УДК 622.691.4

А.А.ГРИГОРЬЕВ
Горно-электромеханический факультет,
аспирант кафедры электротехники и электромеханики

ВЫСОКОВОЛЬТНЫЙ ЭЛЕКТРОПРИВОД ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ

Рассмотрены некоторые аспекты применения различных вариантов приводов для быстроходных турбокомпрессоров (ТК) магистральных газопроводов. Проведена сравнительная оценка показателей эффективности газоперекачивающих агрегатов (ГПА), оснащенных частотно-регулируемыми электроприводами и газовыми турбинами. Описана методика выбора типа привода для турбокомпрессоров.

Some aspects in application of various designs of drives for high-speed turbocompressors (TC) for gas-main pipelines are considered. A comparative estimation of the efficiency parameters is carried out for gas-compressor units (GCU) equipped with variable-frequency electric drive and gas turbines. A technique to select the drive type for turbocompressors is described.

Режимы работы турбокомпрессоров компрессорных станций (КС) магистральных газопроводов являются переменными, что, в основном, обусловлено суточной неравномерностью газоподачи, увеличением газоподачи при изменении температуры окружающего воздуха, сезонными изменениями газоподачи, подключением дополнительных потребителей и др. Кроме того, значительное влияние на изменение режима работы КС может оказать поэтапный ввод в эксплуатацию газопровода и соответствующее этому постепенное увеличение его мощности, а также изменение давления газа на приеме турбокомпрессора вследствие изменения пластового давления и появления ответвлений к промежуточным потребителям [1].

Известно, что неравномерность газопередачи может колебаться от 75 до 100 % от номинальной производительности газопровода. Для регулирования производительности КС применяют дросселирование газа на выходе ТК, пропуск газа по байпасу, используют направляющие аппараты, закручивающие поток газа на входе в ТК, или изменяют частоту вращения ТК [3].

В подавляющем большинстве случаев электроприводы технологических установок транспорта углеводородного сырья являются нерегулируемыми, что не обеспечивает режим рационального электропотребления. Выбранные по максимуму производительности рассматриваемые технологические установки могут значительную часть времени работать с меньшей производительностью и со значительным удельным расходом энергии на транспорт перекачиваемого компонента.

Значительная экономия электроэнергии достигается регулированием частоты вращения ТК. Необходимый диапазон регулирования частоты вращения приводного электродвигателя при изменении подачи ТК составляет (1-0,7)$n_н$ ($n_н$ – номинальная частота вращения вала двигателя) [2]. За последние годы в качестве основных вариантов при выборе типа привода ТК рассматриваются три типа приводов:

• газотурбинный привод;

• частотно-регулируемый электропривод с быстроходным электродвигателем;

• частотно-регулируемый электропривод на основе электродвигателя с частотой вращения не более 3000 об/мин и мультипликатором.

Сравнительная оценка эффективности газоперекачивающих агрегатов, оснащенных частотно-регулируемыми электроприводами и газовыми турбинами, приведена в таблице [1].

Выбор наиболее эффективного варианта привода ТК газоперекачивающего агрегата является сложной технико-экономической задачей. На выбор типа привода оказывают существенное влияние следующие факторы:

• стоимость электроэнергии, отпускаемой с шин электроэнергетической системы;

• стоимость газа;

• КПД частотно-регулируемого электропривода и его изменения при регулировании частоты вращения;

• КПД газовой турбины и его изменения при регулировании частоты вращения;

• КПД линии электропередачи от линии электроэнергетической системы до КС;

• удаленность КС от источников централизованного электроснабжения;

• капитальные затраты на привод;

• эксплуатационные расходы и др.

В настоящее время нет общепринятой методики, позволяющей оценить предпочтительность и экономичность того или иного варианта привода быстроходного ТК. Наиболее часто используют две методики. Первая методика основана на использовании КПД газовой турбины и электропривода в качестве параметров, а переменными являются стоимости газа и электроэнергии. На

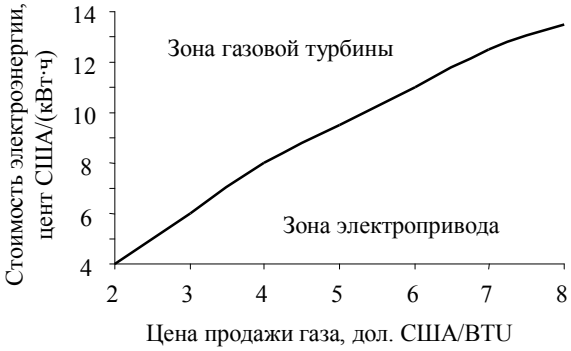
Сравнительная оценка эффективности газоперекачивающих агрегатов, оснащенных электроприводами и газовыми турбинами

Показатель эффективности	Электропривод	Газотурбинный привод	Примечание
Условия электроснабжения	Имеет большое преимущество в тех местах, где можно получить дешевую электроэнергию от АЭС, ГЭС или ТЭЦ	Имеет преимущества в местах, где существует дефицит электроэнергии, т.е. в местах добычи и переработки газа	
Категория электроприемников	Относится к электроприемникам, для которых необходимо принятие специальных мер для обеспечения электроэнергией от двух независимых взаиморезервирующих источников питания	Практически исключается необходимость в подаче электроэнергии благодаря использованию газа, транспортируемого по магистральному газопроводу	
КПД по использованию энергоресурсов	Общий КПД, включая электростанцию, систему передачи и преобразования электроэнергии 36-37 %	КПД равен 26-28 %	Общий КПД по использованию энергоресурсов для электропривода с быстроходным электродвигателем примерно на 30 % выше, чем для газотурбинного привода
Расход транспортируемого газа	Отсутствует, что позволяет беречь полезный и ценный природный продукт	В качестве топлива расходуется газ, транспортируемый по магистральному газопроводу, что приводит к необходимости использования дополнительных ГПА для подачи заданного объема газа потребителю	
Срок службы привода	15-20 лет	10 лет	Экспертная оценка
Трудоемкость в эксплуатации	Количество эксплуатационного персонала при использовании электроприводов на 25 % меньше, чем аналогичного персонала при использовании газовых турбин		

рисунке приведена типичная кривая, разделяющая плоскость в координатах стоимость электроэнергии – цена продажи газа на две зоны: предпочтительного применения газовых турбин и электроприводов с определенным КПД соответственно в зависимости от соотношения стоимостей газа и электроэнергии (данные фирмы «Mitsubishi Heavy Industries») [1].

Множество таких кривых определяется множеством сочетаний КПД газовой турбины и электропривода. Нахождение точки на кривой означает, что по показателям стоимости электроэнергии и газа варианты использования электропривода и газовой турбины для привода компрессора равнозначны, и для принятия решения о выборе предпочтительного варианта следует использовать другие показатели.

Вторая методика выбора привода для ТК основана на оценке приведенных расчетных затрат, т.е. с учетом первоначальных капиталовложений, текущих затрат и срока службы привода. Годовые затраты на техническое обслуживание и планово-предупредительные ремонты (ППР) быстроходного электропривода переменного тока ТК примерно в 4 раза меньше, чем аналогичные затраты на привод ТК с газовой турбиной [1]. Экономичность того или иного варианта привода быстроходного ТК должна оцениваться с учетом первоначальных капиталовложений и текущих затрат. Капиталовложения в частотно-регулируемый быстроходный электропривод и связанное с ним электрооборудование и запчасти, как правило, ниже, чем капиталовложения в привод с газовой турбиной и связанное с ней оборудование и запчасти. Однако для упрощения получения экономических оценок сделаем предположение, что капиталовложения равны. Тогда с учетом данных таблицы, приведенных показаний о годовых затратах на техническое обслуживание и ППР и сделанного предположения о капитальных вложениях, качественная оценка значения отношения приведенных годовых расчетных затрат при использовании для ТК-привода с газовой турбиной и быстроходного регулируемого электропривода может быть получена из следующего выражения [1]:



Области предпочтительного использования газовых турбин и электроприводов для турбокомпрессоров
BTU – британская единица теплоты,
1BTU = 1,055 кДж

$$\frac{З_1}{З_2} = \frac{K_1/T_1 + C_1}{K_2/T_2 + C_2} = (1{,}5-2{,}0)\left[1 + \frac{(20-25)C_2}{K_2 + (15-20)C_2}\right],$$

где $З_1$, K_1, C_1 и T_1 – соответственно приведенные годовые затраты, первоначальная стоимость, годовые эксплуатационные расходы и срок службы привода с газовой турбиной для компрессора; $З_2$, K_2, C_2 и T_2 – соответственно приведенные годовые затраты, первоначальная стоимость, годовые эксплуатационные расходы и срок службы регулируемого электропривода компрессора. Данный результат получен с учетом $K_1 = K_2$, $T_1 = 10$, $T_2 = 15$-20, $C_1 = 4\ C_2$.

Как видно из выражения, приведенные годовые расчетные затраты на привод с газовой турбиной как минимум в 1,5-2 раза выше, чем аналогичные затраты на регулируемый электропривод компрессора.

Таким образом, при выборе типа привода ТК магистральных трубопроводов по показателям капитальные вложения и эксплуатационные расходы следует отдавать предпочтение быстроходным частотно-регулируемым электроприводам переменного тока. Однако при этом необходимо учитывать стоимость электроэнергии и природного газа, а также наличие мощных электроэнергетических систем в регионе, где функционирует КС. Тогда в регионах-потребителях природного газа, где развиты

мощные электроэнергетические системы, разумно использовать быстроходные частотно-регулируемые электроприводы переменного тока.

Следует также отметить экологический аспект целесообразности применения частотно-регулируемого электропривода, так как это позволяет снизить выбросы вредных газов в атмосферу. Снижение происходит за счет более высокого КПД синхронных двигателей по сравнению с газовыми турбинами и возможности использования электроэнергии, полученной на ГЭС и АЭС. В качестве примера использования частотно-регулируемого электропривода можно привести компрессорную станцию компании «StatOil» (Норвегия), где функционируют шесть регулируемых электроприводов мощностью 40 МВт. Потребляемая электроэнергия при этом вырабатывается на ГЭС, что обеспечивает высокую экологичность работы КС.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Дацковский Л.Х.* К вопросу применения быстроходных частотно-регулируемых электроприводов для турбокомпрессоров магистральных газопроводов / Л.Х.Дацковский, И.С.Кузнецов, В.И.Роговой и др. // Электротехника. 2001. № 1. С.17-26.

2. Новые технологии и современное оборудование в электроэнергетике газовой промышленности / И.В.Белоусенко, Г.Р.Шварц, С.Н.Великий и др. М.: Недра, 2002. 300 с.

3. *Меньшов Б.Г.* Электротехнические установки и комплексы в нефтегазовой промышленности / Б.Г.Меньшов, М.С.Ершов, А.Д.Яризов. М.: Недра, 2000. 415 с.

Научный руководитель д.т.н. проф. *А.Е.Козярук*