

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 91 страницы, 20 таблиц, 30 формул, 3 рисунка, 3 приложения, 66 источника.

Ключевые слова: природные энергоносители, газ, нефть, мазут, выбросы, экология, технологии, дымовые газы.

Объект исследования – Томская ТЭЦ-3, выбросы в атмосферу отходящих дымовых газов.

Цель работы – дать сравнительную оценку выбросам в атмосферу отходящих дымовых газов, при сжигании органических топлив.

Метод проведения работ - для сравнения результатов анализа по выбросам проводились замеры отходящих дымовых газов при сжигании топлива, в разных режимах работы теплоэнергетического оборудования ТЭЦ-3.

Полученные результаты - для уменьшения вредного воздействия на окружающую среду представлены эффективные технологии сжигания органического топлива и системы экологического мониторинга на ТЭС. Рассмотрены направления борьбы с загрязнителями атмосферы с помощью которых, ТЭС смогут выдерживать природоохранные нормы по содержанию в дымовых газах CO_2 , CO , NO_x и т. д. Определили, что при сжигании природного газа в атмосферу выбрасывается в среднем, в зависимости от режима работы котлов, NO_x – 2016 т/г, CO – 3018 т/г, что не превышает установленные нормативы по отходящим дымовым газам в атмосферу, а значит что очистные сооружения работают в нормальном режиме и удаляют вредные вещества из дымовых газов, таких как CO , NO_x примерно на 85 – 90 %. Также рассмотрели, что в 2013 году загрязняющих веществ составляло 5230 т/г, а в 2015 году загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу, намного уменьшилось и стало 4858 т/г. Так что можно сказать что план природоохранных мероприятий выполняется в полном объеме.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ	5
ВВЕДЕНИЕ	7
1 ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	8
1.1 Физико-химические основы процесса горения топлив	8
1.2 Анализ выбора топлив для ТЭЦ	20
1.3 Будущее развитие ТЭЦ	30
1.4 Постановка задачи	32
2 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ	34
2.1 Характеристика исходного сырья	34
2.2 Общие сведения о предприятии	35
2.3 Характеристика основного технологического процесса	37
2.4 Метод проведения работы	41
2.5 Выполнение измерений	42
2.6 Направление и развитие электроэнергетики Томской области в период с 2013 до 2018 года	50
3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	52
3.1 Расчет производственной мощности	52
3.2 Расчет баланса эффективного годового времени одного среднесписочного работника	53
3.3 Расчет годового фонда заработной платы цехового персонала	57
3.4 Расчет затрат на производство	59
3.4.1 Расчет годовой потребности в электроэнергии	59
3.4.2 Расчет амортизационных отчислений	60
3.4.3 Расчет инструментов и хозяйственного инвентаря	60
3.5 Расчет калькуляции себестоимости продукции по действующему производству	61
3.6 Расчет платы за выбросы	62
4 Социальная ответственность	64

4.1 Производственная безопасность	64
4.2 Экологическая безопасность	68
4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	70
4.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	72
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	74
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	75
ПРИЛОЖЕНИЕ А	80
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	84
ПРИЛОЖЕНИЕ В	86
ПРИЛОЖЕНИЕ Г	89

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

ПДТ - печное дистиллятное топливо;

КПД – коэффициент полезного действия;

ДВС – двигатель внутреннего сгорания;

ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;

ГРЭС – государственная районная электростанция;

ТЭС – тепловая электростанция;

ПГУ – парогазовая установка;

АЭС – атомная электростанция;

ПАУ – полициклические ароматические углеводороды;

АО – акционерное общество;

ТЦ – транспортный цех;

КТЦ – котлотурбинный цех;

ЭЦ – электрический цех;

ЦТАИ – цех тепловой автоматики и измерений;

ЦТО ИМО – цех технического обслуживания тепломеханического оборудования;

ЛМ – лаборатория металлов;

ТРУ – тепловая распределительная установка;

ПТ – паровая турбина;

ПВК – пароводогрейные котлы;

ГОСТ – государственный стандарт;

МВИ – методика выполнения измерений;

ГСО-ПГС – государственный стандартный образец-поверочная газовая смесь;

ТУ – технические условия;

ГПП – газы горючие природные;

СанПиН – санитарные правила и нормы;

СН – санитарные нормы;

ММХ – масло-мазутное хозяйство;

ЛВЖ – легко воспламеняющаяся жидкость;
ГЖ – горючая жидкость;
ФЗ – федеральный закон;
ОП – огнетушитель порошковый;
ОУ – огнетушитель углекислотный;
ПЛВА – план ликвидации возможных аварий;
ТК РФ – трудовой кодекс Российской Федерации;
ОРУ – открытые распределительные устройства.

ВВЕДЕНИЕ

Цель дипломной работы. Дать сравнительную оценку выбросам в атмосферу отходящих дымовых газов, при сжигании органических топлив.

Актуальность темы. Важнейшим фактором устойчивого развития человечества является эффективность использования энергии ввиду резкого увеличения энергопотребления и истощения традиционных ископаемых энергоносителей. На сегодняшний день в городе Томске подача тепла осуществляется за счет станции ТЭЦ – 3 и ГРЭС – 2. Так как при их работе выделяются дымовые газы, и загрязняют атмосферу воздуха, то проблема стоит в том, как уменьшить влияние дымовых газов на атмосферу.

Цель и задачи работы.

Цель - дать сравнительную оценку выбросам дымовых газов, при работе теплоэнергетического оборудования на разных видах топлива. Охарактеризовать какую степень вредного воздействия наносит тот или иной вид топлива на окружающую среду.

Для выполнения этой цели в работе поставлены следующие задачи:

1. Изучить состав топлива для Томской ТЭЦ – 3;
2. Провести анализы отходящих дымовых газов;
3. Сделать оценку выбросов отходящих дымовых газов за несколько лет.

Объект исследования и предмет. Томская ТЭЦ – 3 филиал АО «Томская генерация», а предмет исследования – отходящие дымовые газы.

1 ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Физико-химические основы процесса горения топлив

Процесс горения топлив подразумевает собой процесс соединения горючих элементов топлива с окислителем (чаще всего используется кислород воздуха O_2) при высокой температуре, образуя тепло [1].

Непосредственно сам процесс горения топлива может протекать со скоростью мгновенного или медленного горения. Это зависит от выбора топлива.

Топливо – это источник получения энергии и тепла [2]. Определим какие бывают виды топлив. Наиболее чистым является природный газ; следующий идет нефть (мазут); бурые и каменные угли; все виды горючих сланцев; и включает эту цепочку торф. Все виды топлива можно разделить по агрегатному состоянию: твердое, жидкое и газообразное. Некоторые виды топлива, могут разделяться на две подгруппы, из которых одна подгруппа представляет собой топливо в том виде, в каком оно добывается – естественное топливо; вторая подгруппа — топливо, которое получается от переработки естественного топлива, называется искусственным.

К естественному твердому топливу можно отнести - дрова, каменный уголь, антрацит, торф; к искусственному топливу - древесный уголь, кокс. К естественным жидким топливам относят – нефть; к искусственным – мазут, смолы, бензин, керосин. К естественным газообразным топливам относят только природный газ. К искусственным газообразным топливам относят – генераторный газ, получаемый при газификации различных видов твердого топлива (каменного угля, торфа и др.), коксовальный, доменный, и другие газы [3].

Абсолютно всё топливо состоит из одних и тех же элементов. Вся разница заключается в содержании разных количествах этих элементов в топливе. В зависимости от элементов, из которых состоит топливо, делиться на два вида. К первому виду относят элементы, которые самостоятельно горят и поддерживают

процесс горения. К ним относят водород (H_2), кислород (O_2) и углерод (C). Ко второму виду элементов относятся те, которые сами не горят и не способствуют горению. К ним принадлежат - азот (N_2) и вода (H_2O).

Отдельно от этих элементов стоит сера (S). Она является горючим веществом. При горении, сера, выделяет тепло, но присутствие её в топливе нежелательно, так как при горении сера выделяет сернистый газ, который воздействует на нагреваемый металл, что ухудшает его свойства.

При сгорании любого органического топлива выбрасываются в окружающую среду продукты горения: CO_2 , H_2O ; несгоревшее топливо: угарный газ (CO), водород (H_2), несгоревшие углеводороды (CO_2 , H_2) и экологически вредные загрязнители: окислы серы, азота, бенз(а)пирен (SO_2 , NO_2 , $C_{20}H_{12}$) и зола [4].

Процесс горения топлива различают на полное и не полное сгорание топлива. Полное сгорание топлива характеризуют как быстро протекающий физико-химический процесс горючего вещества с окислителем, и образованием только оксидов (CO_2 , SO_2 , H_2O).

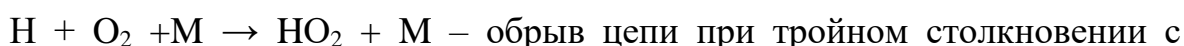
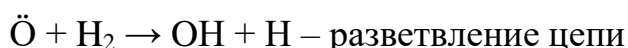
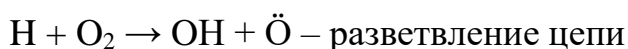
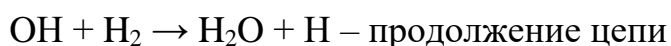
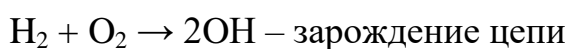
В данное время для теплоэнергетики характерны следующие направления: блочная компоновка агрегатов, увеличение доли переменной части графика нагрузки энергосистем, изменяя в структуре топливно-энергетического баланса за счет увеличения доли газа. Таким образом все направления на развитие теплоэнергетике и требований к котлам современной формы, в организации топочных процессов можно обозначить следующие задачи: максимально экономичное сжигание топлива, снижение по максимуму коррозии на поверхности нагрева, значительное снижение ниже предельно допустимых значений (концентраций) канцерогенных и токсичных веществ в отходящих дымовых газах. Непосредственно сам процесс сгорания топлива можно представить, как химическую реакцию. Скорость и механизм этих реакций изучает предмет как кинетика химических реакций. Данный предмет представляет собой раздел физической химии, изучающий закономерное протекание химических реакций, зависимость этих закономерностей от внешней

среды, и механизмы химических реакций. Скорость химического превращения можно определить, как изменение количества вещества в единицу времени. Скорость химической реакции V может выражаться следующей реакцией:

$$V = \frac{+c_2 - c_1}{-t_2 - t_1} = \frac{+\Delta c}{-\Delta t}, \quad (1)$$

где c_1 и c_2 – концентрации исходных веществ в момент времени t_1 и t_2 .

Ускорение химической реакции может достигаться не только при повышении температуры в ходе экзотермической реакции, а также в результате отдельного характера химических превращений – цепных реакций. Представители таких реакций являются отдельные активные частицы – радикалы и атомы, которые обладают свободными валентными связями. При столкновении данных частиц с исходными молекулами или продуктами превращения взаимодействие между ними происходит при значительно меньших значениях энергии активации, чем при молекулярных процессах. Причем в особом рода цепных реакциях – разветвленных – скорость реакции может бурно расти за счет того, что в результате взаимодействия активного центра с молекулой образуется несколько активных центров [5]. Типичным примером разветвленной цепной реакции является окисление водорода кислородом при определенных условиях (в области полуострова самовоспламенения), основу которого составляют следующие элементарные акты:



участием инертной молекулы M (обрыв в объёме).

Для изотермического ускоряющегося цепным путем процесса можно написать

$$W = A(e^{\varphi t} - 1), \quad (2)$$

где $\varphi = \delta - \beta$ – фактор ускорения цепной реакции;

t – время;

A – константа, определяемая начальными условиями.

Ускорение реакции определяется величиной φ . Границей, разделяющей цепные превращения с конечной скоростью и цепное самовоспламенение, является условие $\varphi = 0$. Теория цепных реакций позволила объяснить такие явления, как пределы самовоспламенения по давлению, ингибирование, промотирование горения, каталитическое влияние стенок реакционного сосуда и многие другие, которые трудно объяснить тепловыми теориями. Начавшийся цепным путем экзотермического химического процесса сопровождается выделением тепла, которое обуславливает тепловое самоускорение. Типичным примером такого процесса является окисление углеводородов кислородом. С помощью ряда упрощающих допущений и с учетом подобия полей концентраций и температуры, т.е. постоянства энтальпии в единице объема в пламени, система уравнений сохранения вещества и энергии была сведена к уравнению вида

$$\lambda \frac{d^2 T}{dx^2} - U_H C_p \rho \frac{dT}{dx} + WQ = 0, \quad (3)$$

где λ – теплопроводность;

C_p – теплоемкость;

ρ – плотность;

W – скорость реакции;

Q – теплота сгорания;

x – расстояние вдоль распространения пламени.

Первый член в левой части уравнения (3) соответствует нагреву газа, второй член – конвективному уносу тепла, третий член – тепловыделению. Для зоны подогрева получаем:

$$\lambda \frac{d^2 T}{dx^2} - U_H C_p \rho \frac{dT}{dx} = 0, \quad (4)$$

Следует отметить, что ни одна из нынешних теорий горения не содержит всего механизма химического превращения топлива в зоне пламени. В случае горения наиболее распространенного класса горючих веществ – углеводов – наибольшее признание получила следующая схема окисления в пламени: $RH \rightarrow CO \rightarrow CO_2$ [6].

В соотношении с данной схемой окисления углеводов при высоких температурах различают два основных типа – окисление исходного горючего до CO и догорание CO до CO₂. Обобщая приведенные сведения о механизмах, режимах и особенностях горения, необходимо отметить, что главную роль в итоге играет в данном процессе выделение энергии и ее запас (энтальпия) в веществе [7].

Твердое топливо – представляют собой горючие вещества, состоящее в основном из углерода [8]. Всё существующее на планете твердое топливо образованно благодаря солнечной энергии и хлорофиллу – особому веществу. Которое содержится в растениях, во всех зеленых частях. Они создают сложные органические вещества, и далее превращают в топливо. В своих превращениях вещество топлива последовательно проходит стадии образования торфа, бурого угля, каменного угля, антрацита. Все виды твердого топлива, существующие в природе, различаются своим составом и свойствами. Твердое топливо в основном сформировываются из высокоорганизованных растений — древесины, листьев, хвои и т. п. Омертвевшие доли высокоорганизованных растений разрушаются грибами при свободном доступе воздуха и преобразуются в торф — рыхлую, расплывчатую массу перегноя, так именуемых гуминовых кислот. Скопление торфа переходит в бурую массу, а затем в бурый уголь. В дальнейшем под воздействием высокого давления и повышенной температуры бурые угли подвергаются последующим превращениям, переходя в каменные угли, а затем в антрацит [9]. Топливо в том виде, в котором оно добыто, включает в себя органическую массу и балласт. Органической массой топлива считают ту часть, которая произошла из органических веществ: углерода, водорода, кислорода и азота; в балласт включают серу, минеральные примеси — золу и влагу топлива:

$$C^{\circ} + H^{\circ} + O^{\circ} + N^{\circ} + S_0^{\circ} = 100\%.$$

Твердое топливо в основном состоит из углерода С, водорода Н, органической серы S_0 и горючей колчеданной серы S_K , кислорода O_2 и азота N, находящихся в виде сложных соединений. Кроме указанных элементов твердого топлива, составляющих *горючую массу топлива*, в состав топлива входит еще балласт — зола А и влага W: $B = A^P + W^P$.

Летучей, или горючей, серой называется $S_{л} = S_0 + S_K$ [10].

Состав топлива выражают в процентах по массе.

В технике горения отличить работника сухой и горючей массы топлива. В этой связи, когда буквенное обозначение вещества, входящие в состав топлива, вверху, буква P, C, или г. в рамках рабочей массы топлива знаешь топлива в том виде, в котором оно поступает к потребителю.

Состав рабочей массы топлива выражают так:

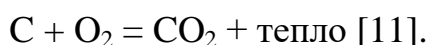
$$C^P + H^P + O^P + N^P + S_0^P + S_K^P + A^P + W^P = 100\%$$

Если из топлива исключить балласт, то получаем горючую массу топлива

$$C^{\Gamma} + H^{\Gamma} + O^{\Gamma} + N^{\Gamma} + S_0^{\Gamma} + S_K^{\Gamma} = 100\%.$$

Сухая масса топлива соответствует обезвоженному топливу и состав ее следующий: $CC + H^C + O^C + N^C + S_0^C + S_K^C + A^C = 100\%$.

Химическая реакция сжигания углерода имеет вид:



Жидкое топливо - для сжигания в отопительных и отопительно-варочных печах могут с успехом использоваться жидкие нефтепродукты. Теплотехнические свойства жидкого топлива, также, как природного газа, существенно лучше, чем твердого топлива: в нем отсутствуют зола и шлаки, не требуются специальные устройства для подготовки его к сжиганию, оно имеет высокую теплоту сгорания и позволяет получить высокую температуру в топке.

Процесс сжигания жидкого топлива является более сложным, чем газовых, но с другой стороны, жидкое топливо не требует контроля газа и газораспределительных станций и других сооружений. Он может быть доставлен в любое место в танк или танки и трубопроводы для его подачи значительно

меньшего диаметра, чем газ [12].

Жидкое топливо получают путем перегонки тепла нефтепродуктов. Качество топлива определяется в основном содержанием низкокипящих и высококипящих фракций. В зависимости от количественного соотношения этому показателю различают "легкие" и "тяжелые" сорта жидкого топлива. Ассортимент жидких топлив, в порядке убывания от самых ценных низкокипящих фракций в следующей последовательности: бензин, керосин, дизельное топливо (солярка), гудрон, мазут.

Интересно, когда существенная разница в физических свойствах этих видов топлива, их химический элементный состав практически идентичны, и определяет, что приблизительно такое же количество теплоты сгорания [13].

Однако различие физических свойств существенно влияет на требования к условиям сжигания этих топлив.

Жидкого топлива почти полностью (96-98%) состоят из углеводородов, и основное содержание водорода составляет 80-90%, а кислорода 8-14%. Кроме углеводородов, жидкое топливо часто содержит свободной и связанной серы (0,5—3%), небольшое количество кислорода и связанного азота и воды. Последние три вещества не оказывают заметного влияния на качество топлива. Очень нежелательным элементом является сера, так как при сгорании сернистого газа образуется, с сильным влиянием коррозии металлов [14].

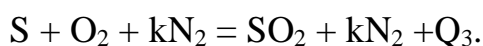
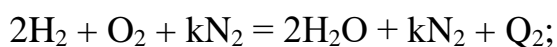
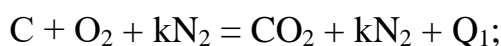
Важным показателем является вязкость топлива, от его величины зависит надежность его транспортировки по трубопроводу к горелке, и качество сгорания, повышение вязкости негативно влияет на оба эти процесса. Жидкого топлива в современных горелках сжигается, как правило, после газификации (т. е. после испарения жгли его пары). В этой связи, важным свойством жидкого топлива является его способность испаряться, характеризуются температурой вспышки, при которой обильных паров, которые могут вспыхнуть при поднесении его пламени [15]. Температура вспышки значительно ниже температуры воспламенения фактического топлива. Топлива с низкой температурой вспышки и быстро испаряется, что облегчает его сжигание, с

другой стороны, в процессе эксплуатации требует особого внимания, так как при нагревании до температуры, близкой к температуре вспышки, может выходя паров из открытых содержание топлива, и это может привести к пожару. Поэтому не рекомендуется держать температуру топлива, близкой к температуре вспышки в танки с открытой поверхности. Существенной характеристикой является температура замерзания жидкого топлива, так как она определяет условия его хранения и транспортирования. При охлаждении топлива резко увеличивается бего вязкость, что затрудняет его слив и транспортирование по трубопроводам [16].

Содержащиеся в жидком топливе зола и влага представляет собой балласт, снижающий теплоту сгорания и ухудшающий процесс горения. Зола — пассивный балласт, к тому же ее содержание невелико, влага же при испарении требует дополнительной затраты теплоты топлива (в количестве 2514 кДж/кг), что снижает температуру горения и ухудшает качество сжигания. Количество влаги в топливе зависит не только от его марки, но и от условий транспортирования, хранения и т. д. Например, при перевозке мазута в железнодорожных цистернах часто производят, обогрев его впуском пара, что приводит к повышению его влажности. Потребление жидкого топлива в промышленности имеет дифференцированный характер: наиболее качественно — бензин используется в двигателях внутреннего сгорания (авиация, легковой автотранспорт), работающих в наиболее напряженных условиях, керосин и дизельное топливо — в автотракторных дизелях и тепловозах. Тяжелое жидкое топливо — мазут, а также смолы используют для сжигания в крупных промышленных и энергетических котлах, оборудованных высокоэффективными механизированными горелочными устройствами. Для бытовых отопительных и отопительно-варочных печей техническими условиями предусмотрено использование печного дистиллятного топлива (ПДТ). По свойствам ПДТ близко к осветительному керосину [17].

Рассмотрим по подробнее такой нефтепродукт как *мазут*. У мазута теплота сгорания определяется в пределах от 39 до 42 Мдж/кг. Состав мазута: 85–80 % С; 10–12,5 % Н_р; 0,5–1,0 % (О_р + N_р); 0,4 – 2,5 % S_р; 0,1–0,2 % А_р; 2 % W_р. При отравлении с нефтеперегонного завода, в мазуте не должно превышать 2% влаги. Как во многих жидких топливах, в мазуте содержится сера, и от процентного содержания этой серы, мазут делится на малосернистую (<0.5% S_р), сернистую (0,5 – 1 % S_р) и высокосернистую (> 1% S_р). Горением называют сложный физико-химический процесс превращения компонентов горючей смеси в продукты сгорания с выделением теплового излучения, света и лучистой энергии. Из уравнений реакций горения мазута в продуктах полного горения содержатся RO₂ = (CO₂ + SO₂), водяной пар и азот.

Горючими составляющими являются углерод, водород и сера. При использовании сухого воздуха реакции полного горения составляющих имеют вид [18]:



Газообразное топливо – представляет собой смесь горючих (углеводороды, оксид углерода, водород) и не горючих (азот, оксид (II) углерода и кислород) газов с некоторым количеством примесей. Основное свое применение находят для сжигания в отопительных котлах и установках [19].

Преимущества использования газообразного топлива:

газовое топливо сгорает в теоретическом количестве воздуха, что обеспечивает высокий тепловой коэффициент полезного действия (КПД) и высокую температуру горения;

- при сгорании газового топлива не образуются нежелательных продуктов сухой перегонки и сернистых соединений, копоти и дыма;

- легко транспортируется по трубопроводам и удаленным потребителям и может храниться централизованно;

- легковоспламеняющиеся, практически при любой температуре окружающего воздуха;
- требует сравнительно небольших затрат в производстве и, следовательно, в сравнении с другими видами топлива, более дешевое топливо;
- может быть в сжатом или сжиженном виде для двигателей внутреннего сгорания (ДВС);
- обладает высокими антидетонационными свойствами;
- когда горел, не требует конденсата, что обеспечивает значительное снижение износа деталей машин.

Недостатки использования газового топлива:

- оказывает токсическое действие;
 - легко образует взрывчатую смесь при смешении с воздухом;
 - легко протекает через плотность соединений;
 - требуется соблюдение повышенных мер безопасности при работе с газовым топливом [20].
- Природный газ из газовых месторождений практически полностью состоит из метана (82 – 98 %), с небольшой примесью этана (до 6%), пропана (до 1,5%) и бутана (до 1%). В попутных нефтяных газах содержание метана колеблется в более широких пределах (40 – 85 %), но в них, кроме того, содержится ещё этан и пропан (до 20% каждый). Заводские газы содержат как парафиновые, так и олефиновые углеводороды, которые чаще всего используются как сырье для синтеза пластических масс и других веществ. В горючих газах, кроме углеводородов, могут содержаться и другие компоненты, такие, как водород, оксиды углерода, азот, кислород, сероводород, пары воды и др. Входящие в состав газа неуглеводородные компоненты – водород, оксид углерода (II) – имеют невысокую теплоту сгорания, а некоторые из них (диоксид углерода, азот), не участвуя в сгорании вообще, снижают теплотворную способность топлива. В связи с этим в зависимости от применения газ специально очищают от нежелательных примесей и соединений. Условно различают 3 вида газового топлива по калорийности:

- *высококалорийное газовое топливо* – теплота сгорания более 20 000 кДж/м³. К ним относят природные газы из газовых скважин и нефтяные, получаемые из скважин попутно с нефтью и при её переработке;

- *среднекалорийное газовое топливо* – теплота сгорания 10 000 – 20 000 кДж/м³. К ним относят коксовый и светильный газы;

- *низкокалорийное газовое топливо* – теплота сгорания до 100 000 кДж/м³. К ним относят доменный и генераторный газы [21].

В зависимости от физических свойств газы бывают сжатые и сжиженные. *Сжатый газ* – это газ, который имеет критическую температуру ниже обычных температур своего применения. Его используют в основном в сжатом виде (при давлении до 20 МПа) [22].

Сжиженный газ – это газ, критическая температура которого выше обычных температур своего применения. Такой газ используют в сжиженном виде при повышенном давлении (до 2 МПа) [23].

Некоторые газы, обладающие низкой критической температурой, не переходят в жидкое состояние при обычной температуре даже под действием высокого давления. Например, газ метан до температуры -82°C находится в газообразном состоянии. При температуре ниже -82°C метан под воздействием небольшого избыточного давления превращается в жидкость, а при охлаждении до -161°C метан сжижается уже при атмосферном давлении.

Рассмотрим теплоту сгорания некоторых видов газообразного топлива (таблица 1) [24].

Таблица 1 - Теплота сгорания газообразного топлива

Наименование газа	Обозначение газа	Теплота сгорания газа	
		ккал/м ³	кДж/м ³
Метан	CH ₄	8560	35841
Этан	C ₂ H ₆	15230	63768

Пропан	C_3H_8	21800	91277
Бутан	C_4H_{10}	22340	93538
Пентан	C_5H_{12}	34890	146084
Водород	H_2	2580	10803
Окись углерода	CO	3020	12645
Сероводород	H_2S	5590	23405
Этилен	C_2H_4	14100	59037
Пропилен	C_3H_6	20540	86001
Бутилен	C_4H_8	27110	113510
Бензол	C_6H_6	33530	140390

Состав сухого газообразного топлива (в процентах по объему):

$$CO + H_2 + 2C_mH_n + H_2S + CO_2 + O_2 + N_2 = 100\%$$

Негорючую часть сухого газового топлива — балласт — составляют азот N_2 и двуокись углерода CO_2 .

Состав влажного газообразного топлива выражают следующим образом:

$$CO + H_2 + \Sigma C_mH_n + H_2S + CO_2 + O_2 + N_2 + H_2O = 100\%$$

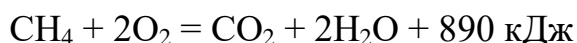
Теплоту сгорания, кДж/м³ (ккал/м³), 1м³ чистого сухого газа при нормальных условиях определяют следующим образом:

$$Q_{nc} = 0,01 [Q_{CO} CO + Q_{H_2} H_2 + \Sigma Q_{C_mH_n} C_mH_n + Q_{H_2S} H_2S],$$

где Q_{CO} , Q_{H_2} , $Q_{C_mH_n}$, Q_{H_2S} - теплота сгорания отдельных газов, входящих в состав смеси, кДж/м³ (ккал/м³);

CO , H_2 , C_mH_n , H_2S - компоненты, составляющие газовую смесь, % по объему.

Химическая реакция горения газа:



Понятие *условное топливо* используют для нормирования и учета расхода топлива. Условным принято называть топливо с низшей теплотой сгорания (29310 кДж/кг). Для перевода любого топлива в условное следует разделить его теплоту сгорания на 29310 кДж/кг, т. е. найти эквивалент данного топлива: для мазута он равен 1,3–1,4, для природных газов – 1,2–1,4 [25].

1.2 Анализ выбора топлив для ТЭЦ

На сегодняшний день существуют три оптимальных вида топлива для ТЭЦ, такие как уголь, мазут, дизель, торф и природный газ. Рассмотрим их подробнее.

Уголь. Уголь известен человечеству с давних времён. Люди используют уголь в качестве топлива очень давно. Это связано, прежде всего с доступностью самого топлива — некоторые залежи угля становятся доступны буквально сняв 2-3 метра верхнего слоя земли. Также давнее применение угля в качестве топлива связано ещё с тем, что его легко можно хранить. Не нужно каких-то хитрых приспособлений и построек, достаточно сложить его в кучу.

В промышленности уголь активно начали использовать с конца 18 века. Со становлением железнодорожного транспорта уголь начали использовать и там. Первые электростанции, работающие на угле, начали строить с конца 19 века и до сих пор уголь на ТЭЦ активно используется [26].

На первых ТЭЦ уголь сжигался в котлах на колосниковых решетках. Сначала кочегары лопатами закидывали уголь в топку, шлак удаляли тоже вручную. Затем появились механизированные колосниковые решетки. На них уголь сыпался с верха из бункера, решетка двигалась и шлак падал с другого конца в приемник шлака. Это значительно облегчило труд кочегаров.

В настоящее время в котлах электростанций не жгут уголь в виде комков. Сейчас сжигают угольную пыль. Угольная пыль получается после размола кусков угля в дробилках и различных мельницах (барабанные, молотковые, мельницы-вентиляторы и др.) [27]. Затем, угольная пыль транспортируется воздухом к горелкам, установленных в котле. На выходе из горелок в топке, угольная пыль перемешиваясь с воздухом горит.

Данное топливо обладает химической энергией, которая при сгорании в котле преобразуется в тепловую энергию пара. Ещё тепловую энергию можно

назвать потенциальной. Далее потенциальная энергия пара на соплах турбины преобразуется в кинетическую энергию. Кинетическую энергию мы назовем скоростью. Эта кинетическая энергия на выходе из сопел турбины толкает рабочие лопатки и вращает вал турбины. Здесь получается механическая энергия вращения. Вал нашей турбины жестко сцеплен с валом электрического генератора. Вот уже в электрическом генераторе механическая энергия вращения преобразуется в электрическую энергию — электричество.

У угольной электростанции есть как преимущества, так и недостатки по сравнению, например, с газовой электростанцией.

Преимущества угольных электростанций:

- низкая стоимость топлива;
- сравнительная независимость от поставок топлива (есть большой угольный склад).

Недостатки угольных электростанций:

- низкая маневренность — обусловлена дополнительным ограничением по выходу шлака из котла, если он с жидким шлакоудалением;
- высокие выбросы, по сравнению с газовыми;
- более низкий КПД по отпуску электроэнергии — здесь добавляются потери в котле и увеличение собственных электрических нужд за счет системы угольного пылеприготовления;
- больше, чем на газовых станциях затраты на ремонт основного и вспомогательного оборудования, связано с тем, что добавляется абразивный износ и большее количество вспомогательных установок [26].

Из этого небольшого сравнения видно, что угольные электростанции проигрывают газовым. Но все же мир не отказывается от их строительства. Это связано, прежде всего с экономической точки зрения.

Возьмем, к примеру, нашу страну. У нас есть некоторые места на карте, где добывают в больших количествах уголь. Самое известное — Кузбасс (Кузнецкий угольный бассейн), она же Кемеровская область. Там довольно много электростанций, самые крупные — Томь-Усинская ГРЭС и Беловская

ГРЭС, кроме них есть еще несколько поменьше. Все они работают на угле, за исключением нескольких энергоблоков, где может использоваться в качестве резервного топлива газ. В Кемеровской области такое большое количество угольных электростанций обусловлено, конечно, тем, что уголь добывают «под боком». Практически отсутствует транспортная составляющая в цене угля для электрических станций. К тому же некоторые собственники ТЭС являются также собственниками угольных предприятий. Думается понятно, почему там не строят газовые станции [28].

К тому же разведанные запасы угля несравнимо больше, чем разведанные запасы природного газа. Это относится уже к энергетической безопасности страны.

В развитых странах шагнули дальше. Из угля делают так называемый синтетический газ, искусственный аналог природного газа. К этому газу приспособили уже некоторые газовые турбины, которые могут работать в составе ПГУ. А здесь уже совсем другие КПД (выше) и вредные выбросы (ниже), по сравнению с угольными станциями, да и со старыми газовыми.

Так что можно сделать вывод: уголь, как топливо для производства электричества, человечество будет использовать всегда [29].

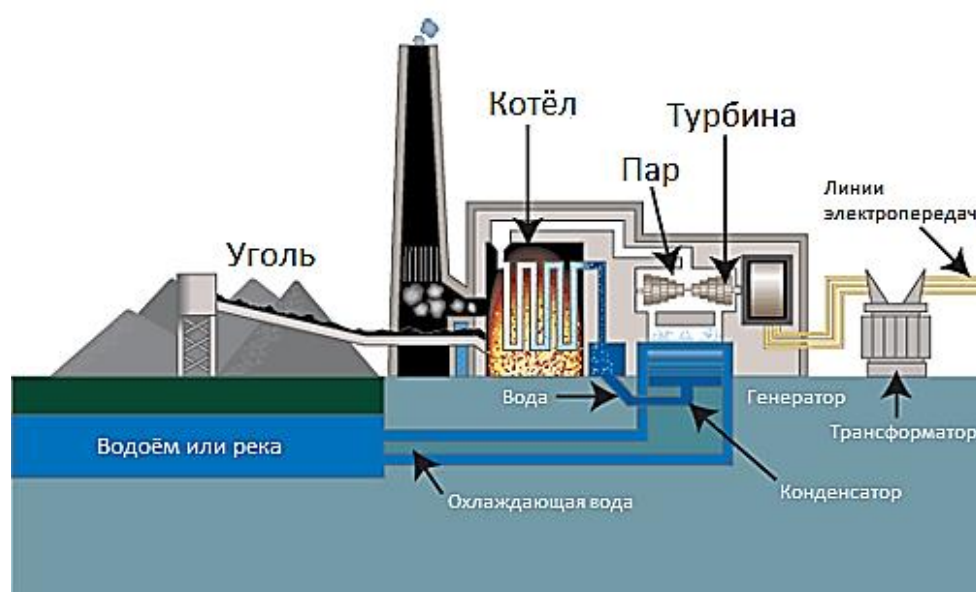


Рисунок 1 - Схема использования угля в качестве топлива для выработки электроэнергии

Мазут, дизель, торф. В середине двадцатого века на некоторых ТЭЦ активно использовался мазут в качестве топлива. В настоящее время мазут в качестве основного топлива не используется из-за его дороговизны. Но мазут продолжают использовать в качестве растопочного топлива на угольных электростанциях. По своим эксплуатационным свойствам мазут близок к природному газу. Стоит заметить, что при сжигании мазута выделяется много оксида серы, так как в нем большое содержание серы [30].

Также, в прошлом веке на некоторых ТЭЦ применялся в качестве топлива торф. Но из-за эксплуатационных особенностей и из-за экономической невыгодности сейчас его практически не используют.

Дизельное топливо используют только там, где не требуется производство большого количества электричества. Например, на северных и островных территориях нашей страны. Или там, где требуется временный источник электроснабжения. Дизель, как и мазут, сейчас дорог.

В настоящее время в современной тепловой энергетике большое разнообразие топлив — природный газ, уголь, мазут, дизельное топливо. Все эти виды топлива имеют как свои преимущества, так и свои недостатки.

Если говорить о большой энергетике, то здесь, конечно же, главными видами топлива являются каменный уголь и природный газ. Ранее был мазут, но теперь его из-за дороговизны практически никто не использует.

По-другому дело обстоит с малой тепловой энергетикой. Малая тепловая энергетика представлена установками, имеющими сравнительно небольшую электрическую мощность, как правило, не более 3-4 МВт и обеспечивающие электроснабжение для небольшой территории или отдельных объектов.

К установкам малой тепловой энергетике главным образом относятся небольшие дизель-генераторы и поршневые электростанции, работающие на дизельном топливе. Поршневые электростанции в настоящее время набирают

всё больше популярности. Связано это с невысокой ценой, повышенной надёжностью, быстрым временем пуска и невысокими требованиями к обслуживанию.

Поршневые электростанции, работающие на дизельном топливе, в настоящее время обеспечивают электроэнергией современные предприятия, социальные объекты, в том числе медицинские центры, при этом работая как основной источник питания [31].

Природный газ. Газ — это топливо, которое также, как и уголь, широко распространено на ТЭЦ [32]. У газа, по сравнению с углем, есть свои преимущества.

Во-первых, сжигая газ, мы получаем меньше вредных выбросов. Практически отсутствуют такие составляющие как зола и шлак.

Во-вторых, упрощается эксплуатация ТЭЦ, так как отпадает такая работа, как пылеприготовление. Кроме установок пылеприготовления, на ТЭЦ много и другого оборудования. Газ практически не нужно подготавливать к сжиганию. Также ТЭЦ, которая работает на газе, несколько маневренней, чем ТЭЦ, работающая на угле в плане изменения нагрузки [33].

По поводу эффективности можно сказать, что современные ТЭЦ, работающие по циклу ПГУ (парогазовая установка) могут работать только на газе. В ПГУ установлена газовая турбина, и именно в ней происходит сжигание топлива, а не в котле, как на старых электростанциях. Угольную пыль там сжечь невозможно. Хотя стоит сказать, что в настоящее время из угля можно получить синтетический газ, на котором уже могут работать некоторые зарубежные образцы газовых турбин.

Ведущее государственное аналитическое агентство США — Управление по энергетической информации (EIA) опубликовало свой отчёт, в котором содержится прогноз того, какие виды топлива в производстве электричества будут востребованы, по мнению его аналитиков, в будущем.

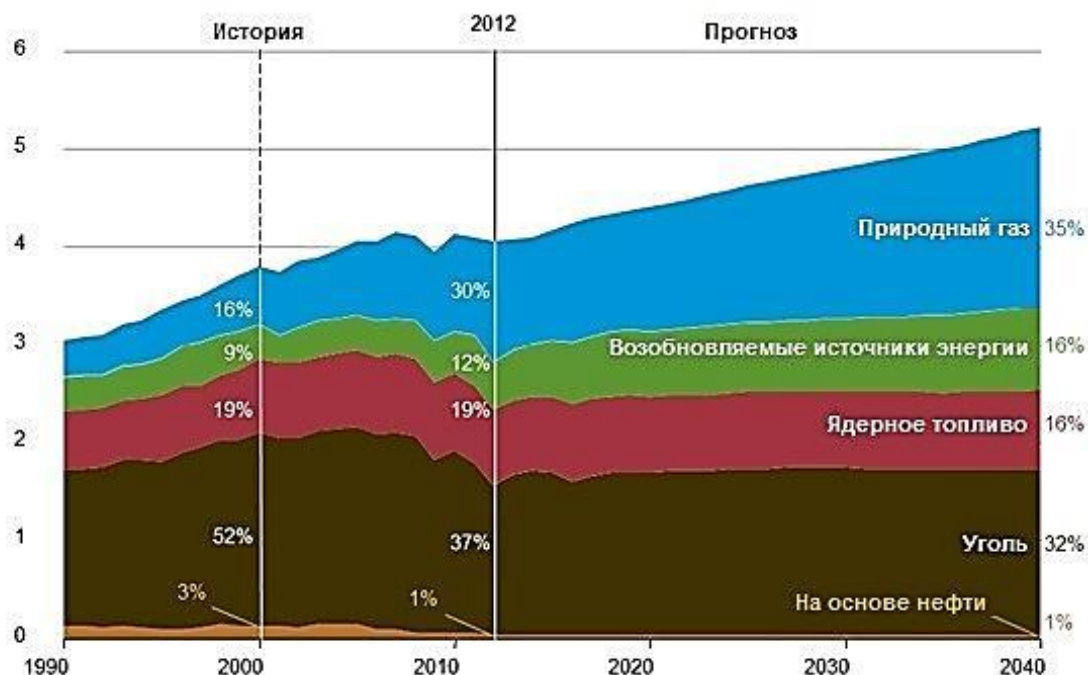


Рисунок 2 - Прогноз видов топлива используемых в производстве электричества

Вертикальная ось в диаграмме обозначает годовую мировую выработку электричества в триллионах кВт/час. По диаграмме можно судить, что доля газовой генерации к 2040 году вырастит с сегодняшних 30% до 35%. Агентство это связывает, прежде всего, с невысокой прогнозируемой ценой на газ.

Угольная генерация в абсолютной величине сохранит свои позиции, но в относительной потеряет 5%. Эти 5% перейдут к газовой генерации.

С АЭС дело обстоит интереснее. В общем котле они должны потерять свой вес, но количество электричества, отпускаемого с них, немного должно увеличиться [34].

По возобновляемым источникам энергии дела обстоят так, как и прогнозирует большинство аналитиков: использование их будет увеличиваться, но довольно медленно.

Продукты на основе нефти, главным образом мазут и дизель, в энергетике практически не используются с середины прошлого века из-за их дороговизны.

Сдвиг в сторону газа и возобновляемых источников энергии приведёт к продолжающемуся сокращению выбросов углекислого газа CO₂. Прогнозируется, что в 2040 году выбросы CO₂ сократятся по сравнению с настоящими примерно на 7% [35].

Организация сжигания органического топлива. Для полного сгорания горючий газ можно смешивать с некоторым количеством воздуха до его сжигания. Принцип сжигания такой однородной газовой смеси с коэффициентом избытка воздуха $\alpha \geq 1$ условно называют кинетическим. При таком сгорании скорость реакции зависит от режима течения и температуры газовой смеси. Горючий газ можно подавать в топку и отдельно от воздуха. Данный метод сжигания называется диффузионным. Совершенствуя смесеобразование, процессы горения можно сделать более эффективным и управлять их течением. В связи с тем, что протекание реакции горения зависит от концентраций реагирующих компонентов, температуры факела и времени взаимодействия компонентов в отдельных температурных участках, следовательно, необходимо изучать зависимость концентрации некоторых компонентов как раз от данных факторов.

$$C_F = f(C_{x_F}, C_{O_2}, T_{\phi}, K_{\text{кон}}),$$

где C_F – концентрация одного из продуктов горения;

C_{x_F} – концентрация исходных компонентов, влияющих на образование продукта F;

C_{O_2} – концентрация кислорода; T_{ϕ} – температура факела;

$K_{\text{кон}}$ – конструктивный параметр, определяющий время пребывания реагирующих компонентов в отдельных температурных зонах [36].

Вытекает, что первоначально необходимо изучить воздействие концентрации O₂ определяющий интенсивность как выгорание продуктов неполного сгорания (таких как, бенз(а)пирена, сероводорода), так и образование противоположной группы продуктов (окислов азота и серного ангидрида). В топочных процессах участвует не только воздух, подаваемый на горелки, но и большая часть присосанного воздуха. Рационально использовать значение

коэффициента избытка воздуха в конце топки α_T . Следует обратить внимание на то, что $C_{C_{20}H_{12}}$ и C_C при сжигании жидких топлив значительно выше, чем при сжигании газа, причем с ростом плотности и вязкости топлива, отражающим в нем доли высокомолекулярных соединений, концентрации $C_{20}H_{12}$ возрастают. Самое большее количество $C_{20}H_{12}$ замечается на начальном участке факела. По мере выгорания мазута уровень бенз(а)пирена резко снижается. Одновременно с бенз(а)пиреном в продуктах горения газовых и жидких топлив присутствуют другие полициклические ароматические углеводороды (ПАУ). В таблице 2 приведены результаты определения концентрации ПАУ по длине газового факела в режимах [37].

Таблица 2 – Распределение сумм всех ПАУ, канцерогенных ПАУ 1–3 групп по длине факела, мкг/100м³

Сумма ПАУ	Режим горения	Расстояние от устья факела, калибры (lф/dа)						
	α	0,8	1,2	1,7	2,1	3,0	6,1	8,9
Все	1,0	421970	–	814300	768690	662750	295580	270700
	1,4	214430	271400	330000	356500	270090	164390	16520
	1,0	355300	644250	680000	553100	557980	279190	260540
Канцерогенные	1,0	123810	–	275490	315110	265480	83390	64050
	1,4	39740	55900	104010	141420	99430	34220	28410
	1,0	84890	211650	230000	196540	221470	86720	71680
Канцерогенные 1 группы	1,0	24400	–	95810	150150	127760	28780	27750
	1,4	1640	3201	4560	5920	4210	2320	1960
	1,0	39060	89140	80000	99280	138170	42680	26680

Продолжение таблицы 2

Сумма ПАУ	Режим горения	Расстояние от устья факела, калибры (lф/dа)						
	α	0,8	1,2	1,7	2,1	3,0	6,1	8,9
Канцерогенные 2 группы	1,0	95500	–	147380	164560	117860	41240	25000
	1,4	27900	390100	74080	110700	77620	23280	17170
	1,0	41900	76400	120000	58100	68700	26880	20500
Канцерогенные 3 группы	1,0	3890	–	32200	30400	19860	13370	14300
	1,4	10200	136000	25400	24800	17600	8620	9280
	1,0	3930	46100	30000	39190	14600	17180	24500

Большой интерес представляет образование SO_3 при сжигании топлив, содержащих серу. В серосодержащих природных и искусственных газах сера представлена главным образом сероводородом и лишь в незначительной степени сероорганическими соединениями, в частности меркаптанами. В мазутах сера представлена в основном так называемой остаточной серой и высококипящими сероорганическими соединениями – сульфидами, тиофенами, меркаптанами, элементарной серой и сероводородом. При термическом превращении жидких топлив сложные сернистые соединения расщепляются в более простые, чаще всего в H_2S . Из анализов экспериментальных данных – об образовании вредных веществ при сжигании природного газа, не содержащего S^p и N^p , и при сжигании мазута, содержащего значительные количества серы и связанного азота, – следует, что при той неоднородности, которая наблюдается по всей длине факела, вряд ли можно говорить о какой-то однозначности механизмов образования или превращений в нем тех или иных компонентов. Поскольку в каждом участке факела имеются свои характерные концентрационные и температурные пределы, то можно полагать, что в факеле существует несколько зон, в каждой из которых протекают определенные реакции, приводящие к таким закономерностям, которые отражены на рис. 3. Вероятность протекания той или иной реакции в факеле можно предсказать по изменению в данном интервале температур значения ΔG , которое вычисляется по формуле.

$$\Delta G = \Delta H_{298} - T_{\phi} \Delta S_{298}, \quad (5)$$

где ΔH_{298} – энтальпия при 298 К, кДж/моль;

ΔS_{298} энтропия при 298 К, кДж/(моль К).

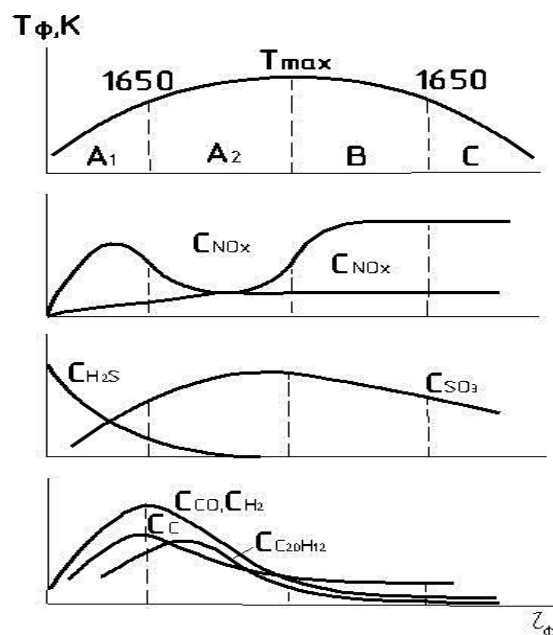


Рисунок 3 – Характер изменения концентраций продуктов горения и температуры в отдельных зонах факела

A₁ – расположенную в начальной части факела, где происходит разложение исходных углеводородов, в основном завершается смесеобразование, начинается активное выгорание продуктов неполного сгорания;

A₂ – расположенную на участке от сечения факела с температурой 1650 К до сечения с T_{max} , где активно выгорает значительная часть газообразных и твердых продуктов неполного сгорания, H_2S почти полностью догорает, а C_{SO_3} достигает максимума, образовавшиеся в зоне A₁ топливные окислы азота в значительной мере восстанавливаются, а температура роста C_{NOx} наибольшая;

B – расположенную на участке от сечения факела с T_{max} до сечения с $T_\phi = 1650$ К, где практически завершается догорание газообразных и в значительной степени твердых горючих компонентов, C_{NOx} принимает максимальное значение, а C_{SO_3} уменьшается почти до установленного значения;

C – расположенную на участке от сечения факела с $T_\phi = 1650$ К до выходного сечения топки, где не происходит существенных изменений концентраций продуктов горения, если в факеле нет веществ, способствующих

дополнительному образованию или, наоборот, термическому восстановлению или разложению этих продуктов [38].

1.3 Будущее развитие ТЭЦ

Электростанцией называются силовыми установками, служащие для преобразования природной энергии в электрическую энергию. Наиболее распространенные тепловые электростанции (ТЭС) и теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), которая использует тепловую энергию, которая выделяется при сжигании органического топлива (твердого, жидкого и газообразного). На тепловых электростанциях производится около 76 % электроэнергии, производимой на нашей планете. Это обусловлено наличием органического топлива почти во всех районах нашей планеты. Транспортировка органического топлива с места добычи на электростанцию, которая находится рядом с потребителями энергии. Технический прогресс на тепловых электростанциях, обеспечивающим сооружение, большие мощности ТЭС [39]. Тепловая электростанция представляет собой комплекс оборудования и устройств, преобразующих энергию топлива в электрическую и (в общем случае) тепловую энергию. Тепловые электростанции характеризуются большим разнообразием и их можно классифицировать по различным критериям. По назначению и виду высвобождения энергии электростанции разделяются на районные и промышленные. Региональные электростанции является независимой электростанции общего пользования, которые обслуживают все виды потребителей района, производя в основном электроэнергию, сохраняют историческое название – ГРЭС (государственная районная электростанция). Промышленные электростанции - это электростанции, обслуживающие электрическую и тепловую энергию в конкретные производственные предприятия или комплекс, например, завод по производству химической продукции. Их мощность определяется потребностями промышленных предприятий в тепловой и электрической энергии и, как правило, существенно

меньше, чем ГРЭС. По типу используемого топлива тепловые электростанции разделяются на заводы, ископаемые виды топлива и ядерного топлива. Для конденсационных электростанций, работающих на органическом топливе, во времена, когда еще не было атомных электростанций (АЭС), исторически сложилось название тепловых (ТЭС – тепловая электростанция) [40]. С 1 января 2015 года общая установленная мощность энергосистемы Российской Федерации составила 235305,56 МВт, увеличившись по сравнению с предыдущим годом на 2853,75 МВт за счет строительства новых энергообъектов и модернизации существующих мощностей. На долю тепловых электростанций приходилось около 68,4% гидравлических и 20,4%, атомные – около 11% энергетического потенциала. Годовое производство электроэнергии в стране в 2015 году составил 1026,88 млрд кВт * ч, потребление за тот же период составило 1008,25 млрд. кВтч. Около 70% потребления электроэнергии занимают промышленные потребители; и более 20% - бытовой сектор. Сегодня российская энергетика, вступила в новый этап своего развития. Характеризующийся новой структурой управления, более расширенными правилами функционирования рынков электроэнергии и мощности, широкомасштабного внедрения инновационных технологий. Мы приступили к реализации проектов, направленных на повышение эффективности и надежности функционирования отрасли. В то же время, техническое состояние основного оборудования не отвечает потребностям сегодняшнего дня. Таким образом, значительная часть генерирующего оборудования электростанций выработал установленный ресурс и должна быть заменена в ближайшие 20 лет. Высокая степень износа генерирующего оборудования электростанций приводит к снижению надежности и эффективности его работы. Текущий износ электросетевого оборудования составляет в среднем около 30 лет или более, и 50% сети подразделений выработали нормативный срок эксплуатации. Сегодня электроэнергетика России вступила в новый этап своего развития, характеризующийся новой структурой управления, более расширенными правилами функционирования рынков электроэнергии и мощности, масштабным

внедрением инновационных технологий. Мы приступили к реализации проектов, направленных на повышение эффективности и надежности функционирования отрасли. Таким образом, развитие этой структуры обеспечивает развитие экономики в стране, как топливно-энергетический комплекс сегодня является основой экономики государства, обеспечивая как текущую жизнедеятельность и развитие страны, и значительную часть поступлений в бюджет России. В этой связи, модернизации топливно-энергетического комплекса, привлечение новых технологий, снижение себестоимости продукции и услуг, удовлетворение растущего внутреннего спроса, диверсификация поставок энергоресурсов является одним из главных приоритетов Министерства энергетики Российской Федерации [41].

1.4 Постановка задачи

С ростом благосостояния человечества увеличивается и энергопотребление. А это в свою очередь ведет к крупномасштабным загрязнениям окружающей среды. Для реализации политики экологической безопасности энергетики требуется решение следующих основных задач: создание экологически чистых энергосберегающих и ресурсосберегающих технологий, обеспечивающих рациональное производство и использование топливно-энергетических ресурсов, снижение выбросов загрязняющих веществ в окружающую среду, а также парниковых газов, проведение специальных природоохранных мероприятий, строительство и реконструкция природоохранных объектов, развитие экологически чистых технологий сжигания угля как условие реализации прогнозов роста его потребления.

В настоящее время существуют направления борьбы с загрязнителем приземной атмосферы: оптимизация процесса сжигания топлива; очистка топлива от элементов, образующих при сжигании загрязняющие вещества;

очистка дымовых газов от загрязняющих веществ; рассеивание загрязнителей в атмосферном воздухе.

Цель работы: Дать сравнительную оценку выбросам дымовых газов, при работе теплоэнергетического оборудования на разных видах топлива. Охарактеризовать какую степень вредного воздействия наносит тот или иной вид топлива на окружающую среду.

2 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

2.1 Характеристика исходного сырья

Природный газ на 98% состоит из метана CH_4 , свойства которого почти полностью определяют свойства и характеристики природного газа. Также в его составе присутствуют гомологи метана – пропан C_3H_8 , этан C_2H_6 и бутан C_4H_{10} . Иногда природный газ может содержать сероводород, гелий и углекислый газ.

Метан (CH_4) – газ без цвета и запаха, легче воздуха. Метан горюч, но достаточно легко хранится. Чаще всего используется как горючее в промышленности и быту.

Этан (C_2H_6) – газ, не обладающий цветом и запахом, слегка тяжелее воздуха. Горюч не менее, чем метан, но как топливо не применяется. Используется в основном для получения этилена, который является самым востребованным органическим веществом во всём мире. Это сырьё для производства полиэтилена.

Пропан (C_3H_8) – тоже газ, не имеющий запаха и цвета, ядовит. Обладает полезным свойством: при небольшом давлении пропан сжижается, что значительно облегчает процесс отделения от примесей и его транспортировку. Сжиженным пропаном заправляются зажигалки.

Бутан (C_4H_{10}) – очень схож по своим свойствам с пропаном, но обладает более высокой плотностью. Тяжелее воздуха в два раза. Пропан и бутан сегодня широко используются в качестве альтернативного топлива для автомобилей.

Углекислый газ (CO_2) – малотоксичный бесцветный газ, не имеющий запаха, но обладающий кислым привкусом. В отличие от других компонентов состава природного газа (кроме гелия), углекислый газ не горюч.

Гелий (He) – инертный бесцветный газ, второй по лёгкости (после водорода), не имеет запаха. При нормальных условиях не вступает в реакцию ни с одним из веществ. Не горюч и не токсичен, но может вызывать наркоз при повышенном давлении. Лёгкость и не токсичность (в отличие от водорода) гелия

нашли своё применение. Гелием заполняют дирижабли, аэростаты и воздушные шары.

Сероводород (H₂S) – иногда может входить в состав природного газа. Это тяжелый бесцветный газ с резким запахом тухлых яиц. Крайне ядовит, даже небольшая концентрации может вызывать паралич обонятельного нерва. Несмотря на свою токсичность, сероводород используется в малых дозах для сероводородных ванн, так как обладает хорошими антисептическими свойствами.

Природный газ — лучший тип топлива.

Природный газ – это важный источник энергии, позволяющий уменьшить загрязнения и способствующий поддержанию нормальной экологической обстановки. По сравнению с остальными источниками энергии, обладает рядом преимуществ:

- сгорая, выделяет только углекислый газ и водный пар, это смесь, которой мы обычно дышим на улице;
- при сгорании не выделяет копоти и дыма;
- быстро разжигается и процесс его горения легко контролировать;
- почти не содержит твёрдых примесей и других вредных компонентов;
- относительная дешевизна, благодаря более лёгкому способу добычи и транспортировки.

2.2 Общие сведения о предприятии

Томская ТЭЦ-3 предназначена для обеспечения потребителей города Томска электроэнергией и теплом в виде горячей воды и технологического пара. И является филиалом АО «Томская Генерация». ТЭЦ-3 расположена на территориальной площадке нефтехимического завода, в 14 км от центра города. Расположена на правом берегу реки Большая Киргизка, а также входит в состав

Северного округа города Томска. Сооружения ТЭЦ-3 расположены на двух промплощадках и площадки золоотвала. В настоящее время ТЭЦ-3 обеспечивают теплом потребителей Северного промузла, также города Томска через тепломагистраль № 12. Технологический процесс выработки тепла и электроэнергии обеспечивается работой основных и вспомогательных подразделений. В состав основных производственных подразделений входят: транспортный цех (ТЦ), котлотурбинный цех (КТЦ), электрический цех (ЭЦ), цех тепловой автоматики и измерений (ЦТАИ), цех технического обслуживания тепломеханического оборудования (ЦТО ИМО), лаборатория металлов (ЛМ). На основной промплощадке Томской ТЭЦ-3 расположены следующие производственные здания и сооружения производственного назначения: – главный корпус энергетической части объединен с паровой котельной:

- дымовые трубы;
- открытая установка трансформаторов ОРУ-110 кВ, ОРУ-220 Кв;
- маслوماзутное хозяйство, в него входит приемно-сливная эстакада, приемная емкость, мазутные баки $3 * 2500 \text{ м}^3$, насосная совмещенная с маслоаппаратной;
- компрессорная станция для технологических нужд;
- тепловая распределительная установка (ТРУ).

В состав первой очереди установленной мощности 142/167 МВт входят:

- одна паровая турбина ПТ-140/165-130/153;
- два энергетических котла Е-500-13,8-560 (БКЗ-500-140);
- пять паровых котлов Е-160-2,4-250 (ТПЕ-186).

На сегодняшний день станция работает на природном газе, с разрешения Минэкономки России. Основным объектом в употреблении тепла от ТЭЦ-3 является Томский нефтехимический комбинат. Теплофикационные установки состоят из основных сетевых подогревателей (ПСГ), турбины ПТ-140/165-130/15, блочной бойлерной установки, подключенной к параллельно с ПСГ турбины, и пиковой бойлерной, размещенной в паровой котельной (ПВК).

Сетевые насосы первой ступени размещаются в тепловом распределительном устройстве (ТРУ), второй ступени – в ПВК размещается также бойлерная установка промтеплофикации с соответствующими сетевыми насосами. Котлы паровой котельной подключены к дымовой трубе высотой 240 м с диаметром устья 8,1 м. Отвод дымовых газов от котлов энергетической части предусмотрен в дымовую трубу высотой 270 м с диаметром устья 11,4 м. Предусмотрена комплексная автоматизация технологических процессов. Для централизации управления оборудованием предусмотрены два групповых щита.

2.3 Характеристика основного технологического процесса

Технологический процесс выработки тепла и электроэнергии обеспечивается работой основных и вспомогательных цехов: котлотурбинный, электрический, химический и цех тепловой автоматики и измерений. Состав основного оборудования приведен в таблице 3.

Таблица 3 – Состав основного оборудования для ТЭЦ – 3

№	Тип оборудования	Кол-во	Электрическая мощность, МВт; производительность, т/ч
1	Основное оборудование ПВК		
	Котлоагрегат паровой Е 160-2,4-250 БТ	5	160 т/ч
2	Энергетический блок		
	Котел паровой БКЗ-500-140	2	500 т/ч
	Турбина паровая ПТ-140/165-130/153	1	136МВт; 775 т/ч

Пар, производимый в котле, поступает в паровую турбину. В паровой турбине происходит процесс превращение тепловой энергии пара в механическую работу вращения ее вала, который соединен с валом

электрического генератора. Совершив работу в турбине пар, поступает в специальные аппараты, называемые конденсаторами, где он, конденсируясь, превращается в воду. Образующийся конденсат с помощью насосов откачивается из конденсаторов и поступает в котел, через систему подогревания. Работу пароводяного тракта обеспечивает система приготовления и подачи добавочной воды на восполнение потерь рабочего тепла и система технического водоснабжения для подачи охлаждающей воды в конденсаторы. Приготовление добавочной воды на электростанции осуществляется на химводоочистке, работающей по схеме трехступенчатого химического обессоливания с предварительной коагуляцией в осветлителях. Производительность химводоочистки обессоливающей воды 250 т/ч. Вода для подпитки тепловых сетей очищается по схеме натрий-катионирования. Производительность установки – 500 т/ч. Электрический генератор, вращаемый паровой турбиной, вырабатывает переменный электрический ток, который через повысительный трансформатор идет на сборные шины открытого распределительного устройства ТЭЦ-3. Выдача мощности от электростанции в энергосистему осуществляется на напряжениях 110, 220 кВ. ОРУ 110 и 220 кВ имеют двойные системы сборных шин и обходную систему шин для резервирования всех выключателей. На электростанции автоматизированы регулирование всех основных параметров энергетического оборудования. При сжигании органического топлива, образующиеся дымовые газы отводятся от котла с помощью дымососа и выбрасываются в атмосферу через дымовую трубу. Для проектного варианта сжигания топлива БКЗ-500 и Е-160 предусматривалась замкнутая система пылеприготовления с прямым вдуванием. В настоящее время в котлах сжигают природный газ с установкой прямооточных пылегазовых горелок. В качестве аварийного топлива предусмотрено использование мазута. Качество мазута и газа должно соответствовать нормам ГОСТ в приложении А. Основным источником выделения вредных веществ в атмосферу на ТЭЦ-3 являются котлы энергетической части и пиковой котельной. В дымовых газах котлов при сжигании мазута содержится сернистый ангидрид, окислы азота,

оксид углерода, а также в неболь. При сжигании газа выделяются окислы азота и оксид углерода.

По данным Государственного учреждения при комитете по охране окружающей среды Томской области в районе ТЭЦ – 3 фоновые концентрации вредных выбросов составляют:

- диоксид азота – 0,2 мг/м³;
- оксид азота – 0,4 мг/м³;
- оксид углерода – 5 мг/м³.

Для организации экологического мониторинга за состоянием окружающей среды на ТЭЦ-3 применяют портативный универсальный прибор «МОНОЛИТ» для измерений, определений расчетными методами и контроля производственных выбросов в атмосферу. «МОНОЛИТ» - это надежный измерительный прибор, который позволяет произвести необходимые измерения в любое время, в любом месте. Область применения газоанализатора «МОНОЛИТ»:

- контроль промышленных выбросов топливо сжигающих установок с целью определения массового выброса (г/с) или массовой концентрации (мг/м³) загрязняющих веществ (ЗВ) в целях экологического контроля;

- испытания котлоагрегатов для определения влияния режимных факторов на массовую концентрацию ЗВ, а также определение оптимального значения коэффициента избытка кислорода при работе на разных видах топлива и разных нагрузках (составление режимных карт);

- испытание топочно-горелочных устройств, с целью оптимизации режимов горения;

- испытания газоочистного оборудования с целью определения снижения выбросов ЗВ;

- контроль выбросов вредных веществ и оптимизации работы топливных установок путем контроля содержания в отработанных газах следующих компонентов: кислорода, угарного газа, окиси азота, двуокиси азота и сероводорода.

$$A_{if} = N_2 / (N_2 - 3.76 * (O_2 - 0.5 * CO)), \quad (6)$$

где A_{if} – избыток воздуха;

O_2, CO – измеренное значение компонентов в процентах;

N_2 – содержание азота в отходящих газах;

$$N_2 = 100 - RO_2 - O_2 - CO.$$

Содержание CO_2 в отходящих дымовых газах зависит от доли углерода и водорода в топливе. Прибор «МОНОЛИТ» производит все необходимые вычисления, в том числе и CO, CO_2, NO, NO_2, NO_x , но можно все эти значения так же рассчитать по формулам. Содержание CO_2 рассчитывается следующим образом:

$$CO_{2\max} = \frac{100 - 4.76 * (O_2)_{изм} - 0.4 * CO}{100} - CO, \quad (7)$$

где $CO_{2\max}$ – теоретическое максимальное содержание CO_2 , для используемого вида топлива по таблице 1, % (об.);

$O_2_{изм}$ – действительное (измеренное) значение содержания кислорода, % (об.);

CO – измеренное значение объемной доли оксида углерода, % (об.).

На NO приходится 95–98 % всех окислов азота в точке отбора. NO соединяется с O_2 , обычно вне дымовой трубы. Если из газоанализатора «МОНОЛИТ» взять данные по NO и NO_2 тогда можно рассчитать NO_x по формуле, что бы свериться с полученными данными из газоанализатора «МОНОЛИТ»: $NO_x = NO + NO_2$,

где NO, NO_2 – результаты измерений объемной доли оксидов и диоксидов азота также можно рассчитать и NO_2 , для этого нам необходимо знать значение NO : $NO_2 = NO * 0.05$. Также можно рассчитать объемные доли NO_x при отсутствии данных NO_2 : $NO_x = NO + 0.05 NO$.

2.4 Методика проведения работы

Измерения отходящих дымовых газов проводятся по графику, утвержденному главным инженером станции, при испытаниях котлов и по заявке

котлотурбинного цеха. Проба отбирается в сопровождении персонала, обслуживающего данное оборудование. Пробу отходящих дымовых газов отбирают из пробоотборной точки с двух газоходов каждого котла. Пробоотборный зонд устанавливают перпендикулярно потоку газа с дымохода для достоверности анализа (согласно инструкции по эксплуатации). При установившихся значениях компонентов NO, NO₂, CO в газе, фиксируют их на приборе. Для замера скоростного потока газа, предусмотрена трубка типа НИИОГАЗ. Делается шесть замеров скорости в разных точках дымососа, и в расчет подставляется среднее значение.

Измерения массовых концентраций ЗВ, а также физических параметров газового потока в точке отбора проб (температуры, избыточного давления/разряжения и скорости) по настоящей методике выполняют с помощью газоанализатора «МОНОЛИТ» [42], являющегося многофункциональным прибором, оснащенным средствами отбора и подготовки пробы к анализу.

Поток анализируемой газовой пробы поступает в прибор через пробоотборный зонд, влагоотделитель и внешний фильтр отчистки с помощью встроенного микронасоса и направляется в измерительную камеру, включающую в себя комплект датчиков, предназначенных для анализа состава пробы. Под воздействием анализируемых компонентов датчики измеряют свои свойства и вырабатывают выходные электрические силы, пропорциональные концентрациям анализируемых компонентов. Силы со всех датчиков в реальном масштабе времени поступает в управляющий микроконтроллер, где обрабатываются и преобразуются в результаты измерений.

Измерения массовой концентрации ЗВ проводят в соответствии с общими требованиями «Руководства по контролю источников загрязнения атмосферы» (ООНД-09). Для обеспечения точности измерений в межповерочный интервал газоанализаторов «МОНОЛИТ» проводится контроль основной погрешности газоанализаторов по стандартным образцам газовых смесей в баллонах под давлением (приложение А). Измерения скорости газового потока в точке отбора пробы газоанализатором «МОНОЛИТ» выполняют в специальном режиме

работы прибора с помощью пневмометрической трубки типа Пито или НИИОГАЗ, имеющей свидетельство о поверке. Измерения скорости газового потока проводят в соответствии с требованиями ГОСТ 17.2.4.06-90 «Охрана природы. Атмосфера. Метод определения скорости газопылевых потоков, отходящих от стационарных источников загрязнения».

Определение относительной влажности газового потока в точке отбора пробы настоящей МВИ проводят вспомогательными средствами измерений в соответствии методами, установленными ГОСТ 17.2.4.08-90 «Охрана природы. Атмосфера. Методы определения влажности газопылевых потоков, отходящих от стационарных источников загрязнения». Объемный расход газового потока в соответствии с требованиями ОНД-90 определяют, как результат произведения средней скорости газового потока на площадь поперечного сечения газотока. Массовый выброс ЗВ от источника загрязнения атмосферы (ИЗА) в соответствии с требованиями ОНД-90 определяют, как произведение массовой концентрации ЗВ на объемный расход газового потока. Если ИЗА связан с несколькими источниками выделений, массовый выброс определяют, как суммы выбросов по каждому источнику выделения.

2.5 Выполнение измерений

На месте, оборудованном для проведения измерений, размещают газоанализатор «МОНОЛИТ», собирают газовую схему в соответствии с требованиями РЭ. Включают газоанализатор и проводят установку (калибровку) его нулевых показаний. Калибровка должна выполняться на чистом атмосферном воздухе с нормальным (20,9%) содержанием кислорода и в отсутствии примесей загрязняющих веществ. В загрязненной атмосфере установку нулевых показаний рекомендуется проводить по искусственному воздуху или азоту высокой чистоты баллона под давлением. В настройке прибора указывают вид топлива, используемой на контролируемой установке.

Разбив условно измерительное сечение газотока на элементарные площадки в соответствии с требованиями п.п. 2,5 и 2,6 ГОСТ 17.2.4.06-90, устанавливают пробоотборный зонд газоанализатора в газоток и измеряют температуру газового потока в центре каждой элементарной площадки. Определяют неравномерность распределения поля температур. По результатам определения находят представительную точку, показывающую среднюю температуру потока по сечению газотока. Устанавливают пробоотборный зонд газоанализатора в представительную точку и ожидают завершения переходного процесса и стабилизацию показаний газоанализатора. Измеряют массовые концентрации определяемых компонентов. В соответствии с требованиями ГОСТ 17.2.3.02-78 «Охрана природы. Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями» интервал проведения измерений должен составлять не менее 20 минут. Для выполнения данного требования в ходе измерений используют специальную функцию газоанализатора «МОНОЛИТ» «Сбор статистики», позволяющую получить усредненные результаты измерений за данный интервал времени. Распечатывают протокол сбора статистических данных. После завершения измерений концентраций газов извлекают пробоотборный зонд из газотока и продувают прибор чистым воздухом.

Измеряют давление (разрежение) газового потока. Измерения проводят в специальном режиме работы газоанализатора «МОНОЛИТ» в соответствии с п. 9.3.2. РЭ. Распечатывают протокол измерений.

Измеряют скорость газового потока. Измерения проводят в специальном режиме работы газоанализатора «МОНОЛИТ» в соответствии с п. 9.3.3. РЭ с помощью пневмометрической трубки типа Пито или НИИОГАЗ. В соответствии с требованиями ГОСТ 17.2.4.06-90 значение скорости газового потока измеряют во множестве элементарных площадок измерительного сечения. Распечатывают протокол измерений, содержащий среднее значение скорости газового потока по сечению.

Определяют относительную влажность газового потока. Определяют вспомогательными средствами измерений в соответствии с методами, установленными ГОСТ 17.2.24.08-90.

Измеряют атмосферное давление с помощью барометра-анероида. В соответствии с требованиями п. 3.4 ГОСТ 17.2.4.06-90 определяют площадь измерительного сечения [43].

Определение и расчет NO, CO в отходящих дымовых газах при сжигании газообразного топлива.

Результаты измерений регистрируют в протоколе.

объем газа считается по формуле:

$$V = S_r * v_r, \text{ м}^3/\text{с}, \quad (8)$$

где V – объем газа;

S_r – сечение газохода;

v_r – скорость газа.

Замер № 1 с котла БКЗ-500 1 А

Газоход А:

$$S_r = 3,522 \text{ м}^2$$

$$V_{\text{газ}} = 26,1 \text{ м/с}$$

$$V = 3,522 \text{ м}^2 * 26,1 \text{ м/с} = 92 \text{ м}^3/\text{с}$$

Показание прибора:

$$\text{CO} = 0 \text{ мг/м}^3 < 25 \text{ мг/м}^3,$$

$$\text{NO} = 25 \text{ мг/м}^3 \pm 6 \text{ мг/м}^3$$

$$\text{NO}_2 = 1 \text{ мг/м}^3 < 25 \text{ мг/м}^3$$

Погрешность измерений показана в приложении Б.

$$\text{Массовый выброс с газохода} = \text{NO } 25 \text{ мг/м}^3 * 92 \text{ м}^3/\text{с} = 2300 \text{ мг/с} = 2,3 \text{ г/с}$$

$$\text{NO}_2 1 \text{ мг/м}^3 * 92 \text{ м}^3/\text{с} = 92 \text{ мг/с} = 0,092 \text{ г/с}$$

Газоход Б:

$$S_r = 3,522 \text{ м}^2$$

$$V_{\text{газ}} = 21,4 \text{ м/с}$$

$$V = 3,522 \text{ м}^2 * 21,4 \text{ м/с} = 75 \text{ м}^3/\text{с}$$

Показание прибора:

$$\text{CO} = 0 \text{ мг/м}^3 < 25 \text{ мг/м}^3$$

$$\text{NO} = 29 \text{ мг/м}^3 \pm 7 \text{ мг/м}^3$$

$$\text{NO}_2 = 0 \text{ мг/м}^3 < 25 \text{ мг/м}^3$$

Погрешность измерений показана в приложении Б.

$$\text{Массовый выброс с газохода} = \text{NO } 29 \text{ мг/м}^3 * 75 \text{ м}^3/\text{с} = 2175 \text{ мг/с} = 2,2 \text{ г/с}$$

$$\text{Массовый выброс с котла} = \text{NO} = 2,3 \text{ г/с} + 2,2 \text{ г/с} = 4,5 \text{ г/с}$$

$$\text{NO}_2 = 0,092 \text{ г/с}$$

Замер № 2 с котла БКЗ-500 1 Б

Газоход В:

$$S_{\text{г}} = 3,522 \text{ м}^2$$

$$V_{\text{газ}} = 28,5 \text{ м/с}$$

$$V = 3,522 \text{ м}^2 * 28,5 \text{ м/с} = 100 \text{ м}^3/\text{с}$$

Показание прибора:

$$\text{CO} = 1 \text{ мг/м}^3 \text{ меньше } 25 \text{ мг/м}^3$$

$$\text{NO} = 55 \text{ мг/м}^3 \pm 8 \text{ мг/м}^3$$

$$\text{NO}_2 = 0 \text{ мг/м}^3 \text{ меньше } 25 \text{ мг/м}^3$$

Погрешность измерений показана в приложении Б.

$$\text{Массовый выброс с газохода} = \text{NO } 55 \text{ мг/м}^3 * 100 \text{ м}^3/\text{с} = 5500 \text{ мг/с} = 5,5 \text{ г/с}$$

$$\text{CO} = 1 \text{ мг/м}^3 * 100 \text{ м}^3/\text{с} = 100 \text{ мг/с} = 0,1 \text{ г/с}$$

Газоход Г:

$$S_{\text{г}} = 3,522 \text{ м}^2$$

$$V_{\text{газ}} = 17,2 \text{ м/с}$$

$$V = 3,522 \text{ м}^2 * 17,2 \text{ м/с} = 61 \text{ м}^3/\text{с}$$

Показание прибора:

$$\text{CO} = 0 \text{ мг/м}^3 \text{ меньше } 25 \text{ мг/м}^3 \quad \text{NO} = 58 \text{ мг/м}^3 \pm 9 \text{ мг/м}^3$$

$$\text{NO}_2 = 0 \text{ мг/м}^3 \text{ меньше } 25 \text{ мг/м}^3$$

Погрешность измерений показана в приложении Б.

$$\text{Массовый выброс с газохода} = \text{NO } 58 \text{ мг/м}^3 * 61 \text{ м}^3/\text{с} = 3538 \text{ мг/с} = 3,5 \text{ г/с}$$

$$\text{Массовый выброс с котла} = \text{CO} = 0,1 \text{ г/с}$$

$$\text{NO} = 5,5 \text{ г/с} + 3,5 \text{ г/с} = 9 \text{ г/с}$$

Замер № 2 с котла E-160-24, работающем на газе

$$S_r = 2,4 \text{ м}^2$$

$$V_{\text{газ}} = 11,4 \text{ м/с}$$

$$V = 2,4 \text{ м}^2 * 11,4 \text{ м/с} = 27 \text{ м}^3/\text{с}$$

Показание прибора:

$$\text{CO} = 0 \text{ мг/м}^3 \text{ меньше } 25 \text{ мг/м}^3$$

$$\text{NO} = 82 \text{ мг/м}^3 \pm 10 \text{ мг/м}^3$$

$$\text{NO}_2 = 0 \text{ мг/м}^3 \text{ меньше } 25 \text{ мг/м}^3$$

Погрешность измерений показана в приложении Б.

$$\text{Массовый выброс с газохода} = \text{NO } 82 \text{ мг/м}^3 * 27 \text{ м}^3/\text{с} = 2214 \text{ мг/с} = 2,2 \text{ г/с}$$

Массовый выброс с котла

$$\text{NO} = 5,5 \text{ г/с} + 3,5 \text{ г/с} = 9 \text{ г/с.}$$

Процесс полного сгорания топлива контролируется поддержанием избытка воздуха на выходе из топки и температурного режима, согласно режимной карте (Приложение В). По максимальной энергоэффективности, достаточно контролировать содержание в продуктах горения O_2 , CO . Для оптимизации процесса горения с точки зрения экономической эффективности требуется дополнительно контролировать содержание в выбросах NO_x . В таблицах 4,5,6 приведены данные по выбросам с 2013 по 2015 года.

Таблица 4 - Данные по месяцам 2013 года по выбросам вредных веществ от организованных источников ТЭЦ-3 (фактически)

Месяц	Выбросы от энергоблока, т		
	NO _x	CO	Σ, т
Январь	217	372	589
Февраль	262	366	628
Март	264	373	637
1 квартал	743	1111	1854
Апрель	328	344	672
Май	153	246	399
Июнь	10	17	27
2 квартал	491	607	1098
Июль	0,00008	0,000599	0,000679
Август	0,00055	0,00035	0,0009
Сентябрь	148	241	389
3 квартал	148	241	389
Октябрь	247	364	611
Ноябрь	247	352	599
Декабрь	277	402	679
4 квартал	771	1118	1889
Год	2153	3077	5230

Таблица 5 - Данные по месяцам 2014 года по выбросам вредных веществ от организованных источников ТЭЦ-3 (фактически)

Месяц	Выбросы от энергоблока, т		
	NO _x	CO	Σ, т
Январь	271	402	673
Февраль	236	355	591
Март	244	373	617
1 квартал	751	1131	1882
Апрель	206	338	544
Май	137	218	355
Июнь	17,5	29	46,5
2 квартал	361	585	946
Июль	0,000127	0,00058	0,000707
Август	0,00087	0,000771	0,00164
Сентябрь	48,4	88	136,4
3 квартал	48,4	88	136,4

Продолжение таблицы 5

Месяц	Выбросы от энергоблока, т		
	NO _x	CO	Σ, т
Октябрь	229	360	589
Ноябрь	240	357	597
Декабрь	250	377	627
4 квартал	719	1182	1901
Год	1879,4	2986	4865,4

Таблица 6 - Данные по месяцам 2015 года по выбросам вредных веществ от организованных источников ТЭЦ-3 (фактически)

Месяц	Выбросы от энергоблока, т		
	NO _x	CO	Σ, т
Январь	271	402	673
Февраль	230	343	573
Март	255	379	634
1 квартал	756	1124	1880
Апрель	221	349	570
Май	129	224	353
Июнь	12	22	34
2 квартал	361	595	956
Июль	0,00066	0,000585	0,001245
Август	0,00044	0,000388	0,000828
Сентябрь	80	139	216
3 квартал	80	140	220
Октябрь	224	359	583
Ноябрь	241	364	605
Декабрь	248	377	625
4 квартал	713	1100	1813
Год	1899	2959	4858

В таблице 7 представлены данные за последние три года.

Таблица 7 – Данные по выбросам вредных веществ от организованных источников ТЭЦ-3 (фактич.) с 2013 по 2015 г.г.

Наименование вредного вещества	Класс опасности	Выбросы от энергоблока, т		
		С разбивкой по годам		
		2013	2014	2015
Оксиды азота	3	2153	1879,4	1899
Оксид углерода	4	3077	2986	2959
Всего		5230	4865,4	4858

По количеству выбросов можно судить об эффективности работы котлов. Каждой нагрузке котла соответствует своя оптимальная схема организации топочных процессов, которая приводит к уменьшению количества несгоревшего топлива. По данным таблицы 8 можно увидеть, что с 2013 года выбросов вредных веществ в атмосферу уменьшается.

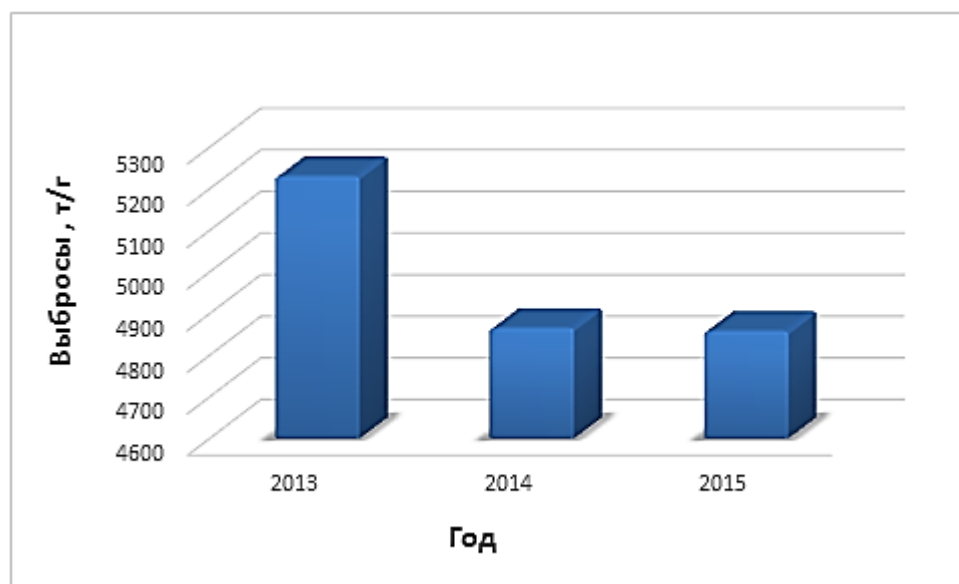


Рисунок 3 - Динамика выбросов на ТЭЦ-3 с 2013 по 2015 г.г.

В настоящее время ТЭЦ-3 имеет разрешение Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору западно-сибирского управления ростехнадзора на выброс загрязняющих веществ в атмосферу стационарными источниками № 0191 – 15 от 30 апреля 2015г. Срок действия с 30 апреля 2015 г. По 28 апреля 2020 г.

Таким образом можно судить об эффективности очистных сооружений ТЭЦ-3, так как до данным графика выбросов на ТЭЦ-3 с 2013 по 2015 г.г. (рис.3) с каждым годом загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу становится меньше, а производительность станции остаётся прежней.

2.6 Направление и развитие электроэнергетики Томской области в период с 2013 до 2018 года

Данная программа является инструментом реализации Энергетической стратегии развития Томской области на период до 2018 года, одобренной постановлением Государственной Думы Томской области от 28.02.2008 № 1008, на основе Программы социально-экономического развития Томской области на 2006-2010 годы и на период до 2012 года (в редакции Закона Томской области от 29.01.2010 № 341-ОЗ).

Основными целями энергетической стратегии развития Томской области являются:

- повышение энергетической эффективности экономики области;
- инновационное развитие отрасли;
- энергонезависимость и гарантированное энергоснабжение потребителей области;
- обеспечение энергетической безопасности области.

Реализация «Схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Томской области на период 2013-2018 годов» является необходимым условием достижения поставленных целей энергетической стратегии и направлена на повышение конкурентоспособности региональной экономики. Для достижения поставленных энергетической стратегией целей в среднесрочной перспективе необходимо решить следующие основные задачи:

- разработка и реализация проектов технического перевооружения теплофикационных станций;
- усиление электрических связей с соседними энергосистемами;
- снижение дефицита и зависимости области от поставок электроэнергии извне;
- применение альтернативных источников энергии и возобновляемых энергетических ресурсов;
- использование потенциала энергосбережения в различных отраслях экономики.

Учитывая дефицитность энергосистемы области по электроэнергии и требования обеспечения энергетической безопасности области, предусматривается минимальный демонтаж изношенного оборудования, соответствующий продлению срока службы действующих агрегатов тепловых электростанций.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломной работе дана сравнительная оценка выбросам при сжигании органических топлив на ТЭЦ-3.

Данная тема является актуальной, так как, с каждым годом увеличивается энергопотребление, тем самым увеличивается и потребление энергоресурсов, что приводит к накоплению в атмосфере вредных газов, NO_x , CO , бенз(а)пирен, частицы золы и пыли. Проведен сравнительный анализ по отходящим дымовым газам при сжигании экологически чистого топлива на ТЭЦ-3.

Проведен сравнительный анализ по отходящим дымовым газам при сжигании экологически чистого топлива на ТЭЦ-3. В результате, расчетов установлено, что при сжигании природного газа в среднем выбрасывается 10952,4 тонн валовых выбросов в атмосферу, что входит в нормы ПДВ. При наращивании энергетической мощности станции, необходима модернизация оборудования. Для ТЭЦ-3 предложено строительство теплофикационного энергоблока на газе ПГУ-450Т, а также с целью снижения воздействия вредных газов, золы и пыли на окружающую среду предложена установка по очистке дымовых газов – абсорбер SMART SCRUBBER серии Е III. Это позволит наиболее эффективно очищать дымовые газы от вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Топки. Горение топлива. <http://topky.ru/fuel-burning.html>
2. Коллекция словарей на все слова.ру
<http://www.vseslova.ru/index.php?dictionary=bes&word=toplivo>
3. Топливо и его характеристики. Лекции по теплотехнике.
<http://stringer46.narod.ru/Fuel.htm>.
4. Академик. Энциклопедия Кольера.
http://dic.academic.ru/dic.nsf/enc_colier/6889/ТОПЛИВО.
5. Алексеева Т.Е., Гольдина Т.М. Некоторые аспекты мониторинга состояния золошлакоотвалов ТЭС и объектов природной среды в зоне их воздействия//Теплоэнергетика. 2004. Вып. 12. 29 – 33 с.
6. Денисов Г.А. Техногенные отходы – энергетические консервы для отрасли строительных материалов//Строительные материалы, оборудование, технологии XXI в. переизд. 2011. Вып. 9. 56–58 с.
7. Элверс Б. Топлива. Производство. Применение. Свойства. Справочник. – 2012. – 416с.
8. Энергетика. ТЭС и АЭС. Все о топливной и атомной энергетике.
<http://tesiaes.ru/?p=4670>.
9. Котельные установки. Твердое топливо и его классификация.
http://www.sergeyosetrov.narod.ru/Projects/Boiler/SOLID_FUEL_And_HIS_CATEGORIZATION.htm.
10. Твердое топливо – классификация, состав, характеристики. Энергетика и механика. – 2013. – 569с.
http://geyz.ru/news/tverdoe_toplivo_klassifikacija_sostav_kharakteristiki.
11. Учебные материалы. Процессы горения и взрывы.
<http://works.doklad.ru/view/7OFrWT0tqCg.html>.
12. Газообразное и жидкое топливо. <http://kamenskih2.narod.ru/untitled41.htm>.
13. Основные свойства жидкого топлива. Печи на жидком топливе.
<http://www.bibliotekar.ru/spravochnik-4/26.htm>.

14. Учебное пособие. Классификация нефтяных жидких топлив по назначению. – Санкт – Петербург 2005. <http://refdb.ru/look/3181006-p2.html>.
15. Жидкое топливо. http://www.knowhouse.ru/info_new.php?r=heating_system&uid=22.
16. Характеристика жидкого топлива. <http://www.mtomd.info/archives/349>.
17. Студопедия. Характеристика жидкого топлива. http://studopedia.ru/3_179660_harakteristiki-zhidkogo-topliva.html.
18. Физико-химические основы строительного материаловедения: Учебное пособие / Волокитин Г.Г., Горленко Н.П. -М.: АСВ, 2004.
19. Состав и свойства газообразного топлива. <http://msd.com.ua/teplogeneratory-kotelnyx/sostav-i-svoystva-gazobraznogo-topliva/>.
20. Все рефераты. Основные характеристики газообразного топлива. <http://allrefs.net/c41/4ca4e/p5/>.
21. Студопедия. Газообразное топливо. Виды, свойства и применения. http://studopedia.ru/5_128201_gazobraznoe-toplivo-vidi-svoystva-i-primeneniye.html.
22. Строй – Техника.ру. Газоснабжение и свойства газообразных топлив. <http://stroy-technics.ru/article/gazosnabzhenie-i-svoystva-gazobraznykh-topliv>.
23. Основные свойства и состав газообразного топлива. Природные и искусственные газы. http://tgsiv.ru/uploads/Books/shpora/GOS_Ekzamen.pdf.
24. Gazogenerator.com. Состав и свойства газообразного топлива. Его основные характеристики. <http://toplivo/sostav-i-svoystva-gazobraznogo-topliva-osnovnye-karakteristiki-gazobraznogo-topliva>.
25. Общие сведения о газоснабжении. <http://www.studfiles.ru/preview/4614161/>.
26. Химия. Материалы для чтения. Свойства и характеристики угля. http://oadk.at.ua/load/khimija/svoystva_i_karakteristiki_uglja/2-1-0-2264.
27. Ресурсуголь. Свойства и применение каменного угля. <http://www.ku-ural.ru/text/112.htm>.

28. Энергетика. ТЭС и АЭС. Все о топливной и атомной энергетике. Уголь. <http://tesiaes.ru/?p=4670>.
29. Как и где образуется уголь. <http://pochemy.net/?n=1516>.
30. Энергетика. ТЭС и АЭС. Все о топливной и атомной энергетике. Мазут, торф, дизель и другие виды топлива. <http://tesiaes.ru/?p=4670>.
31. Свойства топлив. <http://www.turkaramamotoru.com/ru/Мазут-161739.html>.
32. Природный газ. <http://www.neuch.ru/referat/51892.html>.
33. Смирнов А. С., Ширковский А. И. Добыча и транспорт газа, М., 1957. 376с.
34. Общие сведения о природном газе. <http://www.pro-gas.ru/general/general>.
35. Природный газ. Состав и свойства. <https://alternativenergy.ru/energiya/243-prirodnyy-gaz-svoystva-opasnosti.html>.
36. Большая энциклопедия нефти и газа. Горение органического топлива. <http://www.ngpedia.ru/id646485p1.html>.
37. Организация сжигания топлива. <http://allrefs.net/c1/48a7n/p31/>.
38. Лекция. Способ сжигания органического топлива. http://lms.kgeu.ru/pluginfile.php?file=/17363/mod_resource/content/.
39. Данилов О.Л. Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях. Учебник. – 2014. – 188с.
40. Трухний А.Д. Основы современной энергетике: учебник для вузов: в 2т/ под общей редакцией чл.-корр. РАН Е.В. Аметистова. – М.: Издательский дом МЭИ, 2008. – 472с.
41. Актуальные проблемы энергоснабжения реального сектора экономики и развития электроэнергетики: (протокол расширенного заседания секции электроэнергетики НС КПЭ РАН) // Электрические станции, 2012. -№ 2. - С.2-7.
42. Руководство по эксплуатации (совмещенное с паспортом) МОНОЛИТ. – 2014. – 121с.
43. Методика выполнения измерений массовых концентраций и определение массового выброса загрязняющих веществ в отходящих газах топливо

- сжигающих установок с применением газоанализатора «МОНОЛИТ». – 2006. – 19с.
44. ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
45. ГОСТ 12.1.003–83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
46. ГОСТ 12.1.012–90 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования.
47. ГОСТ 12.1.018-93 - Пожаровзрывобезопасность статического электричества.
48. ГОСТ Р 55710-2013 - Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений.
49. СанПиН 2.24/2.1.8.562-93. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территориях жилой застройки.
50. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация.
51. СН 2.2.4/2.1.8.566. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. – М.: Минздрав России, 1997.
52. ГОСТ 12.1.012—78 «ССБТ. Вибрация. Общие требования безопасности». Защита от вибраций.
53. ГОСТ 12.4.124-83. Система стандартов безопасности труда. Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования.
54. Технический регламент «О требовании пожарной безопасности» 123 – ФЗ от 22 июня 2008 года;
55. СанПиН 2.2.1/2.1.11278-03«Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий».
56. Очистка выбросов в атмосферу <http://biofile.ru/bio/22317.html>
57. «Природоохранные мероприятия и рекомендации по предотвращению ущерба окружающей среде». <http://geologinfo.ru/ekologicheskaya-geologiya/157-prirodookhrannye-meropriyatiya-i-rekomendatsii-po-predotvrashcheniyu-ushcherba-okruzhayushchej-srede>.

58. ПБ 03-585-03. «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов».
59. «Природоохранные мероприятия и рекомендации по предотвращению ущерба окружающей среде». <http://geologinfo.ru/ekologicheskaya-geologiya/157-prirodookhrannye-meropriyatiya-i-rekomendatsii-po-predotvrashcheniyu-ushcherba-okruzhayushchej-srede>.
60. СО 153-34.21.122-2003 ИНСТРУКЦИЯ по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций.
61. Технический регламент «О требованиях пожарной безопасности» № 123 – ФЗ от 22 июля 2008 года.
62. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
63. ГОСТ 12.1.010-76. Система стандартов безопасности труда. Взрывобезопасность. Общие требования.
64. РД 153-112-014-97 «Инструкция по ликвидации возможных аварий».
65. Журнал «Российский Налоговый Курьер» №15 за 2008 год.
66. РАО «ЕЭС РОССИИ» Свод правил по проектированию тепловых электрических станций СП ТЭС-2007.

ПРИЛОЖЕНИЕ А
(обязательное)

ГОСТ 5542-2014 Физико-химические показатели ГГП промышленного и коммунально-бытового назначения

Наименование показателя	Норма	Метод испытания
1. Компонентный состав, молярная доля, %	Не нормируется. Определение обязательно	По ГОСТ 31371.1 - ГОСТ 31371.7
2. Низшая теплота сгорания при стандартных условиях, МДж/м ³ (ккал/м ³), не менее	31,80 (7600)	По 8.2
3. Область значений числа Воббе (высшего) при стандартных условиях, МДж/м ³ (ккал/м ³)	От 41,20 до 54,50 (от 9840 до 13020)	По ГОСТ 31369
4. Отклонение числа Воббе от номинального значения, %	+/- 5	-

5. Массовая концентрация сероводорода, г/м3, не более	0,02	По 8.3
6. Массовая концентрация меркаптановой серы, г/м3, не более	0,036	По 8.3
7. Молярная доля кислорода, %, не более	0,05	По ГОСТ 31371.1 - ГОСТ 31371.3, ГОСТ 31371.6, ГОСТ 31371.7
8. Молярная доля диоксида углерода, %, не более	2,5	По ГОСТ 31371.1 - ГОСТ 31371.7
9. Температура точки росы по воде при давлении в точке отбора пробы, °С	Ниже температуры ГГП в точке отбора пробы	По 8.4
10. Температура точки росы по углеводородам при давлении в точке отбора пробы, °С	Ниже температуры ГГП в точке отбора пробы	По 8.5

11. Массовая концентрация механических примесей, г/м ³ , не более	0,001	По ГОСТ 22387.4
12. Плотность при стандартных условиях, кг/м ³	Не нормируют, определение обязательно	По 8.6
13. Интенсивность запаха ГГП при объемной доле 1% в воздухе, баллы, не менее	3	По ГОСТ 22387.5
Примечания		
1. Стандартные условия для проведения измерений и расчетов показателей 2, 3 и 12 - в соответствии с ГОСТ 31369 (таблица Р.1).		
2. При расчетах показателей 2 и 3 принимают 1 кал, равную 4,1868 Дж.		
3. В Российской Федерации стандартная температура при приведении объема ГГП к стандартным условиям равна 20 °С.		
4. Показатели 2 - 4 распространяются только на ГГП, используемый в качестве топлива.		
5. Номинальное значение числа Воббе устанавливают в пределах нормы показателя 3 для отдельных газораспределительных систем по согласованию с потребителем.		

<p>6. Если значение любого из показателей 5, 6, 11 в течение года не превышает 0,001 г/м³, то в дальнейшем данный показатель определяют не реже одного раза в год по согласованию между поставщиком и потребителем.</p>
<p>7. По согласованию с потребителем допускается подача ГПП для энергетических целей с более высокой массовой концентрацией сероводорода и меркаптановой серы по отдельным газопроводам.</p>
<p>8. По согласованию с потребителем допускается подача ГПП с большей молярной долей диоксида углерода по отдельным газопроводам.</p>
<p>9. Для ГПП, в котором содержание углеводородов C₅+выш не превышает 1,0 г/м³, показатель 10 допускается не нормировать.</p>
<p>10. Показатель 13 распространяется только на ГПП коммунально-бытового назначения.</p>
<p>11. Для ГПП промышленного назначения показатель 13 устанавливают по согласованию с потребителем.</p>
<p>12. Температуру ГПП в точке отбора пробы определяют по ГОСТ 8.586.5. В Российской Федерации определение температуры ГПП проводят также по стандарту [2] или правилам [3].</p>

**Приложение Б
(обязательное)**

Погрешности измерений газоанализатора «МОНОЛИТ»

Определяемый компонент	Диапазон показаний газоанализатора	Диапазон измерений МВИ	Границы относительной (абсолютной) погрешности при P = 0,95
Объемная доля кислорода O ₂	0 – 21 %	От 1 до 21 %	± 0,25% (абс.)
Массовая концентрация (объемная доля) оксида углерода (CO)	0 – 500 мг/м ³	От 25 до 50 мг/м ³	± 0,25%
	(0 – 400 млн -1)	(от 25 до 40 млн -1)	
или		Св. 50 до 500 мг/м ³ (св. 40 до 400 млн -1)	± 0,15%
	0 – 1000 мг/м ³	От 45 до 75 мг/м ³	± 0,25%
	(0 – 800 млн -1)	(от 35 до 60 млн -1)	
		Св. 76 до 1000 мг/м ³ (св. 60 до 800 млн -1)	± 0,15%
Массовая концентрация (объемная доля) оксида азота (NO)	0 – 300 мг/м ³	От 25 до 50 мг/м ³	± 0,25%
	(0 – 225 млн -1)	(от 18 до 35 млн -1)	
		Св. 50 до 300 мг/м ³ (св. 35 до 225 млн -1)	± 0,15%
	0 – 100 мг/м ³	От 25 до 50 мг/м ³	± 0,25%

Массовая концентрация (объемная доля) диоксида азота (NO ₂)	(0 – 50 млн -1)	(от 12 до 25 млн -1)	
		Св. 50 до 100 мг/м ³ (св. 25 до 50 млн -1)	± 0,15%
Массовая концентрация суммы оксидов азота (NO) в пересчете на (NO ₂)	0 – 550 мг/м ³	От 30 до 50 мг/м ³	± 0,25%
		Св. 50 до 550 мг/м ³	± 0,15%
или ^п	Не нормированы (определение по расчету)		
Массовая концентрация (объемная доля) сернистого ангидрида (SO ₂)	0 – 300 г/м ³ (0 – 105 млн -1)	От 45 до 100 мг/м ³ (от 15 до 35 млн -1)	± 0,25%
		Св. 100 до 300 мг/м ³ (св. 35 до 105 млн -1)	± 0,15%
Объемная доля оксида углерода (CO ₂)	Не нормированы (определение по расчету)		

ПРИЛОЖЕНИЕ В
(обязательное)

Режимная карта для котлоагрегата типа Е-160-24 при сжигании природного газа

Наименование параметров	Обозначение	Размерность	Нагрузка котла				
			80	100	120	140	160
1. Пароводяной тракт							
1.1 Давление перегретого пара за котлом	$P_{пе}$	кгс/см ²	18 ÷ 24				
1.2 Температура перегретого пара	$t_{пе}$	°С	262 ÷ 282				
1.3 Давление пара в барабане	$P_б$	кгс/см ²	25	27	28	29	32
1.4 Температура питательной воды	$t'_{вЭК}$	°С	104 ÷ 110				
1.5 Температура воды за экономайзером	$t''_{вЭК}$	°С	202 ÷ 219				

2. Топливный тракт							
2.1 Расход газа, $\times 10^3$	$Q_{\text{газ}}$	нм ³ /ч	6,5	8,9	9,9	10,7	12,5
2.2 Давление газа перед горелками	$P_{\text{г. гор}}$	кгс/см ²	0,2 ÷ 0,39				
2.3 Количество работающих горелок	$N_{\text{гор.}}$	шт.	3	4	4	4	4
3. Воздушный тракт							
3.1 Расход воздуха на котел, $\times 10^3$	Q_{ϕ}	м ³ /ч	67	94	120	130	155
	$Q_{\text{прив}}$	нм ³ /ч	60	89	110	115	148
3.2 Перепад давлений на ВЗП	$\Delta P_{\text{взп}}$	кгс/м ²	25	40	55	60	77
3.3 Давление воздуха перед ВЗП	$P''_{\text{взп}}$	кгс/м ²	45	75	110	122	175
3.4 Давление воздуха перед горелками (среднее)	$P'_{\text{гор}}$	кгс/м ²	20	35	55	62	98
3.5 Ток, потребляемый электродвигателем дутьевого вентилятора	$I_{\text{дв}}$	А	28	30	32	33	35

4. Тракт уходящих газов, избыток воздуха в дымовых газах							
4.1 Содержание O ₂ и избыток воздуха в газе в контрольном сечении за ПП	O ₂	%	2,0	1,25	1,2	1,05	1,0
	α'' _{ПП}	-	1,095	1,057	1,055	1,047	1,045
4.2 Температура газа в поворотной камере	T _{ПК}	°C	585	600	630	656	712
4.3 Температура уходящих газов	T _{УХ}	°C	110	121	125	126	130
4.4 Разрежение вверху топки	S' _Т	кгс/м ²	1 ÷ 3				
4.5 Ток, потребляемый электродвигателем дымососа	I _{дс}	А	33	34	35	36	36
5. Экономические и экологические показатели котла							
5.1 Потери тепла с уходящими газами	q ₂	%	4,53	4,84	4,9	4,95	5,35
5.2 КПД котла брутто	η ^{бр.}	%	94,2	94,1	94,18	94,29	93,98

5.3 Содержание NO _x в дымовых газах (приведенное к α = 1,4)	NO _x	мг/нм ³	141,1	178,7	194,7	205,2	266,5
--	-----------------	--------------------	-------	-------	-------	-------	-------

ПРИЛОЖЕНИЕ Г
(обязательное)

План ликвидации возможных аварий по Томской ТЭЦ-3 (РД 153-112-014-97)

№ пп	Возможные аварии и условия опасные для жизни людей, места их возникновения	Причины их появления	Мероприятия по ликвидации и локализации аварий	Лица, ответственные за мероприятия по ликвидации аварий и спасению людей
1	Запах газа в котельной	<ul style="list-style-type: none"> • утечка газа в фланцевых и резьбовых соединениях газопровода; 	<ul style="list-style-type: none"> • усиление вентиляции помещения; 	<ul style="list-style-type: none"> • оператор;
		<ul style="list-style-type: none"> • утечка из земного газопровода. Газ может распространиться по каналу теплотрассы и всех подземным коммуникациям. 	<ul style="list-style-type: none"> • проведение работ по поиску места утечки газа; 	<ul style="list-style-type: none"> • начальник цеха;
			<ul style="list-style-type: none"> • выполнение действий по устранению утечки газа; 	<ul style="list-style-type: none"> • начальник смены;

			<ul style="list-style-type: none"> • сообщение об утечке в аварийную газовую службу; 	<ul style="list-style-type: none"> • главный инженер станции.
			<ul style="list-style-type: none"> • до прибытия на место аварийной бригады необходимо отключить арматуру, установленную на газопроводе до того участка, где началась утечка, прекратить подачу газа в топку и остановить котлы. 	
2	Отрыв пламени от горелки	<ul style="list-style-type: none"> • неправильная регулировка соотношения подачи воздуха и газа на горелку. 	<ul style="list-style-type: none"> • немедленно остановить работу котла; 	<ul style="list-style-type: none"> • машинист;
			<ul style="list-style-type: none"> • определить причину отрыва пламени, если есть возможность, устранить ее; • проводится вентиляция топки и газоходов, делается розжиг; 	<ul style="list-style-type: none"> • начальник цеха;
			<ul style="list-style-type: none"> • если невозможно самостоятельно устранить причину отрыва пламени от горелки, нужно сообщить об этом в газовое хозяйство. 	<ul style="list-style-type: none"> • начальник смены;
				<ul style="list-style-type: none"> • главный инженер станции.

3	взрыв газа в топке	нарушение правил розжига газа.	• немедленно произвести аварийную остановку подачи газа к котлу	• операторы;
				• начальник смены;
				• начальник цеха;
				• главный инженер станции.
4	пожар	• значительная утечка газа с газопровода или другого газооборудовани, • загорание электропроводки или других материалов.	• остановить котлы;	• операторы;
			• вызываются аварийная газовая бригада и пожарная охрана;	• начальник смены;
			• до прибытия этих служб проводится тушение пожара имеющимися на объекте первичными средствами пожаротушения.	• начальник цеха;
				• главный инженер станции;
				• пожарная охрана.