
**ПАРОТУРБИННЫЕ, ГАЗОТУРБИННЫЕ,
ПАРОГАЗОВЫЕ УСТАНОВКИ
И ИХ ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ**

**НАДСТРОЙКА УГОЛЬНОЙ ТЭЦ С ПОПЕРЕЧНЫМИ СВЯЗЯМИ
ПАРОГАЗОВОЙ УСТАНОВКОЙ НА ПРИРОДНОМ ГАЗЕ**

© 2021 г. О. В. Боруш^а, П. А. Щинников^а, А. А. Францева^а, *, **

^аНовосибирский государственный технический университет, просп. К. Маркса, д. 20, г. Новосибирск, 630073 Россия

*e-mail: frantsevaalina@gmail.com

**e-mail: tes.nstu@gmail.com

Поступила в редакцию 10.01.2020 г.

После доработки 04.03.2020 г.

Принята к публикации 18.03.2020 г.

В структуре генерирующих мощностей России преобладают тепловые электрические станции с поперечными связями и расходом условного топлива не ниже 321 г/(кВт · ч). На практике же этот показатель во многих случаях превышает 500 г/(кВт · ч). Для повышения эффективности электростанций с поперечными связями рассмотрены двухтопливные парогазовые установки (ПГУ) параллельного типа с преимущественным сжиганием угля. Подобные ПГУ имеют высокие показатели эффективности и пригодны для модернизации действующих электростанций на докритические параметры пара с поперечными связями. При использовании для ПГУ отечественных газовых турбин или турбин с высокой локализацией их производства в России мощность может составлять 200–250 МВт. Во всех случаях требуется создание нового котла-утилизатора и паровой турбины, которая может работать на давлениях 12.8 и 8.8 МПа. В статье рассматриваются технологические особенности подобных двухтопливных теплофикационных ПГУ на базе газовой турбины 6ФА. Разработана тепловая схема ПГУ, показаны параметры в нерегулируемых отборах паровой турбины в разных режимах работы с учетом байпаса линий основного конденсата и питательной воды. Определены энергетические характеристики работы ПГУ в условиях изменения температуры окружающей среды. Кроме того, рассмотрен вариант модернизации действующей ТЭЦ г. Северск путем внедрения двухтопливной ПГУ на базе газовой турбины 6ФА мощностью 82 МВт и паровой турбины Т-96/122-8.8 при сохранении в эксплуатации паровых энергетических угольных котлов. Показано, что представленный вариант модернизации позволяет снизить затраты на топливо приблизительно на 240 млн руб. в год при одновременном увеличении отпуска электроэнергии на тепловом потреблении в 1.7 раза.

Ключевые слова: двухтопливная ПГУ, коэффициент бинарности, параллельная схема, удельный расход топлива, поперечные связи, эффективность

DOI: 10.1134/S0040363621010112

В структуре генерирующих мощностей России преобладают тепловые электрические станции (более 67%) [1]. Из более чем 700 тепловых станций около 300 представляют собой теплоэлектроцентрали, а их суммарная установленная мощность составляет около 90 ГВт [2]. В структуре генерирующих мощностей ТЭЦ России доля энергоблоков на сверхкритические параметры пара не превышает 7% (табл. 1). При этом станций, имеющих поперечные связи в структуре генерации, более половины, для них расходы условного топлива на выработку электроэнергии теоретически не могут быть менее 321 г/(кВт · ч) [3]. На практике этот показатель, как правило, заметно выше, а во многих случаях превышает 500 г/(кВт · ч). Следует отметить, что в среднем по России расход условного топлива на выработку электроэнергии составляет

около 315 г/(кВт · ч) [4]. Следовательно, повышение эффективности действующих ТЭЦ с поперечными связями является весьма актуальной задачей.

Один из путей решения этой задачи — модернизация по парогазовому циклу при сохранении в работе энергетических котлов и строительной части станции. Такой модернизации действующих электростанций в России пока не проводилось.

При использовании газа в качестве основного топлива, как правило, решение принимается в пользу строительства ПГУ сбросного типа. Однако реализуемые сегодня в энергетике механизмы финансирования требуют использования отечественного оборудования либо оборудования с высокой степенью локализации производства в России. В этом случае строительство ПГУ необходимой

Таблица 1. Структура генерирующих мощностей ТЭЦ и теоретически достижимые на них удельные расходы условного топлива

Начальные давление, МПа, и температура, °С, свежего пара	Доля в энергобалансе, %	Удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии, г у.т./($\text{кВт} \cdot \text{ч}$)	Удельный расход условного топлива на выработку тепла, кг/ГДж
3.5; 435	3	437	36.50
9.0; 500	28	401	34.80
13.0; 555	62	321	33.65
24.0; 540	7	269	32.00

мощности ограничено предлагаемыми отечественными газовыми и паровыми турбинами. Сохранение котельного острова действующей ТЭС расширяет диапазон применимости газовых турбин разной мощности и одновременно требует формирования технических предложений для инвесторов.

При подобной модернизации структура топливного хозяйства ТЭЦ не меняется, что позволяет осуществить на угольных электростанциях двухтопливность парогазовой установки. При этом газ используется в камере сгорания вновь устанавливаемой газовой турбины. Котел-утилизатор и паровая турбина являются вновь проектируемым оборудованием. Подобные технические решения можно реализовать при обеспечении параллельной схемы работы газовой и паровой частей установки [5–7].

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ТЕПЛОФИКАЦИОННОЙ ДВУХТОПЛИВНОЙ ПГУ

Тепловая схема установки включает в себя энергетический котел, работающий на угле и обеспечивающий генерацию пара высоких параметров, газотурбинную установку, работающую на газе, котел-утилизатор и паротурбинную установку с системами регенерации и отпуска тепла (рис. 1).

В КУ предусмотрена выработка пара в двух контурах давления: высокого и среднего. В контуре высокого давления генерируется пар высоких параметров, который совмещают с потоком пара из энергетического котла и направляют на вход паровой турбины. В контуре среднего давления вырабатывается пар средних параметров, который совмещают с потоком пара из части высокого давления паровой турбины и направляют в часть среднего давления. Таким образом, в ЧСД поступает поток пара, по расходу соизмеримый (и даже больший) с потоком пара, направляемым на вход турбины, несмотря на наличие нерегули-

руемого отбора в ПВД-6. Кроме того, в котле-утилизаторе обеспечивается подогрев части питательной воды и основного конденсата в теплообменниках высокого и низкого давления, для чего в системе регенерации предусмотрены соответствующие байпасные линии.

Работа котла-утилизатора не влияет на принцип отпуска тепла, для обеспечения которого предусмотрены два регулируемых теплофикационных отбора, совмещенных с нерегулируемыми отборами. Из теплофикационных отборов пар направляют в сетевую установку, состоящую из двух подогревателей (СП-1 и СП-2). При максимальной нагрузке сетевых подогревателей обеспечивают вентиляционный пропуск пара в конденсатор (на уровне 2% максимального пропуска пара в ЧНД), а отбор пара на ПНД-1 не задействуют.

Представленную на рис. 1 схему называют схемой с параллельной работой котла-утилизатора и энергетического котла. Она обеспечивает повышение эффективности использования обоих видов топлива:

газа — благодаря утилизации тепла сбросного потока;

угля — путем применения добавочного пара из утилизационных контуров и снижения доли отбираемого в нерегулируемые отборы пара.

В результате проведенных расчетов установлено, что тепловая схема ПГУ на основе газовой турбины 6FA мощностью 82 МВт (производитель ООО «Русские газовые турбины» [8]) с давлением свежего пара в паросиловом контуре установки 12.8 МПа и температурой 555°С позволит обеспечить мощность паровой турбины в конденсационном режиме примерно 146 МВт. В теплофикационном режиме электрическая мощность (при тепловой мощности 243 МВт) составит 117 МВт, максимальная суммарная электрическая мощность ПГУ — 228 МВт.

Параметры и расходы рабочего тела через проточную часть турбины обусловлены тепловой схемой ПГУ и параметрами пара дополнительных

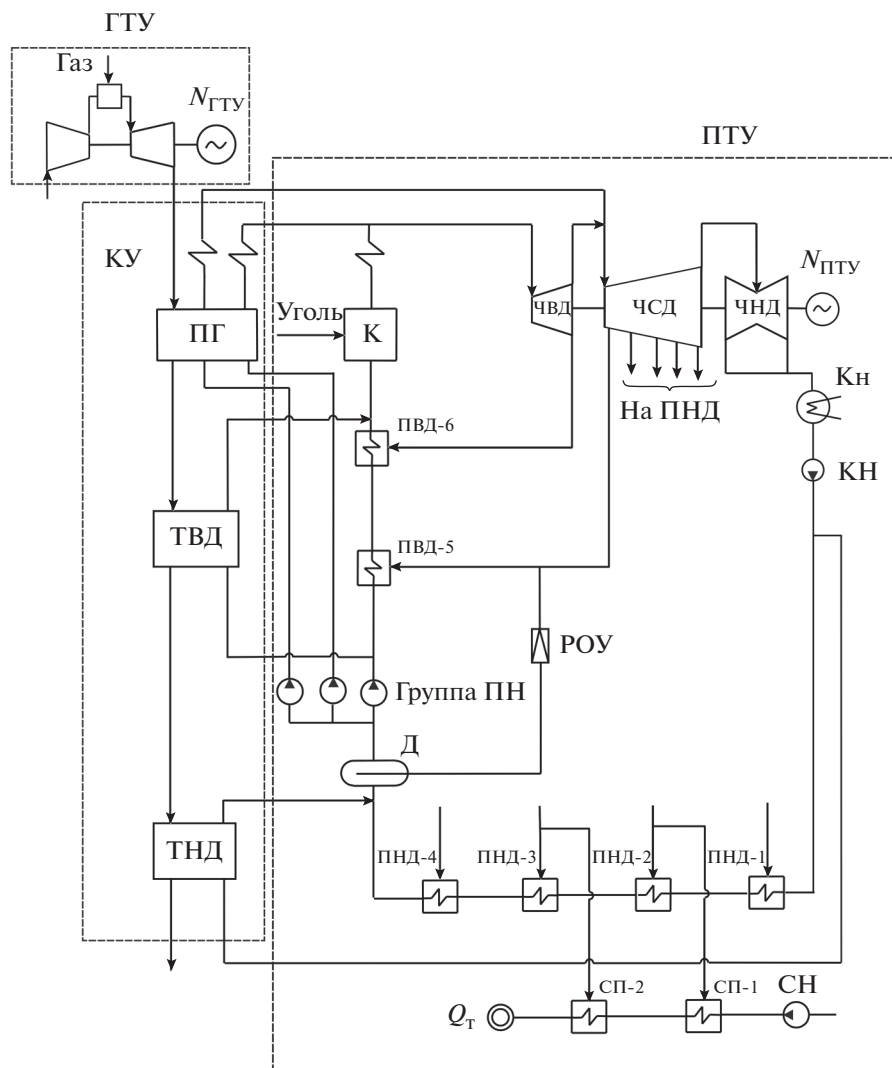


Рис. 1. Принципиальная схема двухтопливной теплофикационной ПГУ параллельного типа.

ГТУ – газотурбинная установка; К – энергетический паровой котел; КУ – котел-утилизатор; ПТУ – паротурбинная установка; ПГ – парогенератор котла-утилизатора; ТВД – теплообменник высокого давления котла-утилизатора; ТНД – теплообменник низкого давления котла-утилизатора; ЧВД, ЧСД, ЧНД – части высокого, среднего и низкого давления турбины; ПВД, ПНД – подогреватели высокого и низкого давления системы регенерации; Д – деаэратор; Кн – конденсатор; СП-1 и СП-2 – сетевые подогреватели; КН, ПН, СН – конденсатный, питательный и сетевой насосы; РОУ – редукционно-охладительная установка

контуров установки. Расчетная тепловая схема паротурбинной установки представлена на рис. 2. На этом рисунке приведены значения некоторых параметров в конденсационном режиме (при отпуске тепла $Q_T = 0$) работы ПГУ.

Возможна работа ПГУ на пониженном до 8.8 МПа давлении паросилового контура. При этом турбина сохраняет свою конфигурацию и систему регенерации. При снижении давления происходит увеличение удельного объема пара (приблизительно на 20%), что обуславливает уменьшение пропуска пара через проточную часть турбины, а

следовательно, снижение расчетного внутреннего относительного КПД турбины. Эти факторы ведут к понижению мощности турбоустановки со 146 до 122 МВт, что вызывает уменьшение расхода топлива, подводимого к паросиловому контуру.

Характеристики отборов паротурбинной установки с турбинами двух типов при работе на разных давлениях свежего пара представлены в табл. 2. При снижении давления свежего пара до 8.8 МПа происходит уменьшение пропуска пара на входе в турбину со 117 до 94 кг/с с одновременным снижением температуры питательной воды с 230 до

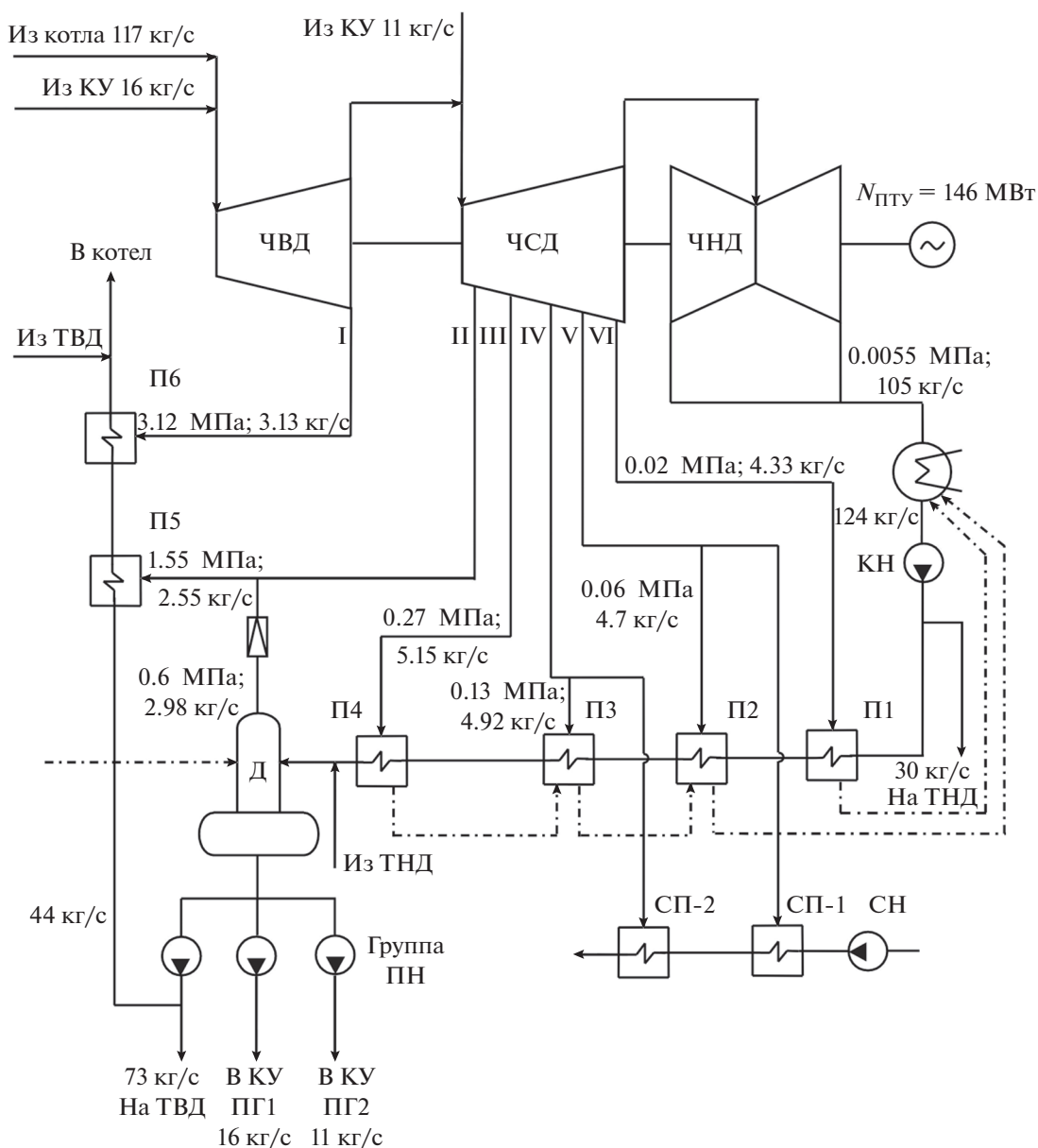


Рис. 2. Расчетная тепловая схема паротурбинной установки Т-117/146-12.8.

П1–П6 – подогреватели системы регенерации; ПГ1 и ПГ2 – парогенераторы высокого и среднего давления в КУ; значения давления, МПа, и расходов, кг/с, рабочего тела на соответствующем участке тепловой схемы относятся к конденсационному расчетному режиму ($Q_T = 0$).
Остальные обозначения см. рис. 1

208°C. Это приводит к движению практически всего потока питательной воды по байпасной линии ТВД КУ и вытеснению пара верхних нерегулируемых отборов (см. табл. 2). Характеристики паротурбинной установки с турбинами Т-117/146-12.8 и Т-96/122-8.8 при обеспечении внутреннего относительного КПД турбины $\eta_{oi} = 0.86$, КПД котла $\eta_k = 0.88$, КПД ГТУ $\eta_{ГТУ} = 0.36$ представлены в табл. 3.

Из этой таблицы можно видеть, что для рассматриваемой схемы переход на пониженное давление ведет к увеличению коэффициента бинарности ПГУ с 0.406 до 0.446 и обуславливает рост КПД ПГУ с 50 до 50.5% в конденсационном режиме работы.

Работа ПГУ на базе турбины Т-117/146-12.8 в условиях сезонного изменения температур характеризуется главным образом двумя факторами –

Таблица 2. Параметры в отборах паровых турбин Т-117/146-12.8 и Т-96/122-8.8

Номер отбора	Подогреватель (деаэратор)	Давление, МПа	Температура, °С	Количество отбираемого в режиме пара, кг/с	
				$Q_T = 0$ (конденсационный)	$Q_T = \max$
I	П6	3.12/2.20	370	3.13/≈0	3.16/≈0
II	П5	1.55/0.80	280	2.55/≈0	257/≈0
	Д			2.98/4.32	3.03/4.32
III	П4	0.27/0.20	133	5.15/4.71	7.06/4.72
IV	П3	0.13/0.13	106	4.92/3.58	6.32/3.60
V	П2	0.06/0.06	84	4.70/4.26	5.82/4.27
VI	П1	0.02/0.02	61	4.33/1.92	0

Примечание. В числителе – характеристики турбины Т-117/146-12.8, в знаменателе – Т-96/122-8.8.

изменением эффективности и мощности газовой турбины и подключением тепловой нагрузки (рис. 3). Из рисунка видно, что переход на теплофикационный режим работы, связанный с отпуском тепла 220–242 МВт, ведет к снижению мощности ПТУ приблизительно на 30% (со 146 до 112 МВт). Однако одновременное увеличение мощности газовой турбины с 74 до 85 МВт позволяет поддерживать баланс электрической мощности ПГУ в течение года на уровне 202–220 МВт. Изменение мощности не превышает 9%. Такой эффект в первую очередь связан с наличием в тепловой схеме теплофикационной двухтопливной ПГУ с параллельной схемой работы при сохранении в эксплуатации действующего котельно-

В данной работе рассматривается вариант модернизации этой ТЭЦ путем встраивания в ее тепловую схему теплофикационной двухтопливной ПГУ с параллельной схемой работы при сохранении в эксплуатации действующего котельно-

$N_{ГТУ}$; $N_{ПТУ}$;
 $N_{ПГУ}$; Q_T , МВт

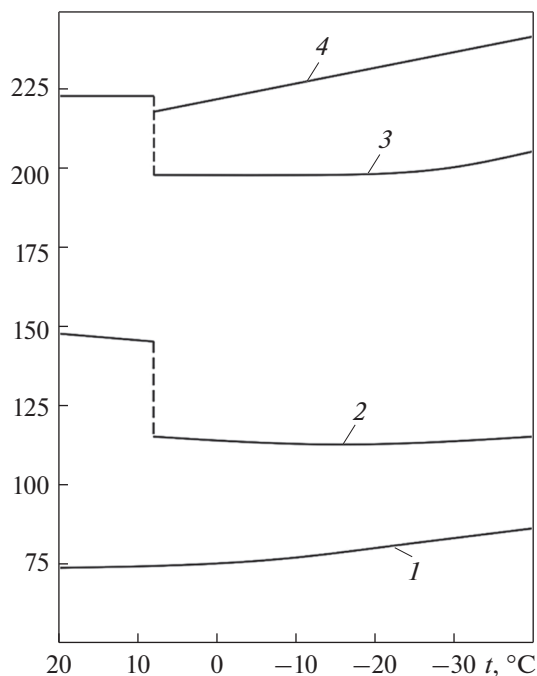


Рис. 3. Энергетические показатели ПГУ в зависимости от температуры окружающей среды для турбины Т-117/146-12.8. Мощность: 1 – ГТУ; 2 – ПТУ; 3 – ПГУ; 4 – тепловая мощность Q_T

ВАРИАНТ МОДЕРНИЗАЦИИ ТЭЦ г. СЕВЕРСК

На ТЭЦ г. Северск используется топливо двух видов: газ и каменный уголь Кузнецкого бассейна марки СС. Эта ТЭЦ характеризуется разнообразием тепловой нагрузки (отопление и два производственных потребителя), сложностью обеспечения технологических минимумов нагрузки (тепловых и электрических), отпуском тепла через РОУ, высокими удельными расходами топлива. В ее состав входят турбины различного типа: Т-25, ПТ-25, К-50, Р-12, Т-100, Т-115.

Таблица 3. Характеристики тепловой схемы ПГУ с турбинами Т-117/146-12.8 и Т-96/122-8.8

Характеристика	Режим	
	$Q_T = 0$	$Q_T = \max$
Мощность электрическая, МВт:		
ГТУ	82	82
ПТУ	146.5/122	117/96
ПГУ, полная	228.5/204	199/178
Мощность тепловая, МВт	0	243/204
Температура газов, °С:		
на входе в КУ	613	613
на выходе из КУ	110	110
Расход, кг/с:		
газов через КУ	213	213
свежего пара, генерируемого в энергетическом котле	117/94.4	117/94.4
пара высоких параметров из КУ	16	16
пара высоких параметров, полный	133/110.4	133/110.4
пара средних параметров из КУ	11	11
Температура пара, °С:		
высоких параметров	555	555
средних параметров	370	370
Пропуск пара в конденсатор, кг/с	105	2.3/2.1
КПД производства электроэнергии (брутто) ПГУ, %	50/50.5	—
Коэффициент использования тепла топлива, %	—	91/94
Удельный расход условного топлива, кг у.т/(кВт · ч), на производство электроэнергии ПГУ*	246/244	135/131
Удельный расход условного топлива, г у.т/(кВт · ч) (кг у.т/ГДж), на производство тепла ПГУ*	—	145 (40.3)
Расход условного топлива, кг у.т/с:		
ГТУ (газ)	7.782	7.782
ПТУ (уголь)	11.384/9.66	11.384/9.45
на производство тепла	—	13.14/11.04
Коэффициент бинарности ПГУ, отн. ед.	0.406/0.446	0.406/0.452

Примечание. В числителе — характеристики турбины Т-117/146-12.8, в знаменателе — Т-96/122-8.8.

* Определен физическим методом, при этом учтены потери тепла в котле, на транспорт тепла и в сетевой установке.

го острова, состоящего из двух котлов Е-210-13.8 (ст. № 20 и 21). Эти котлы работают на общий паропровод на пониженном давлении 8.8 МПа при температуре свежего пара примерно 555°С. Выбор основного оборудования обусловлен следую-

щим требованием: изготовление его на отечественных предприятиях либо высокая степень локализации производства в России. С учетом имеющихся в наличии энергетических котлов, помещений турбинного цеха, а также возможно-

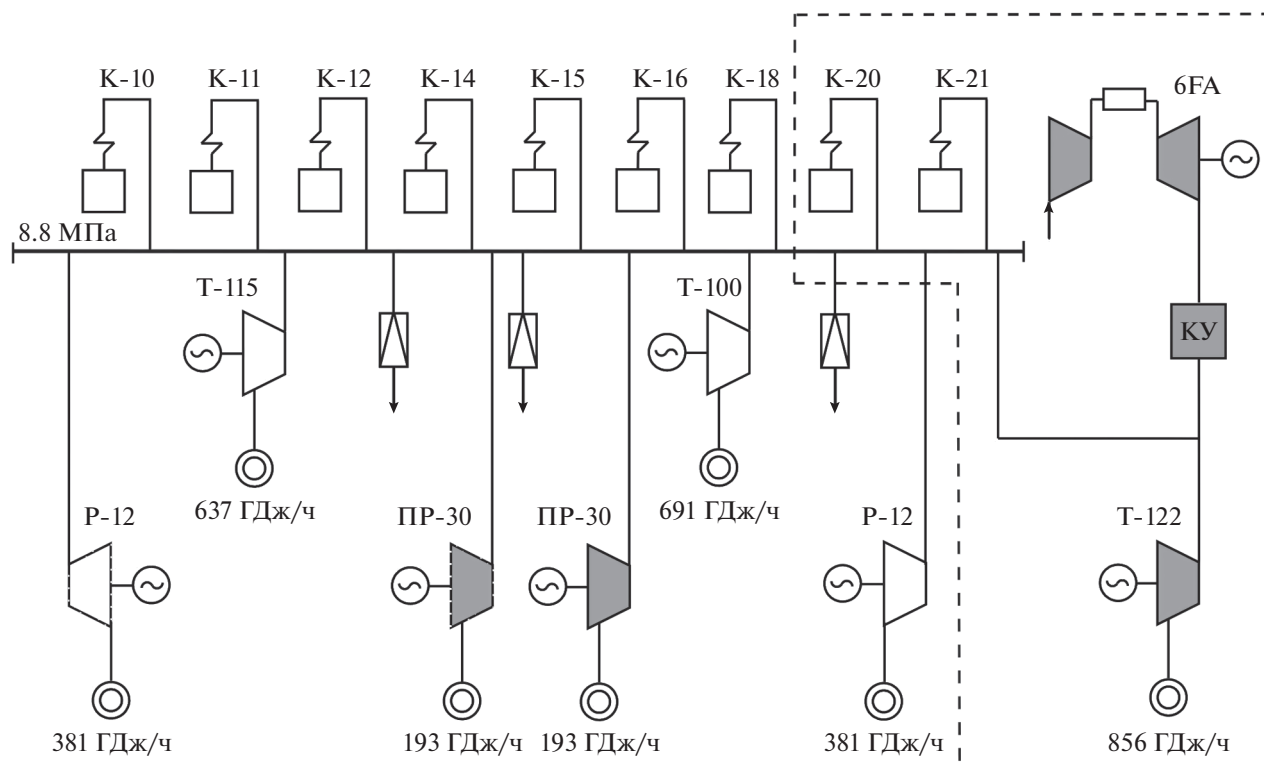


Рис. 4. Вариант реконструкции ТЭЦ г. Северск; приведены значения максимальных тепловых нагрузок

сти размещения в нем паровой турбины установленная мощность вновь вводимой ПГУ может составить 200–250 МВт.

Рассмотренная ранее ПГУ на базе газовой турбины 6FA и паровой теплофикационной турбины Т-96/122-8.8 является основным техническим решением в предлагаемом варианте модернизации. Кроме того, для прохождения технологических минимумов отпуска тепла производственному потребителю и сохранения теплофикационных мощностей предусмотрена установка двух паровых турбин PR-30/35-90 при сохранении в конфигурации ТЭЦ двух турбин Р-12 и турбин Т-100 и Т-115 (рис. 4).

Анализ принимаемых решений ведется при сопоставлении с итогами работы в 2018 г. Фактически это сопоставление показывает, насколько была бы предпочтительнее ТЭЦ в 2018 г. при обеспечении модернизации в указанном объеме. Выравнивание вариантов при сравнении проведено по отпуску тепла. При этом загрузка оборудования до максимальных значений выполнена следующим образом. В первую очередь нагружают лучшее теплофикационное оборудование — новую двухтопливную ПГУ, затем последовательно новые турбины PR, потом оставшееся оборудование ТЭЦ (Т-турбины). Нагрузка производственного

потребителя обеспечивается действующими турбинами типа Р. Тепло, вырабатываемое новыми турбинами, используется для генерации электрической энергии на тепловом потреблении, существенно большей (благодаря ПГУ), чем реально полученная в 2018 г. (табл. 4).

В расчетах принималось, что оставшееся старое оборудование ТЭЦ работает со среднестанционными (по итогам 2018 г.) показателями, что приводит к несколько “пессимистичной” оценке полученных результатов. Следует отметить, что эти показатели улучшатся вследствие вывода из эксплуатации наиболее неэффективного оборудования (турбин Т-25, ПТ-25 и Л-50), а средние показатели после модернизации в целом подрастут. Однако в расчетах не учитываются индивидуальные режимные особенности оборудования.

Из табл. 4 можно видеть, что в представленном варианте модернизации удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии снизился в 2.4 раза и составил 216 г/(кВт · ч). Суммарный расход газа возрос в 1.22 раза, а угля уменьшился в 1.36 раза, что при цене газа 4600 руб./тыс. м³ и угля 2286 руб/т привело к снижению затрат на топливо в 1.08 раза (с 2.74 до 2.5 млрд руб.) при одновременном увеличении выработки электроэнер-

Таблица 4. Основные технико-экономические показатели ТЭЦ г. Северск до и после модернизации

Показатель	До модернизации	После модернизации в 2018 г.*
Отпуск электроэнергии, тыс. кВт · ч	742902	1272245
Отпуск тепла с коллекторов, ГДж (Гкал)	9856518 (2352391)	9856518 (2352391)
В том числе с горячей водой, ГДж (Гкал)	8122571 (1938561)	8122571 (1938561)
Удельный расход условного топлива:		
на отпущенную электроэнергию, г/(кВт · ч)	513	216
на отпущенное тепло, кг/ГДж	43.95	41.66
Расход условного топлива, тыс. т у.т.:		
на отпущенную электроэнергию	381.3	277.2
на отпущенное тепло	433.1	410.6
Суммарный расход, тыс. т у.т.:	814.5	687.8
условного топлива		
газа в условном исчислении	201.5	244.4
угля в условном исчислении	602.6	443.4
Суммарный расход газа в натуральном исчислении, млн м ³	229.3	278.1
Суммарный расход угля в натуральном исчислении, тыс. т	738.6	543.5

* Начальные значения давления и температуры свежего пара после модернизации ТЭЦ 8.8 МПа и 555°С.

гии на тепловом потреблении в 1.7 раза (с 742902 до 1272245 тыс. кВт · ч).

ВЫВОДЫ

1. Выполненные расчеты тепловой схемы ПГУ на базе газовой турбины 6FA в двух вариантах исполнения (давление в паросиловом контуре 12.8 и 8.8 МПа) показали, что при коэффициенте бинарности равно 0.406–0.446, характеризующем преимущественность использования угля, КПД установок находится в пределах 0.500–0.505.

2. Наличие энергетического котла в тепловой схеме двухтопливной ПГУ позволяет круглогодично выравнивать баланс электрической мощности.

3. Расчет технико-экономических показателей варианта модернизации ТЭЦ г. Северск при сохранении энергетических котлов и применении двухтопливной ПГУ мощностью 204 МВт на базе турбины 6FA с теплофикационной турбиной Т-96/122-8.8 ($Q_T = 204$ МВт), который кроме установки ПГУ предусматривает установку двух турбин ПР-30/35, показал, что удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии снижается в 2.4 раза и составляет 216 г/(кВт · ч).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Основные** характеристики Российской электроэнергетики. <https://minenergo.gov.ru/node/532>
2. **Щинников П.А., Боруш О.В., Зыков С.В.** Экспериментальные исследования и оптимизация режимов работы ТЭЦ. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2019.
3. **Хлебакин Ю.М.** Пути повышения экономичности и конкурентоспособности паротурбинных ТЭЦ // Вестник СГТУ. 2004. № 3 (4). С. 115–120.
4. **Отчет** о функционировании электроэнергетики за 2016 год. Российское энергетическое агентство Минэнерго России, 2017.
5. **Газотурбинные** энергетические установки / С.В. Цанев, В.Д. Буров, А.С. Земцов, А.С. Осыка. М.: Издательский дом МЭИ, 2011.
6. **Буров В.Д., Конакотин Б.В., Цанев С.В.** Особенности применения парогазовой технологии на угольных электростанциях // Энергосбережение и водоподготовка. 1998. № 1. С. 37–43.
7. **ПГУ** с преимущественным использованием твердого топлива / П.А. Щинников, Г.В. Ноздренко, И.В. Бородихин, О.В. Боруш // Проблемы энергетики. 2007. № 3–4. С. 13–22.
8. **Передовая** технология для распределенной генерации. Газотурбинная установка 6F.03 (6FA). <https://www.rusgt.ru/products/6fa-gas-turbine/>

Topping with a Natural Gas-Fired Combined Cycle Unit of a Coal-Fired Cogeneration Power Plant with Cross Connections

O. V. Borush^a, P. A. Shchinnikov^a, and A. A. Frantseva^{a, *, **}

^a*Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk, 630073 Russia*

^{*}*e-mail: frantsevaalina@gmail.com*

^{**}*e-mail: tes.nstu@gmail.com*

Abstract—Thermal power plants (TPP) with cross connections and having a minimum reference fuel rate of 321 g/(kW · h) prevail in the structure of the generating capacities in Russia. In practice, this characteristic is often above 500 g/(kW · h). Application of parallel-type, dual-fuel combined-cycle units (CCUs) using coal as the main fuel, for improving the efficiency of power plants with cross connections is considered. Such CCUs have high efficiency and are suitable for modernization of operating subcritical power plants with cross connections. The power of CCUs with gas turbines manufactured in Russia or having a high degree of production localization in Russia can be as high as 200–250 MW. In all the cases, a new heat-recovery steam generator (HRSG) and a new steam turbine for a live-steam pressure of 12.8 and 8.8 MPa must be developed. The paper considers the process features of such dual-fuel cogeneration CCUs based on a 6FA gas turbine. A CCU thermal scheme is developed. Bled steam conditions under different operating conditions are determined considering the bypass of the main condensate and feedwater lines. GCU performance indices as a function of ambient air temperature are determined. In addition, an option was considered for modernizing the existing cogeneration power plant (TETs) in the town of Seversk by implementation of a dual-fuel CCU based on an 82 MW 6FA gas turbine and a T-96/122-8.8 steam turbine while maintaining the coal-fired power steam boilers in operation. It is demonstrated that the proposed modernization option makes it possible to reduce the fuel cost by approximately 240 million rubles per year while increasing the electricity delivery under cogeneration conditions by 1.7 times.

Keywords: dual-fuel CCU, binary coefficient, parallel system, fuel rate, cross connections, effectiveness