**Доклад**

Вашему вниманию представлен дипломный проект, в котором рассматривается вопрос использования низкокалорийных газов в когенерационных установках. Следовательно, рассматриваются 2 актуальные проблемы:

1. использование возобновляемых источников энергии с низкими затратами;
2. более эффективное использование топлива (КПД когенерационных установок существенно выше, чем у класических электростанций и котелен).

**На 1 плакате** показано сравнение раздельного и комбинированного производства електроенергии и тепла.

Как видно при раздельном производстве электроэнергии

* на электростанциях из 100 единиц топлива, можно получить около 40% электроэнергии;
* на котельной из 100 единиц топлива - около 80% теплоэнергии.

Общая эффективность использования топлива составляет:

(40+80)/200=60%

При комбинированном производстве из 100 единиц топлива можно получить около 35% электроэнергии и 55% теплоэнергии.

Общая эффективность использования топлива составляет:

(35+55)/100=90%

Для комбинированного производства электрической и тепловой энергии используют когенерационные установки**.** Сейчас существует множество фирм - производителей когенерационных установок, которые предлагают разнообразные технические и инвестиционные проекты, ориентированные на индивидуальные потребности заказчика. Многие из них предлагают проекты внедрения КУ “под ключ”. Период реализации таких проектов – 1-2 месяца.

**На 2 плакате** представлена Класификация КУ по типу основного двигателя. Различают КУ с :

- паровой турбиной;

- Двигателем Внутреннего Сгорания;

- газовой турбиной;

- также возможны их комбинации.

*В КУ с паровой турбиной* конденсат подаётся в экономайзер, где происходит первичный подогрев воды. Подогретая вода подаётся в котел, где сжигается топливо. Образуется пар, который подаётся в пароперегреватель. Сухой перегретый пар срабатывается в турбине, которая приводит во вращение генератор переменного тока. Отработанный пар является источником тепловой энергии.

Мощность единичной машины от 0,5 до 1000 МВт.

Общий КПД до 82%.

*В КУ с двигателем внутреннего сгорания* топливо срабатывается в ДВС, который приводит во вращение генератор переменного тока.

Охлаждение ДВС осуществляется через технологический контур. В теплообменнике происходит подогрев холодной воды. Большенство тепла, произведенного в ДВС, выводится с выхлопными газами. Газы поступают в теплообменник. Здесь происходит нагрев сетевой воды до 99 0С.

Если нельзя обеспечить утилизацию тепловой мощности через технологический контур ДВС, необходимо эту мощность вывести в отдельный охладительный контур, что является главным недостатком этой установки.

Мощность единичной машины от 3 кВт до 6 МВт.

Общий КПД до 92%.

*В КУ с газовой турбиной* компрессор сжимает входной воздух, что вызывает повышение его температуры. Этот воздух подается в камеру сгорания вместе с топливом, где происходит сгорание. Горячие газы поступают на турбину, которая приводит во вращение генератор переменного тока. Отработанные газы с турбины подаются в теплообменник, в кот. подогревается сетевая вода или образуется пар.

Мощность единичной машины от 0,25 до 300 МВт.

Общий КПД до 87%.

В качестве главного вида топлива для когенерационных установок, как правило, используется природный газ. В последнее время все чаще находят применение и альтернативные виды топлива – низкокалорийные газы.

**На плакате 3** представлены низкокалорийные газы и проблемы их использования.

К низкокалорийным газам относятся все виды горючих газов, кроме природного. На диаграмме газы расположены в порядке возрастания их теплотворной способности:

- газ химической промышленности;

- пиролизный газ;

- коксовый газ;

- газ мусорных свалок;

- биогаз;

- газ сточных вод;

- факельный газ;

- пропан;

- бутан.

К основным проблемам использования низкокалорийных газов в КУ относятся:

- неустойчивость давления газа;

- переменное содержание метана;

- загрязнение газов;

- высокая влажность.

Это может привести к: увеличению содержания вредных веществ в отработанных газах, колебанию выходной мощности КУ, отключению оборудования, неполному сгоранию топлива, коррозии двигателя и оборудования для регенерации теплоты.

В дипломном проекте рассмотрено использование низкокалорийных газов в когенерационных установках на примере биогаза.

**На плакате 4** представлен расчет энергоустановки, которая проектируется на небольшом фермермерском хозяйстве в Харьковской области. На ферме находится 150 голов крупного рогатого скота. Общая мощность потребителей электроэнергии 72 кВт. После внедрения энергоустановки, сумарная мощность потребителей электроэнергии, с учетом собственных нужд установки, снизится до 63 кВт, за счет использования тепловой энергии, которая вырабатывается в когенерационной установке.

Средняя электрическая нагрузка с учетом коефициента одновременности, равного 0,35, составит

63\*0,35=22,05 кВт

Из практических данных, для выработки 1кВт\*ч электроэнергии с учетом КПД когенерационной установки необходимо 0,439 м3 биогаза.

Т.о.суточная необходимость в биогазе составит

22,05\*0,439\*24=232,32 м3

Продуктивность биосырья от 1 КРС в сутки составляет в среднем 30кг.

Выход биогаза из 1 тонны сырья от КРС составляет 50 м3.

Суточный выход биогаза из сырья от 150 КРС составит

150\*0,03\*50=225 м3

Т.к. выход биогаза из сырья от КРС не покрывает суточную необходимость в биогазе

225<232,32

то возникает необходимость в альтернативной биомассе. Например: остатки урожая, зерновые отходы, трава, солома и прочее.

Выход биогаза из 1 тонны альтернативной биомассы составляет 200 м3.

Суточная необходимость в альтернативной биомассе составит 153 кг.

Полный цикл сбраживания сырья 30 суток.

Общая масса сырья в биореакторе расчитывается как сумма суточных масс альтернативного сырья и сырья от КРС умноженная на цикл сбраживания. Она составит около 140 тонн.

Биогазовый реактор имеет форму циллиндра с диаметром 8 м и высотой 4 м. Общий обьем реактора 200 м3.

**На плакате 5** представлена принципиальная схема энергоустановки.

Схема состоит из двух основных узлов: биогазовый реактор (1) и когенерационная установка (2).

Биосырье из фермы (3) транспортером подается в бункер сырья (4). В этот же бункер догружается альтернативное сырье. Затем сырье подается в биогазовый реактор насосом Н1. Отработанное вещество отгружается насосом Н2 в бункер отработанного вещества (5). Включение насосов Н1 и Н2 ручное, а отключение автоматическое (по уровню).

В биореакторе происходит сбраживание сырья, в результате которого выделяется биогаз, основными компонентами которого являются: метан (CH4) – 55-70% и углекислый газ (СО2) – 28-43%, а также в очень малых количествах другие газы, например, сероводород (H2S). Биореактор утеплен теплоизоляционным материалом и также оборудован системой подогрева (12) для поддержания температуры термофильного процесса (50-560С). Биогазовый реактор оборудован предохранительным клапаном ПК1, предназначенным для защиты реактора от повышенного давления. При повышении давления газа в биореакторе до 0,05 атм (5 кПа) электронно-контактный манометр ЭКМ1 дает команду компрессору (7) на включение. Компрессор закачивает биогаз в газгольдер (8), допустимое давление – 10 атм. Газгольдер объемом 10м3 содержит запас газа. При снижении давления газа в биореакторе до 0,02 атм (2 кПа) ЭКМ1 дает команду на отключение компрессора.

При повышении давления в газгольдере до 10 атм ЭКМ2 дает команду на отключение компрессора. Для защиты от повышенного давления газгольдер оборудован предохранительным клапаном ПК2. При снижении давления в газгольдере до 4 атм ЭКМ2 дает команду на включение двигателя Д – привода мешалки сырья в биореакторе. Бактерии наиболее активны в средней зоне, поэтому при перемешивании сырья в биореакторе резко возрастает выработка биогаза. В газгольдере происходит очистка биогаза от влаги, которая заключается в его охлаждении и повышении давления. Для слива конденсата предусмотрен дренаж (9).

Для уменьшения содержания сероводорода в биогазе используется фильтр (6), который установлен сразу после биореактора.

Из газгольдера газ поступает в ДВС КУ. Постоянство давления газа на уровне 0,1 атм на входе в ДВС обеспечивает редуктор (10). Управление соотношением газ – воздух выполняется специальным клапаном, входящим в состав КУ.

КУ вырабатывает электро- и теплоэнергию, что полностью покрывает нужды фермы.

В дипломном проекте был произведен технико-экономический расчет энергоустановки.

Итоговые расчеты сведены в таблицу, представленную **на плакате 6.**

Капитальные затраты на энергоустановку – 174 900 грн

Годовые затраты на обслуживание энергоустановки – 2 620 грн

Число часов работы энергоустановки в год – 8000 часов

Тариф на электроэнергию – 22,5 коп/кВт\*ч

Себестоимость электроэнергии на энергоустановке – 1,3 коп/кВт\*ч

Годовая экономия электроэнергии – 201 600 кВт\*ч

Годовая экономия в денежном эквиваленте – 42 740грн

Срок окупаемости энергоустановки – 4,09 лет

В дипломном проекте также рассмотрены вопросы охраны труда и гражданской обороны.

**Плакат 1**



**Плакат 2.**



**Плакат 3.**



**Плакат 4**



**Плакат 5.**



**Плакат 6.**

