

УДК 621.444

СРАВНЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕПЛОВЫХ СХЕМ И ЦИКЛОВ ПГУ С ВПРЫСКОМ ВОДЯНОГО ПАРА ИЗ КОТЛА-УТИЛИЗАТОРА В ГАЗОВЫЙ ТРАКТ

Шапошников В.В., Бирюков Б.В., Шапошников А.В.

*ФГБОУ ВПО «Кубанский государственный технологический университет», Краснодар,
e-mail: shaposhnikov.valentin@gmail.com*

Рассматривается влияние состояния пара и место точки впрыска в контактных парогазовых установках. Даны описания исследуемых схем ПГУ с двухступенчатым сжатием воздуха в компрессорах и впрыском сухого насыщенного пара в камеру сгорания, перегретого пара в камеру сгорания, сухого насыщенного пара в регенеративный воздухоподогреватель из котла-утилизатора. Расчеты производились с использованием программного комплекса «Система автоматизированного расчета ГТУ и ПГУ смешения». Для каждой из схем приведены результаты вариантной оптимизации параметров рабочих тел. Анализ результатов расчетов показал, что максимальная эффективность достигается при впрыске сухого насыщенного пара в регенеративный воздухоподогреватель. Для этой схемы была построена математическая модель с использованием теории графов. С ее помощью проведена проверка правильности расчетов, показавшая высокую точность вариативных расчетов.

Ключевые слова: ТЭС, парогазовая установка, оптимизация параметров, математическое моделирование.

COMPARISON OF THE EFFECTIVENESS OF THE THERMAL SCHEMES AND THE CYCLES OF COMBINED-CYCLE PLANTS WITH INJECTION OF STEAM FROM THE RECOVERY BOILER IN THE GAS PATH

Shaposhnikov V.V., Biryukov B.V., Shaposhnikov A.V.

FGBOU VPO «Kuban State Technological University», Krasnodar, e-mail: shaposhnikov.valentin@gmail.com

The influence of the state of the pair and place the injection point of contact in the combined-cycle plant. The description of the investigated schemes CCP with compressed air in a two-stage compressors and dry saturated steam injection into the combustion chamber, the superheated steam into the combustion chamber, the dry saturated steam in the regeneration air from the recovery boiler. The calculations were performed using the software complex "System of automated calculation of GTU and CCP mixing". For each of the schemes are the results of variant parameters optimization of working fluids. Analysis of the results of calculations showed that maximum efficiency is achieved by injection of dry saturated steam in a regenerative air heater. For this scheme, a mathematical model was constructed using graph theory. With it checked the accuracy of calculations, which showed high accuracy of variant calculations.

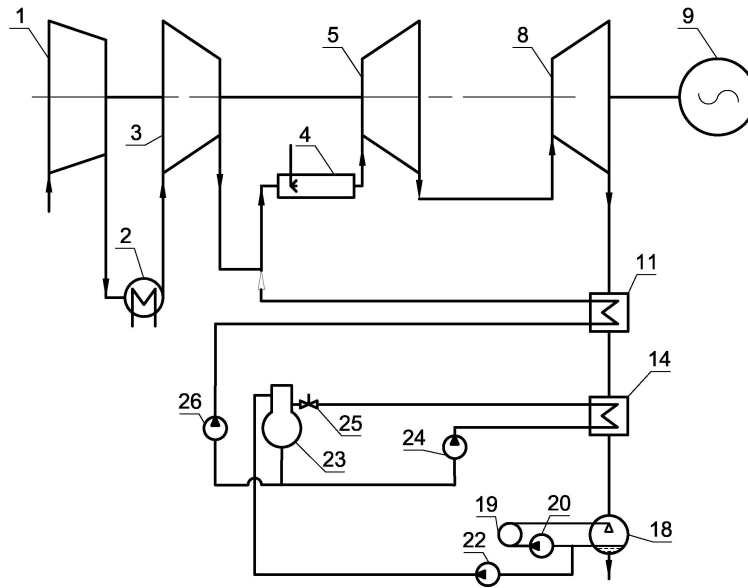
Keywords: thermal power plants, combined-cycle plant, optimization of parameters, mathematical modeling.

В ближайшей перспективе основными двигателями для производства электрической энергии, частично заменив собой паросиловые мощности, должны стать газотурбинные и парогазовые установки. Однако возможности для их совершенствования еще не исчерпаны.

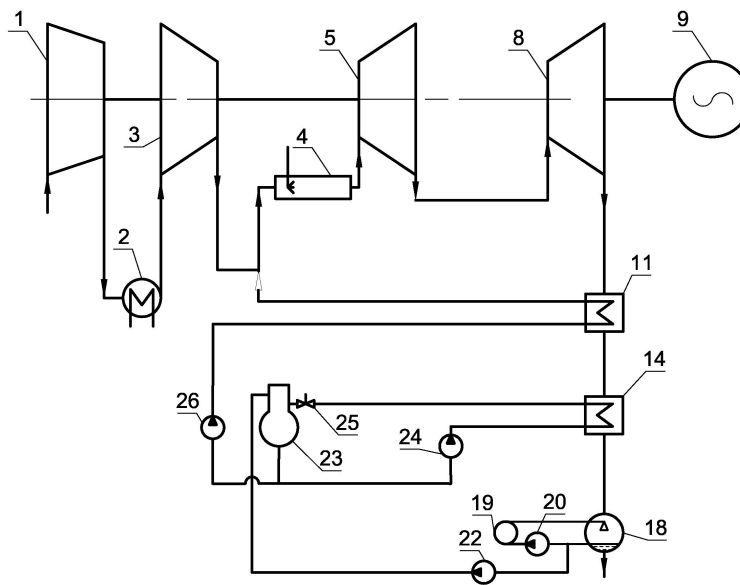
Одним из наиболее действенных методов повышения эффективности установок на базе газотурбинных технологий является впрыск водяного пара из котла утилизатора в газовый тракт. Благодаря увеличению массового расхода рабочего вещества в газовой турбине, увеличению его калорийности и внутрициклового утилизации тепла уходящих газов происходит значительный рост полезной мощности и КПД установки.

В литературе [2, 4] приводятся рекомендации, согласно которым необходимо для впрыска использовать слегка перегретый пар, а в качестве точки смешения выбирать камеру сгорания.

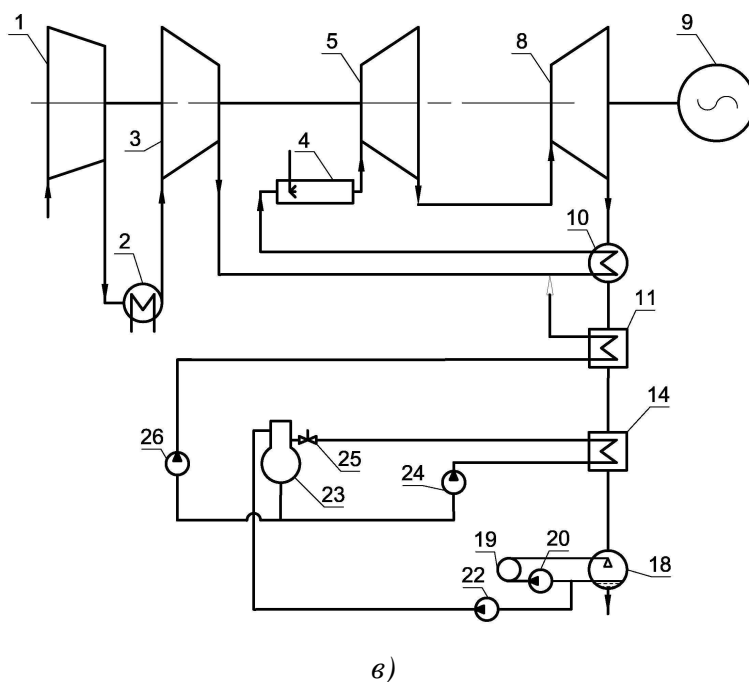
Для исследования выбрано три схемы, приведенные на рис. 1: а) впрыск сухого насыщенного пара в камеру сгорания; б) впрыск перегретого пара в камеру сгорания; в) впрыск сухого насыщенного пара в регенеративный воздухоподогреватель. Чтобы их унифицировать использована нумерация согласно обобщенной схеме ГТУ [1].



а)



б)



в)

Рис. 1. Схемы ПГУ с двухступенчатым сжатием воздуха в компрессорах и впрыском пара из котла-утилизатора:

а) впрыск сухого насыщенного пара в камеру сгорания; б) впрыск перегретого пара в камеру сгорания; в) впрыск сухого насыщенного пара в регенеративный воздухоподогреватель;

1 – компрессор низкого давления, 2 – охладитель воздуха, 3 – компрессор высокого давления, 4 – камера сгорания, 5 – турбина высокого давления, 8 – турбина низкого давления, 9 – электрогенератор, 10 – регенератор высокого давления, 11 – паровой котел-утилизатор, 14 – экономайзер подпиточной воды, 18 – контактный газоохладитель, 19 – аппарат воздушного охлаждения, 20 – циркуляционный электронасос, 22 – конденсатный электронасос, 23 – деаэратор перегретой воды, 24 – подпиточный электронасос, 25 – редукционный клапан, 26 – питательный электронасос №1.

Для определения теплотехнических показателей был выполнен расчет характеристик ПГУ с использованием данных АД – 31СТ: массовый расход сжимаемого в воздушном компрессоре воздуха – 61,0 кг/с; внутренний КПД компрессора – 0,8741; внутренний КПД турбины – 0,918; механический КПД – 0,98; КПД электрогенератора – 0,96687. Эффективный КПД базовой установки составил 36,5%, а полезная мощность ГТУ 20,0 МВт при давлении сжатого в компрессоре воздуха 2,1 МПа и температуре газов на входе в турбину $T_3=1523,15\text{K}$ [3].

Оптимизация параметров исследуемых схем производилась с помощью программы для ЭВМ «Система автоматизированного расчета ГТУ и ПГУ смешения» [5]. Для схем б) и в) основным ограничивающим фактором стал температурный напор на поверхностях нагрева пароперегревателя и регенеративного воздухоподогревателя соответственно. Температуры перегрева в пароперегревателе и подогрева в регенеративном воздухоподогревателе приняты равными 360°C. Экстремальное значение КПД, в зависимости от давления на выходе из

компрессора, для схемы а) далеко выходит за пределы реально существующих установок (около 3МПа). В исследовании за предельное значение по этому параметру взято 4 МПа – с учетом общей тенденции к росту начальных параметров.

На рис. 2 приведена зависимость КПД исследуемых схем в зависимости от давления на выходе из воздушного компрессора.

Расчеты показали, что максимальное значение КПД достигается при применении схемы ПГУ с двухступенчатым сжатием воздуха в компрессорах и впрыском сухого насыщенного пара из котла–утилизатора перед регенератором. Оно может быть достигнуто при давлении парогазовой смеси на входе в турбину высокого давления 2,8 МПа и составляет 46,991% (таблица). Электрическая мощность ГТУ при этом составила $N_{ГТУ}=33,961$ МВт, расход топлива $B_{ТЭС}=1,646$ кг/с.

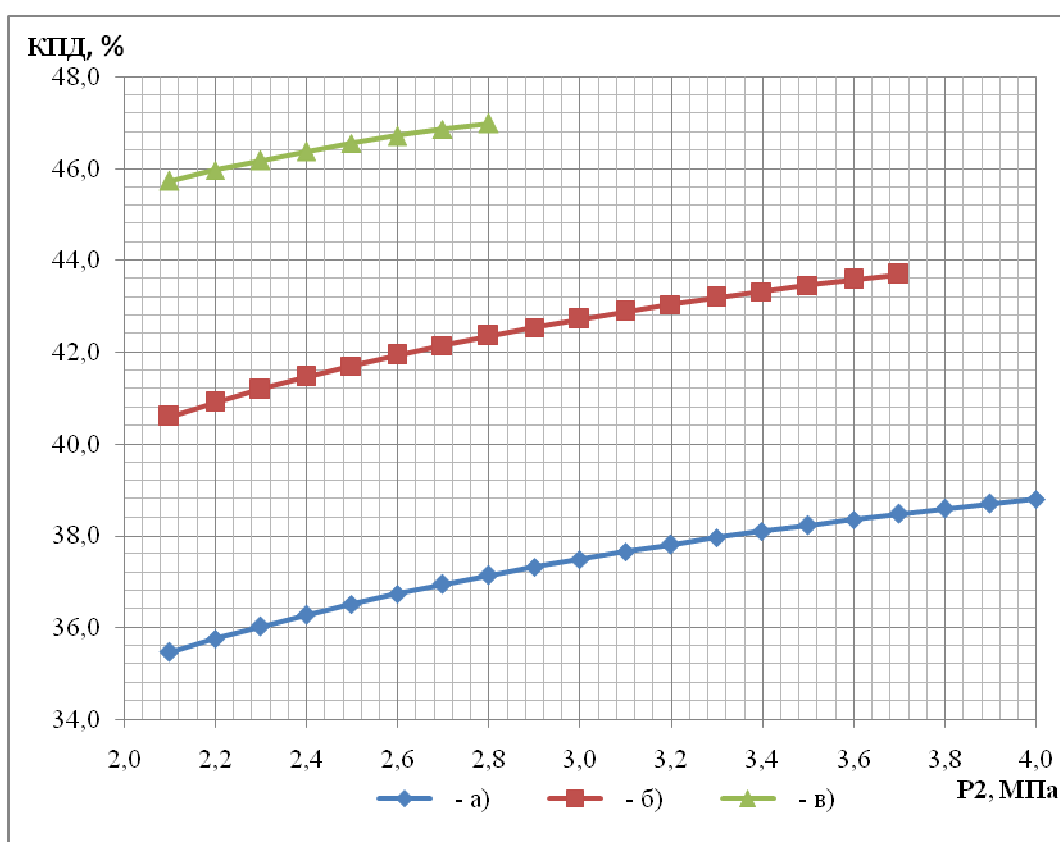


Рис. 2. Зависимости эффективного КПД ТЭС – ПГУ от давления парогазовой смеси на входе в газовую турбину высокого давления:

- а) впрыск сухого насыщенного пара в камеру сгорания; б) впрыск перегретого пара в камеру сгорания; в) впрыск сухого насыщенного пара в регенеративный воздухоподогреватель.

Характеристики исследуемых ПГУ с двухступенчатым сжатием воздуха в компрессоре с впрыском пара из котла–утилизатора при
различных давлениях на выходе из КВД

P2, МПа	Нкв, кВт	Qр, кВт	Qпп, кВт	Qпкв, кВт	Qго, кВт	Ngту, кВт	В, кг/с	КПД, %	Δtr, К	Δtпп, К	Δtпкв, К
а) впрыск сухого насыщенного пара в камеру сгорания											
3,3	26676,775	-	-	12932,235	28785,020	34754,587	2,086	37,959	-	-	184,735
3,4	26970,519	-	-	12933,110	28438,870	34811,731	2,081	38,098	-	-	180,278
3,5	27257,147	-	-	12933,644	28105,652	34863,589	2,077	38,229	-	-	175,984
3,6	27537,033	-	-	12933,854	27784,553	34910,567	2,073	38,355	-	-	171,842
3,7	27810,522	-	-	12933,754	27474,832	34953,032	2,069	38,474	-	-	167,844
3,8	28077,930	-	-	12933,359	27175,812	34991,315	2,066	38,587	-	-	163,981
3,9	28339,552	-	-	12932,683	26886,871	35025,716	2,062	38,695	-	-	160,245
4,0	28595,662	-	-	12931,737	26607,439	35056,510	2,058	38,798	-	-	156,629
б) впрыск перегретого пара в камеру сгорания											
3,0	25748,597	-	1819,226	12927,367	24719,147	34303,963	1,829	42,716	-	135,635	168,697
3,1	26066,278	-	1807,797	12929,384	24342,370	34379,676	1,826	42,882	-	130,000	163,015
3,2	26375,509	-	1796,666	12931,000	23981,101	34448,634	1,823	43,038	-	124,571	157,545
3,3	26676,775	-	1785,813	12932,235	23634,275	34511,397	1,820	43,185	-	119,335	152,272
3,4	26970,519	-	1775,220	12933,110	23300,929	34568,463	1,818	43,323	-	114,279	147,185
3,5	27257,147	-	1764,870	12933,644	22980,191	34620,280	1,815	43,454	-	109,392	142,271
3,6	27537,033	-	1754,748	12933,854	22671,267	34667,251	1,812	43,577	-	104,664	137,521
3,7	27810,522	-	1744,841	12933,754	22373,435	34709,741	1,810	43,693	-	100,085	132,923
в) впрыск сухого насыщенного пара в регенеративный воздухоподогреватель											
2,1	22399,774	10353,045	-	12886,111	23693,004	32999,870	1,644	45,728	151,502	-	124,005
2,2	22825,792	10158,048	-	12893,227	23286,843	33179,395	1,644	45,967	143,678	-	117,618
2,3	23235,816	9970,242	-	12899,594	22907,242	33342,224	1,645	46,183	136,274	-	111,605
2,4	23631,116	9789,055	-	12905,270	22551,577	33490,174	1,645	46,378	129,252	-	105,931
2,5	24012,812	9613,979	-	12910,308	22217,577	33624,806	1,645	46,555	122,577	-	100,565
2,6	24381,899	9444,564	-	12914,754	21903,266	33747,470	1,646	46,714	116,221	-	95,480
2,7	24739,266	9280,410	-	12918,648	21606,913	33859,338	1,646	46,859	110,155	-	90,651
2,8	25085,706	9121,157	-	12922,027	21326,995	33961,435	1,646	46,991	104,358	-	86,058

Для проверки расчетных данных ПГУ с двухступенчатым сжатием воздуха в компрессорах и впрыском сухого насыщенного пара из котла-утилизатора перед регенератором, были созданы граф потоков мощности, который является сурграфом по отношению к обобщенному [1], и математическая модель установки, содержащие в себе все возможные связи оборудования. В нем вершинами являются элементы схемы, а дугами – потоки вещества и энергии. В матрице вершины имеют следующие условные обозначения, соответствующие обозначениям обобщенного графа [1]: 1 – компрессор низкого давления, 2 – охладитель воздуха, 3 – компрессор высокого давления, 4 – регенератор высокого давления, 5 – камера сгорания №1, 6 – турбина высокого давления, 7 – вал турбины высокого давления, 11 – турбина низкого давления, 12 – вал турбины низкого давления, 13 – электрогенератор, 14 – потребитель электричества, 16 – паровой котел-утилизатор №1, 19 – экономайзер подпиточной воды; 22 – контактный газоохладитель.

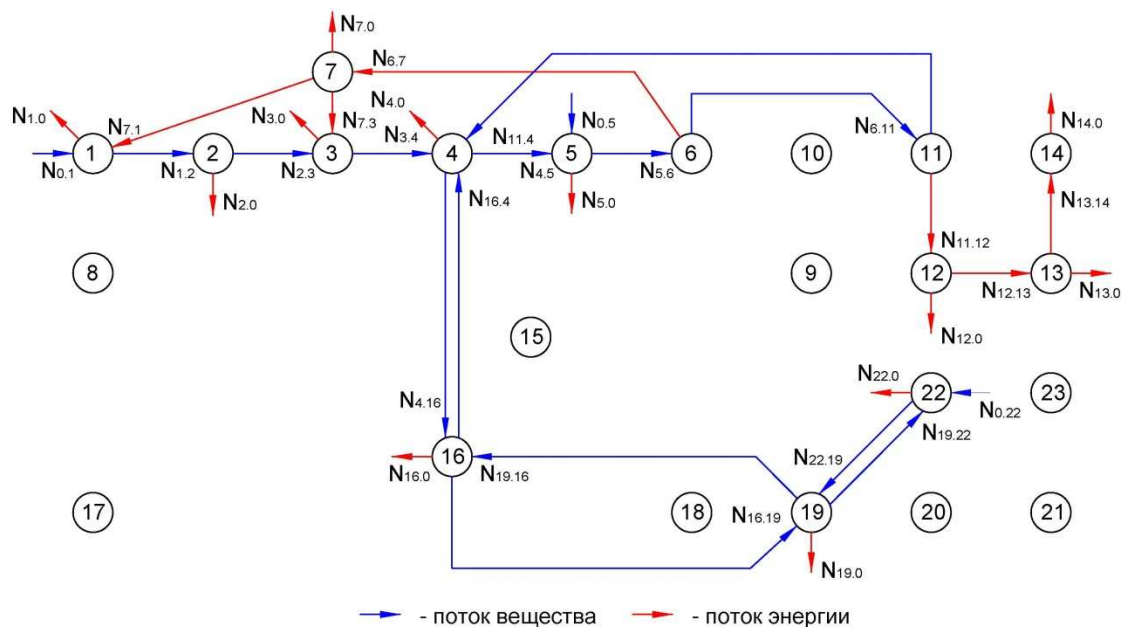


Рис. 3. Граф математической модели ПГУ с двухступенчатым сжатием воздуха в компрессорах и впрыском сухого насыщенного пара из котла-утилизатора перед регенератором.

Уравнения математической модели обобщенной тепловой схемы ГТУ представлены в виде балансов мощностей:

для окружающей среды

$$N_0 - N_0 \cdot (\eta_{0,1} + \eta_{0,5} + \eta_{0,22}) = 0; \quad (1)$$

для компрессора низкого давления

$$N_1 - N_1 \cdot (\eta_{1,0} + \eta_{1,2}) = 0; \quad (2)$$

для охладителя воздуха

$$N_2 - N_2 \cdot (\eta_{2.0} + \eta_{2.3}) = 0; \quad (3)$$

для компрессора высокого давления

$$N_3 - N_3 \cdot (\eta_{3.0} + \eta_{3.4}) = 0; \quad (4)$$

для регенератора высокого давления

$$N_4 - N_4 \cdot (\eta_{4.0} + \eta_{4.5} + \eta_{4.16}) = 0; \quad (5)$$

для камеры сгорания №1

$$N_5 - N_5 \cdot (\eta_{5.0} + \eta_{5.6}) = 0; \quad (6)$$

для турбины высокого давления

$$N_6 - N_6 \cdot (\eta_{6.7} + \eta_{6.11}) = 0; \quad (7)$$

для вала турбины высокого давления

$$N_7 - N_7 \cdot (\eta_{7.0} + \eta_{7.1} + \eta_{7.3}) = 0; \quad (8)$$

для турбины низкого давления

$$N_{11} - N_{11} \cdot (\eta_{11.4} + \eta_{11.12}) = 0; \quad (9)$$

для вала турбины низкого давления

$$N_{12} - N_{12} \cdot (\eta_{12.0} + \eta_{12.13}) = 0; \quad (10)$$

для электрогенератора

$$N_{13} - N_{13} \cdot (\eta_{13.0} + \eta_{13.14}) = 0; \quad (11)$$

для потребителя электричества

$$N_{14} - N_{14} \cdot \eta_{14.0} = 0; \quad (12)$$

для парового котла-утилизатора №1

$$N_{16} - N_{16} \cdot (\eta_{16.0} + \eta_{16.4} + \eta_{16.19}) = 0; \quad (13)$$

для экономайзера подпиточной воды

$$N_{19} - N_{19} \cdot (\eta_{19.0} + \eta_{19.16} + \eta_{19.22}) = 0; \quad (14)$$

для контактного газоохладителя

$$N_{22} - N_{22} \cdot (\eta_{22.0} + \eta_{22.19}) = 0; \quad (15)$$

В уравнениях (1–15) символами от N_0 до N_{22} обозначены потоки мощности элементов графа математической модели обобщенной схемы ТЭС – ПГУ, а символами от $\eta_{0.1}$ до $\eta_{22.19}$ – коэффициенты передачи потоков энергии соответствующих элементов графа. Последние являются весом дуг для матрицы смежности частной схемы, приведенной во взвешенной форме. Коэффициенты η определяются как отношение передаваемой мощности к мощности элемента графа, принимающего поток энергии.

В результате решения уравнений графа были получены следующие значения коэффициентов передачи потоков энергии:

$\eta_{0.1}=0,308;$

$\eta_{0.5}=0,674; \eta_{0.22}=0,017; \eta_{1.0}=0; \eta_{1.2}=1; \eta_{2.0}=0,273; \eta_{2.3}=0,727; \eta_{3.0}=0,003; \eta_{3.4}=0,997; \eta_{4.0}=0,001; \eta_{4.5}=0,473;$
 $\eta_{4.16}=0,526; \eta_{5.0}=0,005; \eta_{5.6}=0,995; \eta_{6.7}=0,187; \eta_{6.11}=0,813;$
 $\eta_{7.0}=0,02; \eta_{7.1}=0,481; \eta_{7.3}=0,499; \eta_{11.4}=0,692; \eta_{11.12}=0,328; \eta_{12.0}=0,02;$
 $\eta_{12.13}=0,98; \eta_{13.0}=0,052; \eta_{13.14}=0,948; \eta_{14.0}=1; \eta_{16.0}=0,002; \eta_{16.4}=0,202; \eta_{16.19}=0,796; \eta_{19.0}=0,001;$
 $\eta_{19.16}=0,039; \eta_{19.22}=0,96; \eta_{22.0}=0,986; \eta_{22.19}=0,014;$

и потоков мощности элементов графа:

$N_0=107157,065; N_1=45321,252; N_2=45321,252; N_3=45671,475; N_4=137409,37; N_5=137242,619; N_6=136522,652;$
 $N_7=25504,61; N_{11}=111018,042; N_{12}=36425,916; N_{13}=35711,683; N_{14}=33837,984;$
 $N_{16}=74715,498; N_{19}=60323,001; N_{22}=59777,094.$

Подставив полученные значения коэффициентов передачи потоков энергии в матрицу, определили новое значение эффективного КПД для парогазовой ТЭС в виде:

$$\text{КПД} = \frac{N_{14} \cdot 100}{N_0 \cdot \eta_{0.5}} = 46,828\%;$$

Найденный с помощью математической модели КПД отличается на 0,163% абсолютных от значения, полученного при вариантной оптимизации, что говорит о высокой точности метода.

Выводы:

1. Применение парогазовых ТЭС с двухступенчатым сжатием воздуха и впрыском сухого насыщенного пара из котлов–утилизаторов в регенеративный воздухоподогреватель позволяет производить электроэнергию при высоком значении КПД = 46,991%, что превышает эффективность классической схемы с впрыском перегретого пара на 3,297%.
2. Увеличение эффективного КПД ТЭС – ПГУ по сравнению с базовой стало возможным благодаря более полной внутрицикловой утилизации тепла и использованию воздухоподогревателя для перегрева пара.
3. Применение для оптимизации параметров рабочих тел ТЭС–ПГУ с математического моделирования с использованием теории графов высокоэффективно, на что указывает высокая сходимость значений критерия оптимизации – КПД.

Работа выполнена при финансовой поддержке ФГБУ "Фонд содействия развитию малых форм предприятий в научно-технической сфере" (Фонд содействия инновациям), договор №0011982.

Список литературы

1. Бирюков Б.В. Математическая модель обобщенной схемы ГТУ с использованием теории графов / Б.В. Бирюков, В.В. Шапошников // Промышленная энергетика. 2015. №2. С. 29-33.

2. Зысин В.А. Комбинированные парогазовые установки и циклы / В.А. Зысин. – Л.: Госэнергоиздат, 1962. – 186 с.
3. Ольховский Г.Г. Газотурбинные и парогазовые установки в России / Г.Г. Ольховский // Теплоэнергетика. – 1999. – №1. – С.2-9.
4. Повышение эффективности использования газа на компрессорных станциях / В.А. Динков [и др.]. – М.: Недра, 1981. – 296 с.
5. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2015613955 Российская Федерация Система автоматизированного расчета ГТУ и ПГУ смешения / В.В. Шапошников, Б.В. Бирюков, Н.Д. Савров (РФ). – № 2015610564; заявл. 04.02.15; опубл. 31.02.15.

Рецензенты:

Гапоненко А.М., д.т.н., профессор кафедры теплоэнергетики и теплотехники Института нефти, газа и энергетики ФГБОУ ВПО «Кубанский государственный технологический университет», г. Краснодар;

Бутузов А.В., д.т.н., директор ООО «Энерготехнологии», г. Краснодар.