

УДК 621.311.22

Режимные характеристики ГТЭ-110 для энергоблока ПГУ-325

Мошкарин А.В., д-р техн. наук, Шелыгин Б.Л., канд. техн. наук, Жамлиханов Т.А., асп.

На основании данных ВТИ разработаны статические характеристики ГТЭ-110. Установлены зависимости расходов топлива и уходящих газов, КПД ГТУ, температуры и коэффициента избытка воздуха за ГТУ от ее электрической мощности и температуры наружного воздуха. Определен рабочий диапазон электрических нагрузок ГТЭ-110.

Ключевые слова: газотурбинная установка (ГТУ), температура наружного воздуха, коэффициент избытка воздуха, КПД, электрическая мощность, переменный режим работы.

GTE-110 Operating Characteristics for CCGT-325 MW Power Unit

A.V. Moshkarin, Doctor of Engineering, B.L. Shelygin, Candidate of Engineering, T.A. Zhamlikhanov, Post Graduate Student

The GTE-110 static characteristics are developed according to VTI data research. Functional dependences of fuel consumptions and exhaust gases, efficiency coefficient of GTU, temperature and excess air coefficient after GTU from its electric power and outdoor temperature are determined. Operating range of GTE-110 electric loads is defined.

Keywords: gas turbo unit (gas turbine), outdoor temperature, excess air coefficient, efficiency coefficient, electric power, variable operating mode.

Газотурбинные установки (ГТУ), работающие в составе парогазовых установок (ПГУ) ТЭС, проектируются при стандартных параметрах наружного воздуха [1, 2]:

- температура 15 °С;
- барометрическое давление 101,3 кПа;
- относительная влажность 60 %.

Применительно к этим условиям определяются геометрические характеристики элементов проточных частей осевого компрессора (ОК) и газовой турбины (ГТ) ГТУ [3].

Остальные режимы работы являются нерасчетными при изменении значений температуры наружного воздуха $t_{нар}$ и электрической мощности $N_{ГТУ}$.

При переменных режимах работы изменяются технические характеристики энергоустановки: КПД, расходы топлива и уходящих газов, температура газов за ГТУ, коэффициент избытка воздуха в них (рис. 1).

Для определения влияния режимов работы оборудования ГТУ на основные параметры рабочих сред (воздух и газы) можно использовать зависимости изменения давления и расходов потоков от определяющих факторов [1].

Аналитические зависимости неточны из-за большого влияния возмущающих факторов [3]. Более точными считаются зависимости, полученные в ходе обработки результатов тепловых расчетов математических моделей исследуемого объекта.

Ниже получены статические характеристики газотурбинной установки ГТЭ-110 [3] производства ОАО «НПО Сатурн», работающей в составе энергоблока ПГУ-325 ОАО «Ивановские ПГУ» [4].

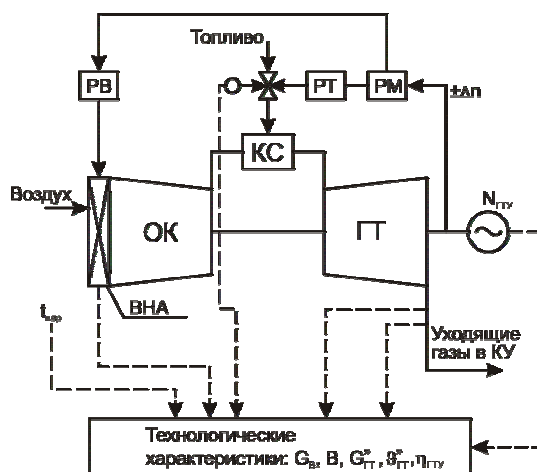


Рис. 1. Схема регулирования мощности ГТУ: ВНА – входной направляющий аппарат; ОК – осевой компрессор; КС – камера сгорания; ГТ – газовая турбина; РН, РТ, РВ – регуляторы мощности, топлива и воздуха соответственно

Двухфакторные зависимости позволяют:

- определить оптимальные возможности эксплуатации по условиям экономичности и надежности агрегатов;
- прогнозировать изменение выходных параметров энергоблока в зависимости от исходных факторов;
- оценить граничные условия рабочего диапазона нагрузок.

Одновальная газотурбинная установка ГТЭ-110 [5] работает по бинарному термодинамическому циклу [6] при расчетной температуре газов перед турбиной 1210 °С. Расчетные показатели ГТУ при базовом (номинальном) режиме [5] следующие:

- электрическая мощность 110,5 МВт;
- КПД 34,1 %;
- температура газов за ГТУ 527,7 °С;
- расход газов за ГТУ 364,7 кг/с.

Получение математических зависимостей технических характеристик от определяющих факторов и проведение расчетного анализа выполнялись с использованием тепловых расчетов ГТЭ-110 при возможных переменных режимах ее работы [4].

Статические характеристики получены применительно к энергоблоку ПГУ-325 (Комсомольская ГРЭС, Ивановская область) [4] для ГТЭ-110, П-88 и К-110-6,5.

Расчетное исследование выполнялось для относительных нагрузок ГТУ $(0,25-1,0)N_{ном}$ в интервале температур наружного воздуха $t_{нар} = -30-30$ °С и с использованием в качестве топлива природного газа с теплотой сгорания $Q_p^0 = 49,4$ МДж/кг [7].

КПД цикла ГТУ возрастает при снижении температуры наружного воздуха [6], так как при уменьшении удельного объема воздуха возрастает его массовый расход и, как следствие, мощность $N_{ГТУ}$ [3].

Снижение электрической мощности ГТУ в пределах относительной нагрузки 25–100 % при расчетных значениях $t_{нар}$ показано на рис. 2.

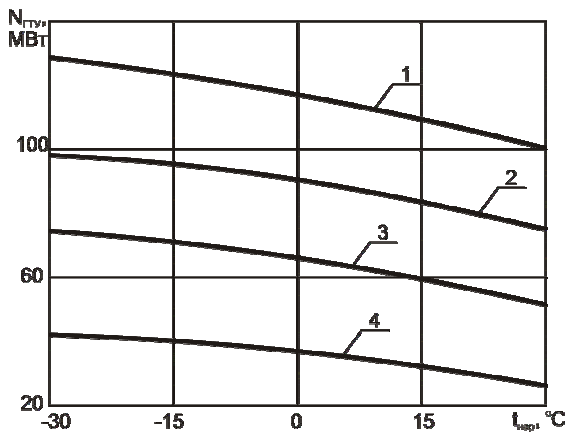


Рис. 2. Зависимости электрической мощности ГТУ от температуры наружного воздуха и относительной нагрузки энергоустановки $N/N_{ном}$: 1 – 1,0; 2 – 0,75; 3 – 0,5; 4 – 0,25

При этом снижение температуры $t_{нар}$ с 15 до -30 °С повышает предельную мощность установки на 20,1 % (до $N_{ГТУ} = 133$ МВт).

Для рабочего диапазона нагрузок максимальное значение электрической мощности ГТЭ-110 можно определить по уравнению, МВт,

$$N_{ГТУ}^{макс} = 131,1 - 0,025(30 + t_{нар})^{1,75} \quad (1)$$

В связи с сокращением энергозатрат на работу ОК в случае понижения значений $t_{нар}$ с 15 до -35 °С при $N_{ГТУ}^{ном} = 110$ МВт значение КПД ГТУ возрастает с 34,1 до 37 % (рис. 3).

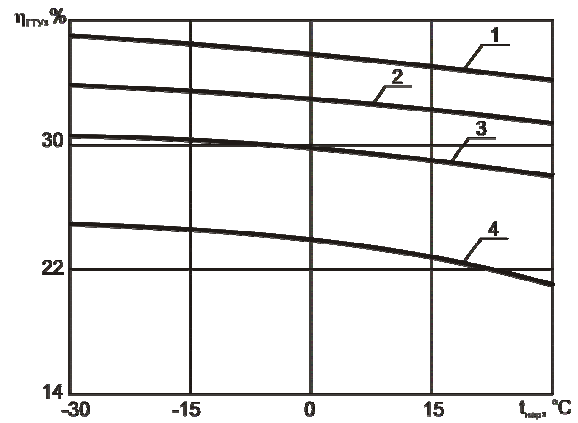


Рис. 3. Зависимости КПД ГТУ от температуры наружного воздуха и электрической мощности энергоустановки $N_{ГТУ}$: 1 – 110 МВт; 2 – 82,5 МВт; 3 – 55 МВт; 4 – 27,5 МВт

При этом для электрических нагрузок 27,5–110 МВт снижение температуры $t_{нар}$ с 30 до -30 °С вызывает повышение КПД ГТУ на 2,5–4 % согласно зависимости, %,

$$\eta_{ГТУ} = 36,5 - 0,023(110 - N_{ГТУ})^{1,4} - 0,04(t_{нар} + 30)^{0,86} \quad (2)$$

Расход природного газа в камеру сгорания ГТУ определяется изменением приращений величин $N_{ГТУ}$ и $\eta_{ГТУ}$ [3], кг/с:

$$B = \frac{0,01N_{ГТУ}}{\eta_{ГТУ}Q_p^0} \quad (3)$$

где Q_p^0 – располагаемая теплота топлива, МДж/кг [7].

Теплосодержание топлива не превышает 1% от его теплоты сгорания 49,4 МДж/кг. Тогда расход природного газа в зависимости от определяющих факторов рассчитывается по уравнению (рис. 4), кг/с,

$$B = 2,19 + 0,046N_{ГТУ} - 0,016(30 + t_{нар})^{1,06} \quad (4)$$

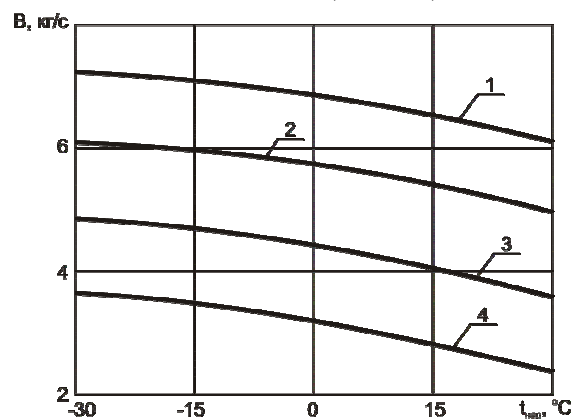


Рис. 4. Зависимости расхода природного газа в камеру сгорания ГТУ от температуры наружного воздуха и ее электрической мощности $N_{ГТУ}$: 1 – 110 МВт; 2 – 82,5 МВт; 3 – 55 МВт; 4 – 27,5 МВт

Согласно топливной характеристике (рис. 4), при снижении температуры $t_{нар}$ с 30 до -30 °C величина $N_{ГТУ}$ возрастает на 31 %, а КПД $\eta_{ГТУ}$ на 11 %. Поэтому, по сравнению с минимальными значениями (2,3–6,1 кг/с), расход топлива возрастает в 1,19–1,21 раза, достигая при нагрузках $N_{ГТУ} = 27,5–110$ МВт в случае $t_{нар} = -30$ °C значений 3,4–7,25 кг/с.

Для снижения мощности установки $N_{ГТУ}$ уменьшают расход топлива в камеру сгорания (КС). Одновременно с помощью входного направляющего аппарата (ВНА) ОК снижают расход окислителя. При значении $N_{ГТУ}^{ном} = 110$ МВт ВНА открыт полностью.

Закрытие ВНА поворотом его лопаток на 30° обеспечивает эффективное снижение нагрузки агрегата в диапазоне $(0,7–1,0)N_{ГТУ}$ при оптимальных значениях коэффициента избытка воздуха $\alpha''_{ГТУ} = 3–4$ [4].

Для уменьшения нагрузки до величины менее 80 МВт снижается расход топлива при неизменном положении ВНА (при постоянном расходе воздуха). При этом значения $\alpha''_{ГТУ}$ резко возрастают согласно зависимости (рис. 5)

$$\alpha''_{ГТУ} = 2,8 + 0,0006(30 + t_{нар})^{1,7} + 0,00006(130 - N_{ГТУ})^{2,4}. \quad (5)$$

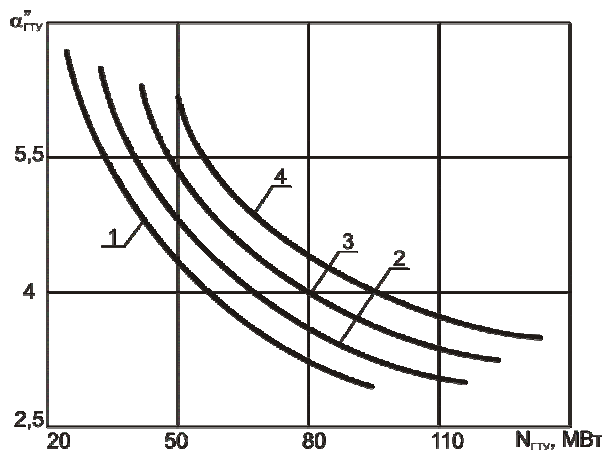


Рис. 5. Зависимости коэффициента избытка воздуха за ГТУ от температуры наружного воздуха $t_{нар}$ и электрической мощности энергоустановки $N_{ГТУ}$: 1 – 30 °C; 2 – 15 °C; 3 – 0 °C; 4 – -30 °C

При расчетной $t_{нар} = 15$ °C и значениях $N_{ГТУ} = 45–55$ МВт величина $\alpha''_{ГТУ}$ составляет 4,7–5,3. В случае снижения $t_{нар}$ до -30 °C величина $\alpha''_{ГТУ}$ дополнительно возрастает до 5,4–6,3, что ухудшает эффективность ПГУ.

С учетом ранее проведенного анализа, в зависимости от значений $t_{нар}$, при снижении $N_{ГТУ}$ до 70–90 МВт расход газов за ГТУ $G''_{ГТ}$ резко снижается с 400 до 300 кг/с (рис. 6).

При дальнейшем снижении мощности ГТУ возрастает коэффициент избытка воздуха за

ГТУ, поэтому расход воздуха через ОК ГТУ не меняется и расход газов за ГТУ остается практически постоянным.

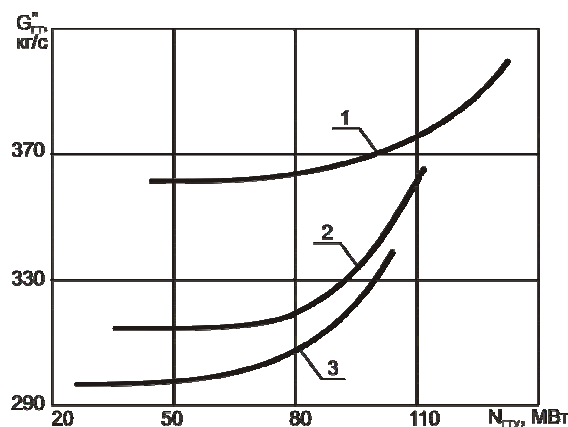


Рис. 6. Зависимости расхода газов за ГТ от температуры наружного воздуха $t_{нар}$ и электрической мощности энергоустановки $N_{ГТУ}$: 1 – -30 °C; 2 – 15 °C; 3 – 30 °C

Для указанного диапазона нагрузок ГТУ зависимость расхода газов за $G''_{ГТ}$ от определяющих факторов (рис. 7) рассчитывается по уравнению, кг/с,

$$G''_{ГТ} = 376 - t_{нар} - 19,1(110 - N_{ГТУ})^{0,19}. \quad (6)$$

Расход воздуха в КС ГТУ равен, кг/с,

$$G_B = G''_{ГТ} - B. \quad (7)$$

При уменьшении электрической мощности ГТУ на 25 % (до 82,5 МВт) расход газов резко снижается до $G''_{ГТ} = 300–350$ кг/с.

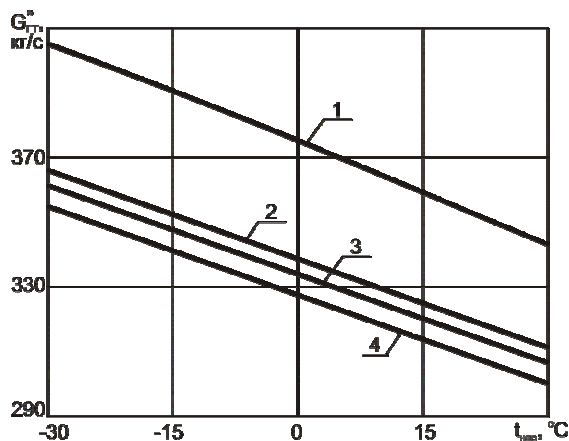


Рис. 7. Зависимости расхода газов за ГТ от температуры наружного воздуха $t_{нар}$ и электрической мощности энергоустановки $N_{ГТУ}$: 1 – 110 МВт; 2 – 82,5 МВт; 3 – 55 МВт; 4 – 27,5 МВт

Температура газов за ГТУ $\vartheta''_{ГТ}$ имеет важное значение для работы котла-утилизатора марки «П-88» и показателей работы ПГУ-325 в целом.

При $t_{нар} = -30-30$ °С для диапазона нагрузок $N_{ГТУ} = 70-130$ МВт значения температуры газов за ГТ снижаются несущественно. При дальнейшем снижении $N_{ГТУ}$ и резком возрастании значений $\alpha''_{ГТУ}$ (рис. 5) заметно (в 1,5–2,0 раза) понижаются температуры $\vartheta''_{ГТ}$ (рис. 8).

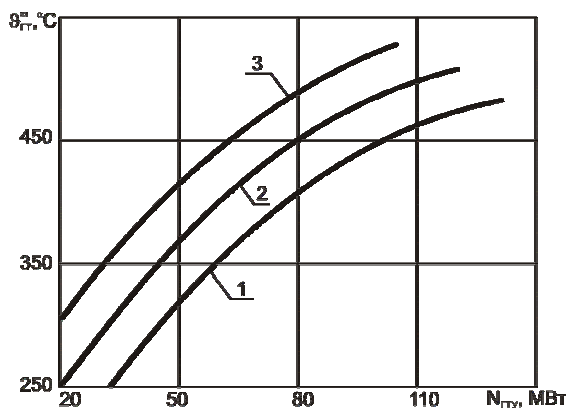


Рис. 8. Зависимости температуры газов за ГТ от температуры наружного воздуха $t_{нар}$ и электрической мощности энергоустановки $N_{ГТУ}$: 1 – -30 °С; 2 – 0 °С; 3 – 30 °С

Например, снижение $N_{ГТУ}$ до 40–60 МВт при $t_{нар} = -30-30$ °С уменьшает температуру газов за ГТУ (на входе КУ) на 60–130 °С согласно зависимости (рис. 9), °С,

$$\vartheta''_{ГТ} = 480 - 0,0185(110 - N_{ГТУ})^{2,1} + \left[(1,1 - 0,16(110 - N_{ГТУ}))^{0,3} \right] (t_{нар} + 30)^{0,97}. \quad (8)$$

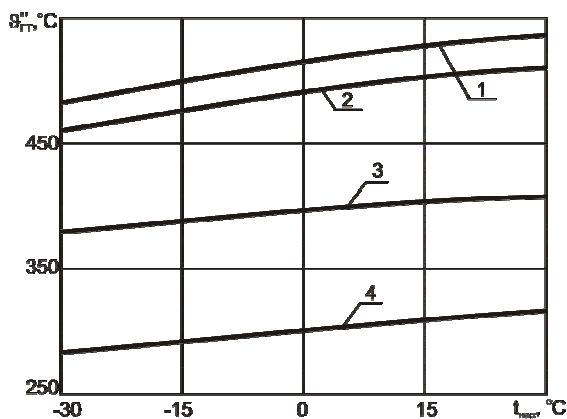


Рис. 9. Зависимости температуры газов за ГТ от температуры наружного воздуха $t_{нар}$ и электрической мощности энергоустановки $N_{ГТУ}$: 1 – 110 МВт; 2 – 82,5 МВт; 3 – 55 МВт; 4 – 27,5 МВт

По условию исключения эрозионного износа элементов проточной части ЦНСД паровой турбины марки К-110-6,5, температура пара перед ней не должна быть ниже 430 °С [8].

Мошкарин Андрей Васильевич,
ГОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»,
доктор технических наук, профессор, зав. кафедрой тепловых электрических станций,
e-mail: admin@tes.ispu.ru

Температурный напор на входе в КУ (тракт ВД) составляет 20–30 °С. Поэтому минимальное значение температуры газов за ГТУ, по условию надежности работы энергоблока в целом, должно превышать 455 °С.

Минимально допустимая электрическая мощность ГТУ (с учетом рис. 9) определяется согласно зависимости, МВт,

$$N_{ГТУ}^{мин} = 85,5 - 0,55(t_{нар} + 30)^{0,86}. \quad (9)$$

При минимальных температурах наружного воздуха ($-25-30$ °С) значения $N_{ГТУ}^{мин}$ находятся в пределах 83,3–85,5 МВт. При повышении температуры $t_{нар}$ до 25–30 °С минимально допустимая электрическая мощность ГТУ снижается до 66,9–68,1 МВт, что составляет 0,6–0,63 от номинальной нагрузки агрегата.

При аппроксимациях максимальные относительные расхождения полученных и исходных характеристик не превышали 3 %, что приемлемо для инженерных расчетов.

Заключение

Полученные уравнения и математические зависимости выходных параметров (расходы топлива и уходящих газов, КПД ГТУ, температура газов и коэффициент избытка воздуха за ГТУ) от электрической мощности и температуры наружного воздуха позволяют не только оперативно определить режимные характеристики объекта, но и прогнозировать их изменение в зависимости от исходных условий.

Список литературы

1. Ольховский Г.Г. Энергетические газотурбинные установки. – М.: Энергоатомиздат, 1985.
2. ГОСТ 29328-92. Установки газотурбинные для привода турбогенераторов. Общие технические условия. – М.: Изд-во стандартов, 1992.
3. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций / Под ред. С.В. Цанева. – М.: Изд-во МЭИ, 2002.
4. Батенко А.В., Тишин К.П., Сладков Н.Е. Перспективный проект отечественной ПГУ-325 // Газотурбинные технологии. – 2009. – №7. – С. 2–6.
5. Стационарные газотурбинные установки: Справочник / Л.В. Арсеньев, В.Г. Тырышкин, И.А. Богов и др. – Л.: Машиностроение, 1989.
6. Андрущенко А.И. Основы технической термодинамики реальных процессов. – М.: Высш. шк., 1975.
7. Тепловой расчет котлов: нормативный метод / Под ред. Н.В. Кузнецова, В.В. Митора и др. – СПб.: Изд-во НПО ЦКТИ, 1998.
8. Турбина паровая К-110-6,5 для ПГУ-325. Расчетно-справочные данные (8600001 РР 0201). ЛМЗ. – СПб., 2006.

Шелыгин Борис Леонидович,
ГОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»,
кандидат технических наук, профессор кафедры тепловых электрических станций,
тел./факс: 41-60-56, 26-99-31,
e-mail: admin@tes.ispu.ru

Жамлиханов Тимур Абдульверович,
ГОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»,
аспирант, ассистент кафедры тепловых электрических станций,
адрес: 153015, г. Иваново, пр. Ленина, д. 69, кв. 17,
телефоны: 37-74-60, 8-915-821-56-26.