

Оценка эффективности работы детандер-генераторного агрегата при использовании энергии давления транспортируемого природного газа

Кудинов А. А., доктор техн. наук, Усов С. В., инж.

ФГБОУ ВПО “Самарский государственный технический университет”

Представлены тепловая схема и результаты теплового и экономического расчетов детандер-генераторной установки, предназначенной для использования энергии давления транспортируемого природного газа.

Ключевые слова: газорегуляторный пункт, регулятор давления, дросселирование, паровая турбина, электрогенератор, подогреватель сетевой воды, детандер-генераторный агрегат, воздухоохладитель, охладитель конденсата, тепловой и экономический расчеты, срок окупаемости.

Природный газ, поступающий в топку энергетических котельных агрегатов и других теплогенерирующих установок Сызранской ТЭЦ для обеспечения процесса горения, имеет в основном среднее давление. Снижение давления с высокого до среднего осуществляется с помощью регуляторов давления на стационарном газораспределительном пункте (ГРП) путем дросселирования [1]. Это необратимый процесс протекания газа через местное сопротивление, сопровождающийся снижением давления газа без совершения им какой-либо полезной работы. Значение снижения давления зависит от состава и скорости движения газа, параметров его состояния и конфигурации трубопровода. После дросселирования удельный объем и скорость газа возрастают, а его температура в зависимости от состава и параметров начального состояния перед дросселированием может оставаться постоянной, увеличиваться или уменьшаться. В общем случае при снижении давления газа в процессе дросселирования изменение его температуры в широком диапазоне значений определяется интегральным дроссель-эффектом Джоуля — Томсона [2].

Для полезного использования энергии сжатого газа при снижении его давления предлагается применять детандер-генераторную установку [3, 4]. Она представляет собой устройство, в котором энергия потока транспортируемого природного газа преобразуется сначала в механическую энергию (работу) в детандере, а затем в электрическую энергию в генераторе. На рисунке приведена схема детандер-генераторной установки ТЭС. Природный газ из магистрального газопровода поступает в газогенераторный пункт ГРП и нагревательный тракт охладителя конденсата трубчатого типа ОКТ. В его охладительный тракт поступает конденсат, образующийся в процессе теплообмена в подогревателях сете-

вой воды ПСВ-1, ПСВ-2 паровой турбины ПТ. Природный газ перед подачей в нагревательный тракт ОКТ не дросселируется в ГРП. В результате теплообмена между двумя теплоносителями в ОКТ газ, поступающий к детандер-генераторному агрегату ДГА, нагревается, а конденсат охлаждается и отводится в общий коллектор основного турбинного конденсата КТК.

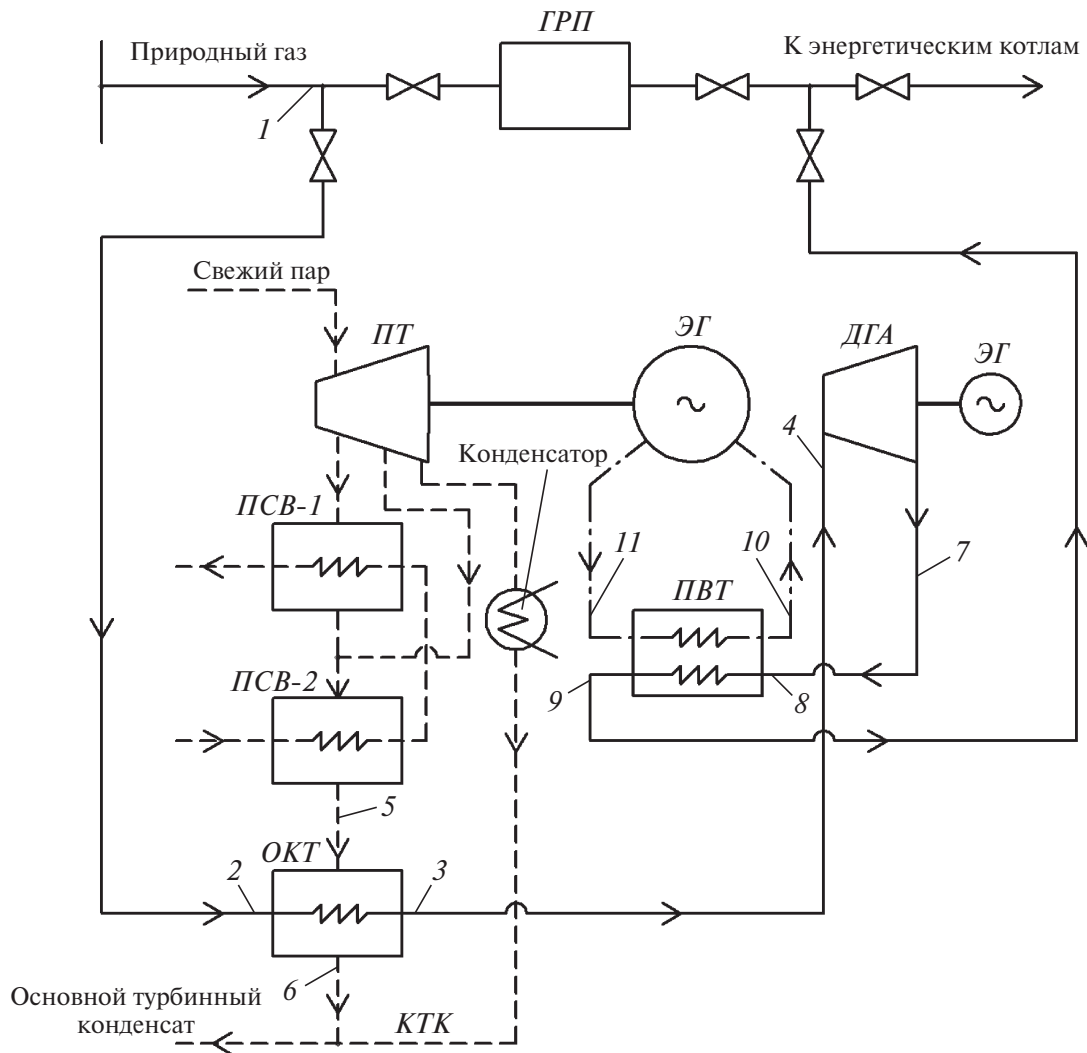
Нагретый в ОКТ газ поступает в ДГА, где в процессе его расширения совершается полезная работа газового цикла, затрачиваемая на привод электрогенератора ЭГ. После расширения газ через выхлопной газопровод подается в нагревательный тракт промежуточного воздухоохладителя трубчатого типа ПВТ, в охладительный тракт которого поступает воздух из системы охлаждения ЭГ паровой турбины.

В процессе теплообмена между газом и воздухом в ПВТ газ подогревается, а воздух охлаждается. Подогретый газ направляется к энергетическим котлам (на рисунке не показаны), а охлажденный воздух — в систему охлаждения ЭГ.

Для выполнения расчетов выделим характерные точки схемы (см. рисунок) и зададим потери давления и температуры в ее элементах исходя из опыта эксплуатации Сызранской ТЭЦ.

Точка 1. Природный газ с параметрами $p_1 = 1,25$ МПа, $t_1 = (t_{o.c} + 5)$ °С после предварительной фильтрации подается по трубопроводу в ОКТ.

Точка 2. Природный газ с параметрами $p_2 = p_1(1 - 0,025) = 1,21875$ МПа, $t_2 = (t_{o.c} + 5)$ °С поступает во входной патрубков нагревательного тракта ОКТ. Потери давления на участке 1–2 составляют около 2,5 %, изменение температуры природного газа на этом участке незначительно (в расчетах не учитывается).



Точка 3. Параметры природного газа в этой точке рассчитывают (табл. 1). При температуре $t_3 < 80^\circ\text{C}$ работа ДГА не рекомендуется (согласно данным завода-изготовителя ЗАО "НЗЛ" на турбодетандер ГТРУ-4-1, 2/0,2).

Точка 4. Природный газ с параметрами $p_4 = p_3$, $t_4 = t_3$ (потерями давления и изменением температуры на участке 3–4 можно пренебречь) поступает во всасывающий патрубок ДГА.

Точка 5. Конденсат теплофикационных отборов ПТ с температурой $t_5 \approx 111^\circ\text{C}$ (выбрана минимально возможная температура конденсата, т.е. температура при максимальной тепловой нагрузке сетевых подогревателей ПТ), поступает в охлаждающий тракт ОКТ.

Точка 6. Конденсат теплофикационных отборов ПТ с температурой $t_6 \approx 81^\circ\text{C}$ поступает в коллектор основного турбинного конденсата.

Точка 7. Природный газ с параметрами $p_7 = 0,2\text{ МПа}$ и расчетной температурой поступает в выходной патрубок ДГА. При тем-

пературе $t_7 \leq +5^\circ\text{C}$ работа ДГА невозможна (согласно данным завода-изготовителя).

Точка 8. Природный газ с параметрами $p_7 = p_8(1 - 0,05) = 0,19\text{ МПа}$ поступает в нагревательный тракт ПВТ.

Точка 9. Параметры природного газа в этой точке рассчитываются (см. табл. 1).

Точка 10. Охлажденный воздух с температурой $t_{10} \leq 38^\circ\text{C}$ поступает в систему охлаждения ЭГ.

Точка 11. Воздух, нагретый в системе охлаждения ЭГ до температуры $t_{11} \geq 47^\circ\text{C}$, поступает в охлаждающий тракт ПВТ.

Другие параметры, необходимые для расчета:

теплоемкость воздуха в системе охлаждения генератора $c_{10} = 1,005\text{ кДж}/(\text{кг} \cdot ^\circ\text{C})$ согласно данным завода-изготовителя;

массовый расход газа через ДГА (максимальный) $G_2 = 13\text{ кг/с}$;

массовый расход воздуха (номинальный) в системе охлаждения ЭГ $G_{10} = 24,5\text{ кг/с}$;

Таблица 1

Показатель	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Среднемесячная температура газа на входе в ГРП (точка 1), К	263,38	263,3	267,9	279,57	288,5	293,3	295,1	292,9	287	279,03	270,1	264,27
Температура газа на входе в ДГА (точка 3), К (°С)	344,96 (71,66)	344,88 (71,58)	349,48 (76,18)	361,15 (87,85)	370,08 (96,78)	374,88 (101,58)	376,68 (103,38)	374,48 (101,18)	368,58 (95,28)	360,61 (87,31)	351,68 (78,38)	345,85 (72,55)
Температура газа на выходе из ДГА (точка 7), К (°С)	268,89 (-4,4)	268,81 (-4,48)	273,41 (0,11)	285,08 (11,78)	294,01 (20,71)	298,81 (25,51)	300,61 (27,31)	298,41 (25,11)	292,51 (19,215)	284,54 (11,24)	275,61 (2,31)	269,78 (-3,51)
Температура газа на выходе газоохладителя (точка 9), К (°С)	280,97 (7,67)	280,89 (7,59)	285,49 (12,19)	297,16 (23,86)	306,09 (32,79)	310,89 (37,59)	312,69 (39,39)	310,49 (37,19)	304,59 (31,29)	296,62 (23,32)	287,69 (14,39)	281,86 (8,56)
Тепловая мощность, кВт:												
ОКТ	1405,33											
ПВТ	221,60											
Электрическая мощность ДГА, МВт	1,372	1,354	1,396	1,688	1,884	1,972	1,993	1,959	1,806	1,688	1,412	1,388

массовый расход конденсата теплофикационных отборов $G_5 = 11,1$ кг/с;

теплоемкость природного газа, определяемая по теплоемкостям его отдельных компонентов и массовым долям этих компонентов в газе (табл. 2) определяется по формуле $c_1 = \sum_{i=1}^n c_i g_i$. Для Сызранской ТЭЦ $c_1 = 1,882$ кДж/(кг · °С);

теплоемкость конденсата теплофикационных отборов $c_5 = 4,216$ кДж/(кг · °С). Этот параметр рассчитывается с помощью программы “WaterSteamPro” [5] для известных давления и температуры конденсата.

Тепловой расчет проведем для нагрузки ДГА, равной 75 % номинальной.

1. Уравнение теплового баланса для ОКТ

$$0,75 G_2 c_2 (t_3 - t_2) = G_5 c_5 (t_5 - t_6). \quad (1)$$

2. Рассчитаем температуру газа в точке 3 по формуле

$$t_3 = G_5 c_5 (t_5 - t_6) / (0,75 G_2 c_2) + t_2. \quad (2)$$

Учитывая неизменность теплоемкостей ($c_2 = c_1$), получаем:

$$t_3 = G_5 c_5 (t_5 - t_6) / (0,75 G_2 c_1) + t_2. \quad (3)$$

3. Зная температуру газа в точке 4 (на входе в ДГА $t_4 = t_3$), по приведенной в заводской документации на ДГА таблице соответствия найдем температуру газа (на выходе из ДГА — в точке 7).

4. Уравнение теплового баланса для ПВТ

$$0,75 G_8 c_8 (t_9 - t_8) = G_{10} c_{10} (t_{11} - t_{10}). \quad (4)$$

5. Определим температуру газа на выходе ПВТ — в точке 9:

$$t_9 = \frac{G_{10} c_{10} (t_{11} - t_{10})}{0,75 G_8 c_8} + t_8. \quad (5)$$

Учитывая неизменность теплоемкостей и расходов ($G_8 = G_2$, $c_8 = k c_1$, где k — поправочный коэффициент, выбираемый согласно [6]), имеем:

$$t_9 = \frac{G_{10} c_{10} (t_{11} - t_{10})}{0,75 G_2 c_1 k} + t_8. \quad (6)$$

Результаты расчета по формулам (1) – (6), представленные в табл. 1 ежемесячно, показывают, что технически (по условию $t_3 \geq +80$ °С) работа ДГА на Сызранской ТЭЦ по схеме на рисунке возможна на протяжении большей части календарного года (апрель — октябрь).

Таблица 2

Показатель	Состав природного газа на Сызранской ТЭЦ						
	СН ₄	С ₂ Н ₆	С ₃ Н ₈	С ₄ Н ₁₀	С ₅ Н ₁₂	СО ₂	Н ₂
Массовая доля газа	0,482	0,182	0,119	0,033	0,01	0,009	0,165
Теплоемкость, кДж/(кг · °С)	1,548	2,21	3,049	4,129	5,13	1,3	1,04

Максимальное число часов работы ДГА в году $n = 5136$ ч.

Выполним расчет экономической эффективности, рассмотрев вариант расширения Сызранской ТЭЦ путем установки ДГА типа ГТРУ-4-1,2/0,2 производства ЗАО “НЗЛ”, а также доукомплектования ДГА двумя дополнительными теплообменниками трубчатого типа.

Стоимость основного оборудования

$$KB_{об} = K_{ДГА} + 2K_{т.о} = 25\,000 + 2 \cdot 2300 = 29\,600 \text{ тыс. руб.} \quad (7)$$

Полная стоимость капитальных вложений

$$\Sigma KB = KB_{об} / \Delta_{об} = 29\,600 / 0,7 = 42\,285,714 \text{ тыс. руб.}, \quad (8)$$

где $\Delta_{об}$ — доля стоимости оборудования в полных капитальных вложениях (из диапазона 0,4 – 0,7).

Дополнительная установленная электрическая мощность $N_{ДГА} = 0,75 \cdot 2,3 = 1,725$ МВт.

Зададим число часов использования дополнительной установленной электрической мощности $n_э = 5136$ ч/год. Дополнительная годовая выработка электроэнергии

$$\Delta \mathcal{E}_{выр} = N_{ДГА} n_э = 1,725 \cdot 5136 = 8859,6 \text{ МВт} \cdot \text{ч/год.} \quad (9)$$

Количество дополнительной теплоты, кДж/м³, вносимой в топку энергетических котлов за счет подогрева природного газа в ПВТ,

$$\Delta Q_{доп} = c_1 \Delta T_{рг}, \quad (10)$$

где c_1 — теплоемкость газа, кДж/(кг · °С); ΔT — разность температур природного газа на входе в энергетические котлы ТЭС при использовании ДГА и обычном дросселировании; ρ_r — плотность природного газа, кг/м³.

Тогда изменение (уменьшение) расхода топлива, м³/с, при сохранении режима работы котельного агрегата неизменным

$$\Delta B = \frac{Q_k}{Q_H^p \eta_k} - \frac{Q_k}{(Q_H^p + \Delta Q_{доп}) \eta_k}, \quad (11)$$

где η_k — КПД брутто котельного агрегата; Q_k — полное количество теплоты, полезно используемой в котельном агрегате; Q_H^p — низшая теплота сгорания газообразного топлива, кДж/кг.

Примем число часов работы котельного агрегата $n_k = 5136$ ч/год. Дополнительный экономический эффект от подогрева природного газа в ПВТ

$$\mathcal{E}_T = 3600 \Delta B n_k \Pi, \quad (12)$$

где $\Pi = 3044,65$ руб/тыс. м³ — цена на природный газ.

Результаты расчетов по формулам (10) – (12) приведены в табл. 3.

Годовые затраты на оплату труда (ФЗП) обслуживающего персонала ТЭЦ

$$I_{з.п} = n_p 3П_M \cdot 12 = 5 \cdot 25,718 \cdot 12 = 1543,08 \text{ тыс. руб/год,}$$

где n_p — количество работников, обслуживающих ДГА; $3П_M$ — среднемесячная заработная плата одного работника эксплуатационного персонала (принята равной 25 718 руб/мес.); 12 — число месяцев в году.

Начисления на фонд (основной и дополнительный) заработной платы обслуживающего персонала единого социального налога (ЕСН — в пенсионный, социального страхования, медицинского страхования федерального и регионального фондов) составляют 30,2 % от ФЗП:

$$I_{ЕСН} = I_{з.п} \cdot 0,302 = 466,01 \text{ тыс. руб/год.}$$

Амортизационные отчисления по объектам основных производственных фондов (проектных)

$$I_a = \Sigma KB N_a = 42\,285,714 \cdot 0,07 = 2960,0 \text{ тыс. руб/год,}$$

где N_a — средняя норма амортизации по объектам основных производственных фондов

Таблица 3

Показатель	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь
Температура газа на выходе воздухоохладителя (точка 9), °С	23,86	32,79	37,59	39,39	37,19	31,29	23,32
Дополнительная теплота, вносимая в топку с топливом, кДж/кг	3,84	23,76	20,02	12,79	17,75	23,96	4,26
Снижение расхода топлива на котел, кг/с	0,0004	0,0025	0,0021	0,0014	0,0019	0,0026	0,0004
Экономия топлива, тыс. м ³ /мес. (руб/мес.)	1,43 (4342,05)	8,82 (26847,64)	7,43 (22619,41)	4,75 (14454,07)	6,59 (20055,87)	8,89 (27067,18)	1,43 (4342,05)

(выбирается из диапазона 5 – 15 % с учетом срока жизни проекта).

Прочие затраты в процентах от вышеуказанных затрат (за исключением начисленного ЕСН и амортизационных отчислений)

$$\begin{aligned}
 I_{\text{пр}} &= (I_{\text{з.п}} + I_{\text{ЕСН}}) \cdot 0,36 = \\
 &= (1543,08 + 744,3) \cdot 0,36 = \\
 &= 744,382 \text{ тыс. руб/год.}
 \end{aligned}$$

Итоговые годовые эксплуатационные затраты

$$\begin{aligned}
 I &= I_{\text{з.п}} + I_{\text{ЕСН}} + I_{\text{а}} + I_{\text{пр}} = \\
 &= 1543,08 + 466,01 + 2960,0 + 744,382 = \\
 &= 5713,1 \text{ тыс. руб/год.}
 \end{aligned}$$

Подробный расчет экономической эффективности выполнен на ПЭВМ по программе "Alt-Invest-Prim". Для индекса дисконтирования $E = 8\%$ имеем:

простой срок окупаемости $T_{\text{ок}} = 5,3$ года;
 чистый поток денежных средств нарастающим итогом (ЧПДС или ЧД): $ЧД = 115\,614$ тыс. руб. за 15 лет;

дисконтированный чистый поток денежных средств нарастающим итогом (ДЧПДС или ЧДД): $ЧДД = 51\,103$ тыс. руб.;

внутренняя норма доходности (прибыли) — ВНД или $IRR = 27,2\%$;

рентабельность инвестиций $NPVR = 113,7\%$;

дисконтированный срок окупаемости $T_{\text{ок(д)}} = 6$ лет.

Анализ результатов комплексного финансово-экономического расчета позволяет сделать вывод об эффективности инвестиционного проекта.

Выводы

1. В предложенной схеме детандер-генераторной установки тепловой электростанции,

снабженной газотурбинной установкой с дожимным газовым компрессором, предусматривается подогрев газа перед подачей его в ДГА путем использования теплоты конденсата греющего пара подогревателей сетевой воды и перед подачей газа в энергетические котлы путем использования теплоты воздуха системы охлаждения электрогенератора паровой турбины.

2. Выполнены расчеты и установлено, что по техническим условиям работа детандер-генераторного агрегата на Сызранской ТЭЦ возможна 7 мес. в году (5136 ч). При этом выработка электроэнергии в ДГА составит 9533,4 МВт · ч/год. Экономия топлива в денежном выражении за счет подогрева газа перед подачей его в котлы равна 119710,27 руб/год. Простой срок окупаемости расширения Сызранской ТЭЦ детандер-генераторной установкой составит 5,3 года.

Список литературы

1. Кудинов А. А. Тепловые электрические станции. Схемы и оборудование. — М.: ИНФРА-М, 2012.
2. Кириллин В. А., Сычев В. В., Шейндлин А. Е. Техническая термодинамика. — М.: Издательский дом МЭИ, 2007.
3. Агабабов В. С., Хаймер Ю. Ю. Получение экологически чистой электроэнергии при утилизации энергии давления транспортируемого природного газа. — Энергосбережение и водоподготовка, 1999, № 4.
4. Агабабов В. С. Оценка эффективности использования детандер-генераторных агрегатов для получения электроэнергии. — Энергосбережение и водоподготовка, 2001, № 2.
5. Пакет программ для вычисления теплофизических свойств воды и водяного пара "WaterSteamPro" (www.wsp.ru).
6. Бахмачевский Б. И., Зах Р. Г., Лызо Г. П. Теплотехника. — М.: Металлургия, 1963.