

УДК 622

## ПРЕИМУЩЕСТВА СОЗДАНИЯ КОГЕНЕРАЦИОННЫХ СТАНЦИЙ В СРАВНЕНИИ С ТРАДИЦИОННЫМИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ

Студ. Кузнецов П. А., д.т.н, проф. Борщевский С. В., асс. Масло С. В. ГВУЗ «ДонНТУ», г. Донецк, Украина, к.т.н., доц. Касобов Л. С., Таджикский технический университет имени акад. М.С. Осими, Таджикистан [loiknstu@mail.ru](mailto:loiknstu@mail.ru), [kuznetsovpavlo@gmail.com](mailto:kuznetsovpavlo@gmail.com)

Целью данной работы является исследование эффективности и производительности когенерационных электростанций, анализ тенденции замены обыкновенных ТЭЦ на компактные когенерационные предприятия.

**Ключевые слова:** когенерация, энергоноситель, метан, дегазация

Одними из главных проблем современного общества являются наступление Мирового энергетического кризиса и накопление отходов, загрязняющих планету и приводящих к парниковому эффекту. Горная промышленность тоже обладает целым рядом проблем, требующих решения. Являясь одним из главных энергопотребителей мира, она не только требует нововведений науки и техники, но и поисков новых методов безотходного производства [1].

Важным резервом повышения эффективности использования энергии является совершенствование технологических процессов функционирования аппаратов и оборудования. Несмотря на то что это направление является весьма капиталоемким, тем не менее эти затраты в 2-3 раза меньше расходов, необходимых для эквивалентного повышения добычи (производства) топлива и энергии. Основные усилия в этой сфере направлены на совершенствование двигателей и всего процесса использования топлива.



\* Включают биотопливо

Рис. 1. - Прогноз потребления первичных энергоносителей в мире

огромного ко  
100

В настоящее время мировым первичным энергоносителем является нефть, доля которой в рынке занимала около 50% на начало XXI века. Однако, в связи со стремительным ростом экономики Китая, который начал активно разрабатывать свои залежи каменного угля, потребление нефти при производстве электроэнергии упало, а возросла доля и шахтного газа-метана, который активно утилизируется и в Украине как побочный продукт добычи каменного угля. Ожидается, что к 2030 году доля угля, нефти и газа в мировом производстве энергии распределится и будет примерно одинаковой (по 30%) [2]. Это свидетельствует о том, что рационально использовать когенерационные станции по переработке шахтного газа, о чем будет сказано ниже. Доли первичных энергоносителей в мировой промышленности приведены на рис. 1. Одной из главных проблем угледобывающей отрасли является наличие

личества отходов и сырьевых веществ, которые не перерабатываются, а выбрасываются в атмосферу или накапливаются в отстойниках. Одним из таких продуктов является газ – метан (CH<sub>4</sub>). Практически все запасы метана а выкидывались в атмосферу (очень часто даже не сжигаясь). И лишь малая доля метана собиралась и использовалась как топливо для грузовых автомобилей. Такое нерациональное производство повышает себестоимость угля и ведет к загрязнению окружающей среды. Это приводит к удорожанию электроэнергии, получаемой при сжигании твердого топлива [4].

Первым горным предприятием на территории Украины, которое начало вводить в своем производстве элементы системы Smart Grid стала шахта им. «А. Ф. Засядько». Большим прорывом стало создание когенерационной станции, суммарной мощностью 34 МВт.

Когенерационная станция (КГЭС) состоит из двенадцати генераторных модулей с газопоршневыми двигателями производства австрийской фирмы GE Jenbacher, которая является главным подразделением американской компании General Electric по производству теплоэлектроцентралей. Максимальная мощность каждого модуля составляет 3 мВт электрической энергии и 2,8 мВт тепловой энергии. Суммарная мощность КГЭС: 34 мВт тепловой и 36 мВт электрической энергии.

Шахтный газ дегазации из скважины и выработанного пространства по четырем линиям поставляется от двух вакуумных насосных станций (ВНС). Из ВНС газ подается на узел смешивания участка газоподготовки КГЭС с целью получения на выходе из узла однородной газозоудной смеси необходимой концентрации: допустимый диапазон составляет от 25% до 40%, номинальный режим 30%. Некондиционируемый газ выбрасывается в атмосферу через «свечу». При необходимости увеличить концентрацию смеси к ней подмешивается газ высокой концентрации (93 — 98%) из скважин поверхностной дегазации.

Далее метанозоудная смесь (МВС) проходит ряд последовательных процессов: охлаждение, очистку, и подогрев-осушку. Охлаждение МВС производится для ее очистки и отделения влаги в сепараторах-фильтрах. Подогрев МВС до 40°С осуществляется в блоках нагрева с целью снижения влажности газовой смеси. Получение топливного газа для ДВС с нужными параметрами и обеспечивает их нормальную работу.

Кроме топливного газа к агрегатам КГЭС подается газ высокой концентрации из скважин поверхностной дегазации для поджига топливной смеси в цилиндрах ДВС [5]. Агрегат производства электроэнергии представляет из себя две последовательно соединенные машины. 20-ти цилиндровый двигатель внутреннего сгорания, являющийся нагрузочной машиной, преобразует тепловую энергию

сжигаемого газа в механическую и пере

дает ее по валу на вал синхронного генератора, который

превращает механическую энергию в электрическую. Схема привода КГЭС представлена на рис. 2.

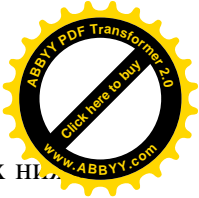
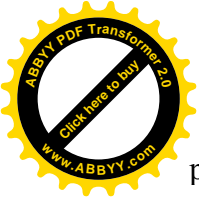


**Рис. 2.** – Схема привода КГЭС

Подготовленный топливный газ поступает на 12 ДВС, нагруженные генераторами 3035 кВт каждый. Выработанная электроэнергия поступает на шахтную подстанцию по шинам 6,3 кВ через реакторы, обеспечивающие ограничение тока короткого замыкания.

Тепло, утилизируемое при работе агрегатов КГЭС, используется для технологических (подогрев газа) и бытовых нужд КГЭС и производственно-бытовых зданий шахты. Предполагается избыток и тепла направлять в городскую теплотель.

В данной научной работе были собраны и обработаны с помощью пакетов прикладного программирования данные об утилизации газа, производстве энергии и тепла. Результаты



работы когенерационной станции представлены в таблицах. На графиках и диаграммах ниже приведены полученные отчеты и зависимости работы станции, проанализированы результаты ее работы. Все расчеты и построения проводились в среде Matlab.

Согласно тексту киотского протокола, квоты на утилизацию газов выдаются странам в тоннах углекислого газа (CO<sub>2</sub>), 1 тонна которого эквивалента 23 тоннам метана (CH<sub>4</sub>). Преобразовав массив, содержащий данные о метане в углекислый газ получаем следующие зависимости:

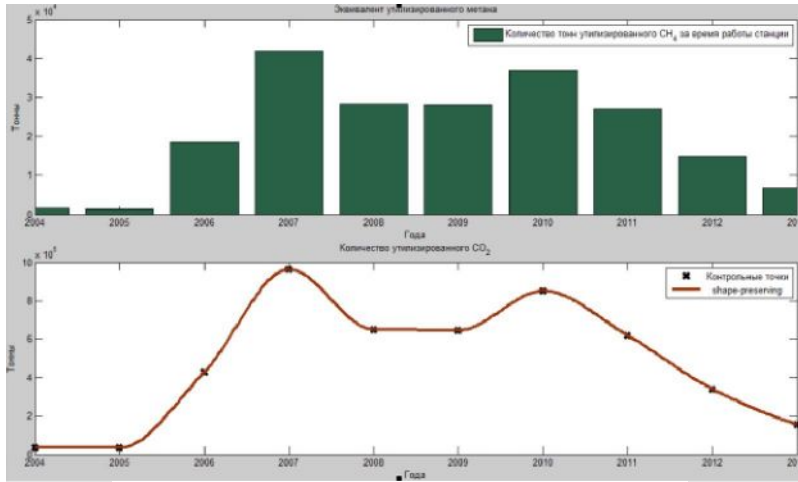


Рис. 3 – Результаты утилизации CH<sub>4</sub> и CO<sub>2</sub>

Анализ КПД и эффективности станции приведены ниже. Построение зависимости было выполнено при помощи аппроксимации линейным и сплайнами.

КПД станции считался по следующей формуле. За выполненную работу было взято число, равное непрерывной работе всех генераторов в течение года. КПД считался по формуле:

работа, – полезная работа

$$A_{\text{в}} = n_{\text{ген}} * 24 * 364 = 3 * 12 * 24 * 364 = 314496 \text{ мВт, где}$$

$A$  – нагрузка на станцию;  $P_{\text{max}}$  – объем электроэнергии, производимый 1 генератором за 1 час; 24 – количество суток; 364 – количество дней в году.

При расчете КПД производства тепла в формулу вместо количества вырабатываемой электроэнергии было подставлено количество произведенной тепловой энергии.

Объем газа, перерабатываемого на станции, зависит от загазованности пласта. На

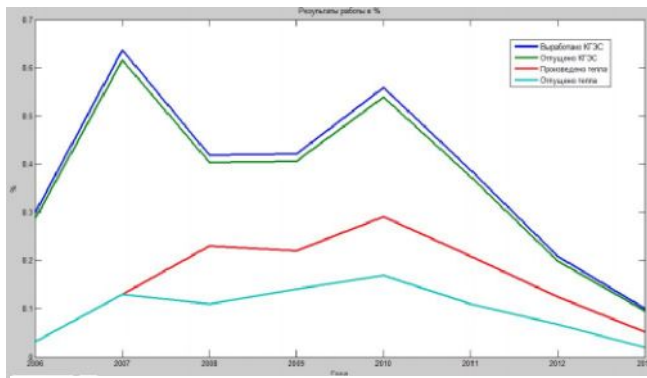


Рис. 4 - Результаты производства электроэнергии и тепловой энергии КГЭС с 2004 по сентябрь 2013 года.

графике четко прослеживается, что максимальную производительность станция имела в 2007-2008 гг, когда работали все 5 лав и шла дегазация горизонта I<sub>10</sub>. После аварий в начале 2010 года объем добычи снизился, а закрытие добычи на горизонте I<sub>10</sub> привело к уменьшению объемов поднимаемого угля и, как следствие, к снижению КПД станции. Вся сумма энергии, потребляемой станцией в течение года, колеблется в пределах 0,5-2,5% от производимого тепла. Это говорит об экономичности используемого оборудования.

Часть тепловой энергии, которая производится на станции, полу чается при охлаждении горячей воды, используемой для охлаждения двигателей внутреннего сгорания и их механизмов.

Максимально возможное число тепла, снимаемого с 1 генератора 3400 кВт. Приняв его за 100% (с паспортным отклонением в 8%) получаем долю каждой части привода в полу-



чении тепла. Используя тепло из систем охлаждения двигателя, КПД повышается практически в 2 раза.

Внедрение станции позволило значительно снизить нагрузку на экологию (уменьшилось число вредных выбросов), понизить себестоимость 1т добываемого угля (снижение затрат на электроэнергию по его добыче за счет переработки газа) и в конечном итоге повысить окупаемость предприятия.

#### Библиографический список

1. СВ. Чебанов «Мировой кризис и глобальные перспективы энергетических рынков», ИМЭМО РАН, 2009,
2. Neil Schlager, Jayne Weisblatt «Alternative Energy», Thomson Gale, 2007;
3. Б.ШБКобец, И.ШО.ШВолкова «Инновационное развитиеИШ электроэнергетики наШбазеШконцепции SmartfflGrid», Москва 2010;
4. Плачкова С. Г, Плачков И. В. «Развитие теплоэнергетики и гидроэнергетики», интернет издание <http://energetika.in.ua/ru/>;
5. Официальный сайт пр едприятия « Ш а х т а им. А. Ф. ЗАсядько»> <https://httpi/zasvadko.nctA>