НКВ}}},$$

и заменить $Q_{\text{КУ}}^{\Pi}$ в (1):

$$\begin{aligned} \eta_{\text{ПГУ}} &= \frac{N_{\text{э}}^{\Gamma}}{Q_{\text{КС}}} + \frac{N_{\text{э}}^{\Pi}}{Q_{\text{КС}}} + \frac{N_{\text{э}}^{\text{H}}}{Q_{\text{КС}}} = \\ &= \eta_{\text{ГТУ}} + \frac{(Q_{\text{КС}} - N_{\text{э}}^{\Gamma})\eta_{\text{КУ}}}{Q_{\text{КС}}} - \frac{N_{\text{э}}^{\text{H}} / \eta_{\text{НКВ}}}{Q_{\text{КС}}} + \frac{N_{\text{э}}^{\text{H}}}{Q_{\text{КС}}}. \end{aligned}$$

Проводя дальнейшие преобразования, получим:

$$\eta_{\text{ПГУ}} = \eta_{\text{ГТУ}} + (1 - \eta_{\text{ГТУ}})\eta_{\text{КУ}} - \frac{N_{\text{э}}^{\text{H}}}{Q_{\text{КС}}} \left(\frac{1}{\eta_{\text{НКВ}}} - 1 \right). \quad (4)$$

В этой формуле $\eta_{\text{ПГУ}}$ является функцией пяти аргументов. Основная особенность зависимости (4) заключается в том, что в ней отсутствуют факторы, связанные с пароводяным циклом: КПД паротурбинной установки $\eta_{\text{ПТУ}}$ и мощность паровой турбины $N_{\text{э}}^{\Pi}$. Отсюда следует вывод, что КПД парогазовой установки трех рабочих тел, схема которой приведена на рис. 1, не зависит ни от мощности, ни от КПД паротурбинной установки. Объясняется это тем, что в данной схеме ПТУ работает без потерь в цикле: теплота, выделяющаяся при конденсации отработавшего пара, полностью используется на генерацию пара низкокипящего вещества.

Последнее слагаемое в формуле (4) имеет отрицательное влияние на КПД ПГУ, и оно тем меньше, чем выше КПД цикла низкокипящего вещества $\eta_{\text{НКВ}}$ и ниже вырабатываемая в нем мощность $N_{\text{э}}^{\text{H}}$. Это означает, что необходимо оптимизировать расход пара НКВ (нагрева до состояния насыщения, генерации и перегрева пара) использовать только теплоту конденсации отработавшего водяного пара в конденсаторе ПТУ.

Такой вариант ставит задачу поиска рабочего тела цикла НКВ с определенными свойствами: оно должно обеспечивать высокую термодинамическую эффективность цикла Ренкина и иметь подходящие теплофизические свойства – максимальную теплоту парообразования и меньшую теплоемкость жидкости при температуре насыщения [3].

Значение КПД цикла Ренкина на НКВ $\eta_{\text{НКВ}}$ определяется, в первую очередь, максимальной и минимальной температурами в цикле, что также должно учитываться при выборе вида рабочего тела НКВ.

Для определения границ исследования имеет смысл выяснить, при каких условиях КПД парогазовой установки трех циклов (газотурбинного, пароводяного и цикла НКВ) будет выше, чем КПД утилизационной ПГУ с ПТУ на водяном паре, который можно выразить из (1) путем исключения последнего слагаемого:

$$\eta_{\text{ПГУ}}^{\Pi} = \eta_{\text{ГТУ}} + (1 - \eta_{\text{ГТУ}})\eta_{\text{КУ}}\eta_{\text{ПТУ}}. \quad (5)$$

Для проведения сравнения обозначим КПД ПГУ трех циклов – $\eta_{\text{ПГУ}}^{\Pi+\text{H}}$, КПД утилизационной ПГУ с ПТУ на водяном паре – $\eta_{\text{ПГУ}}^{\Pi}$ и запишем неравенство:

$$\eta_{\text{ПГУ}}^{\Pi+\text{H}} > \eta_{\text{ПГУ}}^{\Pi}. \quad (6)$$

Заменим КПД из (4) и (5) и преобразуем неравенство:

$$\begin{aligned} \eta_{\text{ГТУ}} + (1 - \eta_{\text{ГТУ}})\eta_{\text{КУ}} - \frac{N_{\text{э}}^{\text{H}}}{Q_{\text{КС}}} \left(\frac{1}{\eta_{\text{НКВ}}} - 1 \right) &> \\ > \eta_{\text{ГТУ}} + (1 - \eta_{\text{ГТУ}})\eta_{\text{КУ}}\eta_{\text{ПТУ}}, \\ \frac{N_{\text{э}}^{\text{H}}}{Q_{\text{КС}}} \left(1 - \frac{1}{\eta_{\text{НКВ}}} \right) &> (1 - \eta_{\text{ГТУ}})\eta_{\text{КУ}}(\eta_{\text{ПТУ}} - 1), \end{aligned}$$

$$\eta_{\text{HKB}} > \frac{1}{1 - (1 - \eta_{\text{ГТУ}})\eta_{\text{КУ}}(\eta_{\text{ПГУ}} - 1) \frac{N_{\text{Э}}^{\text{H}}}{Q_{\text{КС}}}}. \quad (7)$$

Таким образом, неравенство (7) представляет собой условие повышения эффективности ПГУ при введении в ее структуру цикла НКВ.

Подставляя значения КПД $\eta_{\text{ГТУ}}$, $\eta_{\text{КУ}}$ и $\eta_{\text{ПГУ}}$, а также значения $N_{\text{Э}}^{\text{H}}$, $Q_{\text{КС}}$ для базового варианта, получаем, что КПД парогазовой установки трех циклов с использованием в качестве НКВ аммиака будет выше КПД утилизационной ПГУ с ПТУ на водяном паре при условии, что КПД $\eta_{\text{HKB}} > 0,17$ (приблизительно). При использовании бутана это условие: $\eta_{\text{HKB}} > 0,15$.

При выборе вида и параметров рабочих тел, оптимизации структуры установки, мощностей газовой, пароводяной, низкикипящей ступеней ПГУ и других факторов необходимо провести огромное количество вариантных расчетов для различных сочетаний исходных данных. Количество результатов расчетов велико, и выбор оптимального решения затруднен.

Анализ эффективности парогазовых установок методом малых отклонений

В этом случае возможен другой подход к анализу эффективности парогазовой установки – использование метода малых отклонений. Этот метод позволяет, проведя линеаризацию уравнений, связывающих КПД установки с ее параметрами, мощностью, расходом топлива и другими факторами, получить решение уравнений в общем и численном виде.

Метод малых отклонений [4], [5] основан на использовании результатов расчета некоторого варианта или режима работы установки. По этому методу проводится линеаризация нелинейных уравнений, которая представляет математический прием, включающий дифференцирование уравнений и последующую замену значений величин их относительными изменениями. В итоге исходное аналитическое уравнение заменяется на уравнение в малых отклонениях входящих в него аргументов. Полученная явная аналитическая зависимость связывает изменения исходных переменных и изменение функции, что дает возможность провести анализ изменения функции с помощью коэффициентов влияния переменных величин. Это особенно необходимо при большом числе аргументов и нелинейных связях между ними и функцией. Каждый коэффициент влияния имеет численное значение и вычисляется при заданных базовых значениях аргументов и функции.

Следуя положениям метода малых отклонений, продифференцируем уравнение (4):

$$d\eta_{\text{ПГУ}} = \frac{\partial \eta_{\text{ПГУ}}}{\partial \eta_{\text{ГТУ}}} d\eta_{\text{ГТУ}} + \frac{\partial \eta_{\text{ПГУ}}}{\partial \eta_{\text{КУ}}} d\eta_{\text{КУ}} + \frac{\partial \eta_{\text{ПГУ}}}{\partial N_{\text{Э}}^{\text{H}}} dN_{\text{Э}}^{\text{H}} + \frac{\partial \eta_{\text{ПГУ}}}{\partial Q_{\text{КС}}} dQ_{\text{КС}} + \frac{\partial \eta_{\text{ПГУ}}}{\partial \eta_{\text{HKB}}} d\eta_{\text{HKB}}. \quad (8)$$

Здесь частные производные:

$$\frac{\partial \eta_{\text{ПГУ}}}{\partial \eta_{\text{ГТУ}}} = 1 - \eta_{\text{КУ}}; \quad \frac{\partial \eta_{\text{ПГУ}}}{\partial \eta_{\text{КУ}}} = 1 - \eta_{\text{ГТУ}};$$

$$\frac{\partial \eta_{\text{ПГУ}}}{\partial N_{\text{Э}}^{\text{H}}} = -\frac{1}{Q_{\text{КС}}} \left(\frac{1}{\eta_{\text{HKB}}} - 1 \right);$$

$$\frac{\partial \eta_{\text{ПГУ}}}{\partial Q_{\text{КС}}} = \frac{N_{\text{Э}}^{\text{H}}}{Q_{\text{КС}}^2} \left(\frac{1}{\eta_{\text{HKB}}} - 1 \right); \quad \frac{\partial \eta_{\text{ПГУ}}}{\partial \eta_{\text{HKB}}} = \frac{N_{\text{Э}}^{\text{H}}}{Q_{\text{КС}}} \cdot \frac{1}{\eta_{\text{HKB}}^2}.$$

Подставляя частные производные в (4), имеем:

$$d\eta_{\text{ПГУ}} = (1 - \eta_{\text{КУ}})d\eta_{\text{ГТУ}} + (1 - \eta_{\text{ГТУ}})d\eta_{\text{КУ}} + \\ + -\frac{1}{Q_{\text{КС}}} \left(\frac{1}{\eta_{\text{HKB}}} - 1 \right) dN_{\text{Э}}^{\text{H}} + \\ + \frac{N_{\text{Э}}^{\text{H}}}{Q_{\text{КС}}^2} \left(\frac{1}{\eta_{\text{HKB}}} - 1 \right) dQ_{\text{КС}} + \frac{N_{\text{Э}}^{\text{H}}}{Q_{\text{КС}}} \cdot \frac{1}{\eta_{\text{HKB}}^2} d\eta_{\text{HKB}}.$$

Перейдем к конечным приращениям и затем к относительным отклонениям:

$$\Delta \eta_{\text{ПГУ}} = (1 - \eta_{\text{КУ}})\Delta \eta_{\text{ГТУ}} + (1 - \eta_{\text{ГТУ}})\Delta \eta_{\text{КУ}} + \\ + -\frac{1}{Q_{\text{КС}}} \left(\frac{1}{\eta_{\text{HKB}}} - 1 \right) \Delta N_{\text{Э}}^{\text{H}} + \\ + \frac{N_{\text{Э}}^{\text{H}}}{Q_{\text{КС}}^2} \left(\frac{1}{\eta_{\text{HKB}}} - 1 \right) \Delta Q_{\text{КС}} + \frac{N_{\text{Э}}^{\text{H}}}{Q_{\text{КС}}} \cdot \frac{1}{\eta_{\text{HKB}}^2} \Delta \eta_{\text{HKB}},$$

$$\frac{\Delta \eta_{\text{ПГУ}}}{\eta_{\text{ПГУ}}} = \frac{1}{\eta_{\text{ПГУ}}} \left[(1 - \eta_{\text{КУ}})\eta_{\text{ГТУ}} \frac{\Delta \eta_{\text{ГТУ}}}{\eta_{\text{ГТУ}}} + (1 - \eta_{\text{ГТУ}})\eta_{\text{КУ}} \frac{\Delta \eta_{\text{КУ}}}{\eta_{\text{КУ}}} - \frac{N_{\text{Э}}^{\text{H}}}{Q_{\text{КС}}} \left(\frac{1}{\eta_{\text{HKB}}} - 1 \right) \frac{\Delta N_{\text{Э}}^{\text{H}}}{N_{\text{Э}}^{\text{H}}} + \frac{N_{\text{Э}}^{\text{H}}}{Q_{\text{КС}}} \left(\frac{1}{\eta_{\text{HKB}}} - 1 \right) \frac{\Delta Q_{\text{КС}}}{Q_{\text{КС}}} + \frac{N_{\text{Э}}^{\text{H}}}{Q_{\text{КС}}} \cdot \frac{1}{\eta_{\text{HKB}}} \frac{\Delta \eta_{\text{HKB}}}{\eta_{\text{HKB}}} \right].$$

Переходя к обозначениям коэффициентов при переменных, получим:

$$\delta \eta_{\text{ПГУ}} = K_1 \delta \eta_{\text{ГТУ}} + K_2 \delta \eta_{\text{КУ}} + K_3 \delta N_{\text{Э}}^{\text{H}} + K_4 \delta Q_{\text{КС}} + K_5 \delta \eta_{\text{HKB}}. \quad (9)$$

Здесь коэффициенты влияния $K_1 - K_5$ определяются через величины «базового» варианта, имеющие в формулах индекс «0»:

$$K_1 = \frac{(1 - \eta_{\text{КУ}0})\eta_{\text{ГТУ}0}}{\eta_{\text{ПГУ}0}}; \quad K_2 = \frac{(1 - \eta_{\text{ГТУ}0})\eta_{\text{КУ}0}}{\eta_{\text{ПГУ}0}};$$

$$K_3 = -\frac{N_{\text{Э}0}^{\text{H}}}{\eta_{\text{ПГУ}0} Q_{\text{КС}0}} \left(\frac{1}{\eta_{\text{HKB}0}} - 1 \right);$$

$$K_4 = \frac{N_{\text{Э}0}^{\text{H}}}{\eta_{\text{ПГУ}0} Q_{\text{КС}0}} \left(\frac{1}{\eta_{\text{HKB}0}} - 1 \right);$$

$$K_5 = \frac{N_{\text{Э}0}^{\text{H}}}{Q_{\text{КС}0} \eta_{\text{HKB}0} \eta_{\text{ПГУ}0}} \text{ м.}$$

Расчетные значения переменных в «базовом» варианте определены для ПГУ, схема которой представлена на рис. 1. Вариант рассчитан для следующих исходных данных: ГТУ «Siemens» модели SGT5-8000H электрической мощностью $N_9^r=375$ МВт, с расходом и температурой отработавших газов $G_T=820$ кг/с и $t_T=625$ °С, КПД ГТУ $\eta_9^r=0,400$ начальные параметры турбоустановки водяного пара (ПТУ) $p_0=24$ МПа, $t_0=600$ °С; температура промежуточного перегрева $t_{\text{пп}}=600$ °С; давление в конденсаторе ПТУ $p_k=0,2$ МПа. Рабочее тело установки НКВ – аммиак с параметрами: $P_0^{\text{НКВ}}=7,57$ МПа, $t_0^{\text{НКВ}}=150$ °С, $p_k^{\text{НКВ}}=0,1$ МПа.

В результате расчета определены показатели установки:

$$\eta_{\text{ПГУ}0}=0,597; \eta_{\text{КУ}0}=0,877; N_{\text{Э}0}^{\text{H}}=60,4 \text{ МВт}; \\ Q_{\text{КС}0}=937,5 \text{ МВт}; \eta_{\text{НКВ}0}=0,173.$$

При этом значения коэффициентов влияния составляют:

$$K_1=0,082, K_2=0,881, K_3=-0,516, \\ K_4=0,516, K_5=0,624.$$

Таким образом, зависимость КПД рассматриваемой парогазовой установки от влияющих факторов записывается в форме уравнения в малых отклонениях:

$$\delta\eta_{\text{ПГУ}}=0,082\delta\eta_{\text{ГТУ}}+0,881\delta\eta_{\text{КУ}}- \\ -0,516\delta N_9^{\text{H}}+0,516\delta Q_{\text{КС}}+0,624\delta\eta_{\text{НКВ}}. \quad (10)$$

Анализ уравнения показывает, что наибольшее влияние на КПД ПГУ оказывает значение $\eta_{\text{КУ}}$, т. е. эффективность использования в котле-утилизаторе теплоты отработавших в ГТУ газов. При изменении $\eta_{\text{КУ}}$ на 1 % КПД ПГУ изменится на 0,881 %.

Увеличение на 1 % количества теплоты, подводимой при сгорании топлива в камере сгорания, ведет к росту КПД ПГУ на 0,516 %. Отрицательное влияние мощности турбины на паре НКВ рассмотрено выше.

Коэффициент влияния электрической мощности турбины НКВ имеет отрицательное значение, т. е. повышение ее значения приведет к заметному снижению $\eta_{\text{ПГУ}}$, что подтверждает вывод, сделанный выше о необходимости снижения расхода пара НКВ. С другой стороны, КПД установки на низкоккипящем веществе $\eta_{\text{НКВ}}$ имеет положительный коэффициент влияния, второй по величине ($K_5=0,624$), т. е. повышение КПД $\eta_{\text{НКВ}}$ на 1 % приводит к росту КПД $\eta_{\text{ПГУ}}$ на 0,624 %.

Одновременное выполнение условия снижения мощности турбины НКВ и повышения КПД установки на низкоккипящем веществе возможно только путем оптимизации отношения тепловой нагрузки турбоустановки НКВ, покрываемой котлом-утилизатором, к общей тепловой нагрузке этой турбоустановки.

С целью увеличения КПД тринарной ПГУ выше 60 % проведены расчетные исследования более

сложных схем, включающих пароохладители отработавшего водяного пара (ПО вода) и пара НКВ (ПО НКВ) и их сочетание, а также регенеративный подогрев НКВ (РП НКВ). Основные результаты расчетного анализа и соответствующие коэффициенты влияния для всех рассмотренных схем внесены в табл. 1 и 2.

Таблица 1. Результаты расчета тринарных ПГУ с аммиачной турбиной

Величина	Схема			
	Простая	С ПО вода	С РП НКВ	С ПО вода и РП НКВ
КПД паротурбинной установки	0,327	0,327	0,327	0,327
Электрическая мощность турбины НКВ, МВт	60,4	60,4	74,0	73,7
КПД турбоустановки НКВ	0,173	0,173	0,211	0,211
Температура уходящих газов, °С	90,1	90,2	89,8	89,9
КПД котла-утилизатора	0,877	0,877	0,877	0,877
КПД ПГУ	0,597	0,597	0,610	0,611
K1	0,082	0,082	0,081	0,081
K2	0,881	0,881	0,863	0,861
K3	-0,516	-0,516	-0,484	-0,481
K4	0,516	0,516	0,484	0,481
K5	0,624	0,624	0,612	0,610

Таблица 2. Результаты расчета тринарных ПГУ с бутановой турбиной

Величина	Схема				
	Простая	С ПО НКВ	С РП НКВ	С ПО вода	С ПО вода и ПО НКВ
КПД ПТУ	0,323	0,324	0,323	0,323	0,323
Электрическая мощность турбины НКВ, МВт	52,8	62,5	62,2	54,4	69,3
КПД турбоустановки НКВ	0,151	0,178	0,177	0,151	0,193
Температура уходящих газов, °С	90,1	89,8	89,5	90,2	90,5
КПД котла-утилизатора	0,877	0,877	0,878	0,877	0,876
КПД ПГУ	0,587	0,596	0,596	0,589	0,605
K1	0,084	0,083	0,082	0,084	0,082
K2	0,896	0,883	0,901	0,893	0,869
K3	-0,539	-0,517	-0,518	-0,554	-0,511
K4	0,539	0,517	0,518	0,554	0,511
K5	0,635	0,628	0,629	0,652	0,633

Как показал анализ данных, приведенных в табл. 1 и 2, значения коэффициентов влияния практически не зависят от структурного фактора, но изменяются, хотя и в небольшом диапазоне, при переходе на другой вид НКВ. При этом влияние всех факторов в установке с бутаном в качестве НКВ выше по сравнению с аммиаком.

Выводы

Выбор структуры и параметров рабочих тел тринарной парогазовой установки должен производиться с учетом степени влияния отдельных установок (ГТУ, ПТУ, НКВ) на КПД ПГУ. Заметное влияние на КПД тринарной ПГУ оказывают термодинамические свойства низкокипящего вещества; во всех рассмотренных вариантах использование аммиака по тепловой эффективности более выгодно, чем бутана.

Для тринарной ПГУ независимо от структуры установок и вида низкокипящего вещества имеют место следующие зависимости.

1. Наибольшее влияние на КПД тринарной ПГУ оказывает значение КПД котла-утилизатора.
2. КПД турбоустановки на водяном паре не влияет на экономичность тринарной ПГУ, поскольку для ПГУ в целом эта турбоустановка работает без потерь в цикле, при этом повышение начальных параметров водяного пара и его промежуточный перегрев позволяют повысить КПД тринарной ПГУ за счет увеличения мощности турбины водяного пара.

3. КПД установки на низкокипящем веществе имеет положительный коэффициент влияния на КПД ПГУ, поэтому имеет смысл повышение начальной температуры пара НКВ и усложнение схемы введением пароохладителя отработавшего пара или регенеративного подогрева НКВ.
4. С ростом электрической мощности турбины на низкокипящем веществе КПД парогазовой установки снижается, т. к. коэффициент влияния для этой мощности имеет отрицательное значение, поэтому необходимо оптимизировать расход пара НКВ.
5. Одновременное выполнение условия снижения мощности турбины НКВ и повышения КПД установки на низкокипящем веществе возможно только путем оптимизации отношения тепловой нагрузки турбоустановки НКВ, покрываемой котлом-утилизатором, к общей тепловой нагрузке этой турбоустановки.

Работа выполнена в рамках ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2007–2013 годы».

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Энергетическая Стратегия России на период до 2030 года: утверждена распоряжением Правительства РФ от 13 ноября 2009 г. // Институт энергетической стратегии. 2009. – 144 с. URL: <http://www.energystrategy.ru/> (дата обращения: 26.03.2013).
2. Ольховский Г.Г. Перспективные газотурбинные и парогазовые установки для энергетики (обзор) // Теплоэнергетика. – 2013. – № 2. – С. 3–12.

3. Гринман М.И., Фомин В.А. Перспективы применения энергетических установок с низкокипящими рабочими телами // Новости теплоснабжения. – 2010. – № 7. – С. 45–48.
4. Ольховский Г.Г. Энергетические газотурбинные установки. – М.: Энергоиздат, 1985. – 304 с.
5. Черкез А.Е. Инженерные расчеты газотурбинных двигателей методом малых отклонений. – М.: Машиностроение, 1975. – 355 с.

Поступила 20.06.2013 г.

UDC 621.039.576

APPLICATION OF SMALL DEVIATION METHOD TO ANALYZE THE EFFICIENCY OF TERNARY COMBINED CYCLE GAS TURBINE

A.M. Antonova, A.V. Vororbyev, A.S. Matveev, A.S. Orlov

Tomsk Polytechnic University

The authors have carried out the design-analytic studies of the efficiency of ternary combined cycle gas turbine including high-capacity gas-turbine system, water vapor circuit and low boiling substance circuit. The analytic expression of the dependence of ternary combined cycle gas turbine efficiency on the principle influencing factors was obtained. It was shown that heat-economy figures of water-steam cycle do not influence the combined cycle gas turbine economy. The authors determined the conditions of increasing the efficiency of ternary combined cycle gas turbine with low boiling substance circuit with respect to waste-heat combined cycle gas turbine. The paper considers the features of using the small deviations method to analyze the efficiency of combined cycle gas turbines. The equation for dependence of the combined cycle gas turbine efficiency on the main influencing factors was established in small deviations; the factors values were calculated. The efficiency of different in structure combined cycle gas turbines with low boiling substance circuit was analyzed by the small deviations method.

Key words:

Linearization of the equations, ternary combined cycle gas turbine, steam circuit, circuit a low boiling substance, method of small deviations, coefficient of influence.

REFERENCES

1. Energy Strategy of Russia for the period until 2030 was approved by the RF Government on November 13, 2009. *Institute of Energy Strategy*, 2009. 144 p. Available at: <http://www.energystrategy.ru/> (accessed 26 march, 2013).
2. Olkhovskiy G.G. *Teploenergetika*, 2013. 2, pp. 3–12.
3. Greenman M.I., Fomin V.A. *Novosti teplosnabzheniya*, 2010. 7, pp. 45–48.
4. Olkhovskiy G.G. *Energeticheskie gazoturbinnye ustanovki* (Gas turbine power plant). Moscow, Energoizdat, 1985. 304 p.
5. Cherkez A.E. *Inzhenernye raschety gasoturbinnyykh dvigateley metodom malyykh otkloneniy* (Engineering calculations of gas turbine engines by small deviations). Moscow, Mashinostroenie, 1975. 355 p.

УДК 536.253

О ВЛИЯНИИ КОНВЕКЦИИ НА ФОРМИРОВАНИЕ КАПЕЛЬ СЕРНОЙ КИСЛОТЫ В АТМОСФЕРЕ, ПРИЛЕГАЮЩЕЙ К РАЙОНУ РАСПОЛОЖЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СТАНЦИИ

Д.В. Гвоздяков, В.Е. Губин

Томский политехнический университет
E-mail: dim2003@tpu.ru; gubin@tpu.ru

Представлены результаты математического моделирования процесса конденсации серного ангидрида на поверхности ядер конденсации в рамках сформулированной задачи. Результаты расчета представлены для весеннего и летнего времени года. Установлено, что при различных скоростях ветра и при типичных параметрах работы тепловой электрической станции формирование капель серной кислоты происходит с незначительным изменением. Проведена оценка размеров ядер конденсации, на поверхности которых образуются капли, способные в процессе седиментации выпадать на поверхность Земли. Установлено, что скорость перемещения воздушных масс влияет на процесс рассеивания кислотной антропогенной примеси в атмосфере. Проведено сравнение полученных значений концентрации серного ангидрида с результатами расчета по одной из известных методик. Апробация полученных результатов проведена проверкой консервативности разностной схемы и решением тестовых задач.

Ключевые слова:

Математическое моделирование, тепловая электрическая станция, дымовые газы, загрязнение, серный ангидрид, конденсация, частица, серная кислота.

Введение

В настоящей работе установлена возможность образования капель серной кислоты (в процессе поглощения серного ангидрида каплями воды) с характерными размерами до $1 \cdot 10^{-3}$ м в атмосфере, прилегающей к району расположения тепловой электрической станции (ТЭС) [1, 2]. Результаты [1, 2] не только хорошо соответствуют известным данным о выпадении кислотных осадков на территориях вблизи крупных промышленных объектов [3–7], но и иллюстрируют физико-химический механизм процессов формирования и движения капель кислоты в атмосфере. Оценка их размеров, скоростей движения и анализ условий конденсации на поверхности таких капель создают определенные предпосылки для выводов о возможных кислотных образованиях в атмосфере вблизи работающих ТЭС. Но на интенсивность образования рассматриваемых примесей оказывают влияние ряд не учитывавшихся в [1, 2] факторов (например, скорость ветра в районе выброса в атмосферу серного ангидрида).

В данной работе рассматривается серный ангидрид SO_3 , который образуется в газоходах котлов ТЭС путем частичного окисления SO_2 (до 5 % от общей доли SO_2) при сжигании высокосернистых топлив [4]. Интенсивность конвективных процессов

оказывает влияние не только на скорость перемещения «ядер конденсации» [1, 2] и образовавшихся капель кислоты. Изменение скорости ветра приводит и к изменению условий тепломассопереноса вблизи поверхностей конденсации. Соответственно изменяется с увеличением (или уменьшением) скорости движения воздушных масс (и содержащихся в нем антропогенных примесей – серный ангидрид) и массовая скорость конденсации SO_3 на поверхности капель кислоты. Интенсивность этого процесса экспоненциально зависит от текущей температуры газовой среды. Поэтому изменения численных значений температуры поверхности капель кислоты на несколько градусов может в определенных условиях приводить к существенным изменениям скоростей конденсации рассматриваемых газов. Последнее, как было установлено ранее [1, 2], влечет за собой изменение характерных скоростей движения капель кислоты к поверхности Земли и расстояний распространения кислотных образований от источников выбросов антропогенных веществ в атмосферу. По этим причинам представляет интерес исследование влияния наиболее значимых факторов на условия и интенсивность формирования кислотных образований. Целью настоящей работы является численный анализ результатов процесса тепломассопере-