

Контракт №: 2010/232-231

Управление качеством воздуха в странах восточного региона ЕИСП

**“Разработка уровней
выбросов,
соответствующих НДТ, и
предельно-допустимых
выбросов в выбранных
секторах и установках”**

*Приложение III. Справочный
документ по наилучшим доступным
технологиям для крупных
топливосжигающих установок*

Дата: 11 сентября 2013г.



This project is funded
by the European Union



And implemented
by a consortium led by MWH

“Разработка уровней выбросов, соответствующих НДТ, и предельно-допустимых выбросов в выбранных секторах и установках”

Краткие сведения

НАЗВАНИЕ ПРОЕКТА: Управление качеством воздуха в странах восточного региона ЕИСП.

Национальный пилотный проект: “Разработка уровней выбросов, соответствующих НДТ, и предельно-допустимых выбросов в выбранных секторах и производствах”

“Справочный документ по наилучшим доступным технологиям для крупных топливосжигающих установок”

КОНТРАКТ : 2010/232-231

СТРАНА: Армения

ИСПОЛНИТЕЛЬ

НАЗВАНИЕ: ООО “Консекоард”

АДРЕС: Армения, Ереван, ул. Грибоедова 1а/12

ТЕЛЕФОН: + 374 91 586635

КОНТАКНОЕ ЛИЦО: Тевосян Врам

ДАТА ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТА: 11 сентября 2013г.

АВТОР ОТЧЕТА: Тевосян Врам

ВЕДУЩИЙ ЭКСПЕРТ: Айга Кала

КРАТКОЕ РЕЗЮМЕ

Справочный документ по наилучшим доступным технологиям (НДТ) для крупных топливосжигающих установок Армении составлен на базе “Справочника по комплексному предотвращению и контролю загрязнений, наилучшие доступные технологии для крупных топливосжигающих установок” Европейской комиссии (Центр совместных исследований Европейской комиссии: Институт по исследованию перспективных технологий, 2006).

Справочный документ разработан в составе пилотного проекта “Разработка уровней выбросов, соответствующих НДТ, и предельно-допустимых выбросов в выбранных секторах и установках”, осуществляемого в рамках проекта ЕС “Управление качеством воздуха в странах восточного региона ЕИСП” (Air Quality Governance in the ENPI East Countries - AIR-Q-GOV)

Документ является сокращенным и адаптированным вариантом по существующим в Армении производствам энергии. Документ содержит информацию по способам производства энергии при сжигании газообразного топлива, принципиальных выводов по НДТ и соответствующим уровням выбросов.

ОБЪЕКТЫ НАСТОЯЩЕГО ДОКУМЕНТА

Настоящий документ охватывает область производства энергии промышленной деятельности, приведенной в разделе 1.1 Приложения 1 N 2010/75/ЕС(IED), а именно: «1. Энергетические отрасли промышленности: 1.1. Сжигание топлива в установках с номинальной тепловой мощностью 50 MW или более».

Настоящий документ содержит главы по производству энергии. В дополнение к процессу производства энергии при сжигании газообразного топлива настоящий документ охватывает также процесс производственного мониторинга. Процессы производства энергии от других видов топлива не рассматриваются, так как они в настоящее время для Армении не актуальны.

Документ не содержит всех подробностей полного справочного документа. Следовательно, он не может рассматриваться как его полноценная замена при принятии решений по применению НДТ.

СОДЕРЖАНИЕ

1. ВВЕДЕНИЕ.....	6
1.1 Технологии, рассматриваемые при определении НДТ.....	7
1.2 Наилучшие доступные технологии	7
1.3. Основные вопросы, связанные с воздействием на окружающую среду.....	7
2. ОСНОВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРОИЗВОДСТВА ЭНЕРГИИ.....	7
2.1 Обычные паровые технологические процессы	8
2.1.1 Общие положения	8
2.1.2 Конденсационные электростанции.....	8
2.1.3 Когенерация тепловой и электрической энергии (ТЭЦ)	8
2.1.4 Газовая турбина.....	9
2.2 Комбинированный цикл	10
2.2.1 Общие положения	10
2.2.2 Комбинированные парогазовые установки с дополнительным сжиганием топлива и модернизация существующих электростанций	10
2.2.3 Типовые элементы парового цикла	11
3. КОТЕЛ.....	11
4. ПАРОВАЯ ТУРБИНА	13
5. КОНДЕНСАЦИЯ И ОХЛАЖДЕНИЕ	13
6. ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ (КПД)	13
6.1 КПД цикла Карно	13
6.2 Тепловой КПД.....	14
6.3 КПД энергоустановки.....	14
6.4 КПД установки с отбором пара	14
6.5 Понятия эксэргии и эксергетического КПД	15
6.6 Влияние на энергоэффективность климатических условий	15
7. МЕТОДЫ СЖИГАНИЯ ГАЗООБРАЗНОГО ТОПЛИВА	16
7.1 Извлечение из хранилищ, хранение и подача газообразного топлива.....	16
7.2 Газовые турбины	16
7.3 Газовые котлы и нагреватели.....	17
7.4 Комбинированный цикл сжигания	18
8. КОГЕНЕРАЦИЯ (ТЭЦ).....	21

“Разработка уровней выбросов, соответствующих НДТ, и предельно-допустимых выбросов в выбранных секторах и установках”

9. УПРАВЛЕНИЕ ВЫБРОСАМИ	22
9.1 Газовые турбины и комбинированные циклы.....	22
9.1.1 Снижение выбросов пыли.....	22
9.1.2 Снижение выбросов SO_2	23
9.1.3 Снижение выбросов NO_x	23
9.2. Выбросы NO_x от газовых котлов	25
10. ТЕКУЩЕЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ И УРОВНИ ВЫБРОСОВ	25
10.1 Выбросы в атмосферу	25
10.2 Решения, рассматриваемые при выборе НДТ для сжигания газообразного топлива.....	26
10.2.1 Методы обращения и транспортировки газообразного топлива и жидких добавок	26
10.2.2 Методы повышения КПД газовых котлов и турбин	26
10.2.3 Методы предотвращения и контроля выбросов NO_x и CO	27
11. НАИЛУЧШИЕ ДОСТУПНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ (НДТ) ДЛЯ СЖИГАНИЯ ГАЗООБРАЗНЫХ ТОПЛИВ	27
11.1 Тепловой КПД газовых установок	28
11.2 Выбросы NO_x и CO от газовых установок	29
12. НОВЫЕ МЕТОДЫ СЖИГАНИЯ ГАЗООБРАЗНОГО ТОПЛИВА.....	31
12.1 Каталитическое сжигание	31
12.2 Паровое охлаждение	32
12.3 Газовая турбина с промежуточным охлаждением	32
12.4 Цикл НАТ.....	33
12.5 Метод ТОРНАТ	33
12.6 Цикл СНАТ	33
13. МОНИТОРИНГ	33
13.1. Определения	33
13.2 Справочные условия и параметры.....	34
13.3 Точки измерений	35
13.4 Мониторинг выбросов	35
13.4.1 Постоянный мониторинг	36
13.4.2 Периодические измерения.....	36
13.5 Оценка выбросов на основе измерений рабочих параметров.....	36
13.6 Коэффициент эмиссии выбросов (удельные выбросы).....	37
13.7 Отчет по выбросам.....	38

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

КТСУ - крупные топливосжигающие установки

НДТ – наилучшие доступные технологии

ЕС – Европейский Союз

КПД – коэффициент полезного действия

ТЭЦ – тепловая электростанция

ЦВД – цилиндры высокого давления

ЦНД - цилиндры низкого давления

ЦСД - цилиндры среднего давления

ГТ – газовая турбина

ПГУ – парогазовая установка

КУ – котел-утилизатор

СКВ - селективное каталитическое восстановление

СПВ – сухое подавление воздуха

ПКВ – постоянный контроль выбросов

НТС – низшая теплотворная способность

1. ВВЕДЕНИЕ

1.1 Технологии, рассматриваемые при определении НДТ

Важнейшими критериями выполнения Директивы N 2010/75/ЕС (IED) в производстве энергии является снижение выбросов вредных веществ, эффективность применения энергии и сырьевых материалов, минимизация, сбор и повторное использование производственных потерь/отходов, а также эффективные системы охраны окружающей среды и использования энергии. Вышеприведенные критерии относятся к различным технологиям, интегрированным в процесс производства энергии при сжигании газообразного топлива. Технологии, включенные в настоящий документ, позволяют потенциально достигнуть или содействовать высокому уровню защиты окружающей среды.

1.2 Наилучшие доступные технологии

Разделы НДТ устанавливают те технологии, которые являются наилучшими доступными технологиями по производству энергии при сжигании газообразного топлива, принимая во внимание определение наилучших доступных технологий Директивы 2010/75/EU. Разделы НДТ также предлагают уровни выбросов, связанные с использованием НДТ. НДТ не предлагают ограничительные показатели по выбросам.

Методы и технологии, перечисленные в настоящем документе, не исчерпывают весь список существующих технологий и направлений развития. Другие методы также могут быть использованы, если они обеспечивают по меньшей мере эквивалентный уровень защиты окружающей среды.

1.3. Основные вопросы, связанные с воздействием на окружающую среду

В зависимости от используемого топлива при производстве энергии в воздух выбрасываются разные вещества и соединения, такие как NO_x, SO₂, взвешенные вещества (пыль, тяжелые металлы и др.). Ключевым загрязнителем, попадающим в атмосферу, при сжигании газообразного топлива являются оксиды азота.

2. ОСНОВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРОИЗВОДСТВА ЭНЕРГИИ

В топке котла (где не совершается механическая работа) количество тепловой энергии, полученной в результате реакции горения, определяется только составом исходных веществ и конечных продуктов реакции, независимо от того, какие промежуточные продукты возникают в процессе горения.

В качестве простого примера рассмотрим реакцию одного килограмма углерода с кислородом для получения тепловой энергии. Реакция может происходить в одну стадию, когда углерод сразу же окисляется до диоксида углерода. Но при определенных условиях тот же процесс может происходить в две стадии: сначала образуется СО (с образованием значительно меньшего количества энергии), а затем СО доокисляется до СО₂. Однако при двухстадийной реакции выделяются те же 32800 кДж/кг, что и при образовании СО₂ в одну стадию.

Тот факт, что углерод может реагировать с кислородом разными способами, чрезвычайно важен для конструкции котельного оборудования. **Любые технологии сжигания должны обеспечивать полное перемешивание топлива с кислородом для полного сгорания с образованием СО₂, а не СО. В противном случае тепловыделение резко**

“Разработка уровней выбросов, соответствующих НДТ, и предельно-допустимых выбросов в выбранных секторах и установках”

снизится, поскольку при образовании СО выделяется лишь 28 % той энергии, которая выделяется при образовании СО₂.

2.1 Обычные паровые технологические процессы

2.1.1 Общие положения

Большинство электростанций работают с использованием пара, т.е. используют энергию топлива для производства пара при высоких температурах и давлениях, равно необходимых для обеспечения высокого КПД. Тепловая энергия передается от используемого топлива для испарения воды в котле и для перегрева пара. В паровой турбине пар расширяется с падением давления. Степень перепада давления зависит от средней температуры охлаждающего агента. Более низкое давление определяет более высокий электрический КПД. Для конденсации пара необходимо охлаждение.

В конденсационных энергоустановках, электростанциях с когенерацией и комбинированных теплоэлектростанциях технологии охлаждения используются для удаления энергии конденсации из пара.

2.1.2 Конденсационные электростанции

Так называемые конденсационные электростанции используют источники охлаждения при температурах окружающей среды для конденсации пара при минимальной доступной температуре и в условиях вакуума.

Максимальный КПД такой установки обеспечивается при прямоточном охлаждении речной водой, немного менее эффективно охлаждение морской водой. Системы охлаждения с использованием промежуточного цикла или посредством сухих градирен является, как правило, менее эффективной технологией. Поскольку электрический КПД изменяется в зависимости от температуры среды, КПД рассчитывается для стандартных условий.

2.1.3 Когенерация тепловой и электрической энергии (ТЭЦ)

Для рентабельного производства тепла необходимы более высокие температуры, чем температура сбросного тепла конденсационных электростанций. Первой возможностью получения тепла с нужными параметрами является отбор пара высокого давления из паровых турбин. Этот пар составляет потери для производства электроэнергии в паровой турбине низкого давления, но его температура достаточно высока для питания местной системы отопления. Следующей возможностью для совместного производства тепловой и электрической энергии является отбор пара из паровой турбины низкого давления с меньшими потерями для производства электроэнергии. Конденсация в системе с противодавлением (выше одной атмосферы) возвращает воду из системы конденсации пара при температуре более 100°C. Типовые районные системы отопления требуют температур в диапазоне от 80 до 120°C. В любом случае, отбор тепла из пароводяного цикла снижает электрический КПД установки. Насколько растет количество рекуперированного тепла, настолько потери электроэнергии могут использоваться в качестве полезного тепла. Обычное отношение количества отборного тепла на отопление к потерям производства электроэнергии равно семи. При более низкой температуре отборного пара этот коэффициент растет. Но технологические и санитарные критерии ограничивают нижний предел температур для районных систем отопления. Обычный коэффициент использования тепла топлива для совместного производства электроэнергии и тепла составляет от 75 до 90 %.

“Разработка уровней выбросов, соответствующих НДТ, и предельно-допустимых выбросов в выбранных секторах и установках”

Комбинированная генерация тепловой и электрической энергии и/или когенерация - это два сходных процесса в муниципальном районном отоплении и промышленности. Промышленное применение тепла может требовать тепло при температурах в диапазоне между высокими и низкими (около температуры окружающей среды) температурами. В зависимости от температур, доступных в паровом процессе, температура тепла, используемого в промышленности, может быть выше температуры парового процесса и даже выше выходной температуры газовой турбины. В этом случае, сбросное тепло промышленных потребителей может использоваться для теплоснабжения, путем его регенерации.

Паровые процессы, использующие дымовые газы от газовой турбины, двигателя внутреннего сгорания или отработанное тепло конденсации пара от паровой турбины с противодавлением выше атмосферного, могут использоваться для регенерации тепла в низкотемпературных процессах. Такие же условия, как для отопления, применяются для утилизации тепла конденсации пара. В основном, промышленные применения не ограничены зимними периодами в отличие от систем отопления. Таким образом, при прочих равных условиях промышленные применения более рентабельны.

Если возможность для промышленного использования низкотемпературного тепла отсутствует, то возможна только регенерация тепла для производства электроэнергии на конденсационных электростанциях. В данном случае использование энергии топлива ограничивается так же, как для прямого генерирования электроэнергии с регенерацией тепла. Для данного метода производства электроэнергии никакого дополнительного топлива не требуется, поскольку потребность первичного процесса требует потребления всего топлива. Только при повышенной температуре пара при дополнительном сжигании топлива выработка электроэнергии может быть оптимизирована для повышения КПД. Это показывает, что коэффициент использования тепла топлива сам по себе не является достаточной мерой энергоэффективности, поскольку он не является мерой качества процесса.

Единственной надежной мерой может быть эксергия, применяемая в промышленности в качестве первичной меры качества для всех видов энергии.

2.1.4 Газовая турбина

Газотурбинные системы работают сходным образом с паротурбинными системами, за исключением того, что для вращения турбины вместо пара используются рабочие газы, образованные продуктами сгорания. Кроме электрического генератора, турбина также приводит в движение компрессор для сжатия воздуха, который затем смешивается либо с газообразным, либо с жидким топливом в камере сгорания. Чем выше компрессия, тем выше температура и КПД, которые можно достичь в газовой турбине. Дымовые газы после турбины выбрасываются в атмосферу. В отличие от паротурбинных систем, газотурбинные системы не имеют котлов или систем подачи пара, конденсаторов и систем утилизации отходящего тепла.

В результате этого для газотурбинных систем капитальные затраты гораздо ниже по сравнению с паровыми системами. В электроэнергетике газовые турбины обычно используются для покрытия пиковых нагрузок, когда требуется быстрый пуск и короткий период работы.

Газовые турбины работают при более высоком давлении, чем котлы. В газовых турбинах напрямую можно использовать только чистое топливо, в основном природный газ, часто совместно с дизельным топливом в качестве резервного топлива. Газовые турбины также используются для потребностей аварийного или пикового энергоснабжения в крупных сетях.

2.2 Комбинированный цикл

2.2.1 Общие положения

Использование газовых турбин в настоящее время распространено достаточно широко, температура отходящих газов турбин составляет порядка 500°C или более. Данная температура дает возможность использовать дополнительный паровой цикл. Такие системы оптимизируют газовые и паровые процессы для увеличения электрического КПД. Принципы комбинированного цикла также могут применяться к двигателям внутреннего сгорания.

Сегодня системы с комбинированным циклом также используются в когенерации или в ТЭЦ с дополнительной регенерацией тепла с противодавлением. Поскольку электрический КПД зависит от температуры среды, данные рассчитываются для стандартных условий.

2.2.2 Комбинированные парогазовые установки с дополнительным сжиганием топлива и модернизация существующих электростанций

ПГУ работают с максимальным электрическим КПД при полной нагрузке. При дополнительном сжигании в котле-утилизаторе от 10 до 20 % топлива общий КПД установки начинает снижаться, но остается выше, чем при использовании отдельного котла. Исходя из этого, дополнительное сжигание топлива в таких установках часто используется для покрытия незначительных пиковых нагрузок.

Техническое перевооружение существующих угольных/нефтяных/газовых паротурбинных электростанций с надстройкой дополнительной газовой турбины оспаривается сегодня редко. Основное преимущество таких мероприятий заключается в том, что для газовой турбины нужно немного места, в высокой гибкости и динамичности характеристик таких систем.

Модернизация существующих электростанций с использованием газовых турбин или поршневых двигателей увеличивает электрический КПД установки. Целью является производство электроэнергии, а также использование тепла отходящих газов, производимых при сжигании природного газа в турбине, и, таким образом увеличение количества полезной энергии, получаемой из топлива. Перевооружение существующих тепловых электростанций может также осуществляться путем установки поршневых двигателей и использование тепла их отходящих газов. Кроме того, это дает увеличение выхода электроэнергии от установки. Перевооружение использует все преимущества существующего основного оборудования и компонентов, а также существующего вспомогательного оборудования и инфраструктуры. Электростанции используют предварительно нагретый отходящими газами воздух для увеличения КПД. В комбинированных станциях для этой цели используется сбросное тепло газовой турбины, предварительный нагрев воздуха для компрессора ограничен адиабатическим теплом сжатия.

Перевооружение может использоваться для повышения КПД существующих энергоустановок (например, от 40 до 45 %). Это может быть полезно для увеличения энергетического КПД существующих установок, когда дополнительная мощность предотвращает строительство новых установок. Газовая турбина и котел могут соединяться различными способами, в зависимости от конкретной ситуации.

“Разработка уровней выбросов, соответствующих НДТ, и предельно-допустимых выбросов в выбранных секторах и установках”

2.2.3 Типовые элементы парового цикла

Технология производства электроэнергии на тепловой электростанции включает четыре основных компонента: подсистему подготовки и подачи топлива, паровую подсистему (котел и система транспортировки пара), паровую турбину и конденсатор (для конденсации отработавшего пара).

Как правило, источником тепловой энергии для производства электроэнергии является сжигание угля, природного газа или нефтепродуктов. При сжигании топлива, подаваемого в топку котла, происходит образование водяного пара в замкнутом объеме под давлением (в случае небольших котлов) или в трубах, образующих топочные экраны (в современных промышленных котлах). Для повышения КПД процесса используются различные устройства, являющиеся частью котла или связанные с ним, например пароперегреватели, промежуточные пароперегреватели, экономайзеры и воздухонагреватели.

Отходами процесса сжигания являются дымовые газы, а также, в случае использования угля или нефтепродуктов, зола.

Пар высокой температуры и давления, образующийся в котле, поступает в паровую турбину. Проходя через турбину, пар вращает ротор, а затем попадает в конденсатор, где поддерживаются низкая температура и низкое давление. Пар, поступающий из котла с высоким давлением в конденсатор с низким давлением, приводит в движение лопатки турбины, которая вращает электрический генератор.

Совершая работу, пар расширяется, поэтому турбина имеет большие размеры со стороны выхода пара из турбины. Теоретически тепловой КПД установки определяется температурой и давлением пара на входе и на выходе из нее.

Пар низкого давления, покидающий турбину, конденсируется на трубках конденсатора, по которым циркулирует охлаждающая вода. По пароводяному тракту конденсат возвращается в котел, где снова превращается в пар. Поскольку конденсат является практически несжимаемой жидкостью с относительно небольшим объемом, его закачка в трубы котла, находящиеся под высоким давлением, не требует значительных затрат энергии.

Для того, чтобы поддерживать низкое давление в паровой зоне конденсатора и, тем самым, надлежащий КПД процесса, необходимо обеспечивать постоянный поток охлаждающей воды. В результате конденсации пара температура охлаждающей воды повышается. Если система охлаждения является прямоточной, эта вода возвращается в исходный водоем. В случае замкнутой оборотной системы вода проходит через градирни или пруды-охладители, где избыточное тепло передается воздуху посредством испарения и теплообмена. При использовании замкнутой системы охлаждения требуется лишь небольшое количество подпиточной воды для возмещения испарения и сбросов оборотной воды, которые необходимы для ограничения концентраций взвешенных и растворенных примесей. Потребление воды в замкнутых системах охлаждения составляет примерно 1/20 от потребления в прямоточных системах.

3. КОТЕЛ

В основном используется три типа котлов: с естественной циркуляцией, с принудительной циркуляцией и прямоточные котлы, которые занимают порядка 70 % от сегодняшнего мирового рынка котлов.

Естественная циркуляция в котлах поддерживается за счет разницы плотностей высокотемпературного пара и низкотемпературных пара/воды. Однако на современных предприятиях использование одной лишь естественной циркуляции, как правило,

“Разработка уровней выбросов, соответствующих НДТ, и предельно-допустимых выбросов в выбранных секторах и установках”

недостаточно эффективно. Чтобы обеспечить необходимую интенсивность движения рабочей среды (воды и пара), используется принудительная циркуляция – как в барабанных котлах с принудительной циркуляцией, так и в прямоточных котлах (котлах Бенсона). Последний тип котлов, изобретенный Марком Бенсоном в 1922 г., обладает следующими преимуществами:

- генерация пара возможна при любом давлении;
- максимально возможный КПД при сверхкритических параметрах пара;
- высокий КПД даже при неполной загрузке;
- короткое время пуска;
- работа в режиме скользящего давления при значительных перепадах нагрузки;
- применимость для использования с любыми доступными видами топлива.

Основными компонентами котла (котлоагрегата) являются экономайзер, испаритель, пароперегреватель и промежуточный пароперегреватель.

Экономайзер

Перед тем, как попасть в котел, питательная вода нагревается в экономайзере до температуры на 10°С ниже точки кипения. Экономайзер является первым теплообменником котлоагрегата, в котором воде передается тепловая энергия низкотемпературных дымовых газов, покидающих котел.

Испаритель

В топочной камере высвобождаемая энергия химических связей передается трубам, в которых циркулируют вода и пар. Нагретая вода в испарителе переходит в состояние, как минимум, насыщенного пара при докритических условиях или перегретого пара при сверхкритических условиях. Как правило, трубы пароводяного тракта покрывают стены топочной камеры, образуя т.н. топочные экраны. Эти трубы могут быть уложены вертикально или по спирали. Некоторые современные блоки работают при сверхкритическом давлении, т.е. давлении выше критической точки на фазовой диаграмме воды/пара. При сверхкритическом давлении не происходит фазового перехода, поэтому теплоту испарения можно считать равной нулю. На переход критической точки указывает лишь резкое возрастание теплоемкости.

Пароперегреватель

Пароперегреватель используется для получения перегретого пара и размещается в областях котлоагрегата с максимальной температурой дымовых газов. Температура перегретого пара значительно превышает температуру кипения (при данном давлении). Такая температура необходима для того, чтобы избежать конденсации пара при его расширении в цилиндре высокого давления турбины. Расширение пара сопровождается падением давления и адиабатическим снижением температуры. Часть этого расширившегося пара отводится и используется для передачи тепла питательной воде.

Промежуточный пароперегреватель

В этом устройстве основная часть пара подвергается повторному (промежуточному) перегреву с использованием энергии дымового газа для более полного использования тепловой энергии и повышения КПД последующей ступени среднего давления турбины. Для максимизации общего КПД в котлоагрегатах сверхкритического давления

“Разработка уровней выбросов, соответствующих НДТ, и предельно-допустимых выбросов в выбранных секторах и установках”

промежуточный перегрев часто выполняется дважды; при этом используется дополнительная ступень низкого давления.

4. ПАРОВАЯ ТУРБИНА

В паровой турбине тепловая энергия пара преобразуется в механическую работу. Эта работа является результатом расширения пара, которое происходит между входным отверстием турбины и конденсатором. В процессе адиабатического расширения пара его температура снижается, а давление падает с уровня примерно 300 бар до 0,03 бар (для современных турбин). В силу значительной разницы давлений, как правило, снижение давления осуществляется поэтапно, в трех цилиндрах турбины – высокого (ЦВД), среднего (ЦСД) и низкого (ЦНД) давления. В большинстве случаев такая схема позволяет выполнять повторный (промежуточный) перегрев пара между ступенями турбины.

5. КОНДЕНСАЦИЯ И ОХЛАЖДЕНИЕ

В конденсаторе, расположенном за ступенью низкого давления турбины, пар конденсируется в воду. После расширения в турбине пар сохраняет некоторое количество энергии (кинетической и теплоты испарения), которая не может быть преобразована в механическую работу. Эффективные системы конденсации обеспечивают снижение давления до величины, значительно меньшей атмосферного давления (вплоть до 0,03 бар, в зависимости от температуры охлаждающей среды). Низкое давление на выходе из турбины позволяет повысить КПД системы.

Технологии охлаждения применяются для удаления энергии конденсации пара, т.е. неиспользуемой термодинамической энергии процесса.

6. ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ (КПД)

Существуют различные способы определения энергоэффективности установок сжигания, поэтому необходимо объяснить, как энергоэффективность должна или может быть определена, и при каких условиях она измеряется.

Энергоэффективность должна пониматься как энергоэффективность при определенных электрических выходных параметрах и нормальном режиме эксплуатации, т.е. когда электростанция работает в режиме обычного ежедневного производства (например, количество работающих мельниц, горелок, с калорифером или без него). Она рассчитывается путем усреднения результатов измерения за определенный период времени.

6.1 КПД цикла Карно

Тепловой процесс с идеальной эффективностью или цикл Карно имеет наивысшую возможную эффективность преобразования тепла в механическую работу. Тепловой КПД цикла Карно может быть записан следующим образом:

$$\text{КПДС} = 1 - T_0/T,$$

где T_0 – температура приемника тепла и T – температура источника тепла, выраженные в градусах по шкале Кельвина ($T(\text{K}) = T(^{\circ}\text{C}) + 273,15$).

6.2 Тепловой КПД

При определении теплового КПД учитывается только фактический процесс, используемый на энергоустановке. КПД - это отношение полезной механической работы к количеству тепла, передаваемому рабочему телу процесса (как правило, это воздух или вода).

В данном контексте полезная механическая работа - это механическая работа турбины, когда питательные насосы приводятся в движение отдельной турбиной, работающей от отбора пара из основной турбины. Поскольку конденсатный насос также вносит вклад в подъем давления, его с термодинамической точки зрения считают частью питательного насоса. Его механическая работа должна, таким образом, вычитаться из механической работы турбины. Механическая работа турбины, в термодинамическом смысле, равна, в данном случае, произведению расхода пара на разность энтальпий на входе и выходе турбины. Если питательный насос приводится в действие от электродвигателя, то полезная механическая работа равна разности между механической работой турбины и работой приводов питательного и конденсатного насосов. Это также применимо в случае, когда питательный насос имеет привод напрямую от вала турбины. Поток тепла, переданный в процесс - это поток, переданный в пароводяной цикл.

В случае комбинированного парогазового процесса, полезная механическая выходная работа - это механическая работа паровой турбины плюс механическая работа газовой турбины, когда питательный насос приводится в движение отдельной турбиной, которая работает от отбора пара. Однако работа конденсатного насоса должна быть вычтена из этого значения. Если питательный насос приводится в движение электродвигателем, то полезная механическая работа равна разности между механической работой турбины и работой привода питательного насоса плюс конденсатного насоса. Поток тепла, переданный в цикл в парогазовом процессе равен потоку тепла, переданному воздуху в камере сгорания газовой турбины плюс поток тепла, переданный в пароводяной цикл в парогенераторе в процессе сжигания. В установке без котла утилизатора поток тепла, переданный в пароводяной цикл, равен нулю.

6.3 КПД энергоустановки

При определении КПД установку рассматривают в целом. КПД установки при этом является отношением произведенной электрической энергии нетто (отпущенной электроэнергии) к энергии топлива. Электрическая энергия нетто в данном определении - это электроэнергия на клеммах высокого напряжения главного трансформатора.

6.4 КПД установки с отбором пара

Если в энергоустановке производится отбор пара для целей отопления, то данный отборный пар более недоступен для производства электроэнергии. Для того, чтобы было возможно сравнивать КПД установки в данном случае с КПД установки без отборов, электроэнергия, которая могла быть получена из отобранного на отопление пара, в случае, если бы он расширился до давления конденсатора, должна быть добавлена к выходной электроэнергии.

Для учета отборов пара на отопление используется корректировка на потери энергии.

6.5 Понятия эксэргии и эксергетического КПД

Поскольку электроэнергия может быть преобразована в тепло (в то время как обратный процесс осуществим не полностью), электроэнергия имеет большую ценность, чем тепло. Чем выше температура тепла, тем большая его часть может быть преобразована в электроэнергию, поэтому качество тепловой энергии при высоких температурах выше, чем при более низких температурах. Это учитывается понятиями, которые характеризуют возможность преобразования энергии. Это может быть достигнуто путем использования коэффициентов качества (QF), которые характеризуют содержание эксэргии в объеме энергии. Коэффициент качества электроэнергии и механической энергии составляет 1 (электроэнергия есть чистая эксэргия). Коэффициент качества тепловой энергии, зависит от температуры, при которой эта тепловая энергия доступна. Выражение для максимальной доли тепловой энергии при температуре T , которая может быть преобразована в работу, известно уже давно. Это так называемый «коэффициент Карно». Коэффициент Карно является, упрощенно, коэффициентом качества тепловой энергии. Этот фактор всегда менее 1 и становится равным 0 при температуре окружающей среды.

Путем применения коэффициентов качества к входной и выходной полезной энергии процесса может быть рассчитан эксергетический КПД процесса сжигания и сравнен с топливным КПД.

6.6 Влияние на энергоэффективность климатических условий

Климат, характеризуемый температурами сухого и мокрого термометров, является исключительно важной характеристикой местных условий. Он влияет как на выбор типа системы охлаждения, так и на возможную конечную температуру процесса. Противоречие охлаждения воздухом и/или водой состоит в том, что когда потребность в охлаждении высока, становится более трудным достижение соответствия данным требованиям. Практически, в зонах, где высокие температуры воздуха и воды совпадают с низкой доступностью воды в течение части года, определенная оперативная гибкость системы охлаждения может быть очень важной и может достигаться комбинированием воздушного и водяного охлаждения. Иногда, однако, при этом должны допускаться определенные потери КПД.

Для достижения требуемой конечной температуры пара охлаждающая среда должна иметь более низкую температуру, чем та среда, которую необходимо охлаждать, но величина этой разницы зависит от температур сухого и мокрого термометров. Температура мокрого термометра всегда ниже, чем температура сухого. Температура мокрого термометра зависит от измеренной температуры, влажности и давления атмосферного воздуха. Для латентной (испарительной) теплопередачи, температура мокрого термометра является значимым параметром. Она теоретически является низшей температурой, до которой вода может охладиться путем испарения. Для практической передачи тепла, температура сухого термометра является важной, в случае, если хладагентом является воздух.

Для выбора типа и конструкции системы охлаждения важна расчетная температура, которая обычно зависит от летних температур мокрого и сухого термометров. Чем больше разность между этими температурами и чем выше температура сухого термометра, тем более сложно будет достигнуть низких выходных температур при использовании сухих воздушных систем охлаждения. Как было отмечено ранее, это может привести к потерям КПД. Могут быть предприняты меры по предотвращению этих потерь, но эти меры требуют определенных капиталовложений.

7. МЕТОДЫ СЖИГАНИЯ ГАЗООБРАЗНОГО ТОПЛИВА

7.1 Извлечение из хранилищ, хранение и подача газообразного топлива

Газообразные топлива подаются на крупные сжигательные установки (КТСУ) по трубопроводам, из газовых скважин или путем декомпрессии сжиженного природного газа либо из газовых хранилищ. Природный газ из различных скважин различается по качеству. Зачастую очистка газа может происходить на месте добычи для снижения проблем транспортировки по трубопроводам.

Поставщик газа обычно располагает централизованными емкостями для хранения природного газа. На некоторых производственных площадках все еще существуют емкости для хранения газа для действующих установок КТСУ. Емкости для хранения газа часто расположены рядом с установками ТЭЦ, но используются для газовых сетей общего пользования. При размещении новых установок хранение газа на месте, вблизи установок КТСУ не практикуется. Сжиженный газ в подобных обстоятельствах чаще всего используется только в качестве запасного топлива и хранится в местах использования.

В газовых сжигательных установках можно использовать целый ряд газов. Если давление в питающем трубопроводе превышает нужную величину давления на входе установки КТСУ, нужно провести декомпрессию газа. Это обычно происходит в дополнительной турбине для возврата некоторой части энергии, использованной для его сжатия. Отходящее тепло энергетической установки может быть использовано для нагревания декомпрессированного газа и одновременного повышения объемов выработки электроэнергии. Затем газ подается по трубам на установку КТСУ.

В газовых турбинах для прямого сжигания используются только очищенные газы. При этом также нужно провести декомпрессию природного газа, если давление в трубопроводе превышает нужное давление на входе газовой турбины. Адиабатическое охлаждение декомпрессированного газа может быть использовано для охлаждения воздуха, поступающего на компрессор газовой турбины. Топливные газы, поступающие при атмосферном давлении из других источников, должны пройти компрессию до достижения необходимой величины давления на входе камеры сгорания конкретной газовой турбины.

7.2 Газовые турбины

Газовые турбины (ГТ) используются для преобразования химически связанной энергии топлива в механическую энергию. Они применяются для производства электроэнергии и привода насосов и компрессоров. Количество газовых турбин, используемых по всему миру, значительно выросло за последнее десятилетие, и в настоящее время газовые турбины все больше используются для производства электроэнергии в режиме базовой и промежуточной нагрузки. Такой рост может объясняться обилием природного газа по выгодным ценам и внедрением газовых турбин нового поколения, обладающих большей мощностью, надежностью и высоким КПД.

Газовые турбины имеют широкий диапазон тепловой мощности, от небольших турбин мощностью около 100 кВтэ до крупных с тепловой мощностью 310 МВтэ. Газовые турбины могут работать на широком диапазоне газообразных и жидких топлив. Природный газ представляет собой обычное газообразное топливо для газовых турбин, однако применяются также газы с низкой или средней теплотворной способностью, такие, как каменноугольный газ из установок газификации угля, доменный газ и газ, получаемый

“Разработка уровней выбросов, соответствующих НДТ, и предельно-допустимых выбросов в выбранных секторах и установках”

из установок газификации биомассы. Мощные газовые турбины могут сжигать различные виды жидкого топлива, от нефти до мазута.

Газовые турбины применяются в сжигательных установках различных типов, таких как установки комбинированного цикла, ТЭЦ и установки комбинированного цикла с внутрицикловой газификацией.

Газовая турбина состоит из трех основных элементов: компрессора, камеры сгорания и дополнительной турбины. Атмосферный воздух отбирается компрессором через воздухозаборник, фильтруется и затем сжимается до достижения давления от 10 до 30 бар. Поскольку газовая турбина потребляет большие объемы воздуха для сгорания, наличие в воздухе даже небольшой концентрации загрязняющих веществ может привести к существенному загрязнению газовой турбины. Это может быть вызвано отложением загрязняющих веществ на лопатках компрессора, что напрямую влияет на рабочие характеристики газовой турбины. Для предотвращения такого воздействия воздух горения фильтруется. В камере сгорания, топливо и сжатый воздух сжигаются при температурах от 1235 до 1430°C (в мощных ГТ). После процесса сжигания газ проходит через турбину и производит электроэнергию в генераторе, отбирая мощность, необходимую для привода компрессоров.

Газовые турбины проектируются с одним или двумя валами. Одновальные газовые турбины проектируются с одним сквозным валом и, следовательно, все ступени работают с одной скоростью. Установки этого типа больше подходят для привода генератора, где не требуются и даже нежелательны значительные изменения скорости. В некоторых случаях, между газовой турбиной и генератором устанавливается редукторная передача.

В двухвальной газовой турбине, часть низкого давления турбины (силовая турбина) отделена от части высокого давления, предназначенной для привода компрессора. Турбина низкого давления может работать в широком диапазоне скоростей, что идеально подходит для установок с переменными скоростями. Однако это качество имеет меньшее значение при применении в энергоустановках, поскольку приводимое оборудование (т.е. генератор) при нормальных условиях работы имеет постоянную скорость, связанную с частотой сети.

7.3 Газовые котлы и нагреватели

Газовые котлы электростанций аналогичны жидкотопливным котлам. Если камера сгорания предназначена для работы только на газовом топливе, она имеет несколько меньшие размеры, но в большинстве случаев эти котлы предназначены также для работы на жидком топливе, в аварийных ситуациях либо в режиме когенерации. Тепло от сжигаемого топлива используется для производства пара очень высокой температуры, который проходит через паровую турбину, приводящую в действие генератор. Для эффективного преобразования энергии из пара в электроэнергию, в современных газовых котлах используются сверхкритические параметры пара, обеспечивающие КПД установки до 48 % в режиме конденсации и коэффициент использования тепла топлива до 93 % в режиме комбинированного производства тепла и электроэнергии. Таких значений КПД можно достичь при применении двойного перегрева и повышении параметров пара до 290 бар и 580°C.

Газовые котельные установки широко применяются в промышленности и в системах городского отопления. В основном они представляют собой установки средних размеров (т.е. от 50 до 300 МВт). Большая часть этих котлов может также работать на жидком топливе в аварийных ситуациях либо в режиме когенерации.

“Разработка уровней выбросов, соответствующих НДТ, и предельно-допустимых выбросов в выбранных секторах и установках”

Горелки котлов обычно встроены на нескольких уровнях в стенки (с передним или задним расположением горелок) или же на нескольких уровнях по касательной в четырех углах котла. Системы сжигания газовых котлов подобны по конструкции системам угольных или жидкотопливных котлов.

7.4 Комбинированный цикл сжигания

В настоящее время, около половины заказываемых новых генерирующих мощностей составляют *парогазовые установки (ПГУ)*. На установках этого типа газовая турбина вырабатывает электроэнергию совместно с паровой турбиной. По техническим и экономическим причинам, на газотурбинных установках комбинированного цикла в виде топлива применяются только природный газ и дизельное топливо (в качестве запасного вида топлива).

В парогазовых установках, газовые турбины производят электроэнергию с КПД примерно от 33 до 38 %. Выхлопные газы газовой турбины обычно имеют температуру порядка от 430 до 630°C, в зависимости от типа турбины и от окружающих условий. Этот горячий газ подается на котел-утилизатор (КУ), где он используется для производства пара, который затем поступает на паротурбинную установку, конструкция которой в основном идентична конструкции установки с конденсацией пара. Большими преимуществами парогазовых установок ПГУ являются низкий удельный расход теплоты и небольшие инвестиционные затраты, что делает установки ПГУ конкурентоспособными, несмотря на высокую стоимость используемого в качестве топлива природного газа.

В современных установках ПГУ приблизительно 2/3 мощности снимается с газовой турбины и остальные 1/3 мощности – с паровой турбины. Тем не менее, опыт пуска последних моделей показывает, что для достижения чрезвычайно высоких прогнозных значений КПД придется преодолеть значительные трудности.

Поскольку на сжигание в камере сгорания газовой турбины расходуется менее 1/3 кислорода, содержащегося в воздухе на входе газовой турбины, возможно дожигание топлива в выхлопных газах газовой турбины. В современных установках ПГУ, это приводит к небольшому повышению удельного расхода теплота при производстве электроэнергии. Однако в режиме промышленной когенерации, это часто используется в качестве средства управления производством пара котлом-утилизатором (КУ), независимо от мощности газовой турбины. В режиме когенерации, дожигание также улучшает общий КПД производства тепла.

Поскольку и природный газ и светлое печное топливо представляют собой очень чистые виды топлива и позволяют производить практически полное сжигание в камерах сгорания газовых турбин, то на установках ПГУ нет проблем с золой, коксом или SO₂. *Проблемой является только NO_x, которая на современных установках решается с помощью специальных горелок с низким уровнем выбросов NO_x и иногда селективного каталитического восстановления (СКВ), применяемого на котле-утилизаторе (КУ). На более старых горелках, уровень NO_x может управляться впрыскиванием в горелки воды либо пара, но это происходит за счет роста удельного расхода теплоты на установке.*

Газовые турбины сами по себе являются чрезвычайно шумными агрегатами, поэтому они должны быть встроены в шумогасящие корпуса, с глушителями, установленными на воздухозаборнике газовой турбины и выходных каналах выхлопных газов.

“Разработка уровней выбросов, соответствующих НДТ, и предельно-допустимых выбросов в выбранных секторах и установках”

В области генерации можно выделить несколько возможных технологических конфигураций с применением газовых турбин, имеющих целью использование энергии, содержащейся в дымовых газах газовой турбины:

- комбинированный цикл без дожигания;
- комбинированный цикл с дожиганием.

Комбинированный цикл с дожиганием и без дожигания

В рамках этой технологии, топливо подается только в камеру сгорания и дожигания в котле-утилизаторе не происходит. Пар, производимый парогенератором из тепловой энергии, содержащейся в выхлопных газах газовой турбины, в дальнейшем используется для производства электроэнергии паровой турбиной. ПГУ этого типа достигают КПД 58,5 %. Они работают обычно на природном газе или дизельном топливе, но возможно также использование угля с применением установки газификации, которую нужно в таком случае устанавливать выше по технологической линии газовой турбины.

Многовальные конструкции применяется в основном в ступенчатых установках, в которых газовые турбины устанавливаются и работают до парового цикла и где целью является обеспечение независимой работы газовых турбин по отношению к паровой системе. Многовальные ПГУ оснащаются одним или несколькими газовыми турбинами и КУ, которые подают пар через единый коллектор на отдельную паровую турбину.

Перепускная система выхлопных газов, которая применяется в многовальных системах комбинированного цикла для обеспечения быстрого пуска и остановки, а также гибкость в работе не требуются в одновальных системах или в многовальных системах с одной газовой и одной паровой турбиной.

Котлы-утилизаторы обычно представляют собой теплообменники конвекционного типа с посеребренными трубами, в которых происходит теплообмен дымовых газов с водой и паром. Выхлопные газы охлаждаются до минимально возможной температуры, с тем, чтобы обеспечить наивысший КПД. Снижение температуры дымовых газов ограничиваются риском возникновения коррозии, к которой может привести возможная конденсация кислых (сернистых) продуктов из дымовых газов. Температура дымовых газов в 100°C считается нормальной величиной.

Котлы-утилизаторы изготавливаются в горизонтальном исполнении (с естественной циркуляцией в пароводяном тракте) и вертикальном исполнении (с принудительной циркуляцией в пароводяном тракте). Выбор зависит от пространственных требований и/или предпочтений клиента. Широко используются оба вида.

Комбинированный цикл с дожиганием (надстроечный цикл)

В надстроечном цикле тепло дымовых газов газовой турбины применяется в той же роли, что и воздух горения в обычной энергетической установке, оснащенной паровыми котлами на угольном или газообразном топливе. Для встраивания этого цикла в обычную энергетическую установку существует несколько возможностей. Хотя возможность такой интеграции заложена в установках новых конструкций, надстроечный цикл обычно применяется для повышения КПД выпущенных ранее и модернизируемых установок и/или повышения тепловой мощности когенерационных установок. Сейчас используются различные типы ПГУ мощностью до 765 МВт электрической мощности (1600 МВт тепловой мощности), КПД которых может достигать 48 %.

“Разработка уровней выбросов, соответствующих НДТ, и предельно-допустимых выбросов в выбранных секторах и установках”

В надстроечном цикле (комбинированный цикл с дожиганием), нагреватели воздуха, в задачу которых входит нагрев поступающего воздуха, не требуются и должны быть демонтированы. Газовая турбина обычно подбирается так, чтобы величина потока дымовых газов была приблизительно равна расчетной величине потока воздуха горения котла. Из-за меньшего содержания кислорода в выхлопных газах газовой турбины (по сравнению с обычным воздухом), в котлах уменьшается расход топлива. Это приводит к меньшей средней температуре и меньшему производству пара в котле. Температура дымовых газов на выходе из радиационной части котла будет примерно такая же, что и в текущей ситуации. Это приводит к образованию избытка тепла при меньших температурах. Для использования этого избыточного тепла, в котел устанавливаются экономайзеры высокого и низкого давления. В этих экономайзерах (параллельно с существующими нагревателями питательной воды) часть питательной воды нагревается и, следовательно, объем пара, отбираемого из турбины, уменьшается.

Двухступенчатый процесс сжигания можно также создать при использовании дымовых газов газовой турбины в действующем котле, что приводит к существенному сокращению выбросов NOx.

Электрическая мощность газовой турбины составляет от 20 до 25 % от суммарной мощности энергоустановки.

Надстроечный цикл с нагревом питательной воды

Данная конфигурация рабочего процесса представляет собой сочетание двух вышеупомянутых комбинированных циклов. При применении данной технологии часть конденсата и питательной воды нагревается в КУ. Котел-утилизатор газовой турбины или двигателя соединен с паровой турбиной/парогенератором, но только по паровому тракту; следовательно, замены воздуха горения выхлопными газами газовой турбины или поршневой установки не происходит. Поршневые установки подходят для осуществления предварительного нагрева питательной воды низкого давления.

При использовании предварительного нагрева питательной воды, выхлопные газы первичного двигателя (газовой турбины или двигателя) охлаждаются в теплообменниках за счет того, что они нагревают питательную воду. Обычно устанавливаются два теплообменника по одному для нагревания питательной воды под низким и высоким давлением. Теплообменники устанавливаются параллельно с уже существующими нагревателями питательной воды (или пара).

Отвод теплоты с первичного двигателя может быть прекращен либо сокращен, что может привести к повышению электрической мощности первичного двигателя. Из этого следует, что тепло дымовых газов первичного двигателя в полной мере влияет на электрическую мощность и КПД агрегата. Получается, что лучшее решение для метода с нагреванием питательной воды достигается посредством применения первичного двигателя с высоким КПД и тепловой мощностью, достаточной для того, чтобы обеспечить полное нагревание питательной воды в предвключенном цикле.

Повышение мощности, однако, ограничивается пропускной способностью паровой турбины и номинальной мощностью генератора. Повышение КПД с использованием этой схемы составляет около 2–5 %, в зависимости от мощности первичного двигателя и паровой турбины.

Сопоставление мощности системы нагревания установки с теплом дымовых газов газовой турбины определяет нужное количество первичных двигателей и соответствующее увеличение тепловой мощности.

“Разработка уровней выбросов, соответствующих НДТ, и предельно-допустимых выбросов в выбранных секторах и установках”

Повышенная гибкость (электрическая мощность по отношению к производству тепла) представляет собой важное преимущество, обеспечиваемое рассматриваемыми модификациями. Паровая установка может работать независимо от первичного двигателя. Гибкость, однако, ограничивается величиной максимально допустимого расхода пара, проходящего через цилиндр низкого давления паровой турбины.

Поскольку надстроечный цикл с нагревом питательной воды не затрагивает процесс сжигания в котле, выбросы котла остаются неизменными. На суммарные выбросы оказывают влияние выхлопные газы первичного двигателя.

8. КОГЕНЕРАЦИЯ (ТЭЦ)

Только от 40 до 60 % энергии топлива (определяемой как низшая теплотворная способность топлива – НТС) может быть преобразовано в электрическую энергию на энергоустановках, производящих исключительно электроэнергию. Остальная часть энергии теряется, как, например, низкотемпературное тепло, отходящее в атмосферу, либо вода, или же и то и другое. Поскольку конечным потребителям нужно определенное количество тепла для обогрева помещений и многих производственных процессов, возникает вопрос - как использовать тепло, отходящее от энергетических установок. Ответ с точки зрения термодинамики достаточно прост: поднимите температуру сбрасываемого тепла до нужного уровня, т.е. до 70–120°C для отопления и 120–200°C для производственных нужд. Однако при этом встает вопрос затрат на производство энергии.

Когенерация представляет собой средство повышения энергетического КПД путем изменения системной структуры производства энергии. В любом случае, когенерация позволяет экономить топливо по сравнению с отдельным производством тепла и электроэнергии на ископаемом топливе. Если местная нагрузка по теплу достаточно велика, и когенерационная установка, соответственно, имеет достаточную мощность, то тогда когенерация поможет экономить деньги. С технической точки зрения, все энергетические установки можно модифицировать под режим когенерации. Возможность использования газовой турбины в когенерационной установке, объясняется, в том числе, относительно невысокими капитальными вложениями и высоким КПД рабочих циклов.

Тепло дымовых газов газовой турбины используется для производства пара в котле-утилизаторе. Пар может быть полностью использован для производства электроэнергии, как это происходит в комбинированном цикле, или же может отбираться частично (а иногда полностью) и использоваться для подачи потребителям, которые могут его использовать для своих производственных процессов или для иных целей, таких как централизованное отопление или опреснение морской воды.

Для удовлетворения специфичных требований, предъявляемых к конкретной установке, существует множество возможных конфигураций. В зависимости от нагрузки по теплу и электроэнергии, самыми распространенными являются:

- газовая турбина с котлом-утилизатором и подача всего производимого пара потребителям;
- газовая турбина с котлом-утилизатором и паровой турбиной с противодавлением; подача всего производимого тепла потребителям;
- газовая турбина с котлом-утилизатором с отбором пара для потребителей и/или использованием отбираемого пара для других отопительных целей и использованием вакуумного конденсатора пара. Такая конструкция обычно придает больше вариативности в соотношении вырабатываемой электроэнергии и тепла;

“Разработка уровней выбросов, соответствующих НДТ, и предельно-допустимых выбросов в выбранных секторах и установках”

- цикл с впрыскиванием пара в проточную часть установки, в котором пар также производится за счет тепла дымовых газов, но при этом частично впрыскивается в газовую турбину. Такие циклы используются в основном на газовых турбинах, выполненных на базе авиационного двигателя без применения паровой турбины. Эти циклы в основном применяются в режиме когенерации с промежуточной технологической нагрузкой по пару.

Важным параметром когенерационной установки является выходное соотношение мощности производимой электроэнергии и тепла. Очевидно, что поскольку стоимость электроэнергии может от 2 до 4 раз превышать стоимость тепла, с экономической точки зрения предпочтительным является как можно более высокий коэффициент соотношения электроэнергии и тепла, при этом суммарная доля производимого тепла должна быть как можно ниже. Однако законы физики снова устанавливают свои ограничения. Как уже было показано выше, чем выше уровень температуры утилизируемого тепла, тем меньше мощность и тем выше доля производимого тепла. Если требуется большая величина коэффициента электроэнергия/тепло, то комбинированный цикл (ПГУ) значительно предпочтительнее обычного парового цикла. На конденсационных ПГУ, 2/3 электрической мощности снимается с газовой турбины, и потери мощности при когенерации возникают только на паровой турбине, производящей 1/3 мощности. Величина коэффициента электроэнергия/тепло установки ПГУ при номинальной нагрузке может быть 1,1 в установках централизованного отопления и 0,9 в целлюлозно-бумажной промышленности, в то время как соответствующие цифры для парового когенерационного цикла составляют 0,6 и 0,3. Среднегодовые значения обычно значительно ниже, что объясняется, помимо прочего, работой в режиме частичной нагрузки и влиянием пусков/остановок.

Для того, чтобы когенерация могла успешно конкурировать на рынке, определяющими факторами является наличие высокого ценового спроса на электроэнергию, равно как и достаточно высокий уровень нагрузок по теплу. При низких объемах мощности и нагрузок по теплу, когенерационные установки могут оказаться неконкурентоспособными.

9. УПРАВЛЕНИЕ ВЫБРОСАМИ

9.1 Газовые турбины и комбинированные циклы

9.1.1 Снижение выбросов пыли

Пыль, содержащаяся в природном газе, при необходимости вымывается на производственной площадке. Выбросы пыли либо твердых частиц от газовых турбин, работающих на природном газе, при нормальных условиях работы и контролируемых параметрах сжигания не представляют собой предмет озабоченности экологов.

Другие газы, такие, как побочные продукты химических производств, могут содержать пыль. Выбросы этих газов должны соответствовать нормам выбросов, которые отличны от норм для природного газа. Если величины выбросов превышают нормы, эти газы должны сжигаться в энергетических установках, в конструкции которых заложены первичные и вторичные методы снижения выбросов пыли.

“Разработка уровней выбросов, соответствующих НДТ, и предельно-допустимых выбросов в выбранных секторах и установках”

9.1.2 Снижение выбросов SO_2

Сера, содержащаяся в природном газе в виде H_2S , удаляется на производственной площадке. Получаемые при этом выбросы полностью соответствуют нормам по SO_2 для всех видов установок. Другие газы, например, побочные продукты химических установок, также могут содержать серу. Выбросы этих газов должны соответствовать нормам выбросов, которые отличны от норм для природного газа.

9.1.3 Снижение выбросов NO_x

Впрыскивание пара

Впрыскивание пара/воды может быть выполнено либо путем впрыскивания топливно-водяной (или топливно-паровой) смеси, либо же посредством впрыскивания воды или пара через отдельные форсунки напрямую в камеру сгорания. Испарение или перегрев пара требует тепловой энергии, которая, таким образом, уже не может быть использована для нагревания дымовых газов. При этом температура факела снижается, и образование NO_x также снижается. Коэффициент снижения выбросов в значительной мере зависит от количества используемой воды или пара. Для достижения высокого коэффициента снижения выбросов, нужны большие количества воды или пара; иногда количество воды или пара больше, нежели расход топлива. Более высокий коэффициент снижения выбросов может достигаться скорее с использованием воды, нежели пара (для заданного соотношения компонентов рабочей смеси), что может объясняться тем, что для испарения воды требуется больше энергии (на практике для достижения сопоставимого снижения выбросов NO_x пара требуется примерно в два раза больше). Впрыскивание воды часто применяется там, где пар недоступен, например, в установках простого цикла и при компрессии в трубопроводах, в то время как впрыскивание пара предпочтительнее при комбинированных циклах с использованием природного газа, где постоянно есть пар от котлов-утилизаторов.

Пар или вода, впрыскиваемые в газовые турбины, должны иметь очень высокую степень обессоленности, что требует использования высококачественной водоподготовки, что, в свою очередь, может потребовать создания мощностей по очистке жидких стоков. Нужно учитывать также, что впрыскивание воды или пара должно происходить под высоким давлением, обычно порядка 20 бар или еще выше. Поэтому использование впрыскивания воды или пара может привести к снижению срока службы газовой турбины.

При этом могут достигаться коэффициенты снижения выбросов от 60 до 80 %, но снижения выбросов CO при этом не происходит. Если соблюдать параметры ограничения выбросов CO , то можно достичь коэффициентов снижения выбросов NO_x от 40 до 60 %. Соотношение компонентов рабочей смеси зависит от типа газовой турбины (например, в отношении температуры пламени) и колеблется между 1 и 1,2. Выбросы NO_x можно сократить приблизительно до величины порядка от 80 до 120 мг/нм³ (при 15 % O_2).

Впрыскивание воды или пара влияет на параметры всей газовой турбины, такие как мощность, КПД и выходной массовый расход турбины. Например, КПД газовой турбины при впрыскивании воды или пара уменьшается и при высоком содержании воды в рабочей смеси могут возникнуть проблемы с поддержанием стабильности пламени.

Главными недостатками этого метода снижения выбросов NO_x является повышенный уровень выбросов CO и углеводородов, снижение теплового КПД установки и повышенный расхода топлива. Впрыскивание пара ведет к большим потерям КПД, чем впрыскивание воды (при впрыскивании воды происходит снижение на 3–4 %). Кроме

“Разработка уровней выбросов, соответствующих НДТ, и предельно-допустимых выбросов в выбранных секторах и установках”

того, прямое впрыскивание воды или пара может привести к большим механическим нагрузкам (на поверхности материала за счет воздействия резкого изменения температуры могут возникнуть небольшие трещины), чем это происходит при впрыскивании водотопливной или паротопливной смеси.

Уровни выбросов могут значительно различаться в зависимости от нагрузки турбины. Во многих установках пар может производиться только при высоком уровне нагрузок. Это означает, что уровень выбросов будет сокращаться только после достижения определенной базовой нагрузки. Это делает технологию впрыскивания пара малоприменимой на турбинах с переменным уровнем нагрузки.

Впрыскивание воды или пара для снижения NOx может производиться только в определенных пределах. Если массовый расход пара, впрыскиваемого в топливную горелку, слишком велик (обычно производитель газовой турбины указывает предельную величину соотношения пар/топливногазовая смесь в размере 1,2), то это оказывает соответствующее воздействие на компрессор. Объем впрыскиваемого пара (или воды) может также являться причиной возникновения неисправностей в камере сгорания (горелках, патрубках, трубах, переходных отсеках), что может серьезно отразиться на сроках службы и рисках возникновения неисправностей в частях турбины, расположенных ниже по технологической линии. Кроме того, повышение концентрации воды в выходном потоке из камеры сгорания влияет на целостность лопаток и форсунок. В сущности, коэффициент теплоотдачи от газового потока к поверхности форсунок или лопаток пропорционален концентрации воды. Таким образом, если в целях регулирования уровней выбросов NOx газовая турбина работает с большим количеством воды или пара, это может привести к возникновению механических повреждений и снижению КПД, повышению эксплуатационных расходов и рисков возникновения неисправностей.

Технологии с сухим подавлением выбросов NOx (СПВ)

В настоящее время, камеры сгорания с сухим подавлением выбросов NOx применяются на многих газовых турбинах, и все чаще применяются на оборудовании малой мощности (т.е. газовых турбинах мощностью менее 20 МВтэ).

Основным свойством камер сгорания с сухим подавлением выбросов NOx является то, что процесс образования воздушно-топливной смеси происходит в два последовательных этапа. При этом достигается равномерное распределение температур и меньшая температура пламени, что приводит к меньшим уровням выбросов NOx. В настоящее время, камеры сгорания с сухим подавлением выбросов NOx представляют собой хорошо зарекомендовавшую себя технологию, особенно для газовых турбин, работающих на природном газе.

Системы сжигания с сухим подавлением выбросов NOx чрезвычайно эффективны и надежны. Сегодня почти все газовые турбины, используемые в промышленности, оснащаются системами с сухим подавлением выбросов NOx.

Благодаря своей высокой эффективности, новые горелки очень экономичны в эксплуатации, особенно с учетом того, что нет больших потерь энергии от неэффективного использования топлива, или же в виде выбросов углеводородов, и т.д. Инвестиционные затраты примерно на 15 % и эксплуатационные затраты на 40 % выше по сравнению с газовыми турбинами, не оснащенными системами СПВ. Сжигание с сухим подавлением выбросов NOx чрезвычайно сильно зависит от разрабатываемой модели, т.е. каждый производитель разрабатывает технологию для каждой модели и отрасли, в которой существует достаточный спрос для окупаемости. Для моделей и отраслей, в

“Разработка уровней выбросов, соответствующих НДТ, и предельно-допустимых выбросов в выбранных секторах и установках”

которых нет достаточного спроса на технологии такого рода, внедрение СПВ может оказаться недоступным. Нужно учитывать также, что более ранние версии агрегатов, построенных с использованием данной технологии, могут иметь несколько более высокие уровни выбросов NOx по сравнению с более поздними версиями.

9.2.Выбросы NOx от газовых котлов

Котлы и системы сжигания в основном предназначены для сухого подавления выбросов NOx при сжигании. В основном существуют три основных пути для снижения выбросов NOx:

- применение горелок с сухим подавлением выбросов NOx. Условиями для работы системы с сухим подавлением выбросов NOx является наличие низкой температуры в зоне первичного сгорания и достаточно долгое время удерживания дымовых газов в топке для достижения их полного сгорания. При этом температура пламени снижается;
- рециркуляция топливных газов является методом, который может быть эффективен, если существенную долю выбросов составляют тепловые выбросы NOx. При этом снижается как температура пламени, так и концентрация кислорода;
- при двухступенчатом сжигании снижается реакция между кислородом и азотом, находящимися в составе воздушной смеси. Существенное сокращение выбросов NOx может достигаться путем трехступенчатой подачи воздуха на каждую индивидуальную горелку и дополнительного объема воздуха в область над горелкой и точной дозировкой этих воздушных потоков.

Стандартные выбросы NOx для газовых котлов должны быть менее 100 мг/нм³.

10. ТЕКУЩЕЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ И УРОВНИ ВЫБРОСОВ

Природный газ является чистым топливом, которое практически не создает выбросов SO₂ или твердых частиц. Выбросы CO₂ от сжигания природного газа, благодаря его природе, намного ниже, чем от любого другого ископаемого топлива.

10.1 Выбросы в атмосферу

В газовых установках, в частности в газовых турбинах, образование выбросов NOx происходит в основном благодаря образованию термических NOx, на которое влияют следующие параметры :

- **состав топлива:** по мере роста количества водорода в топливе увеличиваются выбросы NOx. При росте содержания алканов (парафинов) в природном газе появляется тенденция к росту выбросов NOx;
- **температура пламени:** при сжигании смеси топлива и воздуха в стехиометрическом соотношении, достигается наивысшая температура пламени, что приводит к максимальным выбросам NOx;
- **время реакции смеси топлива/воздуха в зоне горения:** время реакции может быть снижено благодаря увеличению числа горелок при постоянных расходах топлива и воздуха. Это способ снижения образования NOx использовался на ранних стадиях развития газовых турбин;
- **атмосферные условия:** повышение влажности топочного воздуха также

“Разработка уровней выбросов, соответствующих НДТ, и предельно-допустимых выбросов в выбранных секторах и установках”

способствует снижению образования NOx. Этот эффект вызывает снижение температуры пламени, что сходно с впрыском воднотопливной эмульсии в камеру сгорания газовой турбины.

В зависимости от типа газовой турбины в них может достигаться очень низкая концентрация NOx. Однако, существует конфликт между увеличением КПД газовой турбины и снижением выбросов NOx (высокий КПД газовой турбины, конечно, также очень важен для снижения количества топлива). Задача увеличения КПД газовой турбины приводит к росту температуры сжигания в газовой турбине. Как следствие, меры, принимаемые для снижения выбросов NOx будут менее эффективными. Тем не менее, *вновь построенные высокоэффективные установки комбинированного цикла с камерами сгорания с сухим подавлением выбросов NOx могут достигать концентрации выбросов от 20 до 50 мг/нм³ без использования мер «на конце трубы» для снижения NOx.*

Выбросы NOx существующих установок нельзя представить одной цифрой, они варьируются в пределах от 50 до 75 мг/нм³, хотя старые установки могут испытывать трудности в поддержании уровня ниже 75 мг/нм³. Следует отметить, что низкие уровни выбросов NOx могут привести к более высоким выбросам CO.

При росте температуры уровни выбросов NOx растут медленнее, чем КПД генерирования электроэнергии. Исходя из этого, техническое развитие к увеличению КПД подразумевает более высокие уровни выбросов NOx в мг/нм³.

10.2 Решения, рассматриваемые при выборе НДТ для сжигания газообразного топлива

Рассматриваемые методы, которые применяются при определении НДТ для предотвращения или уменьшения выбросов от сжигания газообразных видов топлива и увеличения тепловой эффективности, в настоящее время экономически возможны.

10.2.1 Методы обращения и транспортировки газообразного топлива и жидких добавок

- Использование турбин для утилизации внутренней энергии давления газа, подводимого по газопроводам
- Предварительный нагрев горючего газа за счет тепла отходящих газов
- Регулярные проверки газоперекачивающего оборудования и трубопроводов
- Гидроизоляция поверхности с дренажной системой (с маслоловушками для предотвращения загрязнения воды и почвы, вызванного разливом нефти)

10.2.2 Методы повышения КПД газовых котлов и турбин

Процесс сжигания топлива

- Когенерация тепла и электроэнергии (ТЭЦ)
- Предварительный нагрев горючего газа за счет тепла отходящих газов
- Использование новых материалов для достижения более высоких рабочих температур и, тем самым, повышения КПД паровых турбин
- Промежуточный перегрев пара
- Регенеративный нагрев питательной воды

“Разработка уровней выбросов, соответствующих НДТ, и предельно-допустимых выбросов в выбранных секторах и установках”

- Усовершенствованный компьютерный контроль за условиями горения и состоянием котла
- Аккумуляция тепла
- Предварительный нагрев воздуха горения

Газовые турбины

- Использование новых компьютеризированных систем контроля для газовых турбин и котлов-утилизаторов
- Использование новых материалов для достижения более высоких рабочих температур и давления и, тем самым, повышения эффективности работы турбин

10.2.3 Методы предотвращения и контроля выбросов NOx и CO

Газовые котлы

- Низкие избытки воздуха
- Рециркуляция дымовых газов
- Горелка со сниженным выбросом NOx для газовых котлов

Газовые котлы

- Низкие избытки воздуха
- Рециркуляция дымовых газов
- Горелка со сниженным выбросом NOx для газовых котлов

Газовые турбины

- Впрыскивание пара
- Впрыскивание воды
- Камера сгорания с сухим подавлением выбросов NOx
- Каталитическое окисление CO
- Каталитическое сжигание

11. НАИЛУЧШИЕ ДОСТУПНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ (НДТ) ДЛЯ СЖИГАНИЯ ГАЗООБРАЗНЫХ ТОПЛИВ

Представленные методы и выбросы и уровни потребления, соответствующие использованию НДТ, считаются соответствующими для отрасли в целом. Когда говорится, что уровни выбросов или потребления «связаны с наилучшими доступными технологиями», следует понимать так, что эти уровни представляют экологическую результативность, которая может быть достигнута при применении описанных методов в этой отрасли промышленности, имея в виду баланс стоимости и преимуществ НДТ. Однако это не предельные значения уровней выбросов или уровней потребления. В некоторых случаях может быть технически возможным достижение лучших уровней выбросов или потребления, но из-за экономических или других соображений они не могут рассматриваться как приемлемые в качестве НДТ для энергетики в целом.

“Разработка уровней выбросов, соответствующих НДТ, и предельно-допустимых выбросов в выбранных секторах и установках”

Уровни выбросов и потребления, соответствующие использованию НДТ, нужно рассматривать в рамках заданных условий (например «периодов осреднения»).

Понятие «уровней, соответствующих использованию НДТ» нужно отличать от термина «достижимый уровень». Там, где уровень описан как «достижимый» для определенного метода или комбинации методов, это означает, что этот уровень может быть достигнут за достаточный период времени при правильном обслуживании установки, использующей эти методы.

11.1 Тепловой КПД газовых установок

Для снижения выбросов парниковых газов, в частности CO_2 от топливосжигающих установок на газе, таких как газовые турбины, газовые стационарные двигатели и газовые котлы, наилучшие доступные варианты с сегодняшней точки зрения - это методы и эксплуатационные мероприятия по увеличению тепловой эффективности.

Энергетическую эффективность электростанции характеризуют количественно через коэффициент использования тепла топлива (КИТТ = входная энергия топлива/выходная энергия на границе энергоустановки) или через КПД электростанции, который здесь рассматривается как величина, обратная коэффициенту использования тепла топлива, то есть отношение произведенной энергии к энергии затраченного топлива, выраженное в процентах. При этом в качестве энергии (калорийности) топлива принимается его низшая рабочая теплотворная способность.

Для газовых топливосжигающих установок применение газотурбинных комбинированных циклов и когенерации тепла и мощности (ТЭЦ) являются технически самыми результативными средствами увеличения энергетической эффективности систем выработки энергии. ***Поэтому газотурбинные комбинированные циклы и когенерацию рассматривают в первую очередь как НДТ, когда местный спрос на тепло достаточно высок, чтобы гарантировать строительство таких систем. Использование современной компьютерной системы управления для достижения высокой эффективности работы котла с улучшенным топочным режимом, которая поддерживает и сокращение выбросов, также рассматривается как НДТ.***

Увеличение энергоэффективности может быть получено также предварительным нагревом природного газа перед его подачей в камеру сгорания или горелки. Тепло может быть получено от низкотемпературных источников, таких как выхлопные газы от охлаждения других процессов.

Электростанции с газовыми двигателями могут использоваться для децентрализованного теплоснабжения и производства электроэнергии, а также для работы в базовой нагрузке. Уровень КПД, связанный с НДТ, составляет от 60 до 70 % при выработке пара низкого давления. При дополнительном сжигании топлива (то есть, когда кислородная составляющая дымовых газов газового двигателя используются как основной воздух горения в горелках) может быть произведено с высокой эффективностью большое количество пара низкого или высокого давления. При производстве горячей воды (с температурами на выходе обычно в диапазоне от 80 до 120°C), полная эффективность (коэффициент использования тепла топлива) до 90 % может рассматриваться как НДТ, хотя она сильно зависит от доли используемой энергии охлаждающей двигатель воды. Горячая вода до 200°C может быть произведена, используя энергию дымовых газов и частично энергию, полученную при охлаждении двигателя. Другое преимущество - высокая тепловая эффективность (то есть низкое удельное потребление топлива и, следовательно, низкие удельные выбросы CO_2). Энергетическая эффективность (на

“Разработка уровней выбросов, соответствующих НДТ, и предельно-допустимых выбросов в выбранных секторах и установках”

выходе генератора) НДТ составляет приблизительно от 40 до 45 % (в зависимости от мощности двигателя) при низкой калорийности топлива.

Для повышения теплового КПД существующих энергоустановок могут быть применены множество методов модернизации и реконструкции. Применяя методы и мероприятия, для повышения теплового КПД, такие как промежуточный перегрев пара, и используя наиболее совершенные высокотемпературные материалы для газовых турбин и котлов, могут быть достигнуты уровни энергетической эффективности, соответствующие использованию НДТ.

Кроме того, необходимо принять во внимание следующие меры для увеличения эффективности:

- сжигание: уменьшение потерь тепла из-за недожога топлива;
- максимально возможное давление и температура рабочего газа или пара;
- минимально возможное давление на выходе из паровой турбины посредством применения охлаждающей воды с минимально возможной температурой (при охлаждении пресной водой) для обычных и комбинированных парогазовых циклов;
- уменьшение потерь тепла с уходящими газами (использование остаточного тепла для централизованного теплоснабжения);
- уменьшение потерь тепла через теплоизоляцию;
- уменьшение внутреннего потребления энергии, принимая соответствующие меры, например, не допуская шлакования теплообменников, повышая эффективность питательных насосов и т.д.);
- предварительный нагрев горючего газа или питательной воды паром;
- улучшение профиля лопаток турбин.

11.2 Выбросы NO_x и CO от газовых установок

В общем случае для газовых турбин, двигателей и котлов методы, позволяющие снизить выбросы оксидов азота (NO_x), рассматриваются как НДТ. Смесь оксида азота (NO) и диоксида азота (NO₂), вместе обозначается как NO_x.

Для новых газовых турбин применение низкоэмиссионных горелок с сухим подавлением выбросов NO_x является НДТ. Для существующих газовых турбин именно замене горелок на СПВ нужно отдать приоритет с технической и экономической точки зрения, однако в некоторых случаях впрыск воды или пара является более правильным решением. Это необходимо решать отдельно в каждом конкретном случае.

Для существующих газовых турбин впрыск воды и пара или замена горелок на установке СПВ является НДТ. Газовые турбины одинаковой конструкции, но с более высокими рабочими температурами, имеют более высокий КПД и валовые выбросы NO_x. В этом контексте следует отметить, что при более высоком КПД все-таки наблюдаются более низкие удельные выбросы NO_x в пересчете на кВт-ч.

НДТ для минимизации выбросов CO - полное сжигание топлива, для которого требуется правильное проектирование топки, высокий уровень технологического контроля и обслуживания системы сжигания.

При условиях сжигания, оптимизированных для уменьшения выбросов NO_x уровни CO будут ниже 100 мг/м³.

“Разработка уровней выбросов, соответствующих НДТ, и предельно-допустимых выбросов в выбранных секторах и установках”

Кроме того, использование катализатора окисления для СО может рассматриваться как НДТ при применении установки в густонаселенных городских зонах.

Дымовые газы от газовых турбин и газовых двигателей содержат обычно около 11-16 об. % O₂ и поэтому уровни выбросов, соответствующие использованию НДТ для турбин и двигателей пересчитаны на содержание 15 об.-%, O₂ и стандартные условия. Для газовых котлов данные приведены для содержания O₂ 3 об.-%. Соответствующие НДТ уровни выбросов базируются на среднесуточных значениях при нормальных условиях и представляют собой типичные значения. При пиковых нагрузках, в периоды пусков и остановок, а также при неполадках в системах очистки дымовых газов кратковременно могут наблюдаться более высокие пиковые значения.

НДТ для снижения выбросов NO_x и СО для некоторых типов газосжигающих установок

Тип энергоустановки	Уровень выбросов связанный с НДТ (мг/нм ³)		Уровень O ₂ (%)	Варианты НДТ для достижения этих уровней	Мониторинг
	NO _x	СО			
<i>Газовые турбины</i>					
Новые газовые турбины	20-50	5–100	15	СПВ с подавлением NO _x (стандартное оборудование для новых газовых турбин) или СКВ	Постоянный
Существующие газовые турбины с горелками СПВОА	20-75	5-100	15	СПВ с сухим подавлением выбросов NO _x	Постоянный
Существующие газовые турбины	50–90	30-100	15	Впрыск воды или пара либо СКВ	Постоянный
<i>Газовые двигатели</i>					
Новые газовые двигатели	20 – 75	30 – 100	15	Сжигание обедненных смесей, настроенное на низкую эмиссию NO _x и каталитическое окисление СО или СКВ и каталитическое окисление СО	Постоянный
Новые газовые двигатели с КУ в режиме когенерации	20 – 75	30 – 100	15	Сжигание обедненных смесей, настроенное на низкую эмиссию NO _x и каталитическое окисление СО или СКВ и каталитическое окисление СО	Постоянный
Существующие газовые двигатели	20 –100	30 – 100	15	Настройка на низкую эмиссию NO _x	Постоянный
<i>Газовые котлы</i>					
Новые газовые котлы	50 – 100	30 – 100	3	Низкоэмиссионные горелки или СКВ или СНКВ	Постоянный

“Разработка уровней выбросов, соответствующих НДТ, и предельно-допустимых выбросов в выбранных секторах и установках”

Существующие газовые котлы	50 – 100	30 – 100	3	Низкоэмиссионные горелки или СКВ или СНКВ	Постоянный
Парогазовый цикл					
Новый парогазовый цикл без дополнительного сжигания (КУ)	20–50	5–100	3	Низкоэмиссионные горелки или СКВ	Постоянный
Существующий парогазовый цикл без дополнительного сжигания (КУ)	20–90	5–100	3	Низкоэмиссионные горелки предварительного смешения или впрыск воды или пара СКВ	Постоянный
Новый парогазовый цикл с дополнительным сжиганием топлива в КУ	20–50	30–100	В зависимости от установки	Низкоэмиссионные горелки предварительного смешения и низкоэмиссионные горелки для части котлов или СКВ	Постоянный
Существующий парогазовый цикл с дополнительным сжиганием топлива в котле-утилизаторе	20–90	30–100	В зависимости от установки	Низкоэмиссионные горелки предварительного смешения или впрыск воды и пара и низкоэмиссионные горелки для части котлов или СКВ	Постоянный

12. НОВЫЕ МЕТОДЫ СЖИГАНИЯ ГАЗООБРАЗНОГО ТОПЛИВА

12.1 Каталитическое сжигание

Каталитическое сжигание представляет собой технологию, при которой топливо сжигается без пламени. При этом объем высвобождаемой энергии аналогичен тому, что достигается в сжигательных системах с использованием пламени, но при меньшей пиковой температуре. Что важно, эта температура ниже того порогового значения, при котором происходит формирование NOx. Это достигается путем сжигания на катализаторе на основе палладия. Поскольку температурный диапазон, при котором катализатор активен, ограничен как по нижнему пределу (недостаточно активен), так и по верхнему (разрушение), процесс сжигания состоит из трех этапов:

- **предварительное сжигание:** встроенная горелка предварительного сжигания поднимает температуру поступающей газозоудной смеси до нужного значения, так чтобы катализатор стал активен. Это применяется в основном в ситуациях с небольшой нагрузкой. Обычно в горелке предварительного сжигания используется только небольшая часть топлива;

- **каталитическое сжигание:** каталитическое сжигание происходит при относительно низких температурах, при этом подавляется образование NOx. При этом используется не весь объем топлива, поскольку это привело бы к слишком большому повышению температуры катализатора и его разрушению;

- **равномерное сжигание:** остальная часть топлива сжигается в составе обедненной смеси. При этом отсутствует нестабильность пламени, поскольку температура на входе этой зоны уже достаточно высока по причине каталитического сжигания, происходящего выше по технологической цепочке.

12.2 Паровое охлаждение

Другим важным направлением развития газотурбинных технологий является использование парового охлаждения вместо воздушного. Обычно воздух, отбираемый с компрессора газовой турбины, применяется для охлаждения вала и лопаток турбины. Объем охлаждающего воздуха составляет от 20 до 25 % от воздушного потока компрессора. Отбираемый воздух не применяется в процессе сжигания. При прохождении узких каналов между лопатками турбины его давление падает, что приводит к снижению КПД газовой турбины. При использовании пара вместо сжатого воздуха эти недостатки устраняются. Паровое охлаждение более эффективно, нежели воздушное.

В вышеописанных турбинах применяется замкнутое паровое охлаждение системы. Пар охлаждает горячие детали, такие как лопатки турбины, направляющий аппарат или перепускные отсеки. Применяемый пар не смешивается с основным потоком газа, проходящим через газовую турбину (как в открытой системе), а подается назад в паровую систему. Охлаждающий пар отбирается с выхода цилиндра высокого давления паровой турбины. Пар нагревается и затем смешивается с перегретым паром, поступающим от котла-утилизатора (КУ), и подается в отсек промежуточного давления паровой турбины для дальнейшего применения. Охлаждающий пар не влияет на основной поток, проходящий через газовую турбину и где в принципе не должно быть воды.

При применении парового охлаждения, температура на входе турбины повышается без какого-либо соответствующего повышения температуры горения. В результате достигается более высокий КПД без повышения выбросов NOx. Паровое охлаждение вместо воздушного сильно снижает выбросы сжатого воздуха компрессора в атмосферу, при этом происходит снижение потребляемой мощности компрессора. Соответственно, это приводит к более высоким значениям КПД газовой турбины.

При использовании этой новой технологии охлаждения, может достигаться повышение КПД парогазового цикла на два процента и суммарный КПД может достигнуть 60 %.

12.3 Газовая турбина с промежуточным охлаждением

Значительная часть энергии, генерируемой турбиной, требуется для привода компрессора. Путем повышения КПД газовой турбины является снижение энергопотребления компрессора путем охлаждения потока воздуха, проходящего через компрессор. Мощность компрессора пропорциональна объему потока. Теоретически, охлаждение после каждой ступени компрессора дало бы наибольшие сокращения энергопотребления компрессора, однако на практике применимо только ограниченное число ступеней охлаждения.

Если температура дымовых газов газовой турбины выше, чем температура воздуха на выходе компрессора, тогда возможна передача тепла от дымовых газов выходному воздуху компрессора. При этом повышается КПД газовой турбины, поскольку меньше топлива требуется для нагревания газа до нужной температуры на входе турбины. Такой вид регенерации может использоваться в основном для газовых турбин с умеренным коэффициентом сжатия или газовых турбин с компрессорами с промежуточным охлаждением.

“Разработка уровней выбросов, соответствующих НДТ, и предельно-допустимых выбросов в выбранных секторах и установках”

Те конструкции, которые объединяют как промежуточное охлаждение компрессора, так и описанный способ рекуперации, могут достигнуть КПД в 54 %, рассчитанного для температуры на входе турбины, равной 1200 °С .

12.4 Цикл НАТ

В турбинах с впрыскиванием увлажненного воздуха (НАТ), увлажнение сжатого воздуха из воздушного компрессора позволяет обеспечить уменьшение температуры сжатого воздуха. В цикле НАТ весь воздух насыщается водяными парами с помощью отходящего тепла с промежуточных охладителей компрессора и выхлопов газовой турбины. В рамках этого цикла, может быть использовано большее количество регенерированного тепла от дымовых газов, чем это может произойти в циклах промежуточного охлаждения и рекуперации. Проблема с использованием этого цикла состоит в том, обычные газовые турбины не могут применяться для технологического процесса, поскольку слишком возрастает поток, проходящий через турбину, ввиду насыщения водой всего воздуха, поступающего от компрессора. Высокое содержание водяных паров в воздухе горения может создать проблемы для горелок. Таким образом, в рамках этого технологического процесса меньший коэффициент сжатия приводит к более высокому КПД. Величина КПД в 53 % достижима при температуре на входе турбины порядка 1200°С

12.5 Метод ТОРНАТ

В рамках этой технологии, производится увлажнение воздуха на входе компрессора путем впрыскивания воды. Теоретически впрыскивание возможно также после прохождения каждой ступени компрессора. При этом КПД газовой турбины повышается до 55 %, при температуре на входе турбины температура в 1200°С, что является наиболее высокой величиной среди всех КПД циклов, описанных выше. Дальнейшее улучшение цикла ТОРНАТ возможно путем впрыскивания воды между различными ступенями компрессора. Следовательно, воду нужно нагревать и подавать под давлением. Для нагревания впрыскиваемой воды используется тепло дымовых газов .

12.6 Цикл СНАТ

В газотурбинной установке с каскадным увлажнением (СНАТ) используются газовые турбины низкого и высокого давления, установленные на отдельных валах и состоящие из существующих компрессоров и турбин, с тем, чтобы обеспечить пропускание через турбины возросшего за счет насыщения водой потока. Цикл включает в себя промежуточное охлаждение между отдельными компрессорами, а также нагрев дымовых газов между отдельными турбинами.

13. МОНИТОРИНГ

13.1. Определения

Мониторинг означает ведение систематического наблюдения за изменениями определенной химической или физической характеристики выброса, сброса, расхода, или иного эквивалентного параметра или технического показателя. Мониторинг основан на проведении повторяющихся с необходимой частотой измерений или наблюдений в соответствии с документально зафиксированными и утвержденными процедурами и направлен на получение полезной информации.

Экологический внутренний мониторинг, проводимый самими промышленными предприятиями (также известный как «производственный экологический контроль и отчетность»), является важным элементом экологического менеджмента во всем мире.

“Разработка уровней выбросов, соответствующих НДТ, и предельно-допустимых выбросов в выбранных секторах и установках”

Одновременно с этим, власти могут вести контроль за соблюдением установленных требований согласно условиям выдачи природоохранных разрешений.

Эти два инструмента тесно связаны между собой. Тот, кто выписывает природоохранное разрешение, должен определить условия разрешения и надлежащие требования к мониторингу с учетом того, что в будущем необходимо будет проводить оценку соответствия нормам. Более того, действующие промышленные предприятия (операторы) обязаны предложить свои меры мониторинга в заявке на получение разрешения, которое соответствует поставленной цели. На предприятии будут регулярно сравнивать данные внутреннего мониторинга, экологических требований и контрольные показатели, определенные промышленностью, чтобы убедиться в том, что они соблюдаются.

Помимо этого, мониторинг необходим для сбора информации для отчетов по природоохранной деятельности в промышленности, например, чтобы выполнять обязательства по ведению международной или национальной отчетности. В некоторых случаях эту информацию также можно использовать при определении размеров природоохранных платежей и налогов или в рамках торговли квотами (разрешениями) на выбросы.

Существуют три основных типа производственного мониторинга:

- **Мониторинг выбросов:** мониторинг промышленных выбросов в источнике образования, т.е. мониторинг эмиссий, поступающих от установки в окружающую среду.
- **Мониторинг производственных процессов:** наблюдение за физическими и химическими параметрами (например, давлением, температурой, скорости потока) технологических процессов для подтверждения того, что показатели результативности предприятия находятся в диапазоне, который установлен проектной документацией как диапазон нормального функционирования.
- **Мониторинг воздействия:** мониторинг уровней загрязняющих веществ в непосредственной близости от предприятия и в зоне его воздействия, а также мониторинг изменений, происходящих под воздействием функционирования предприятия в экосистемах.

Промышленное предприятие должно регулярно сопоставлять данные производственного экологического мониторинга и контроля с задачами по соблюдению природоохранных требований и проверять, что установленные требования соблюдаются. Этот элемент внутренней диагностики будет сопровождаться принятием дополнительных самостоятельных корректирующих мер на предприятии.

13.2 Справочные условия и параметры

Для определения выбросов в атмосферу следует измерить следующие параметры дымовых газов с целью приведения концентраций к стандартным условиям, то есть 273 К, 101,3 кПа, измеренное содержание кислорода и сухой газ:

- объемный расход дымовых газов (чтобы рассчитать массовую концентрацию и массу выбросов);
- температура отходящих газов;
- содержание паров воды в дымовых газах;
- статическое давление в газоходе;
- атмосферное давление;

“Разработка уровней выбросов, соответствующих НДТ, и предельно-допустимых выбросов в выбранных секторах и установках”

- период контроля/период усреднения.

В дополнение к вышеуказанным параметрам для правильной работы котла и системы очистки дымовых газов должны быть измерены дополнительные параметры (такие как напряжение и ток (ЭФ), перепад давления (ТФ), рН жидкости скруббера и концентрации в различных местах в газоходах.

13.3 Точки измерений

Точки измерений должны соответствовать требованиям соответствующих национальных руководств.

Двумя типами постоянного мониторинга (контроля) выбросов (ПКВ) являются:

- без отбора проб, когда газ анализируется в трубе или газоходе с небольшой подготовкой пробы или без нее;

- с отбором пробы, когда проба анализируется вдали от места ее отбора (либо в лаборатории на площадке, либо в сторонней лаборатории, находящейся за пределами площадки).

Постоянные точки отбора проб для анализа должны быть:

- представительны;
- ясно обозначены;
- закрыты;
- иметь соответствующий источник электропитания;
- соответствовать требованиям безопасности и охраны труда на рабочем месте.

13.4 Мониторинг выбросов

Мониторинг выбросов осуществляется для того, чтобы определить качество газов и сточных вод для целей отчетности, или для управления процессом горения, или для определения воздействия установки или технологического процесса на окружающую среду.

Анализ может проводиться с помощью прямых измерений или с помощью расчетов, основанных на измерении рабочих параметров. Для новых установок и установок, в которые были внесены значительные изменения, удельные выбросы могут быть использованы для определения объема выбросов в окружающую среду.

Перед проведением измерений в плане контроля должны быть учтены следующие факторы:

- эксплуатационный режим (аварийные установки или установки в режиме ожидания, установки с небольшим временем работы в соответствии со спросом на энергию, например, пиковые, или установки с постоянной нагрузкой);
- рабочее состояние установки очистки газов или сточных вод;
- эксплуатационные условия (непрерывная работа или с перерывами, пуск и останов);
- действие термодинамических факторов.

Эти факторы формируют основу для выбора следующих условий эксплуатации:

“Разработка уровней выбросов, соответствующих НДТ, и предельно-допустимых выбросов в выбранных секторах и установках”

- при которых можно зарегистрировать самый высокий уровень эмиссий;
- для выбора количества и продолжительности измерений;
- для выбора самого подходящего метода измерений;
- для определения точек проведения измерений и специальных точек измерений.

13.4.1 Постоянный мониторинг

В целом прямые измерения являются самым точным и предпочтительным методом мониторинга выбросов. Постоянный мониторинг выбросов ряда компонентов в газах возможен, и в некоторых случаях могут передаваться постоянно или точные значения концентраций (мг/нм³) или средние значения за определенный период

времени (за полчаса, за сутки и т.д.). Однако условием для этого является наличие инфраструктуры с хорошо обученным персоналом, обученным работать с имеющимся оборудованием (для процедур калибровки и т.д.). В этих случаях анализ средних значений и использование настраиваемой шкалы в долях делает возможным гибкий метод для демонстрации соответствия разрешенным уровням. При выборе оборудования должны приниматься во внимание возможные пределы изменений измеряемых величин. В этих случаях предпочтительны непрерывные измерения.

13.4.2 Периодические измерения

В случае, когда постоянный мониторинг непрактичен, величины усредняются за период отбора проб.

13.5 Оценка выбросов на основе измерений рабочих параметров

Не всегда необходимо проводить прямые измерения выбросов для определения объема выбросов. Для источника, который обладает относительно постоянными значениями удельных выбросов или для которых имеются алгоритмы оценки выбросов, которые демонстрируют высокую степень точности прогноза выбросов в обычном диапазоне рабочих условий, выбросы могут контролироваться путем сбора и обработки данных о работе установки. . Использование таких показателей выбросов может давать более надежную и ясную информацию в отношении общего объема выбросов, чем несколько проб/измерений.

Прогнозирующие системы мониторинга выбросов широко используются в газовых турбинах для определения выбросов NO_x/CO/CO₂. Эти системы используют компьютер для записи ряда переменных технологического процесса, например, расход топлива, температура горения, внешнее давление и температура. Затем параметры обрабатываются с помощью специального алгоритма, разработанного индивидуально для каждой установки, чтобы определить относительную концентрацию загрязняющих веществ в выбросах в атмосферу и массу выбросов. Системы обычно калибруются системой периодического мониторинга один раз в год, результаты показывают, что они очень точны. Существует несколько патентованных пакетов программного обеспечения, также такое программное обеспечение имеется в продаже.

Анализ топлива может применяться для прогноза содержания SO₂ или CO₂ и таких элементов, как металлы и других загрязняющих веществ в соответствии с применяемым законодательством, если проводятся измерения параметров подаваемого топлива.

“Разработка уровней выбросов, соответствующих НДТ, и предельно-допустимых выбросов в выбранных секторах и установках”

Наличие определенных элементов, таких как сера и металлы в топливе, затем может быть использовано для расчета их наличия в дымовых газах.

13.6 Коэффициент эмиссии выбросов (удельные выбросы)

Если данные измерений недоступны, для оценки объема выбросов КТСУ могут использоваться коэффициенты эмиссии (удельные выбросы). Удельные выбросы могут основываться на потребленном топливе (г/тонну потребленного топлива) или на потреблении энергии (г/ГДж энергии топлива).

Различия в проектах и работе котлов, видах используемого топлива и/или используемых элементов управления, требуют использования разных видов коэффициентов эмиссии. То же относится к газовым турбинам и стационарным двигателям.

Чтобы определить объем выбросов загрязняющих веществ с помощью значения удельных выбросов также необходимо иметь данные о КПД установки. КПД и коэффициенты эмиссии следует определять на одном уровне агрегации (то есть на уровне установки в целом или на уровне котлов), с помощью доступной информации (например, потребление топлива).

Как правило, используется величина входной энергии (ГДж), но в принципе подходят и другие соотношения.

Для расчета коэффициентов эмиссии предлагается два подхода:

Общие коэффициенты эмиссии: Общие коэффициенты эмиссии – это средняя величина для определенного типа котлов, учитывающая все меры снижения выбросов (первичные и вторичные). Общие коэффициенты эмиссии зависят только от типа используемого топлива и применяется ко всем загрязняющим веществам, кроме SO₂. *Он не может применяться к SO₂ потому, что для правильного определения выбросов необходимо знать содержание серы в топливе. Общие коэффициенты эмиссии используется только там (в качестве предварительной информации), где другая техническая информация недоступна.*

Специальные коэффициенты эмиссии: Специальные коэффициенты эмиссии – это индивидуальная характеристика конкретных котлов, которая учитывает действие мер снижения выбросов (первичных и вторичных). Коэффициент эмиссии учитывает характеристики конкретных топлив (например, содержание серы) и технологические параметры.

Как правило, следует использовать данные конкретной установки, если они известны, чтобы определить коэффициенты эмиссии. Каждый коэффициент эмиссии, величины параметров производительности относятся к последней дате оценки, относящейся к одной из следующих категорий :

А Оценка, основанная на большом количестве измерений, сделанных для нескольких установок, которые дают полное представление о секторе промышленности.

В Оценка, основанная на большом количестве результатов измерений, проведенных на большом количестве установок, которые полностью дают представление о большей части сектора.

С Оценка основывается на ряде результатов измерений, проведенных на небольшом количестве установок, или на решении комиссии инженеров, основанном на ряде существенных факторов.

“Разработка уровней выбросов, соответствующих НДТ, и предельно-допустимых выбросов в выбранных секторах и установках”

Д Оценка основывается на одиночных результатах измерений или технических расчетов, которые были проведены на основании ряда существенных фактов и некоторых допущений.

Е Оценка основывается на техническом расчете, проведенном на основании предположений.

13.7 Отчет по выбросам

Все отчеты об измерениях и протоколы измерений должны соответствовать национальным и международным руководствам.

Типовой отчет включает в себя:

- цель мониторинга;
- общие данные об измерениях;
- описание установки, ее состояние и рабочие показатели;
- рабочие условия во время измерений;
- информация по планированию измерений;
- описание мест отбора проб;
- описание методов проведения измерений;
- представление данных отдельных измерений в таблице, включая температуру, скорость и объемный расход газов;
- оценка результатов;
- учет ошибок;
- измерения для подтверждения качества;
- резюме.