



ИССЛЕДОВАНИЕ НА ИМИТАЦИОННОЙ МОДЕЛИ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАБОТЫ ГАЗОВОЙ ТУРБИНЫ ГТЭ-110 В СОСТАВЕ ЭНЕРГОБЛОКА С ПГУ ПРИ ИЗМЕНЕНИЯХ РЕЖИМНЫХ И ВНЕШНИХ КЛИМАТИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ

И.К. Муравьев, А.В. Голубев, А.В. Коровкин, Р.А. Шитов (ФГБОУВО ИГЭУ им. В.И. Ленина)

Приводятся результаты исследования, которые позволяют оценить влияние режимных и климатических параметров на стабильность процесса горения в камере сгорания газотурбинной установки ГТЭ-110 и определить соответствие экологических показателей нормам при работе газовой турбины в широком диапазоне нагрузок с учетом технологических и конструктивных ограничений тепломеханического оборудования. Рассматриваются основные особенности реализации имитационной модели газотурбинной установки (ГТУ) в среде динамического моделирования SimInTech.

Ключевые слова: газотурбинная установка, камера сгорания, выбросы оксидов азота, имитационная модель парогазового энергоблока.

Введение

Парогазовые технологии для производства электрической и тепловой энергии являются наиболее востребованными и перспективными во всем мире. При этом их эффективное освоение столкнулось с рядом междисциплинарных проблем. К этим проблемам относятся, во-первых, изменение эффективности работы газотурбинного оборудования в зависимости от климатических условий эксплуатации, то есть фактического местоположения станции; во-вторых, особенности технологического процесса, связанного с ограничением ряда режимных параметров установок, из-за существенно различающихся динамических свойств совместно работающего оборудования (паровой и газовой турбин) [1–3].

Во время эксплуатации газотурбинных установок (ГТУ) необходимо обеспечивать выполнение технических требований по поддержанию заданных значений следующих параметров: мощности, экологических показателей, частоты, вибрации, шума и др. Особенно актуальны вопросы снижения концентраций вредных выбросов (CO_2 и NO_x), которые зависят от наличия высокотемпературных зон горения внутри камер сгорания (КС) газотурбинных двигателей. Отметим, что КС ГТУ обеспечивает высокий уровень полноты сгорания топлива с высоким КПД, в связи с этим содержание несгоревших углеродов, в том числе метана, незначительно и находится в допустимых значениях. Наиболее вероятными причинами для выбросов оксидов углерода (СО) могут служить следующие факторы: недостаточность кислорода в камере сгорания; нару-

шение химической реакции; малое время нахождения реагирующей смеси в зоне горения.

В целом современные ГТУ, работающие на природном газе, дают весьма низкие показатели выбросов оксида азота. Однако требования к предельным нормам содержания вредных газообразных выбросов в процессе эксплуатации ГТУ и парогазовых энергоблоков (ПГУ) периодически пересматриваются в сторону их ужесточения. По видимости, это связано с модернизацией газовых турбин (ГТ) и перехода к эксплуатации более совершенных (перспективных) малоэмиссионных камер сгорания (МЭКС). Применение малоэмиссионных технологий горения позволяет при нагрузках, близких к номинальным, в выбросах ГТУ получать концентрации $\text{NO}_x = 10...20 \text{ мг/м}^3$ и $\text{CO} 30...150 \text{ мг/м}^3$ за счет подачи в КС перемешанной топливовоздушной смеси двумя и более потоками в разных сечениях. При этом такая технология сжигания топлива требует создания специальных средств регулирования состава топливо-воздушной смеси для поддержания эмиссионных характеристик в диапазоне требуемых условий эксплуатации ГТУ [3–7].

Требования к концентрациям окислов азота установлены ГОСТом¹, по которому допустимый уровень содержания NO_x не должен превышать 150 мг/м^3 . При этом к современным малотоксичным КС применяют требования обеспечить $\text{NO}_x \leq 100 \text{ мг/м}^3$, а для малоэмиссионных КС — $\leq 50 \text{ мг/м}^3$.

Отметим, что в соответствии с программой импортозамещения мощностей в России пытаются наладить производство газовых турбин средней и большой мощ-

¹ ГОСТ Р 54404-2011. Агрегаты газоперекачивающие с газотурбинным приводом. Общие технические условия, М., 2012.

ности (ГТЭ-65 и ГТЭ-170). На текущий момент реализован только проект с турбиной ГТД-110 М, которая проходит испытания на энергоблоке ПГУ-325 [3, 5, 8].

При этом один из признанных мировых лидеров по производству ГТУ — концерн Siemens (Германия) заявляет на турбину схожей мощности SGT-2000E (117 МВт) показатели выбросов NO_x примерно до 48 мг/м^3 .

Рассмотрим результаты исследования, которые позволяют оценить влияние режимных и климатических параметров на стабильность процесса горения в КС ГТУ в составе ПГУ и определить соответствие экологических показателей нормам. Так как параметры выбросов в окружающую среду контролируют природоохранные организации, то за превышение этих параметров установлены штрафные санкции с крупными выплатами. Таким образом, возникает потребность по минимизации и поддержки величин

выбросов в пределах допустимых значений путем совершенствования систем управления.

Особенности математического моделирования технологического объекта

Имитационное и математическое моделирование в целом позволяют повысить эффективность исследований на ранних этапах проектирования ГТУ и закупки оборудования. Моделирование позволяет ускорить решение проблемы разработки высокоточных систем управления и дает возможность использовать модели энергоблоков с ПГУ для проведения экспертной оценки эффективности работы технологического оборудования (например, компрессора ГТУ) при различных климатических условиях эксплуатации.

В качестве исходных данных при моделировании используются конструктивные и основные расчетные технические характеристики технологическо-

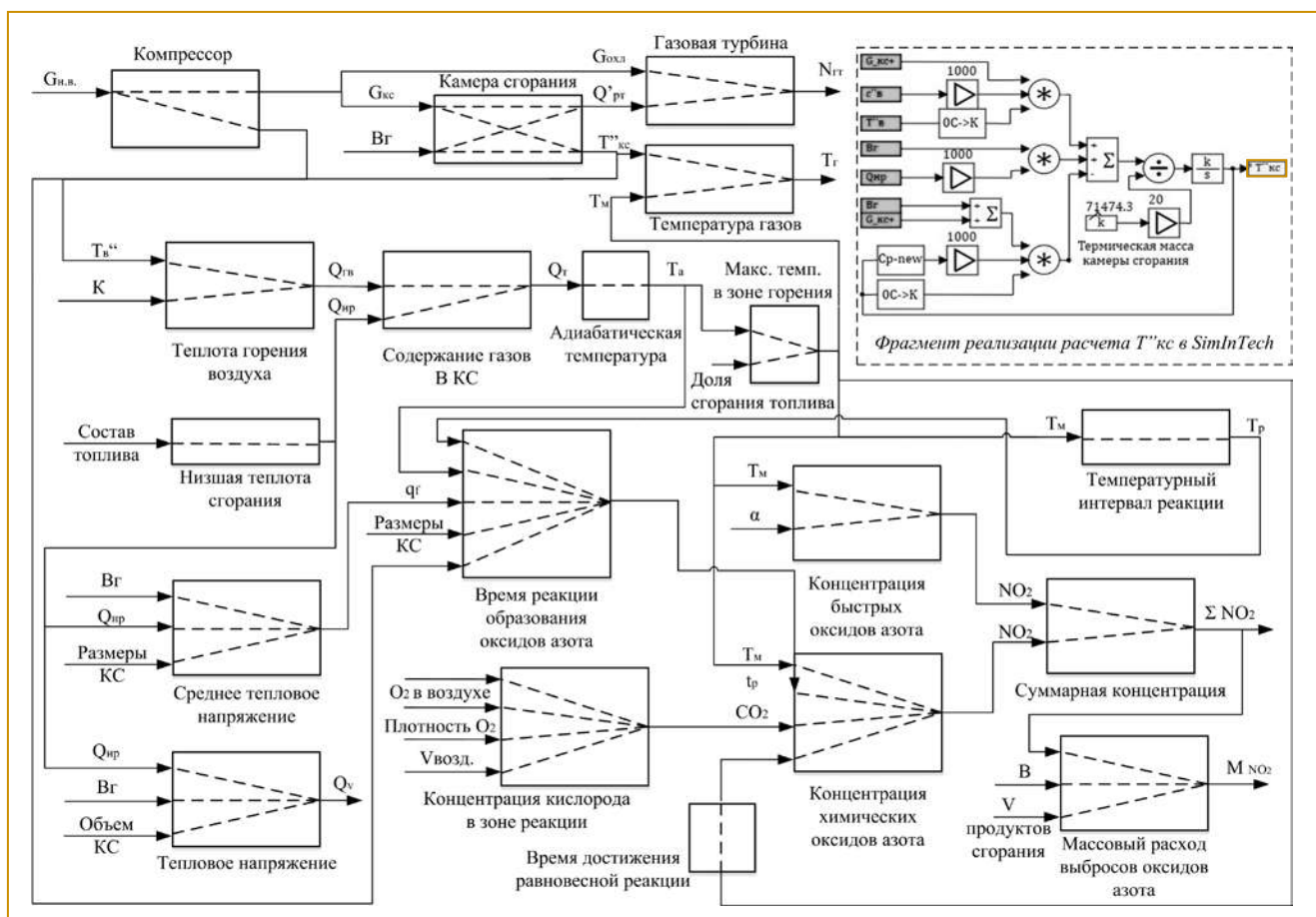


Рис. 1. Структура модели технологического объекта по расчету выбросов где $G_{н.в.}$ – расход наружного воздуха, $\text{м}^3/\text{с}$; $G_{кс}$ – расход воздуха в камере сгорания (КС), $\text{м}^3/\text{с}$; $G_{охл}$ – расход воздуха на охлаждение ГТ, $\text{м}^3/\text{с}$; V_g – расход природного газа, $\text{м}^3/\text{с}$; $Q'_{пр}$ – удельное теплосодержание рабочего тела, кДж/м^3 ; $N_{гт}$ – мощность газовой турбины, МВт; $T''_{кс}$ – температура в КС, $^{\circ}\text{C}$; T_m – максимальная температура зоны горения, К; T_g – температура газов, К; $T''_{в}$ – температуре воздуха, $^{\circ}\text{C}$; Q_t – удельное теплосодержание газов в топке котла, кДж/м^3 (м^3 топлива); $Q_{нр}$ – низшая теплота сгорания, кДж/м^3 (м^3 топлива); $Q_{гв}$ – теплота горячего воздуха, кДж/м^3 ; T_a – условная адиабатная температура в зоне горения, К; K – среднее тепловое напряжение сечения камеры сгорания, МВт/м^2 ; T_p – температурный интервал активной реакции образования оксидов азота, К; CO_2 – концентрация остаточного кислорода в зоне реакции, кг/м^3 ; t_p – время реакции образования оксидов азота в топке, с; NO_2 – концентрация быстрых оксидов азота, г/м^3 ; Σ – суммарная концентрация термических и быстрых оксидов азота, г/м^3 ; M_{NO_2} – масса выбросов, г/с; α – коэффициент избытка воздуха

го оборудования и результаты теплогидравлических расчётов. В процессе разработки математическая модель ГТУ представляется как единый энергетический двигатель, состоящий из компрессора, камеры сгорания с зонами горения и охлаждения, газовой турбины. Главный недостаток моделирования заключается в нехватке информации о протекании процессов в сложном тепломеханическом оборудовании, например, камере сгорания газовой турбины. Данный недостаток приводит к необходимости упрощать теплофизические процессы, что снижает ценность результатов работы модели.

Для моделирования газотурбинной установки и его экологических параметров необходимо учитывать, что газотурбинная установка работает по простому термодинамическому циклу. С учетом тепловой схемы энергоблока и инструкций по эксплуатации газовой турбины, сформирована структура по расчету выбросов в окружающую среду (рис. 1).

Математическая модель [2, 3, 9] основывается на законах сохранения неравновесной термодинамики. Использование фундаментальной физико-математической основы позволяет строго оценивать влияние принимаемых допущений, внешних и режимных факторов на качество результата. Математическая модель имеет открытую структуру, элементы которой представляют собой технологические участки оборудования. В тепловой схеме блока ПГУ ключевым элементом является газотурбинная установка.

Математическая модель описывает работу следующего взаимосвязанного оборудования энергоблока ПГУ с различными динамическими свойствами: газотурбинную установку (ГТУ) (процессы подачи воздуха, горения топлива, охлаждения турбины и расчеты электрической мощности, КПД и экологических показателей); котел-утилизатор (КУ) (процессы тепло- и массообмена между поверхностями нагрева); паровая турбина с конденсатором (динамические свойства объекта, связанные с прогревом металла, динамикой ротора турбины, расчет электрической мощности и КПД).

К исходным данным для разработки математической модели по расчету выбросов в ГТУ относятся: число подключенных к дымовой трубе ГТУ; параметры дымовой трубы (высота, материал, диаметры устьев и т. п.); состав топлива и его расход; технологические размеры камеры сгорания (ширина, длина, объем) и др.

Математическая модель [2, 3] дополнена следующими уравнениями для расчета экологических показателей: удельного теплосодержания газов в КС; максимальной температуры зоны горения природного газа; расчетного времени реакции образования оксидов азота в КС; концентрации термических и быстрых оксидов азота для природного газа; массового расхода выбросов оксидов азота; расхода продуктов сгорания и др.

При разработке математической модели газовой турбины были приняты следующие упрощения:

не учитывалось изменение параметров воздушного потока и состава топлива, поступающего из компрессора газовой турбины в газотурбинный двигатель, который является как окислителем (для процесса горения в камере сгорания газовой турбины), так и охладителем/теплоносителем (для лопаток газотурбинного двигателя) и теплоносителем для котла-утилизатора.

Особенности имитационного моделирования технологического объекта

На основании разработанной математической модели газовой турбины и энергоблока ПГУ была разработана имитационная модель в программном комплексе SimInTech. Исследования проводились на имитационной модели (полимодельном комплексе) энергоблоков ПГУ-325, ПГУ-450 и ПГУ-800 [2, 3].

Особенности реализации математической модели ПГУ в среде динамического моделирования SimInTech заключаются в следующем:

- совместная работа моделей в проекте (интеграция модели энергоблока ПГУ в целом выполнена путем сборки моделей различного технологического оборудования (турбин, котлов и пр.) в соответствие с тепловой схемой и их взаимодействие через базу данных проекта);

- наличие встроенных блоков расчета теплофизических свойств воды и водяного пара;

- наличие инструментов для создания интерфейсов управления и поддержка протоколов обмена (OPC, UDP, TCP/IP, MODBUS, RS и т. д.).

Отметим требование к приемлемой степени сложности модели. Поскольку в дальнейшем предполагается модель энергоблока с ПГУ интегрировать в среду реального времени программно-технического комплекса (ПТК) АСУТП, то, например, число разбиений поверхностей нагрева в котле-утилизаторе определяется исходя из минимально необходимых требований для корректного моделирования термодинамических процессов с использованием имеющихся инструментальных средств.

В SimInTech предусмотрена возможность выполнять расчеты, используя различные методы численного интегрирования для решения дифференциальных уравнений. Экспериментально установлено, что для решения систем дифференциальных уравнений наиболее предпочтительно использовать неявный метод численного интегрирования Рунге-Кутты 2-го порядка. Выбранный метод решения является модифицированным методом Эйлера «с пересчетом». Шаг интегрирования определяется настройками и задан постоянным (0,01 с.). Опробованы также методы численного решения Эйлера «с запаздыванием» и трапецидальный, которые не обеспечивают решения системы дифференциальных уравнений построенной математической модели энергоблока с ПГУ. Одношаговые явные методы Рунге-Кутты 4-го и 5-го порядков показали в условиях функционирования разработанной модели такую же точность расчетов, что

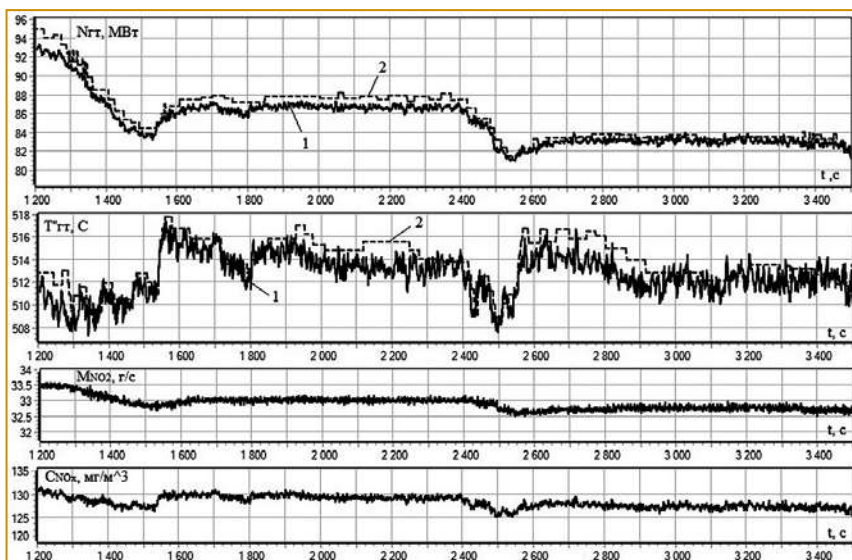


Рис. 2. Изменение технологических параметров: 1 – модель; 2 – тренд из архива АСУТП; $N_{ГТ}$ – электрическая мощность ГТ; $T''_{ГТ}$ – температура уходящих газов за ГТ; M_{NO_2} – массовый расход NO_2 за ГТ; C_{NO_x} – концентрация оксидов азота в уходящих газах за ГТ

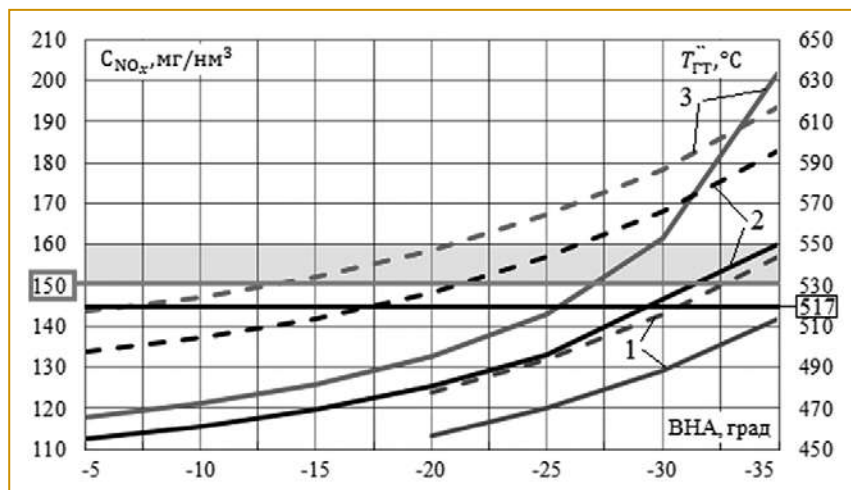


Рис. 3. Влияние угла открытия ВНА компрессора на значение концентрации оксидов азота в уходящих газах за ГТ: 1) $T_{н.в.} = -20$ °C; 2) $T_{н.в.} = 15$ °C; 3) $T_{н.в.} = 30$ °C

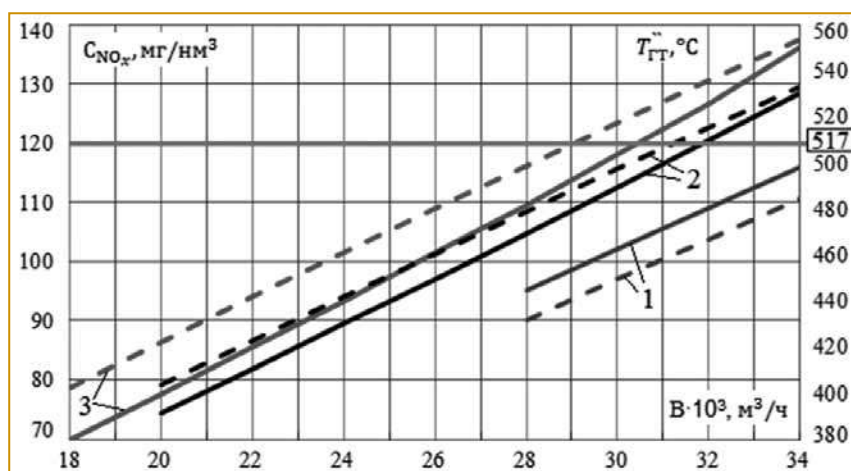


Рис. 4. Влияние расхода топлива на значение концентрации оксидов азота в уходящих газах за ГТ: 1) $T_{н.в.} = -20$ °C; 2) $T_{н.в.} = 15$ °C; 3) $T_{н.в.} = 30$ °C

и метод Рунге-Кутты 2-го порядка, но при этом скорость вычислений оказалась значительно ниже.

Результаты исследования

Верификация полученных результатов работы модели выполнена путем сравнении результатов моделирования с трендами эксплуатационного режима из архива АСУТП энергоблока ПГУ-325 филиала «Ивановские ПГУ» АО «Интер РАО ЕЭС». Результаты сравнения модели представлены на рис. 2. Также представлены результаты моделирования расчета выбросов в отработавших газах, а именно, массового расхода NO_2 и концентрация оксидов азота NO_x на выходе из ГТ.

В ходе исследования выявлено, что разработанная имитационная модель функционирует качественно «правильно» с незначительными статическими отклонениями, которые связаны с принятыми допущениями при разработке математической модели.

Оценка влияние режимных факторов на концентрацию выбросов NO_x за ГТ

Влияние выбросов ГТ рассмотрим на примере энергоблока ПГУ-325. На имитационной модели проведен ряд экспериментов и зафиксированы показатели работы ГТ в установившемся режиме (статике) при вариации ряда входных параметров: температуры наружного воздуха, расхода топлива, угла открытия входного направляющего аппарата (ВНА) компрессора, соотношения расхода воздуха на охлаждение лопаток ГТ.

На рис. 3 показано, что концентрация оксидов азота в уходящих газах за газовой турбиной (сплошная линия) при сжигании одного и того же количества природного газа независимо от температурного режима возрастает при закрытии ВНА компрессора. Кроме того, закрытие ВНА также влияет на увеличение температуры уходящих газов за газовой турбиной (пунктирная линия), что способствует ухудшению процессов горения и увеличения термических оксидов азота, которые в свою очередь повышают суммарное число

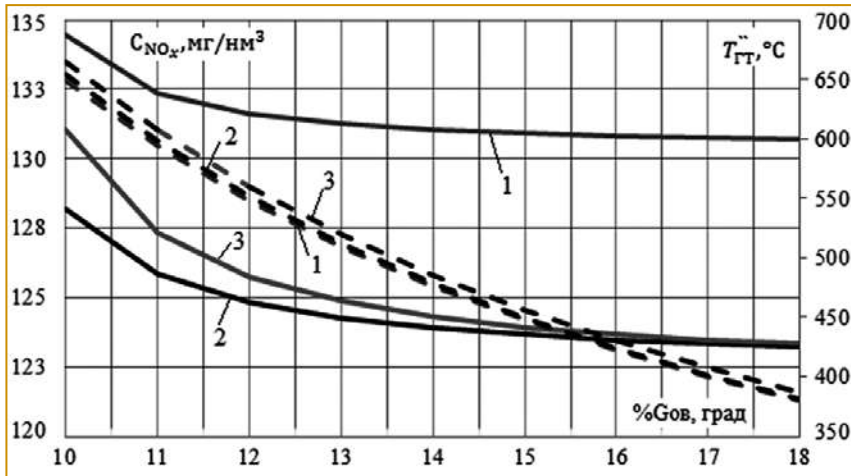


Рис. 5. Влияние изменения соотношения расхода воздуха на охлаждение лопаток ГТ на значение концентрации оксидов азота в уходящих газах за ГТ: 1) $T_{н.в.} = -20\text{ }^{\circ}\text{C}$; 2) $T_{н.в.} = 15\text{ }^{\circ}\text{C}$; 3) $T_{н.в.} = 30\text{ }^{\circ}\text{C}$

оксидов азота. Согласно требованиям режимной карты, температура за газовой турбиной не должна превышать значения в $517\text{ }^{\circ}\text{C}$ для нормального функционирования котла-утилизатора. При этом безопасное значение температуры за ГТ в диапазонах изменения температуры наружного воздуха $-20\text{...}30\text{ }^{\circ}\text{C}$ достижимо только для полностью открытого ВНА компрессора (конструктивная особенность агрегата).

На рис. 4 показано, что при увеличении подаваемого природного газа в камеру сгорания возрастает температура на выходе из камеры сгорания (пунктирная линия), что способствует росту термических оксидов азота в составе уходящих газов. Из графика видно, что снижение выбросов становится возможным при уменьшении подачи расхода топлива, однако это приводит к существенному уменьшению температуры газов за газовой турбиной, что является неэффективным для нормального функционирования котла-утилизатора (снижается КПД энергоблока ПГУ в целом).

Рис. 5 иллюстрирует, что при увеличении доли воздуха на охлаждение из общего количества воздуха наблюдается снижение концентрации оксидов азота (сплошная линия). Отметим, что изменение со-

отношения воздуха от 14% и выше не значительным образом сказывается на снижении концентрации оксидов азота. Поэтому номинальная величина отборов воздуха на охлаждение ГТ в районе 13...14% для расчетного режима ГТУ, как подтвердили проведенные исследования, является обоснованной.

Результаты исследования

Влияние изменения нагрузки ГТ на ее экологические показатели при работе в составе энергоблока ПГУ представлены в таблице. Рассмотрены значения при температуре наружного воздуха $15\text{ }^{\circ}\text{C}$ (номинальный режим) и $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ (средняя температура наружного воздуха в зимний период в Ивановской области). Изменение на-

грузки выполнялось в соответствии с режимной картой в диапазоне 60...110 МВт, при этом температура за газовой турбиной поддерживалась на безопасном уровне $517\text{ }^{\circ}\text{C}$ (за счет соотношения значений расхода топлива и угла открытия ВНА), необходимой для безопасной работы ГТ. Поскольку в модели принят неизменным состав топлива, поступающего в камеру сгорания ГТ, то полный объем и энтальпия продуктов сгорания на выходе из газовой турбины остаются постоянными при всех режимах работы и составляют $16,1\text{ м}^3$ и $38,7\text{ МДж/м}^3$ соответственно. Показания для разных значений температуры записаны через знак «/».

Результаты зависимости расхода оксидов азота в уходящих газах за ГТ при изменении температуры воздуха представлены на рис. 6. Из рисунка можно видеть, что массовый расход выбросов при работе на одном режиме снижается с уменьшением температуры наружного воздуха, а при увеличении нагрузки на ГТ увеличивается и достигает своего максимума в 41 г/с при значении температуры наружного воздуха равным $15\text{ }^{\circ}\text{C}$ и мощности в 110 МВт (расчетный режим).

Рассмотрено влияние изменения внешних климатических факторов на экологические показатели

Таблица. Оценка влияния нагрузки на экологические показатели ГТ (при $T_{н.в.} = 15\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$)

Технологический параметр	Электрическая мощность ГТ, МВт					
	60	70	80	90	100	110
Расход топлива, кг/с	4,19/-	4,6/-	5,05/-	5,47/5,47	5,88/5,88	6,29/6,29
Массовый расход воздуха, кг/с	256,5/-	275,4/-	296,4/-	314,3/284	331/303	351,9/324,2
Концентрация термических оксидов азота, мг/м ³	3,22/-	3,35/-	3,47/-	3,83/1,99	3,83/2,0	3,88/1,96
Суммарная концентрация термических и быстрых оксидов азота, мг/м ³	115,9/-	118,6/-	121/-	125/130	125,9/133,4	127,1/133,5
Массовый расход оксидов азота, г/с	27,2/-	29,9/-	32,8/-	35,5/34,4	38,3/37,05	40,9/39,63
Расход продуктов сгорания, м ³ /с	257,2/-	277,9/-	301,3/-	321,3/287,7	341,6/309,7	364,5/333,4
Коэффициент избытка воздуха в КС в зоне охлаждения	3,22/-	3,15/-	3,08/-	3,02/2,73	2,97/2,7	2,94/2,72
Коэффициент избытка воздуха в КС в зоне горения	1,81/-	1,77/-	1,73/-	1,69/1,53	1,67/1,51	1,65/1,52
КПД ГТУ, %	29,40/-	30,77/-	32,19/-	33,38/33,01	34,49/34,03	35,6/35,11

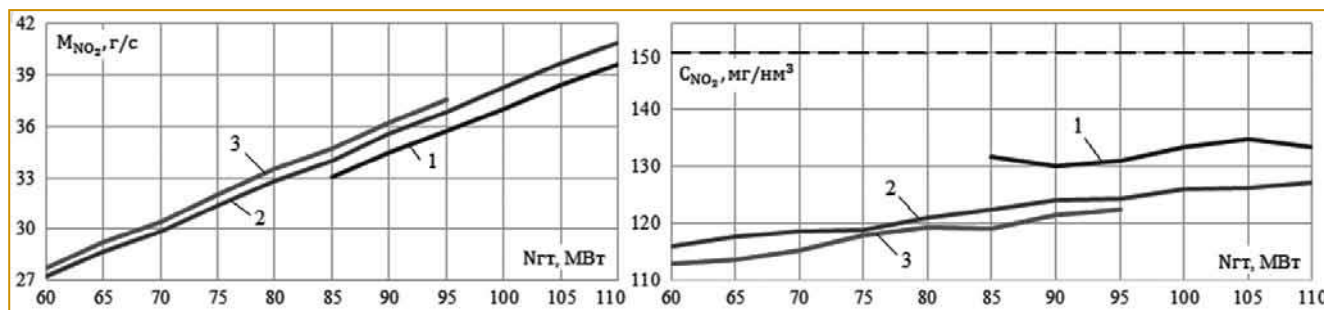


Рис. 6. Расход и концентрация оксидов азота в уходящих газах за ГТ: 1) $T_{н.в.} = -20\text{ }^{\circ}\text{C}$; 2) $T_{н.в.} = 15\text{ }^{\circ}\text{C}$; 3) $T_{н.в.} = 30\text{ }^{\circ}\text{C}$

газовой турбины (рис. 6, 7). Согласно требованиям ГОСТ, выбросы NO_x не должны превышать значение в 150 мг/м^3 . График показывает, что при понижении температуры наружного воздуха повышается концентрация оксидов азота. Максимальное значение концентрации оксидов азота достигается при нагрузке газовой турбины в 110 МВт и температуре наружного воздуха $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ и составляет $11,5\text{ мг/м}^3$. Это можно объяснить тем, что для охлаждения горячих газов на выходе из КС при отрицательных температурах

наружного воздуха необходим значительно меньший его массовый расход, как следствие концентрация оксидов азота повышается. При повышении температуры наружного воздуха ситуация противоположная, а именно, массовый расход воздуха для охлаждения необходим в большем количестве (расход ограничен только конструктивными особенностями ВНА).

Имитационная модель по расчету экологических показателей на выходе из газовой турбины работает в составе полимодельного комплекса энергоблоков с ПГУ, что позволяет проводить исследования по оценке влияния избытка воздуха на выбросы оксидов азота с учетом технологических зон газотурбинной установки.

Исследования проводились при изменении температуры наружного воздуха в диапазоне $-20...30\text{ }^{\circ}\text{C}$ с нагрузкой $48...110\text{ МВт}$. Выделенная область (рис. 8) показывает конструктивные и режимные ограничения рабочего диапазона нагрузки газовой турбины. Из графика видно, что уменьшение концентрации выбросов до пределов допустимого значения в 150 мг/м^3 и ниже происходит на границе технологической зоны подачи продуктов сгорания в газовую турбину (зона III), далее с учетом дополнительного расхода воздуха из компрессора для охлаждения лопаток турбины концентрация выбросов начинает снижаться.

Выводы

1. Разработана имитационная модель газовой турбины, включая часть по расчету экологических показателей работы турбины ГТЭ-110, что позволяет проводить оценку изменения концентрации выбросов NO_x в широком диапазоне нагрузок и изменяющихся климатических факторов.

2. Получены зависимости эмиссий NO_x от температуры наружного

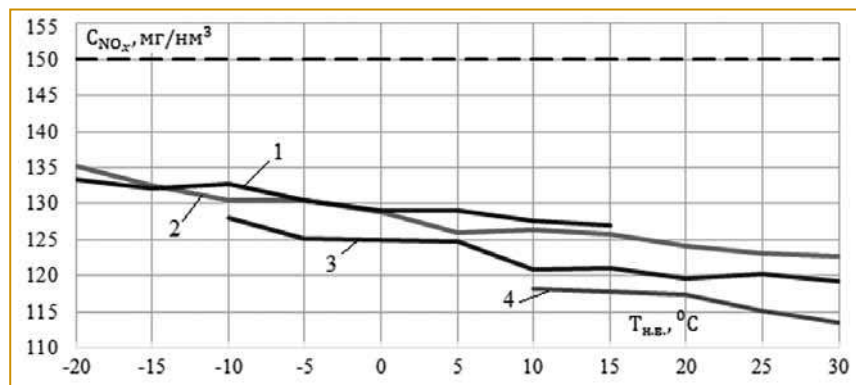


Рис. 7. Концентрация оксидов азота в уходящих газах за ГТ: 1) 110 МВт; 2) 95 МВт; 3) 80 МВт; 4) 65 МВт

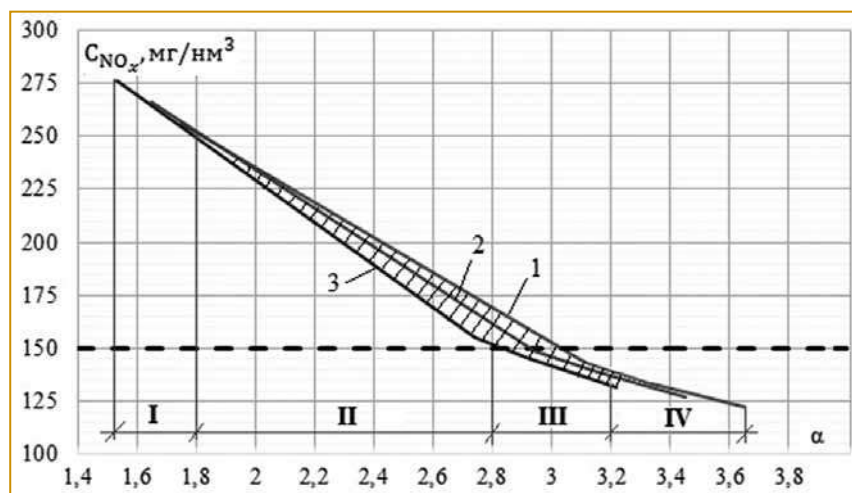


Рис. 8. Влияние коэффициента избытка воздуха на выбросы оксидов азота по технологическим зонам ПГУ: 1) $T_{н.в.} = 30\text{ }^{\circ}\text{C}$, $N_{ГТ} = 98\text{ МВт}$; 2) $T_{н.в.} = 15\text{ }^{\circ}\text{C}$, $N_{ГТ} = 110\text{ МВт}$; 3) $T_{н.в.} = -20\text{ }^{\circ}\text{C}$, $N_{ГТ} = 85\text{ МВт}$; I – зона горения в КС; II – зона смешения (охлаждения) в КС; III – зона подачи газов в ГТ; IV – зона выхода газов из ГТ

Нет почти ничего такого справедливого или несправедливого, что не меняло бы своего свойства с переменной климата.

Блез Паскаль

воздуха при работе ГТУ в широком диапазоне нагрузок в условиях режима с поддержанием безопасного значения температуры дымовых газов на выходе ГТ.

3. Результаты исследования влияния режимных факторов на концентрацию выбросов NO_x за ГТ показали, что при работе турбины вблизи температуры наружного воздуха 30°C проявляются конструктивные особенности (ограничения) компрессора при которой безопасное значение температуры дымовых газов за ГТ достигается только при полностью открытом ВНА. Выполненные исследования также показали, что при изменении соотношения расхода воздуха на охлаждение лопаток ГТ при доле отбора воздуха на уровне от 14% и выше концентрация оксидов азота в уходящих газах за ГТ изменяется не значительно. Исследования выполнены методами имитационного моделирования, реализующего математические зависимости работы ГТ. Анализ результатов работы имитационной модели показывает эффективность возможного применения полученных результатов на практике при решении задач совершенствования автоматических систем регулирования ГТ.

В целом проведенные исследования работы ГТУ в рабочем диапазоне нагрузки 48...110 МВт при изменении температуры наружного воздуха в диапазоне $-20...30^\circ\text{C}$ показали, что требования по нормам выбросов выполняются во всем диапазоне нагрузки ГТУ, однако концентрация выбросов имеет достаточно низкий резерв возможного отклонения (10% или 15 мг/м^3), что является не значительным в аспекте возможного ужесточения требований к экологической безопасности. Полученная имитационная модель и результаты испытаний позволяют изучить возможность активного внедрения новых технологий сжигания топливовоз-

душной смеси в высокотемпературных зонах камер сгорания современных газовых турбин с обеспечением экологических показателей работы газовой турбины.

Список литературы

1. Теория и технологии систем управления. Многофункциональные АСУТП тепловых электростанций. В 3-х кн. Кн 1. Проблемы и задачи. Под общей редакцией Ю.С. Тверского; ИГЭУ – Иваново, 2013. – 260 с.
2. *Муравьев И.К.* Исследование на математической модели эффективности совместной работы газовой и паровой турбин энергоблока с ПГУ / Муравьев И.К., Тверской Ю.С. // Автоматизация в промышленности. – 2016. – №1. – с. 53-57.
3. *Муравьев И.К.* Исследование режимов работы газовой турбины ГТЭ-110 по условиям ограничения выбросов оксидов азота на парогазовых энергоблоках / Муравьев И.К., Коровкин А.В., Шитов Р.А. // Вестник Ивановского государственного энергетического университета. – 2020. – Вып.1. – С. 11-21.
4. *Пчелкин Ю.М.* Камеры сгорания газотурбинных двигателей. /Пчелкин Ю.М./ Машиностроение, 1984. – 280 с.
5. Нормативы удельных выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок: учебн.-метод. пособие; ОАО «ВТИ» – М., 2013. – 31 с.
6. *Булысова Л.А.* Опыт создания малоэмиссионных камер сгорания для наземных газотурбинных установок большой мощности: продукция фирмы Mitsubishi / Булысова Л.А., Васильев В.Д., Берне А.Л. [и др.] // Теплоэнергетика. – 2018. – № 5. – С. 50-58.
7. *Farhat Hajer.* Gas turbine cycle performance and NO_x releases / Farhat Hajer, Khir Tahar, Ammar Ben Brahim // The fifth International Renewable Energy Congress IREC, 2014, doi: 10.1109/IREC.2014.6826979.
8. *Климов А.Н.* Модернизация ГТЭ-110/А. Н. Климов//Фундаментальные проблемы исследований, разработок и реализации научных достижений в области газовых турбин в российской экономике: Тр. LXV научно-технич. сессии по проблемам газовых турбин и парогазовых установок, С.-Петербург, ОАО «ВТИ», 2018. – С. 3-9.
9. *Tverskoy Yu.S.* Optimization of controlled processes in combined-cycle plant (new developments and researches) / Yu.S. Tverskoy, I.K. Muravev // PTPPE-2017. IOP Conf. Series: Journal of Physics: Conf. Series 891 (2017) 012290, doi:10.10088/1742-6596/891/1/012290.

Муравьев Игорь Константинович – канд. техн. наук, доцент,

Голубев Антон Владимирович – канд. техн. наук, доцент,

Коровкин Александр Васильевич – магистрант, Шитов Роман Анатольевич – магистрант, ФГБОУВО «Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина».

Контактный телефон (4932) 26-97-58.

E-mail:kafsu@su.ispu.ru

ABB обновит системы автоматизации и управления на гидроэлектростанциях в Норвегии

Компания ABB получила контракт на модернизацию систем автоматизации, управления и электроснабжения на двух гидроэлектростанциях компании Statkraft в Норвегии – крупнейшего в Европе производителя возобновляемой энергии. В рамках модернизации на ГЭС Straumsmo и Innset будет внедрена платформа распределенного управления ABB Ability System 800xA, которая интегрирует управление технологическими процессами и энергопотреблением, а также повысит уровень безопасности в рамках единой надежной системы. Сделка также предусматривает возможность расширить программу модернизации и включить в нее третью станцию – ГЭС Båtsvann.

Система 800xA позволит полностью контролировать работу электростанции, начиная от высоковольтных распределительных устройств до низковольтного устройства управления двигателями, а также управлять системами переменного/постоянного тока, освещением и отоплением на каждой установке.

Обеспечение эффективности, стабильности и надежности систем автоматизации и электрификации компании Statkraft имеет решающее значение, ведь обе установки работают по безлюдному принципу. Гидроэнергетика остается основой норвежской электроэнергетической системы, на долю которой приходится более 95% общего энергопотребления Норвегии.

[Http://www.abb.ru](http://www.abb.ru)