

УДК 629.782.519.711

ВНЕДРЕНИЕ ГАЗОТУРБИННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ С ВНУТРИЦИКЛОВОЙ ГАЗИФИКАЦИЕЙ УГЛЯ В ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ ТЭС

© 2011 Р.Ш. Загрудинов¹, Д.Г. Малыхин¹, П.К. Сеначин², С.Н. Шитова³

¹ ЗАО «Концерн «ЕвразЭнергоПром», г. Екатеринбург

² Алтайский государственный технический университет им. И.И. Ползунова,
г. Барнаул

³ ЗАО «Концерн «СУЗМК ЭНЕРГО»», г. Среднеуральск

Поступила в редакцию 17.03.2011

Разработана система газификации угля в плотном слое с воздушным дутьём для последующего сжигания полученного газа в промышленных газовых турбинах с интеграцией в существующую ТЭС. Предложенная модернизация генерируемых мощностей в интеграции с пылеугольными станциями и с ПГУ с внутрицикловой газификацией с воздушным дутьём (по сравнению с кислородной) имеет ряд технологических, экологических и экономических преимуществ.

Ключевые слова: *газификация угля, технологические схемы ТЭС, газотурбинные технологии*

Проблема морального и физического износа оборудования актуальна для всей энергетики России. Непрекращающийся рост цен на углеводородное топливо заставляет энергетиков задумываться о модернизации генерирующих мощностей. Увлечение «чистыми» технологиями всё больше связывается с природным газом, запасы которого ограничены. Монопольный поставщик газа не может быть заинтересован в высокой эффективности его использования. В этом свете более выгодны угольные технологии – его запасы велики, а рынок конкурентоспособен. В настоящее время пылеугольные электростанции используют технологии 80-90-х годов прошлого столетия, а последние модернизации сводятся к простому переводу котлов с угля на газ.

В настоящее время перед энергетиками открыты три основных пути развития генерирующих мощностей:

- замена существующего изношенного оборудования на аналогичное новое с возможным некоторым увеличением мощности на 10-20%;
- строительство новых высокоэффективных энергоблоков на сверхкритические и ультра-сверхкритические параметры пара;

Загрудинов Равиль Шайхутдинович, кандидат технических наук, директор департамента инновационных технологий. E-mail: ravzag@yandex.ru

Малыхин Дмитрий Геннадьевич, ведущий инженер. E-mail: DmitriMalihin@yandex.ru

Сеначин Павел Кондратьевич, доктор технических наук, профессор кафедры двигателей внутреннего сгорания. E-mail: senachinpk@mail.ru

Шитова Светлана Николаевна, начальник технического отдела. E-mail: mail@suzmk.ru

- строительство парогазовых установок (ПГУ) с внутрицикловой газификацией угля.

Первый путь можно назвать модернизацией лишь с большой натяжкой, хотя его достоинства основательны – относительно низкие капиталовложения, сохранение существующей общей структуры ТЭС. Второй и третий пути предлагают современные высокоэффективные технологии со свойственными для них высокими капитальными затратами.

В этой работе проведен анализ одного из первых возможных шагов к модернизации пылеугольных электростанций – ПГУ с внутрицикловой газификацией угля. Основными задачами модернизации являются: повышение эффективности использования твердого топлива, безболезненная интеграция новой установки в существующую схему ТЭС, снижение общего уровня выбросов, удержание капиталовложений на конкурентоспособном уровне. Рассмотрение этих задач невозможно без привязки к реалиям нашего времени. А реалии таковы, что все вопросы реализации этого типа установок в России не ушли дальше лабораторных образцов, поэтому в работе будет рассмотрена схема, объединяющая все последние достижения теории и практики.

Схема производства электроэнергии выглядит следующим образом. Уголь подвергается паровоздушной газификации в слоевых газогенераторах. Газ подвергается очистке и сжигается в газовой турбине с производством электроэнергии. Физическая теплота сырого генераторного газа и продуктов сгорания

утилизируется. ЗАО «Концерн «ЕвразЭнерго-Пром» имеет обширный опыт в создании слоевых газогенераторных установок. Применительно к условиям доклада возможно применение 2-х типов установок: слоевые газогенераторы с двойным отбором газа, работающие под давлением 0,5 МПа, и слоевые газогенераторы прямого процесса, работающие под

давлением 2,5-3,0 МПа. Оба типа газогенераторов имеют высокие энергетические показатели и способны газифицировать широкий спектр каменных и бурых углей. Характеристики предлагаемых газогенераторов позволяют перерабатывать различные виды углей, что обеспечивает топливную гибкость ТЭС (табл. 1).

Таблица 1. Характеристики газогенераторов

Показатели	Низконапорные газогенераторы	Высоконапорные газогенераторы
диаметр реактора, м	3,6	3,0
рабочее давление, МПа	0,105-0,5	2,5-3,0
газифицируемое топливо	бурые и каменные неспекающиеся угли (5-40 мм)	
газификационный агент	воздух	
производительность, нм ³ /ч	8000-13000	13000-25000
теплота сгорания газа, МДж/нм ³	5,0-6,7	5,4-7,1
температура сырого газа, К	870	770

Конструктивно газогенератор представляет собой вертикальный цилиндрический аппарат, работающий под давлением. Для подачи топлива и выгрузки золы используются шлюзовые устройства. Вращающаяся колосниковая решетка распределяет дутье по сечению реактора и отводит золошлаковый остаток в шлюзовое устройство. Спецификой процесса газификации является то, что его химический КПД составляет около 70%, т.е. около 1/3 теплоты сгорания угля распределено между золошлаковым остатком, системой охлаждения газогенератора и физической теплотой сырого газа.

Газовые турбины работают при высоком давлении топливного газа 1,9 МПа, а современные высокоэффективные – 3,5 МПа и выше. Поэтому вопрос компримирования газа перед его подачей в камеру сгорания встает довольно остро. Выбирая схему производства газа с низконапорными или высоконапорными газогенераторами следует определиться: иметь низкие капитальные затраты и высокие эксплуатационные, либо наоборот. В обоих случаях наличие компрессора обязательно, но если при производстве высоконапорного газа компрессор сжимает атмосферный воздух для процесса газификации, то при производстве низконапорного газа компрессор сжимает уже генераторный газ, в количестве в 1,5 раза превышающем количество воздуха для газификации. Учитывая постоянный рост цен на энергоносители уменьшение эксплуатационных затрат над капитальными является приоритетным.

Достоинством низконапорных газогенераторов является, прежде всего, конструктивная простота и возможность их изготовления на ремонтных предприятиях обслуживающих ТЭС и расположенных в близости от них. Таким образом, уменьшаются транспортные расходы, а в некоторых случаях и таможенные. Рассмотрим высоконапорную схему производства газа. Рядовой уголь со склада подается на сортировку. Целевая фракция 5-40 мм подается в бункера газогенераторов. Мелочь и крупные куски отправляются в систему пылеприготовления ТЭС. Оборудование сортировки и топливоподачи является типовым для современных углеобогажительных фабрик. Уголь через шлюзовое устройство подается в газогенератор. В качестве газификационного агента используется сжатый воздух. Для подачи воздуха используются центробежные многоступенчатые компрессоры ОАО «Невский завод» или мультипликаторные компрессоры ОАО «Казанькомпрессормаш». Движение топлива и окислителя – противоточное. Температура в окислительной зоне газогенератора – близкая к точке плавления золы. Регулирование температуры производится изменением расхода пара в дутье. Управление газогенератором (загрузка, выгрузка, регулирование) автоматизировано и выполняется с пульта оператора. В систему охлаждения реактора подается питательная вода и генерируется пар с давлением 2,5 МПа. Из верхней части газогенератора отводится сырой газ с температурой 400-500°С, промывается в предохладителе и последовательно охлаждается в паровых и водяных теплообменниках.

Возможно получение водяного пара с давлением 0,7 МПа и 0,3 МПа. Снизу отводится через систему шлюзования золошлаковый остаток. Газ после охлаждения подвергается промывке раствором моноэтаноламина. Всё оборудование за исключением газогенераторов является типовым и широко применяется в нефтехимической и других отраслях промышленности. Конструкция газогенератора разработана в конструкторском бюро «СУЗМК ЭНЕРГО» и основывается на опыте эксплуатации газогенераторной станции парокислородного дутья в г. Павлодаре.

Технологическая схема генерации электроэнергии базируется на газовой турбине с мощностью генератора 25-35 МВт. Три производителя турбин подобного класса мощности заявили о наличии наработок в сжигании низкокалорийных газов и возможности производства

газовых турбин – ОАО «Авиадвигатель» (г. Пермь), ФГУП ММП «Салют» (г. Москва), ЗАО «Уральский турбинный завод» (г. Екатеринбург). Из них для режимных расчетов данной работы был выбран энергетический газотурбинный агрегат ГТЭ-25У последнего производителя. Автоматизированный блочно-комплектный энергетический агрегат (рис. 1) в составе ГТУ ГТЭ-25У, турбогенератора и утилизационного теплообменника (котла-утилизатора) предназначен для комбинированной выработки электроэнергии и тепла. Агрегат может быть использован в составе ГТУ-ТЭЦ или в составе парогазовых установок (ПГУ) с котлом-утилизатором и паровой турбиной или с энергетическим котлом при сбросе в него выхлопных газов. Характеристики ГТЭ-25У приведены в табл. 2.

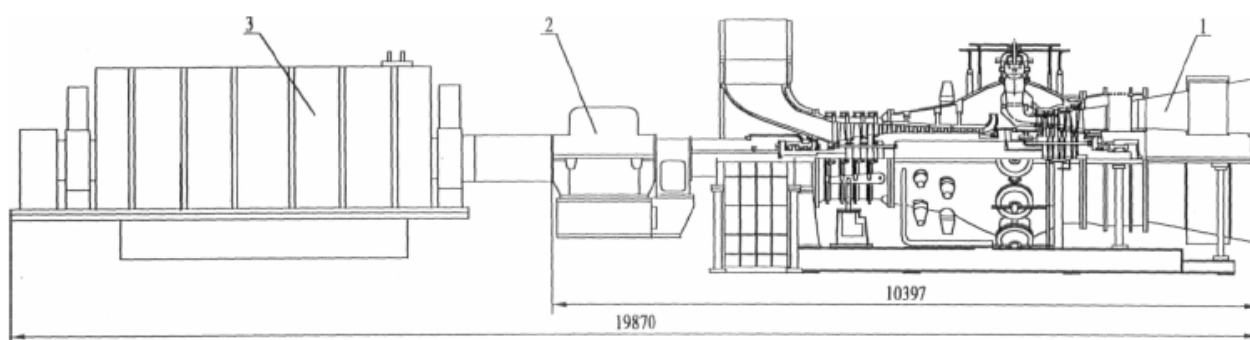


Рис. 1. Энергетический газотурбинный агрегат ГТЭ-25У:
1 – газотурбинная установка, 2 – редуктор, 3 – генератор

Таблица 2. Характеристики газотурбинной электростанции

Показатели	ГТЭ-25У
мощность электрогенератора, МВт	31,4 (36)
КПД электрический, %	31,8
частота вращения выходного вала редуктора, мин ⁻¹	3000
удельный расход условного топлива, кг/(кВт·ч)	0,401
располагаемая теплота в выхлопе, Гкал/ч	42,7
масса турбоблока, т	50,0

ГТУ экономична, проста по конструкции и надежна в эксплуатации, оснащена автоматизированной системой управления технологическими процессами (АСУ ТП), что обеспечивает ее нормальную работу без постоянного присутствия обслуживающего персонала в машинном зале. Класс использования ГТУ – базовый: время работы свыше 6000 часов в год, число пусков не более 100 в год. Требования, предъявляемые к качеству топлива для газовой турбины довольно жесткие, поэтому важную роль в схеме производства газа играет моноэтаноламиновая очистка. Для утилизации

теплоты дымовых газов предполагается использование двухконтурного котла-утилизатора П-103. Барабанный котел-утилизатор предназначен для выработки пара высокого и низкого давления за счет утилизации тепла дымовых газов после ГТУ. Характеристики котла-утилизатора для ПГУ мощностью 38 МВт приведены в табл. 3. Котел-утилизатор вертикального профиля, барабанного типа с принудительной циркуляцией в испарительных контурах высокого и низкого давлений. Контур высокого давления включает в себя экономайзерную, испарительную и

пароперегревательную поверхности. Контур низкого давления имеет испарительную и пароперегревательную поверхности. В барабан низкого давления встроена деаэрационная колонка.

Таблица 3. Характеристики котла-утилизатора

Показатели	П-103
паропроизводительность контура высокого давления, т/ч	39,6
паропроизводительность контура низкого давления, т/ч	8,0
температура пара высокого давления, К	487
температура пара низкого давления, К	212
температура газов на входе в КУ, К	523

Вопрос интеграции газификационной и газотурбинной установки в схему ТЭС многовариантен. Рассмотрим существующую схему одной из ТЭС Казахстана. Пылеугольные котлы производят водяной пар с параметрами 9,0 МПа и 808 К для турбогенераторов. Отработанный (мятый) пар с давлением 0,16 МПа поступает на утилизационные турбогенераторы К-17-1,6. В свою очередь, напорная газогенераторная станция кроме генераторного газа производит водяной пар двух давлений (2,5 МПа и 0,3-0,6 МПа) и горячую воду. Котел-утилизатор ГТУ генерирует водяной пар также

двух давлений 5,5 МПа (или 9,0 МПа) и 0,58 МПа. Как видно из предоставленных данных эти параметры нетипичны для энергетических потоков ТЭС. Прямая паровая интеграция ПГУ схему ТЭС достаточно проблематична и высокоэффективно может использоваться только пар высокого давления от котла-утилизатора. Как указывалось ранее, в данной работе рассмотрены две схемы интеграции: с котлом-утилизатором и производством пара высокого давления; и со сбросом выхлопных газов ГТУ в топку пылеугольного котла (рис. 2 и 3).

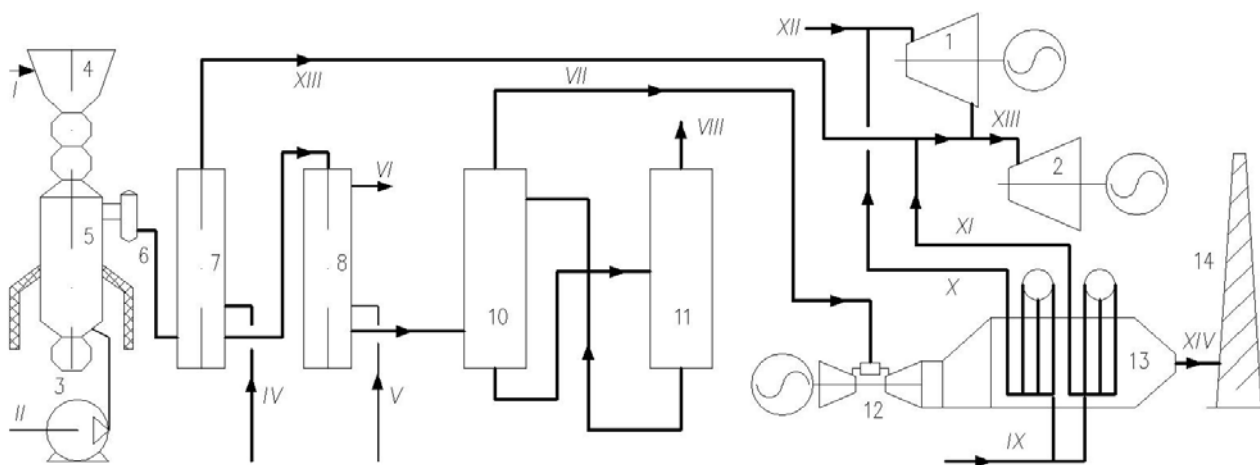


Рис. 2. Интеграция паровой системы ПГУ с внутрицикловой газификацией в схему ТЭС:

1 – турбогенератор высокого давления, 2 – турбогенератор мятого пара, 3 – компрессор, 4 – топливный бункер, 5 – газогенератор, 6 – предоохладитель, 7 – охладитель газа I-ой ступени, 8 – охладитель газа II-ой ступени, 9 – питательный насос, 10 – абсорбер газоочистки, 11 – десорбер, 12 – газовая турбина, 13 – котел-утилизатор, 14 – дымовая труба.

Потоки: I – уголь, II – воздух, III – сырой генераторный газ, IV – питательная вода, V – охлаждающая вода, VI – нагретая охлаждающая вода, VII – очищенный генераторный газ, VIII – отдувочный газ, IX – питательная вода,

X – пар высокого давления от КУ, XI – пар низкого давления, XII – пар высокого давления от котлов, XIII – «мятый» пар, XIV – дымовые газы

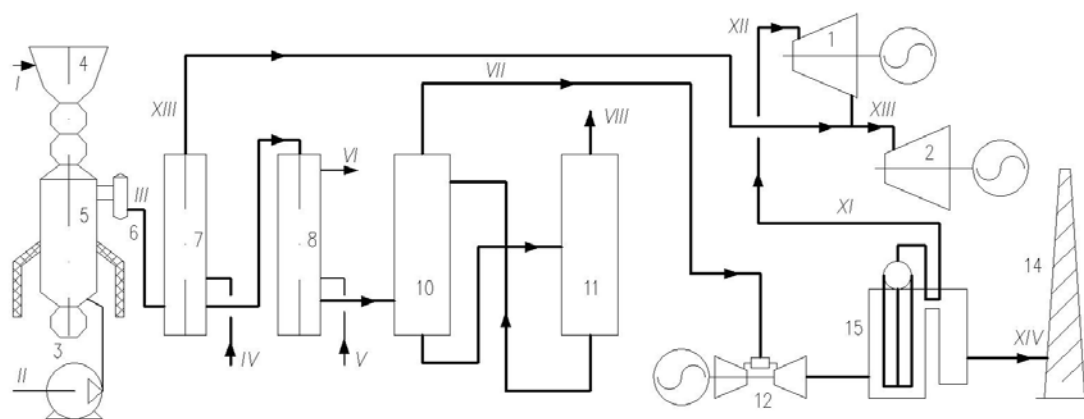


Рис. 3. Интеграция газовой турбины и газогенерации в схему ТЭС

с вдуванием дымовых газов в котёл:

1 – турбогенератор высокого давления, 2 – турбогенератор мягкого пара, 3 – компрессор, 4 – топливный бункер, 5 – газогенератор, 6 – предохладитель, 7 – охладитель газа I-ой ступени (парогенератор), 8 – охладитель газа II-ой ступени, 10 – абсорбер газоочистки, 11 – десорбер, 12 – газовая турбина, 14 – дымовая труба.
 Потоки: I – уголь, II – воздух, III – сырой генераторный газ, IV – питательная вода, V – охлаждающая вода, VI – нагретая охлаждающая вода, VII – очищенный генераторный газ, VIII – отдувочный газ, XI – пар высокого давления от котлов, XII – пар высокого давления из общестанционного коллектора, XIII – «мятый» пар, XIV – дымовые газы

Согласно схемы с котлом-утилизатором система охлаждения генераторного газа сохраняется. Сохраняется паровое охлаждение реактора газогенератора, так как этот пар используется для регулирования режима газогенерации. Нагретая питательная вода из системы охлаждения газа подается в котел-утилизатор, для производства пара высокого и низкого давления. Далее пар направляется в общестанционные коллекторы высокого и низкого давления соответственно. Характеристики ПГУ с внутрицикловой газификацией угля интегрированной в паровую схему ТЭС приведены в табл. 4.

Таким образом, из предоставленных расчетов можно сделать вывод, что затраты топлива на производство электроэнергии при сравнении схем ТЭС и ПГУ интегрированной в ТЭС сопоставимы. Схема ПГУ имеет незначительный перевес. В этих условиях выгода от использования ПГУ будет обеспечена за счет использования малоценных высоковолажных и зольных топлив с низкой ценой. Другим аргументом в пользу ПГУ с внутрицикловой газификацией является снижение капитальных затрат и как следствие амортизации.

Таблица 4. Характеристики парогазовой установки

Показатели	П-103
расход угля, т.у.т./ч	17,5
расход газификационного агента (воздух), нм ³ /ч	32000
расход генераторного газа на ГТЭ-25У, нм ³ /ч	50600
мощность на клеммах генератора, МВт	31,8
расход пара высокого давления от КУ, т/ч	49,3
расход пара низкого давления от КУ, т/ч	11,6
расход пара низкого давления из системы охлаждения генераторного газа, т/ч	37,6
дополнительная электрическая мощность за счет утилизации пара в схеме ТЭС, МВт	13,3
затраты электроэнергии на собственные нужды, МВт	6,6
суммарная отпущенная электрическая мощность, произведенная за счет ПГУ, МВт	38,5
удельный расход условного топлива на 1 кВт*ч отпущенной электроэнергии, кг/кВт*ч	0,456

Для дополнительного уменьшения капитальных затрат может быть рекомендована схема с вдуванием дымовых газов ГТУ в котёл (рис. 4). Эта схема может обеспечить экономию топлива по сравнению со схемой ПГУ (рис. 3) до 5,4% [1]. Однако вопрос реконструкции систем котла для сжигания угольной пыли в среде дымовых газов видится более сложным и требует дополнительного изучения. Широкое использование сбросной схемы газотурбинной надстройки на пылеугольных электростанциях Германии свидетельствует о возможности ее применения. Оценка стоимости строительства ПГУ с внутрицикловой газификацией угля интегрированной в ТЭС показывает, что установка выполненная по схеме представленной на рис. 3 отпуском мощностью 38,5 МВт будет стоить 820 млн. рублей. Этот уровень цен соответствует удельным затратам – 714 долл. США/кВт*ч установленной мощности и сопоставим с инвестициями в строительство традиционных пылеугольных схем.

Выводы: рассмотренные схемы производства электроэнергии на основе газотурбинных технологий с внутрицикловой газификацией

твердого топлива показывают, что в настоящее время промышленность России в области технологий и готова выполнить оборудование для подобных проектов. Их стоимость (714 долл. США/кВт*ч) сопоставима с традиционными технологиями, а резерв в повышении эффективности и экологичности производства существенен. Газотурбинные технологии – общемировой вектор развития энергетики. Кроме того, внедрение технологий газификации создает хорошую базу для развития смежных производств – производство энергетического газа, синтетических жидких топлив и других продуктов из угля (метанол, эфиры, моторные топлива, масла, удобрения и др.).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. *Березинец, П.А.* Перспективы применения газотурбинных и парогазовых установок в тепловой энергетике // *П.А. Березинец, Г.Г. Ольховский.* - М.: ОАО «ВТИ», 2007. 48 с.
2. *Петренин, Ю.К.* История парогазового цикла в России. Перспективы развития. - Электронный ресурс: www.utz.ru

INTRODUCTION OF GAS-TURBINE TECHNOLOGIES WITH INTRACYCLIC COAL GASIFICATION IN HEAT POWER STATIONS TECHNOLOGICAL SCHEMES

© 2011 R.Sh. Zagrutdinov¹, D.G. Malyhin¹, P.K. Senachin², S.N. Shitova³

¹ JSC "Concerns" EvrazEnergProm", Ekaterinburg

² Altay State Technical University named after I.I. Polzunov, Barnaul

³ JSC "Concerns" SUZMK ENERGO", Sredneuralsk

In a dense bed with air blasting the system of coal gasification is developed for the subsequent burning of the received gas in industrial gas turbines with integration in existing Heat Power Stations. The offered modernization of generated capacities in integration with dust-coal stations and with PGU with intracyclic gasification with air blasting (after comparison with oxygen) has a number of technological, ecological and economic advantages.

Key words: *coal gasification, heat power stations technological schemes, gas-turbine technologies*

*Ravil Zagrutdinov, Candidate of Technical Sciences, Director of the Innovation Technologies Department. E-mail: ravzag@yandex.ru
Dmitriy Malyhin, Leading Engineer. E-mail: DmitriMalihin@yandex.ru
Pavel Senachin, Doctor of Technical Sciences, Professor at the Internal Combustion Engines Department. E-mail: senachinpk@mail.ru
Svetlana Shitova, Chief of the Technical Department. E-mail: mail@suzmk.ru*