

**Реструктуризация
тепловых нагрузок ОАО "Нафтан"**

Романюк В.Н., Бычковский А.В., Савко М.М.

Белорусский национальный технический университет

Предприятия нефтехимической отрасли РБ построены во времена дешевого топлива и этим обусловленного перерасхода энергоресурсов. Они ориентированы на производственные нефтяные мощности и сырьё государства, значительно большего масштаба, нежели РБ. Предприятие ОАО "Нафтан" спроектировано в 70-е годы по технологической схеме топливного варианта нефтеперерабатывающего завода. В ходе ряда реконструкций проеденных на предприятии, достигнуты современные стандарты технологических процессов переработки нефти. При этом глубина переработки нефти на ОАО "Нафтан" приближается к 90%. В дальнейшем необходимо максимально снизить производственные затраты при переработке нефти, прежде всего, энергетическую составляющую. Построение теплоэнергетической системы предприятия (ТЭС ПП) по ряду причин не полностью отвечает современным требованиям. Усугубляет ситуацию и то, что объёмы переработки нефти в настоящее время на заводе в 2 раза ниже установленных мощностей.

На заводе используется первичные энергоресурсы трёх видов: природный газ, нефtezаводской газ и мазут. Суммарное годовое потребление топлива за 2005 г. на предприятии составило около 1 миллиона тонн условного топлива. Используются оно главным образом в технологических печах. ОАО "Нафтан" потребляет четыре вида преобразованных энергоресурсов собственной генерации и поставляемых внешними источниками. Последние приобретаются у энергосистемы: тепловая энергия (20%) от ТЭЦ (пар 40 и 16 ата), электроэнергия (69%), при этом на ТЭЦ генерируется на тепловом потреблении ОАО "Нафтан" 20% , на КЭС — 49%. Доля собственной выработки ТЭ составляет ≈80%, ЭЭ — 31%.

Собственные источники ТЭ можно разбить на две группы: утилизационные, использующие ВЭР и тепловые, в том числе мазут и когенерационные на базе газотурбинной установки (КГТУ). Суммарная электрическая мощность установленных

газовых турбин составляет 38 МВт, вырабатывается на КГТУ пар 11 ат. Экономическая целесообразность КГТУ для предприятия понятна и оценивается прибылью 12 млн. USD в год., энергетическая целесообразность в увеличении выработки электроэнергии на том же тепловом потреблении с 215 до 650 кВт·ч/Гкал.

Новый подход к энергообеспечению ОАО "Нафтан", выразившийся в максимальной утилизации различных ВЭРов и собственной генерации ЭЭ на базе комбинированной выработки доказал эффективность. Этим объясняется стремление предприятия развивать последнее направление. Оно стимулируется постоянным ростом цены на энергоносители и жёсткой конкуренцией на рынке переработки нефти.

Основная собственная выработка пара ОАО "Нафтан" приходится на ВЭР двух теплотехнологических установках "Серная кислота" (вырабатывается 75 т/ч пара, 37 ата), "АВТ-6" (31 т/ч, 13 ата). На КГТУ, введенной в 2000 году, генерируется 80 т/ч давлением 11 ата.

Установка "Серная кислота" имеет утилизационное оборудование, обеспечивающее генерацию пара, с параметрами приемлемыми для относительно эффективного использования его в паротурбинном цикле, что достигается за счет прямого дожига горючих ВЭР. Анализ варианта повышения эффективности за счет увеличения начальных параметров пара путем дополнительного сжигания топлива на КУ показал его неэффективность: даже в случае установки ПТ с противодавлением имеет место большой удельный расход топлива на выработку ЭЭ – 300-320 г у.т./кВтч, против 215-230 г у.т./кВтч, имеющих место в варианте без дополнительного сжигания.

На других двух перечисленных установках для достижения приемлемой эффективности генерации ЭЭ потоком пара необходима реконструкция КУ с целью выработки пара более высоких параметров. Если на КГТУ энергии выхлопных газов достаточно для выработки 60 т/ч пара с давлением 80 ата, то на АВТ-6 требуются дополнительные источники энергии для выработки 45 т/ч пара давлением 45 ата. Таковыми могут быть:

а) прямое сжигание топлива;

б) дымовые газы от ГТУ, которые используются для повышения параметров пара, генерируемого КУ за технологической печью.

В варианте с ГТУ дымовые газы целесообразно использовать так же в качестве окислителя в печах АВТ-6, где традиционно используется холодный воздух при часовом потреблении условного топлива в количестве 35 тонн. Наиболее рациональный переход на рекуперацию энергии уходящих газов для подогрева окислителя в сложившихся компоновках и условиях невозможен.

Специалисты ОАО "Нафтан" понимают роль и положение Новополоцкой ТЭЦ и необходимость рассмотрения дальнейших шагов по улучшению экономического положения предприятия с учетом ее интересов. Это объясняет ориентацию предприятия на использование собственных когенерационных установок на базе ТЭ с носителями, которые не могут быть получены из отборов турбин ТЭЦ (дымовые газы и пар высоких давлений).

Актуально также достижение наибольшей системной эффективности возможных решений. Одним из вариантов может быть применение конденсационных паровых турбин вместо противодавленческих, использующих пар от КУ. В этом случае неизбежна передача на соответствующие отборы турбин ТЭЦ тепловой нагрузки по пару до 120 т/час. При этом возможны различные варианты, имеющие существенно различные результаты эффективности.

Установка конденсационной паровой турбины мощностью 17 МВт на потоке пара, полученном при утилизации тепла ВЭР на площадке "Серная кислота", позволяет на Новополоцкой ТЭЦ за счет передачи паровой нагрузки дополнительно выработать около 10 МВт с удельным расходом топлива на отпуск ЭЭ – 198 г/кВт·ч. Годовая экономия условного топлива от такой реструктуризации нагрузок данной технологической установки оценивается порядком 30 тысяч тонн. При установке противодавленческой турбины на том же потоке пара рассматриваемой площадки, этот показатель имеет порядок 10 тысяч тонн.

На площадке КГТУ целесообразна установка турбины с противодавлением. Удельный расход топлива на отпуск ЭЭ в таком парогазовом цикле составит около 215 г/кВт·ч, совокупная го-

довая экономия топлива – около 38 тыс. т у.т. Парогазовый цикл с конденсационной ПТ на этой площадке характеризуется удельным расходом топлива 300 г/кВт·ч и годовой экономией условного топлива 18 тысяч тонн.

Сопоставление различных типов ПТ устанавливаемых на площадке "АВТ-6" с учетом, приведенных выше, различных вариантов увеличения параметров пара, позволило сделать следующий вывод. Наибольшую эффективность имеет вариант с использованием дымовых газов от ГТУ в качестве окислителя в технологической печи и в модернизированном КУ на интегрированном потоке ДГ печи и части газов ГТУ, в сочетании с установкой конденсационной ПТ на потоке пара. Эксергетический КПД данной установки оценивается величиной порядка 65%. Годовая экономия условного топлива в стране составит около 54 тыс. т у.т., из которых более 28 тыс. т у.т. обеспечиваются переходом на иной окислитель топлива печи, 8 тыс. т у.т. – экономия от комбинированной выработки ЭЭ на паровом потоке, переданном на Новополоцкую ТЭЦ, остальные 16 тыс. т у.т. – на квази парогазовом цикле, использующем энергию уходящих газов печи и часть выхлопных газов ГТУ. Варианты применения ГТУ только для повышения параметров пара и использования его с конденсационной или с противодавленческой паровыми турбинами без замещения воздуха в технологической печи имеют соответственно эксергетические КПД 28% и 31% и приводят к экономии условного топлива в стране – 27 и 48 тыс. т у.т. Вариант с прямым сжиганием топлива для повышения параметров пара в сочетании с конденсационной турбиной наименее эффективен: эксергетический КПД равен 24%, годовая экономия топлива в стране составит 30 тыс. т у.т.

Реализация наиболее эффективных вариантов реструктуризации тепловых нагрузок всех трёх площадок увеличивает суммарную электрическую мощность энерготехнологического комплекса ОАО "Нафтан" в пределах 80-100 МВт. Одновременно по отношению к существующей возрастает постоянная теплофикационная нагрузка Новополоцкой ТЭЦ на величину, обеспечивающую увеличение потока ЭЭ на 13-26 МВт в зависимости от варианта. Соответственно снижение годового импорта первичных энергоресурсов в страну составит от 62 до 93 тыс. т у.т.