**Содержание**

Введение

Парогазовые установки

Оценка технико-экономической эффективности модернизации ГТУ-ТЭС с использованием парогазовой технологии

Экономическая целесообразность форсированного внедрения ПТУ и ГТУ при обновлении тепловых электростанций

Комплексный подход к строительству и реконструкции электростанций с применением ПУ и ПГУ

Отработка технических решений на собственных электростанциях – залог надежной работы оборудования у заказчика

Конденсационная парогазовая электростанция для надежного энергоснабжения промышленных потребителей

Реконструкция паротурбинных электростанций - эффективный путь перевооружения энергетики

Опыт эксплуатации газопаротурбинной установки ГПУ-16К с впрыском пара Теплофикационные парогазовые установки для замены устаревшего оборудования ТЭЦ ОАО «Ленэнерго»

Повышение эксплуатационных характеристик энергетических установок

Сравнение паросилового блока с Т-265 и энергоблока с двумя ПГУ-170Т

Масштабы внедрения ПГУ и ГТУ в среднесрочной перспективе

**Введение**

В любой стране энергетика является базовой отраслью экономики, стратегически важной для государства. От её состояния и развития зависят соответствующие темпы роста других отраслей хозяйства, стабильность их работы и энерговооруженность. Энергетика создает предпосылки для применения новых технологий, обеспечивает наряду с другими факторами современный уровень жизни населения. На независимости страны от внешних, импортируемых энергоресурсов, также как и на развитом оборонном вооруженном комплексе основывается высокая позиция государства на международной политической арене.

В промышленности электрическая энергия из тепловой получается путем промежуточного преобразования её в механическую работу. Превращение тепла в электричество с достаточно высоким кпд без промежуточного преобразования его в механическую работу было бы крупным шагом вперёд. Тогда отпала бы надобность в тепловых электростанциях, использовании на них тепловых двигателей, которые имеют относительно низкий кпд, весьма сложны и требуют довольно квалифицированного ухода при эксплуатации. Современная техника пока не позволяет создать более или менее мощные установки для получения электричества непосредственно из тепла. Все установки такого типа пока могут работать или только кратковременно, или при крайне малых мощностях, или при низких кпд, или зависят от временных факторов, таких как погодные условия, время суток, и т.п. В любом случае они не могут гарантировать достаточную стабильность в энергоснабжении страны.

Поэтому на тепловых электростанциях нельзя обойтись без тепловых двигателей. Перспективное направлении развития энергетики связано с газотурбинными (ГТУ) и парогазовыми (ПГУ) энергетическими установками тепловых электростанций. Эти установки имеют особые конструкции основного и вспомогательного оборудования, режимы работы и управление. ПГУ на природном газе – единственные энергетические установки, которые в конденсационном режиме работы отпускают электроэнергию с электрическим кпд более 58% .

В энергетике реализован ряд тепловых схем ПГУ, имеющих свои особенности и различия в технологическом процессе. Происходит постоянная оптимизация как самих схем, так и улучшение технических характеристик её узлов и элементов. Основными показателями, характеризующими качество работы энергетической установки, являются её производительность (или кпд) и надёжность.

В этой работе особое внимание уделяется практической стороне вопроса, т.е. на сколько выгодно с экономической и экологической точки зрения использование ПГУ в энергетике.

**Парогазовые установки (**ГОСТ 27240-87)

Парогазовые установки (в англоязычном мире используется название combined-cycle power plant) — сравнительно новый тип генерирующих станций, работающих на газе или на жидком топливе. Принцип работы самой экономичной и распространенной классической схемы таков. Устройство состоит из двух блоков: газотурбинной (ГТУ) и паросиловой (ПС) установок. В ГТУ вращение вала турбины обеспечивается образовавшимися в результате сжигания природного газа, мазута или солярки продуктами горения — газами. Образовавшиеся в камере сгорания газотурбинной установки продукты горения вращают ротор турбины, а та, в свою очередь, крутит вал первого генератора.



В первом, газотурбинном, цикле КПД редко превышает 38%. Отработавшие в ГТУ, но все еще сохраняющие высокую температуру продукты горения поступают в так называемый котел-утилизатор. Там они нагревают пар до температуры и давления (500 градусов по Цельсию и 80 атмосфер), достаточных для работы паровой турбины, к которой подсоединен еще один генератор. Во втором, паросиловом, цикле используется еще около 20% энергии сгоревшего топлива. В сумме КПД всей установки оказывается около 58%. Существуют и некоторые другие типы комбинированных ПГУ, но погоды в современной энергетике они не делают. Как правило, такие системы используются генерирующими компаниями в случае, когда необходимо максимизировать производство электрической энергии. Когенерация в этом случае играет подчиненную роль и обеспечивается за счет отвода части тепла из паровой турбины. Паровые энергоблоки хорошо освоены. Они надежны и долговечны. Их единичная мощность достигает 800-1200 МВт, а коэффициент полезного действия (КПД), представляющий собой отношение произведенной электроэнергии к теплотворности использованного топлива, составляет до 40-41%, а на наиболее совершенных электростанциях за рубежом - 45-48%. Также уже длительное время в энергетике используются газотурбинные установки (ГТУ). Это двигатель совершенно иного типа. В ГТУ атмосферный воздух сжимается до 15-20 атмосфер, в нем топливо сжигается с образованием высокотемпературных (1200-1500 °С) продуктов сгорания, которые расширяются в турбине до атмосферного давления. Вследствие более высокой температуры турбина развивает примерно вдвое большую мощность, чем необходимо для вращения компрессора. Избыток ее используется для привода электрического генератора. За рубежом эксплуатируются ГТУ единичной мощностью 260-280 МВт с КПД 36-38%. Температура отработавших в них газов составляет 550-620 °С. Вследствие принципиальной простоты цикла и схемы стоимость газотурбинных установок существенно ниже, чем паровых. Они занимают меньше места, не нуждаются в охлаждении водой, быстро запускаются и изменяют режимы работы. ГТУ легче обслуживать и полностью автоматизировать.

Так как рабочей средой газовых турбин являются продукты сгорания, сохранять работоспособность деталей, которые омываются ими, можно, только используя чистые виды топлива: природный газ или жидкие дистилляты

ГТУ быстро развиваются, с повышением параметров, единичной мощности и КПД. За рубежом они освоены и эксплуатируются с такими же показателями надежности, как и паровые энергоблоки.

Разумеется, тепло отработавших в ГТУ газов может быть использовано. Проще всего это сделать путем подогрева воды для отопления или выработки технологического пара. Количество произведенного тепла оказывается несколько больше, чем количество электроэнергии, а общий коэффициент использования тепла топлива может достигать 85-90%.

Есть и другая, еще более привлекательная, возможность заставить это тепло работать. Из термодинамики известно, что КПД наиболее совершенного цикла теплового двигателя (его придумал Карно почти 200 лет назад) пропорционально отношению температур подвода и отвода тепла. В ГТУ подвод тепла происходит в процессе сгорания. Температура образующихся продуктов, которые являются рабочей средой турбин, не ограничивается стенкой (как в котле), через которую необходимо передавать тепло, и может быть существенно выше. Освоено охлаждение омываемых горячими газами деталей, позволяющее поддерживать их температуры на допустимом уровне.

В паровых энергоустановках температура перегретого пара не может превышать допустимую для металла труб котельных пароперегревателей и таких неохлаждаемых узлов, как паропроводы, коллекторы, арматура, - она составляет сейчас 540-565 °С, а в самых современных установках - 600-620 °С. Зато отвод тепла в конденсаторах паровых турбин осуществляется циркуляционной водой при температурах, близких к температуре окружающей среды.

Указанные особенности позволяют существенно повысить КПД производства электроэнергии путем объединения в одной парогазовой установке (ПГУ) высокотемпературного подвода (в ГТУ) и низкотемпературного отвода тепла (в конденсаторе паровой турбины). Для этого отработавшие в турбине газы подаются в котел-утилизатор, где генерируется и перегревается пар, поступающий затем в паровую турбину. Вращаемый ею электрический генератор при неизменном расходе топлива в камере сгорания ГТУ увеличивает выработку электроэнергии в 1,5 раза. В итоге КПД лучших современных ПГУ составляет 55-58%. Такие ПГУ называют бинарными потому, что в них осуществляется двойной термодинамический цикл: пар в котле-утилизаторе и работа паровой турбины производятся за счет тепла, подведенного в камере сгорания ГТУ и уже отработавшего в верхнем газотурбинном цикле.

С учетом всех достоинств ПГУ наиболее важной задачей для отечественной энергетики является перевод многочисленных паровых электростанций, работающих в основном на природном газе, в парогазовые.

Привлекательными особенностями таких ПГУ, помимо высоких КПД, являются умеренная удельная стоимость (в 1,5-2 раза ниже, чем у паровых энергоблоков близкой мощности), возможность сооружения за короткое (два года) время, вдвое меньшая потребность в охлаждающей воде, хорошая маневренность.

С учетом всех достоинств ПГУ наиболее важной задачей для отечественной энергетики является перевод многочисленных паровых электростанций, работающих в основном на природном газе, в парогазовые. При техническом перевооружении электростанций возможны два варианта создания бинарных ПГУ.

Во-первых, строительство на площадке нового главного корпуса с оптимальными ПГУ единичной мощностью 350-1000 МВт с КПД 55-60%. Действующие энергоблоки в этом случае после окончания сроков службы выводятся в резерв или списываются. Сооружение оптимально спроектированных бинарных ПГУ в новом главном корпусе требует больших капитальных затрат, но такая электростанция обладает максимальной экономичностью. При этом увеличение единичной мощности ГТУ и ПГУ заметно уменьшает удельную площадь и стоимость главного корпуса. Во-вторых, размещение ГТУ и котлов-утилизаторов в существующих или новых главных корпусах и использование в создаваемых с ними ПГУ части имеющегося паротурбинного и электрического оборудования. Анализ мероприятий, целью которых является продление работоспособности энергоблоков на значительное время (например, на 20-30 лет или 100-150 тыс. ч), свидетельствует о принципиальной возможности применения в таких парогазовых установках:

 электрического генератора и практически всего электрооборудования;

 цилиндра низкого давления (ЦНД), а с заменой или восстановлением части деталей - и других цилиндров паровой турбины;

 деаэратора;

 конденсатора (полностью или частично);

 насосов и трубопроводов циркуляционной системы;

 паропроводов и арматуры.

Конкретные проработки показывают, что наилучшие результаты получаются при использовании двух ГТУ мощностью 110 МВт на одну турбину К-150 (165) или К-200: КПД электростанции при этом увеличится с 36-38% до ~50%.

С турбинами К-300 при использовании трех ГТУ по 160-180 МВт или двух ГТУ по 260-270 МВт могут быть созданы ПГУ мощностью около 800 МВт с КПД 50-55% в зависимости от совершенства принятых ГТУ. Приемлемые по прочности и экономичности режимы работы ЦВД и ЦСД обеспечиваются путем соответствующего выбора расходов и параметров пара (см. ниже). Другим вариантом является выбор оптимальных расходов и параметров пара и переделка под них проточной части ЦВД и ЦСД. Особенностью газовых турбин является существенное изменение параметров и показателей в зависимости от температуры наружного воздуха: при ее снижении мощности ГТУ и ПГУ возрастают на 10-15%. Для ПГУ общей мощностью 800 МВт с тремя ГТУ целесообразно использовать ячейки двух соседних энергоблоков К-300. В этом случае одна паровая турбина сохраняется, а другая демонтируется. Электрический генератор, главный трансформатор и ячейка распределительного устройства демонтированного блока могут послужить для одной из ГТУ. Разумеется, в таком случае демонтируются регенеративные подогреватели НД и ВД обоих энергоблоков. Мощность ТЭС после замены паровых энергоблоков парогазовыми возрастает в 1,35 раза. ВТИ давно пропагандирует проведение подобных реконструкций, но в России такие планы пока не реализуются из-за низкой стоимости природного газа и отсутствия инвестиций. В последние годы реконструкцию паровых электростанций начали осуществлять за рубежом, в частности на больших - до 650 МВт - газомазутных энергоблоках. Не менее важно превращение паровых газомазутных ТЭЦ в парогазовые. Комбинированное производство электроэнергии и тепла является энергоресурсосберегающей технологией. Оно позволяет использовать 85-90% тепла топлива, превращая значительную его часть в электричество, принципиально более ценное, чем тепло. По сравнению с лучшими схемами раздельного производства общий расход топлива в данном случае оказывается на 20-25% меньше. Соответственно уменьшаются выбросы в окружающую среду. В настоящее время, однако, теплофикация в России переживает серьезный кризис. Стоимость электроэнергии и тепла на многих ТЭЦ, особенно оснащенных устаревшим оборудованием, достаточно высока, а их реализация по неразумно установленным тарифам затруднена. Положение усугубляется недостаточной надежностью теплосетей и значительными потерями тепла при передаче по ним. Многие потребители предпочитают строить собственные котельные и покупать электроэнергию других поставщиков. Причин такого положения две - технологическая и институциональная (ценообразование, тарифы, налоги и т. д.). Предметом статьи является только один из технологических аспектов проблемы: возможности повышения эффективности ТЭЦ с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Номинальные показатели наиболее экономичных и широко распространенных паротурбинных установок ТЭЦ представлены в табл. 1.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Показатель | Тип ТЭЦ и режим работы | | |
| Паровая | | ГТУ |
| Конденса-ционный | Комбини-рованный | Комбини-рованный |
| Доля тепла топлива, преобразованная в: электроэнергию, % тепло, % | 30-36 - | 20-32 65-53 | 34-36 50 |
| Коэффициент использования тепла топлива, % | 30-36 | 84-86 | 84-86 |
| Отношение электрической и тепловой мощности | ∞ | 0,5-0,62 | 0,68-0,72 |

Концепция современных теплофикационных турбин возникла в период, когда при имевшемся дефиците электроэнергии требовалось независимо регулировать работу по тепловому и электрическому графикам нагрузок. Отопительные ТЭЦ функционируют с сильно меняющимися в течение года тепловыми нагрузками. Электроэнергия, вырабатываемая летом менее экономичными турбинами ТЭЦ в условиях <плохого> вакуума в конденсаторе, не может конкурировать с энергией крупных конденсационных электростанций. Зимой развитые выхлопные части турбин потребляют энергию для преодоления трения, а также для вентиляции и охлаждения последних ступеней. Работа с тепловой нагрузкой приводит к снижению удельной электрической мощности паровых ТЭЦ, для которых вообще характерно умеренное производство электроэнергии на тепловом потреблении. Наконец, удельная стоимость паровых ТЭЦ существенно выше, чем конденсационных электростанций.

Значительно повысить эффективность ТЭЦ, работающих на природном газе, можно путем использования на них газотурбинных и парогазовых установок. Целесообразны следующие направления их применения:

1. Газотурбинные ТЭЦ, в которых газы после ГТУ сбрасываются в водогрейный или паровой котел-утилизатор, где используются для выработки тепла (подогрева воды или генерирования пара) для внешних потребителей. Схемы ГТУ-ТЭЦ наиболее просты. КПД современных ГТУ без выработки тепла близок или даже выше КПД паротурбинных ТЭЦ докритического давления на конденсационном режиме. Выработка тепла не снижает этого КПД - в отличие от паротурбинных установок, где электрическая мощность и КПД вследствие производственных (особенно при высоком давлении) и теплофикационных отборов пара значительно уменьшаются. Характерные соотношения при расчетных (номинальных) условиях приведены в табл. 1.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Показатель | Тип ТЭЦ и режим работы | | |
| Паровая | | ГТУ |
| Конденса-ционный | Комбини-рованный | Комбини-рованный |
| Доля тепла топлива, преобразованная в: электроэнергию, % тепло, % | 30-36 - | 20-32 65-53 | 34-36 50 |
| Коэффициент использования тепла топлива, % | 30-36 | 84-86 | 84-86 |
| Отношение электрической и тепловой мощности | ∞ | 0,5-0,62 | 0,68-0,72 |

Для увеличения выработки тепла в периоды максимальных нагрузок применяются котлы-утилизаторы ГТУ, оснащенные горелками для сжигания дополнительного топлива. Однако сжигание топлива перед котлами-утилизаторами, как и снижение тепловой нагрузки (недоиспользование тепла отработавших в ГТУ газов), уменьшает эффективность ГТУ-ТЭЦ, которые наиболее привлекательны для промышленных ТЭЦ со значительной долей стабильной паровой нагрузки. Экономически они выгодны и при резко переменном графике тепловой и электрической нагрузки: в качестве примера можно назвать Якутскую ГРЭС (в сущности ТЭЦ) с восьмью ГТУ общей мощностью около 250 МВт, которая успешно эксплуатируется с 1971 г.

2. ПГУ-ТЭЦ бинарного цикла. Каждая ГТУ работает на свой котел-утилизатор, в котором генерируется и перегревается пар, поступающий, например, в общий коллектор, а из него - в имеющиеся паровые турбины. Первой теплофикационной ПГУ бинарного типа в России является ПГУ-450 на Северо-Западной ТЭЦ в Санкт-Петербурге, эксплуатирующаяся сейчас без тепловой нагрузки. Ее схема позволяет в широких пределах изменять соотношение между электрической и тепловой нагрузкой, сохраняя общий высокий коэффициент использования тепла топлива. Отработанный на Северо-Западной ТЭЦ модуль ГТУ - котел-утилизатор, генерирующий 240 т/ч пара высокого давления при электрической мощности 150 МВт, может прямо использоваться для питания турбин ПТ-60, ПТ-80 и Т-100 на действующих ТЭЦ. При полной загрузке их выхлопов расход пара через первые ступени этих турбин будет значительно ниже номинального. Его можно будет пропустить при характерных для ПГУ-450 пониженных давлениях пара. Это и одновременное уменьшение температуры свежего пара до 500-510 °С летом и даже несколько более низких значений зимой снимет вопрос об исчерпании ресурса таких турбин. Конечно, мощность паровых турбин в составе ПГУ будет, как показано в табл. 2, ниже номинальной, но общая мощность блока при этом возрастет более чем вдвое, а его экономичность по выработке электроэнергии не будет зависеть от режима и станет существенно более высокой, чем у лучших конденсационных энергоблоков.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатель | Т-100 | | ПГУ с Т-100 | | ПТ-80 | | ПГУ с ПТ-80 | |
| конден-сацион-ный | комби-ниро-ванный | конден-сацион-ный | комби-ниро-ванный | конден-сацион-ный | комби-ниро-ванный | конден-сацион-ный | комби-ниро-ванный |
| Мощность паровой турбины, МВт | 100 | 100 | 76,8 | 66,5 | 82,2 | 67,9 | 74,7 | 58,3 |
| Мощность ГТУ, МВт | - | - | 151,2 | 151,2 | - | - | 151,2 | 151,2 |
| Суммарная мощность, МВт | 100 | 100 | 228 | 217,7 | 82,2 | 67,9 | 225,9 | 209,5 |
| Выработка тепла, МВт | - | 151 | - | 160 | - | 128 | - | 160 |
| Доля тепла, преобразованная в электроэнергию (КПД), % | 35,2 | 30,4 | 49,5 | 47,3 | 34,5 | 28,5 | 49,0 | 45,5 |
| Коэффициент использования тепла топлива, % | 35,2 | 83,6 | 49,5 | 83 | 34,5 | 82,1 | 49,0 | 82 |
| Доля электроэнергии в выработанной энергии (электроэнергия + тепло) | 1 | 0,36 | 1 | 0,58 | 1 | 0,35 | 1 | 0,57 |

Такое изменение показателей радикально влияет на экономичность ТЭЦ. Суммарные издержки на выработку электроэнергии и тепла в них снизятся, а конкурентоспособность на рынках электроэнергии и тепла возрастет. ГТУ с котлами-утилизаторами лучше всего располагать в новом главном корпусе на площадке действующей ТЭЦ. Старые котлы могут сохраняться в резерве для покрытия пиковых нагрузок или на случай перерывов в газоснабжении. Газотурбинные установки мощностью 15-30 МВт и ниже целесообразно применять для децентрализованных источников электроэнергии и тепла, реконструкции отопительных и производственных котельных с превращением их в небольшие ГТУ-ТЭЦ, а иногда и создания ПГУ-ТЭЦ (например, на базе промышленных ТЭЦ с паровыми турбинами мощностью 6-12 МВт). ГТУ такого класса мощности удобны для сохранения выработки электроэнергии на старых ТЭЦ с низкими (3-9 МПа) давлениями пара. На них целесообразна установка четырех-шести ГТУ мощностью 15-30 МВт с котлами-утилизаторами и использованием выработанного в них пара в имеющихся турбинах (если они работоспособны) или в новой паровой турбине. Невысокие параметры пара не являются в этом случае большим недостатком. Таким образом, создается экономичная современная ТЭЦ с электрической мощностью 80-200 МВт и тепловой мощностью 100-200 Гкал/ч. Остальная часть тепловой нагрузки покрывается в режиме котельной. Существует множество различных сочетаний газотурбинных и паровых циклов. Некоторые из них время от времени реализуются. Например, на электростанциях со значительным остаточным ресурсом энергоблоков, в топливном балансе которых велика доля мазута или угля, но имеется и природный газ в количестве, достаточном для питания ГТУ, возможны газотурбинные надстройки с использованием тепла отработавших в ГТУ газов в основном паровом цикле. При надстройке энергоблоков мощностью 300 МВт установкой ГТЭ-110 по схеме со сбросом отработавших газов в топку котла мощность станции может быть увеличена в ~1,5 раза, а КПД повышен до 44-46%. Газотурбинные надстройки блоков мощностью 800 МВт в зависимости от схемы и показателей применяемых ГТУ (две ГТЭ-160 или ГТЭ-180) позволяют повысить мощность на 30-35% и снизить удельный расход тепла на 8-14%. Подобные надстройки целесообразны для новых газовых ТЭС (Печорской, Псковской) или газо-угольных (если они появятся) с энергоблоками мощностью 200 МВт. Для них оптимальны ГТУ с расходом газа 200-250 кг/с и мощностью 60-75 МВт. КПД надстроенного блока при работе на природном газе составит 40-44%. Для того чтобы газотурбинные и парогазовые установки смогли сыграть важную роль в повышении эффективности электроэнергетики и тем самым способствовали развитию национальной экономики России, нужна согласованная программа действий, реализация которой будет опираться на федеральные и местные ресурсы, ресурсы банков и энергокомпаний (РАО <ЕЭС России>, Газпром), потребляющие отрасли промышленности, энерго- и авиа- машиностроение.

Масштабы применения ГТУ разных типоразмеров в ГТУ-ТЭЦ, газотурбинных надстройках и в составе высокоэкономичных парогазовых установок при техническом перевооружении тепловых электростанций по оценкам проектных организаций РАО <ЕЭС России> в 2002-2015 гг. могут составить: по газотурбинным установкам 20-30 МВт - 57 шт., 60-80 МВт - 147 шт., 110 МВт - 146 шт., 160-180 МВт и более - 59 шт. Их общая мощность оценена в ~40 млн кВт. Приведенные цифры следует рассматривать как минимальные, поскольку они определены в условиях отсутствия собственно ГТУ, а тем более положительного опыта их применения и реальных источников инвестиций.

Только на ТЭЦ мощностью более 200 МВт (эл.), в топливном балансе которых природный газ занимает 90% или более, эксплуатируется около 300 паровых турбин мощностью 60-110 МВт, которые целесообразно заменить газовыми. Наибольшую выгоду можно получить, если такая замена будет проведена с увеличением электрической мощности ТЭЦ (при постоянной тепловой нагрузке оптимальным будет увеличение мощности в 2-2,5 раза).

Если, например, на базе всех имеющихся на городских ТЭЦ Мосэнерго турбин ПТ-80 и Т-100 создать рассмотренные выше ПГУ, потребуется установить около 50 ГТУ общей мощностью 7,3 млн кВт. Электрическая мощность ТЭЦ увеличится на 5,7 млн кВт, а тепловая - всего на 720 Гкал/ч. Конечно, такое тотальное техперевооружение вряд ли возможно из-за трудностей, связанных с необходимостью вывода увеличенной мощности и обеспечения надежной круглогодичной подачи природного газа (или наличия резерва в виде дизельного топлива), а также с решением в проектах технических задач с минимальными капиталовложениями. Для удовлетворения потребностей отечественной электроэнергетики в ближайшие годы необходимо:

 освоить в производстве и эксплуатации экономичные энергетические газотурбинные установки мощностью до 35 МВт, 60-80 МВт, 110 и 180 МВт;

 спроектировать, соорудить и ввести в действие конденсационные и теплофикационные парогазвые установки мощностью 80-540 МВт, газотурбинные ТЭЦ и надстройки на действующих электростанциях;

 выполнить обосновывающие исследования и отработать конструкции критических узлов ГТУ для проектирования перспективного газотурбинного агрегата мощностью 250-300 МВт. Разработка и внедрение отечественных высокоэкономичных высокотемпературных газовых турбин мощностью 25-180 МВт и парогазовых установок мощностью 80-540 МВт, которые по своим техническим характеристикам будут на уровне зарубежных, создадут техническую и производственную базу для коренной структурной перестройки электроэнергетики России. Достижение успеха здесь возможно только при условии конверсии и использования богатого опыта и научно-технического потенциала авиационной промышленности. Разумеется, для обоснования разработок необходимы научные исследования. Чтобы осуществить серьезные проекты, потребуется объединение ресурсов поставщиков и потребителей, а также поддержка со стороны государства. Применение газотурбинных и парогазовых установок будет наиболее успешным при круглогодично устойчивом газоснабжении и подаче на электростанции газа полного (3-4 МПа) давления. Технически это вполне реально. Проектные проработки свидетельствуют о возможности привязки к существующей сети газопроводов действующих ТЭС мощностью 30-40 млн кВт ГТУ без сложных дополнительных работ по газоснабжению. Их внедрение позволит в 1,5-2 раза снизить издержки производства электроэнергии и тепла.

**Оценка технико-экономической эффективности модернизации ГТУ-ТЭС с использованием парогазовой технологии**

*При выборе способа технического перевооружения ГТЭС необходим глубокий детальный анализ технических возможностей модернизируемого объекта - с учетом конкретных условий проведения работ, схемы финансирования и т.д. В статье представлены результаты исследования экономической эффективности технического перевооружения энергообъекта с использованием парогазовых технологий на примере реконструкции Ингушской ГТЭС.*

*A. Виноградов, А. Григорьев, В. Макаревич - ЗАО «МР-Энерго-Строй»*

*B. Буров, В. Торжков - Московский энергетический институт (ТУ)*

Ингушская ГТЭС (проект ЦПЭ АО РОСЭП, генеральный подрядчик ЗАО «МР-Энерго»), изначально предназначенная для комплексной выработки электрической и тепловой энергии, состоит из четырех газотурбинных установок типа ГТГ-15 производства НПКГ «Зоря»-«Машпроект». Компоновка основного оборудования ГТЭС — размещение энергоустановок в двух модулях, в каждом по две ГТУ.

Выработка тепловой энергии на внешнее потребление в виде горячей воды должна была осуществляться за счет утилизации тепла выхлопных газов газотурбинных двигателей, для чего предусмотрены водогрейные котлы-утилизаторы (газовые подогреватели сетевой воды).

Вследствие резкого снижения потребности в тепловой энергии и низкой эффективности использования топлива при работе ГТУ по простому циклу (кпд по выработке электроэнергии брутто при стандартных условиях ISO составляет 31%), МР-Энерго-Строй и МЭИ провели исследования по повышению тепловой экономичности Ингушской ГТЭС. Одним из основных вариантов является создание на базе ГТЭС парогазовой электростанции.

На первом этапе техническое перевооружение предполагается провести на двух установленных газотурбинных агрегатах. Наиболее предпочтительно использование парогазовой установки с котлом-утилизатором одного давления (рис. 1).

Принципиальная тепловая схема ПГУ-КЭС с котлом-утилизатором одного давления:

1-газотурбинная установка

2-котел-утилизатор (ПЕ, И, ЭК- соответственно пароперегреватель, испарительная система и экономайзерная поверхности нагрева КУ; ГПК- газовый подогреватель конденсата)

3-провая турбина

4-деаэратор питательной воды

5-кондесатор

6-питательный насос

7-конденсатный насос

8-насос рециркуляции

Такие ПГУ характеризуются достаточно простой тепловой схемой, компактны, что особенно важно при реконструкции ГТУ малой и средней мощности.

Выбранный вариант тепловой схемы ИГУ предусматривает установку паровой турбины с конденсацией пара. Основным критерием при выборе параметров пара и мощности паровой турбины является располагаемый теплоперепад выхлопных газов ГТУ, а также характер его изменения в течение года в зависимости от температуры наружного воздуха.

Существуют два основных подхода к надстройке газотурбинного оборудования паросиловыми блоками: применение типового и использование вновь разрабатываемого паротурбинного оборудования с наиболее оптимальными для заданного типа ГТУ начальными параметрами пара. Рассмотрены следующие варианты:

*1.Создание двух парогазовых энергоблоков на базе серийно выпускаемого оборудования.* В качестве типовой была выбрана паротурбинная установка конденсационного типа К-6-1,6У производства Калужского турбинного завода. Номинальная электрическая мощность данного агрегата б МВт (начальные параметры пара 1,57 МПа/320°С, давление пара за турбиной — 9,8 кПа). Тепловая схема каждого из двух блоков представлена на рис. 1. Следует отметить, что в заводской комплектации в состав данной ПГУ включен подогреватель низкого давления (ПНД) для подогрева основного конденсата перед деаэратором атмосферного типа. В схеме ПГУ эту функцию выполняет газовый подогреватель конденсата.

*2. Создание на базе двух ГТУ парогазового дубль-блока.*

За счет утилизации части тепла уходящих газов в КУ генерируется перегретый пар. Он поступает в общий коллектор и далее в проточную часть паровой турбины для выработки электроэнергии. В остальном тепловая схема конденсационного парогазового дубль- блока аналогична представленной на рис. 1. Выбор такого варианта обусловлен, прежде всего, возможностью размещения основного оборудования ПГУ в рамках существующих компоновочных решений проекта Ингушской ГТЭС. При реализации данной схемы появляется возможность более компактного размещения паротурбинного оборудования во вновь сооружаемом машинном зале, сокращается количество вспомогательного оборудования и т.д.

Как показывают результаты ранее выполненных исследований, начальные параметры пара указанной типовой паротурбинной установки не являются оптимальными с точки зрения тепловой экономичности ПГУ на базе ГТУ типа ГТГ-15. В связи с этим для них были получены оптимальные начальные параметры пара, генерируемого в котле-утилизаторе (КУ). Температурный напор на входе в пароперегреватель КУ а также давление в конденсаторе паротурбинных установок приняты равными варианту с турбиной К-6-1,6У. Таким образом, для схемы дубль- блока параметры пара, генерируемого в КУ, составили: Рпе=0,9 МПа, tпе=325°C. Электрическая мощность такой паровой турбины при работе в составе дубль-блока ПГУ с учетом изменения характеристик выхлопных газов ГТУ (в зависимости от температуры наружного воздуха) составит около 10 МВт.

*3. ПГУ-КЭС на базе установки К-6-1,6У с использованием дополнительного сжигания топлива перед КУ в среде выхлопных газов ГТУ.*

Предварительный анализ характеристик турбины К-6-1,6У и теплового потенциала выхлопных газов агрегата ГТГ-15 показал неполную загрузку данной ПТУ паром. Величина загруженности при среднегодовой температуре наружного воздуха составляет около 72,5% от номинального расхода пара (при отрицательных tHB она может снижаться до 50% и ниже). Для увеличения и стабилизации расхода и параметров генерируемого в котле-утилизаторе пара возможно использование дожигания топлива.

Для каждого из рассмотренных способов перевооружения были проведены расчеты элементов схемы и установки в целом. Ввиду отсутствия серийных котлов-утилизаторов для генерации пара необходимых параметров, проведена серия предварительных расчетов для оценки поверхностей нагрева КУ и их компоновки. Расчеты проводились с использованием методик и программных средств, разработанных в НИЛ «ГТУ и ПГУ ТЭС» МЭИ на основе нормативных документов. Конструкторский расчет КУ проводился для характеристик ГТУ, соответствующих условиям среднегодовой температуры рассматриваемого региона tHB=10,4°C.

На основе результатов, полученных для среднемесячных температур, были определены суммарные годовые и среднегодовые показатели тепловой экономичности ПГУ-КЭС. При этом количество часов работы станции в году принято равным 8000 (табл. 1).

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Годовые показатели работы вариантов ПГУ-КЭС на базе ГТУ типа ПТ-15 Таблица 1 | | | | |
|  | ПГУ-КЭС | | | ГТЭС |
|  | Вар. 1 | Вар. 2 | Вар. 3 |  |
| Годовой отпуск электрической энергии потребителю, МВт«ч:  в том числе:  - от ГТУ  - от ПТУ | 297218  232592  64626 | 302325  232592  69733 | 326717  232190  94527 | 236698  236698  - |
| Годовой расход газового топлива, тыс. кубм | 83361 | 83361 | 92552 | 83361 |
| Среднегодовая электрическая мощность (нетто), МВт | 37,15 | 37,80 | 40,84 | 29,59 |
| Среднегодовой кпд производства электроэнергии (нетто), % | 35,81 | 36,43 | 35,46 | 28,52 |
| Среднегодовой расход условного топлива на единицу отпущенной электроэнергии, г/кВт\*ч | 343,4 | 337,6 | 346,9 | 431,3 |

Здесь также представлены показатели работы ГТУ по простому циклу (без утилизации тепла выхлопных газов). Вариантам 1 и 3 соответствуют показатели двух парогазовых моноблоков, варианту 2 — одного парогазового дубль- блока ГТЭС -двух газотурбинных установок ГТГ-15 простого цикла.

На основании анализа результатов расчета прирост *кпд* по производству электроэнергии нетто, в зависимости от варианта, составляет 7-8% (абс.) по сравнению с показателями работы ГТУ в простом цикле. Как видно из *табл. 1*, реализация технического перевооружения при оптимальных начальных параметрах пара (вариант 2) приводит к наибольшему приросту кпд. Дополнительное сжигание топлива перед КУ (вариант 3) для обеспечения ПТУ К-6-1,6У паром наряду с увеличением мощности установки приводит к снижению кпд производства электроэнергии, по сравнению с вариантом без дожигания (вариант 1).

Полученные показатели тепловой экономичности и суммарные годовые показатели являются исходной информацией для проведения исследований экономической эффективности проекта реконструкции ГТЭС. При этом основой методического подхода является сопоставление капитальных вложений в проведение реконструкции и прироста прибыли в результате ее проведения. При предлагаемых способах технического перевооружения повышается электрическая мощность, а также тепловая экономичность установки. В этом случае прирост прибыли в рамках одного года после создания на базе действующей ГТУ парогазовой установки можно выразить как (р./год):

- текущий тариф на электроэнергию (принят постоянным в рамках года, р./ МВт\*ч);



- электрическая мощность на клеммах генератора паровой турбины (МВт);



- электроэнергия для обеспечения собственных нужд ПТУ;



- электрическая мощность газотурбинной установки при работе в простом цикле (МВт);



- продолжительность соответствующего i-го месяца (ч.);



- количество часов вывода электростанции из-под нагрузки (для планового ремонта и т.п.); i=1...12;



- годовой расход натурального топлива в камеры дожигания КУ (кг/год);



- цена топлива, сжигаемого в камере дожигания КУ (принята постоянной в рамках года, р./кг);



- коэффициент снижения мощности ГТУ, учитывающий изменение мощности ГТУ из-за дополнительного аэродинамического сопротивления на выхлопе вследствие установки котла-утилизатора;



- издержки, связанные с эксплуатацией ПТУ (в том числе КУ) в составе ПГУ (р./год);



- изменение прочих издержек (р./год):



(2)



Где

- прочие издержки, связанные с работой ПГУ;



- прочие издержки, связанные с работой ГТЭС до реконструкции (р./год).



Следует отметить, что в формуле (1) принято, что режим работы ГТУ в составе ПГУ остается неизменным, т.е. издержки, связанные с эксплуатацией газотурбинной установки в составе ПГУ, остаются неизменными по сравнению с исходным вариантом ГТЭС.

Оценка суммарных капиталовложений в реконструкцию Ингушской ГТЭС выполнена на основе данных, представленных производителями оборудования, экспертных оценок и проектов-аналогов. При этом принимались во внимание только затраты, связанные с вводом в действие нового оборудования. На рассматриваемой ГТЭС изначально предусматривалась утилизация уходящих газов ГТУ в газовых подогревателях сетевой воды. При размещении паровых котлов-утилизаторов возможно использование ряда ранее принятых строительных и технических решений. Капитальные вложения в осуществление технического перевооружения для рассматриваемых вариантов (с учетом НДС) представлены в табл. 2.

Оценка капитальных вложений для варианта с использованием вновь разрабатываемого паротурбинного оборудования для работы в составе дубль- энергоблока ПГУ (вариант 2) проводилась на базе данных о стоимости установки К-6-1,6У. При этом учитывалось, что цена проектных и конструкторских работ по созданию новой ПТУ составляет ориентировочно 10% от ее цены и распространяется только на первый экземпляр. Поэтому возможно некоторое увеличение удельных капитальных вложений по сравнению с вариантом 1. Однако в данном случае не учитывался эффект снижения стоимости вследствие укрупнения единичной мощности паротурбинного оборудования и уменьшения количества вспомогательных агрегатов, что в конечном итоге способствует сокращению удельных капитальных вложений для варианта 2. Увеличение стоимости реконструкции для варианта 3 объясняется дополнительными капитальными вложениями в блоки дожигающих устройств. Определение эффективности инвестиций в реконструкцию газотурбинной ТЭС проводилось в соответствии с «Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов» с учетом представленных выше особенностей. В качестве основных критериев приняты срок окупаемости (возврата капитала — РВ или DPB) и интегральные показатели:

■ индекс прибыльности (доходности) — PI;

■ внутренняя норма рентабельности (доходности) — IRR.

Анализ коммерческой эффективности реконструкции выполнен с использованием компьютерной программы «Project Expert 7.O3», разработанной компанией «Про-Инвест-ИТ».

Все виды интегральных результатов и затрат выражались и сопоставлялись в дисконтированной форме. Ставка дисконтирования принята равной 10%. Расчеты выполнены в ценах по состоянию на 1-й квартал 2001 г. с учетом платежей в бюджетные и внебюджетные фонды и с учетом НДС. Продолжительность реконструкции, включая проектирование и пусконаладочные работы, - 18 месяцев. Основные исходные данные, принятые при расчетах эффективности инвестиционного проекта, приведены в табл. 2. В расчетах были заданы переменные значения уровня инфляции с тенденцией снижения годовых темпов инфляции — после 2004 г. годовой уровень инфляции принят постоянным и равным 10%.

При расчете учитывались следующие издержки, связанные с эксплуатацией вновь устанавливаемого оборудования ПГУ-КЭС:

■ топливо на технологические цели (в камеры дожигания котлов-утилизаторов);

■ вода на технологические цели (подпитка контуров котлов-утилизаторов и контура оборотного водоснабжения);

■ заработная плата персонала (дополнительный штат, связанный с вводом нового оборудования);

■ расходы на содержание и эксплуатацию оборудования ;

■ ремонт основного оборудования.

Нормы амортизационных отчислений по всем активам (оборудование, здания и сооружения, другие активы) приняты в соответствии с «Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы» от 1 января 2002 г.

Затраты на все виды ремонтных работ для паросилового оборудования приняты на базе проектов аналогов из расчета $4 МВт»ч выработанной электроэнергии.

Основные интегральные показатели эффективности инвестиционного проекта, определенные без учета схемы финансирования, приведены в табл. 3.

Анализ полученных результатов указывает на экономическую эффективность проекта реконструкции для всех рассматриваемых вариантов. Показателем эффективности является тот факт, что срок окупаемости меньше принятого для расчета (15 лет) и внутренняя норма рентабельности превышает принятую ставку дисконтирования. Учитывая, что инвестирование в энергетику в современных условиях характеризуется достаточно продолжительными сроками окупаемости, полученные абсолютные значения DPB (с начала проекта 10,3-12,7 лет) могут быть привлекательными для потенциального инвестора.

Сравнение результатов, полученных для вариантов 1 и 2, демонстрирует экономическую эффективность перехода к оптимальным начальным параметрам пара ПГУ-КЭС. Это проявляется в снижении дисконтированного срока окупаемости DPB практически на один год и увеличении внутренней нормы доходности проекта на 0,92% (абс). Как отмечено выше, капитальные вложения, принятые для варианта 2, в действительности могут быть снижены за счет увеличения единичной мощности паротурбинного оборудования и уменьшения количества вспомогательного оборудования — в этом случае возможно повышение экономической эффективности.

Несмотря на некоторое снижение показателей тепловой экономичности при дожигании топлива в схеме ПГУ-КЭС (табл. 1), вариант 3 при указанных условиях расчета обладает наибольшей экономической эффективностью (табл. 3). Это связано с тем, что рассматривается не ПГУ в целом, а только вновь сооружаемая часть и все, что с ней связано. И если при дожигании производство электроэнергии (нетто) для ПГУ-КЭС в целом увеличивается примерно на 10% (табл. 1, вар. 1 и 3), то с точки зрения паротурбинной «пристройки» прирост годового отпуска электрической энергии для варианта 3 составляет на 48,7% больше, чем в варианте 1 (табл. 2). Именно этот прирост определяет экономическую эффективность варианта реконструкции и при определенном соотношении цены топлива и тарифа на электроэнергию вызывает более интенсивный приток наличных средств. В итоге, несмотря на увеличенные капитальные вложения и дополнительные затраты на дожигаемое топливо *(табл. 2),* данный вариант имеет лучшие экономические показатели. В зависимости от ситуации на рынке выходные показатели эффективности инвестиционного проекта могут существенно изменяться. Был проведен анализ изменения эффективности в зависимости от тарифов на отпущенную электроэнергию, при этом в качестве основного критерия был принят дисконтированный срок окупаемости (ВРВ) с начала реализации проекта *(рис. 2).* Из анализа результатов видно, что изменение тарифа на электроэнергию достаточно интенсивно влияет на величину ВРВ. Так, рост текущих тарифов на 30% приведет к уменьшению дисконтированного срока окупаемости на 32-37 мес. (большая величина соответствует варианту 1). Одним из важнейших параметров, определяющих экономическую эффективность проектов создания и реконструкции энергетических объектов, является цена топлива. Особенность рассматриваемой реконструкции заключается в том, что для вариантов 1 и 2, вследствие использования для выработки дополнительной электроэнергии только утилизируемого тепла газов ГТУ, топливная составляющая затрат отсутствует. Поэтому экономическая эффективность данных вариантов не зависит от цены топлива. При рассмотрении эксплуатационных затрат, связанных с работой вновь сооружаемой (надстраиваемой) части ПГУ, для варианта З топливная компонента составляет около 26,5%. Было исследовано, как влияет изменение тарифа на электроэнергию и цены топлива (природного газа) на дисконтированный срок окупаемости. Результаты показали, что изменение тарифов на электроэнергию имеет более существенное значение, чем на топливо. Так, рост цены на отпускаемую электроэнергию на 30% при одновременном увеличении стоимости природного газа на 75% снизит срок окупаемости на 26 месяцев. Это объясняется, прежде всего, малой величиной топливной составляющей в составе общих издержек эксплуатации, а также относительно низкой ценой природного газа на внутреннем рынке.

ВЫВОДЫ: • создание парогазовых установок на базе ГГУ малой и средней мощности — достаточно эффективный способ производства электроэнергии. Все предложенные варианты реконструкции ГТЭС являются экономически эффективными с точки зрения полученных сроков окупаемости и интегральных показателей; • выбор оптимальных начальных параметров паротурбинной части ПГУ экономически оправдан; • при имеющемся на данный момент уровне соотношения цены природного газа и тарифа на электроэнергию использование дополнительного сжигания топлива в схемах ПГУ-КЭС может быть экономически оправдано.

**Экономическая целесообразность форсированного внедрения ПТУ и ГТУ при обновлении тепловых электростанций**

*Наибольшего снижения удельных расходов топлива при обновлении ТЭС можно достичь за счет внедрения прогрессивных технологий производства электроэнергии: для ТЭС на газе - это парогазовый цикл, газотурбинные надстройки паросиловых блоков и газовые турбины с утилизацией тепла; для ТЭС на угле - экологически чистые технологии его сжигания в паротурбинном цикле.*

*Е. Волкова, Т. Новикова, В. Шульгина - ИНЭИ РАН*

Старение оборудования электростанций и связанная с этим необходимость полной или частичной его замены -одна из основных проблем развития электроэнергетики в ближайшие годы. Обновление позволяет не только сохранить и даже несколько увеличить мощность действующих станций, но также повысить эффективность использования органического топлива.

В настоящее время инвестиции в разработку новых типов оборудования ограничены, поэтому предлагаются менее капиталоемкие способы обновления — восстановление ресурса и модернизация оборудования на действующих электростанциях.

В рамках работы над «Концепцией технического перевооружения...» ИНЭИ РАН провел экономический анализ трех предлагаемых в настоящее время способов обновления устаревшего оборудования ТЭС: восстановление ресурса, установка модернизированного оборудования и внедрение новой техники. Сравнение проводилось для типовых групп (так называемых «технологий»), классифицированных по принципу относительной близости технико-экономических показателей - тип блока (ТЭЦ или КЭС), начальные параметры пара и вид используемого топлива (табл. 1).

Таким образом, в одну группу попали, например, конденсационные энергоблоки разной единичной мощности с начальным давлением пара 240 ата.

При первом способе обновления — восстановлении ресурса -мощность оборудования не меняется. При замене этих блоков модернизированными происходит некоторое увеличение их мощности (например, К-330-240 и К-850-240 вместо К-300-240 и К-800-240). При замене старого оборудования прогрессивным на действующих площадках устанавливаются ПГУ примерно такой же мощности (например, ПГУ-325 вместо К-300-240). Для всех типовых групп были приняты укрупненные технико-экономические показатели, прогнозируемые для каждого способа обновления. Ранжирование «технологий» по минимуму удельных приведенных затрат позволило выбрать наиболее эффективные способы обновления: для ТЭС на угле — это установка модернизированного оборудования, для ТЭС на газе — замена паротурбинных блоков парогазовыми установками и ГТУ с котлами-утилизаторами. В рамках «Программы обновления ТЭС...» ИНЭИ РАН определил коммерческую эффективность трех вариантов обновления конкретных тепловых электростанций в период до 2010 года. Варианты были разработаны институтом «Теплоэлектропроект» с учетом динамики выбытия оборудования в результате старения и на основе рекомендованных выше способов обновления для каждой типовой группы. По существу, проводилось сравнение двух путей обновления ТЭС. Один из них - малозатратный, но в то же время топливоемкий, технически отсталый путь, связанный с восстановлением ресурса оборудования. Другой — прогрессивный, обеспечивающий снижение потребности в топливе, но капиталоемкий, требующий внедрения модернизированной и новой техники. Вариант 1 представляет собой реализацию первого пути. т.е. оборудование всех ТЭС. по мере достижения турбинами индивидуального ресурса подлежит восстановлению (табл. 2).

Технически прогрессивным является вариант 2. В этом случае оборудование всех ТЭС, работающих на угле, заменяется новым, с некоторым увеличением его мощности. На ТЭС, работающих на газе, оборудование частично модернизируется, а частично заменяется парогазовыми и газотурбинными установками.

Вариант 3, самый оптимистичный, является некоторой модификацией 2-го. В этом варианте осуществляется форсированное внедрение ПГУ и ГТУ, в том числе на некоторых ТЭС, где ресурс агрегатов заканчивается после 2010 года.

Для сопоставимости все варианты были приведены к одинаковому энергетическому эффекту (по мощности и полезному отпуску электроэнергии). Выравнивание по мощности условно выполнено через новую замыкающую КЭС, работающую на угле. В качестве расчетного принят период 2003-2030 гг.

Безусловно, при формировании технико-экономических показателей был принят ряд допущений. Например предполагалось, что при восстановлении ресурса экономичность действующего оборудования не повышается, поэтому удельный расход топлива был принят на уровне усредненных отчетных данных за 2001 год для соответствующих групп оборудования. При модернизации и внедрении новой техники этот показатель принимался в соответствии с ожидаемым проектным.

При определении удельных капиталовложений было принято, что при обновлении полностью или частично заменяется оборудование электростанции. Причем его стоимость составляет 50% капиталовложений в новую паротурбинную ТЭС на газе, 60% — в ТЭС на угле и около 70% — в новую парогазовую или газотурбинную ТЭС.

В качестве основного критерия при сравнении вариантов был принят максимум чистого дисконтированного дохода (ЧДД).

Для определения коммерческой эффективности ежегодно на протяжении всего расчетного периода проводилось сопоставление двух финансовых потоков: дохода от реализации электроэнергии и всех затрат. Затем ежегодные сальдовые потоки с помощью коэффициента дисконтирования приводились к сегодняшнему уровню цен и суммировались за весь расчетный период. Эта итоговая сумма и отражала ЧДД, получаемый в результате реализации каждого из вариантов обновления.

Расчет коммерческой эффективности осуществлялся при прогнозируемых ценах на топливо и электроэнергию. При этом были рассмотрены связанные между собой изменения цен на топливо и электроэнергию, характеризующие их умеренный интенсивный рост. Кроме того, были определены предельные тарифы электроэнергии, при которых будет достигнута самоокупаемость в каждом из трех вариантов обновления.

Результаты расчетов показали, что максимальный расход топлива наблюдается в варианте 1 (табл. 3),

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Результаты оценки коммерческой эффективности трех вариантов обновления ТЭС ЕЭС России Таблица 3 | | | |
|  | Вариант | | |
|  | 1 | 2 | 3 |
| Расход топлива по варианту, млн т. у.т.  в т.ч. газ/уголь  Экономия топлива по сравнению с вариантом 1, % | 1646 918/728  - | 1539 868/671 7 | 1321 735/586 25 |
| Потребность в инвестициях по варианту, млрд дол. Дополнительный объем инвестиций по сравнению  с вариантом 1, % | 8,3  - | 9,6 16 | 12,5 51 |
| Чистый дисконтированный доход по варианту, млрд дол. | -14,7 | -1,2 | 7,1 |

при котором работы по восстановлению ресурса оборудования не обеспечивают повышение его тепловой экономичности. Самым экономичным с точки зрения расхода топлива является вариант 3 с максимальным объемом внедрения новой техники. За счет экономии газа, достигаемой при обновлении действующих паротурбинных ТЭС и составляющей около 7 млн т у.т. в год, можно обеспечить этим топливом как модернизированные ТЭС, так и новые парогазовые электростанции. В результате этого мощность ПГУ и ГТУ к 2010 году можно довести до 12...13млнкВт.

Безусловно, столь значительная экономия топлива в варианте 3 достигается за счет дополнительных инвестиций, в 1,5 раза больших по сравнению с вариантом 1. Это существенно осложняет возможность реализации прогрессивного варианта обновления. В соответствии с принятым критерием (максимум ЧДД) именно вариант 3 с максимальным внедрением технически нового и модернизированного оборудования является самым эффективным, в то время как реализация варианта 1 неэффективна вообще (ЧДД<0).

Для финансирования обновления ТЭС полностью за счет собственных средств наименьший рост тарифов предполагается в варианте 3: по сравнению с уровнем 2002 года он увеличится к 2010 году примерно в 2 раза (рис. 1). При менее эффективных вариантах обновления самоокупаемость возможна лишь за счет более интенсивного роста тарифов — в 3-3,5 раза. Как известно, основными источниками собственных инвестиционных средств являются нераспределенная прибыль и амортизация. Прибыль как источник инвестиционных средств возможна лишь в прогрессивных вариантах 2 и 3 (рис. 2). Амортизационных средств в этом случае явно недостаточно. Поэтому в совокупности за счет собственных источников можно профинансировать лишь около 30% инвестиций в варианте 1 и значительно больше в прогрессивных вариантах 2иЗ — 44и61% соответственно. Ввиду недостатка собственных средств для финансирования обновления, ИНЭИ РАН были рассмотрены и другие схемы инвестирования (рис. 3):

■ обновление на 30% финансируется за счет собственных средств РАО «ЕЭС России», 70% - за счет привлечения долгосрочных банковских кредитов, при этом срок погашения кредита составляет 10 лет, а процентная ставка за кредит-5 и 10%;

■ оборудование для обновления приобретается на условиях лизинга, а строительно-монтажные работы либо полностью финансируются за счет собственных средств, либо 30% — за счет собственных средств и70% — за счет заемного капитала. Анализ схем финансирования показал, что реализовать прогрессивные варианты обновления 2 и З можно лишь при льготных условиях привлечения заемных средств (сроки возврата капитала более 10 лет и процентные ставки 5—10%). В варианте 1 из—за роста топливных затрат себестоимость производства электроэнергии превышает выручку от ее продажи. Поэтому погашение обязательств даже по льготным кредитам проблематично. Таким образом, результаты сравнения вариантов обновления ТЭС, ресурс которых будет выработан к 2010 г., показывают, что для оборудования на газе самым эффективным является его замена парогазовыми или газотурбинными установками, а для оборудования на угле — замена модернизированным. При восстановлении ресурса преимуществом являются относительно низкие затраты и короткие сроки обновления. Но с экономической точки зрения реализация такого варианта неэффективна и способствует отставанию в развитии электроэнергетики. Поэтому на паротурбинных КЭС на газе рекомендуется установка крупных ПГУ единичной мощностью 325...540 МВт, на мелких ТЭЦ (с параметрами пара 90 ата и ниже) — установка ГТУ с котлами-утилизаторами. Однако замена оборудования мелких ТЭЦ на ГТУ эффективна только в том случае, если их стоимость не превысит стоимость крупных газовых турбин более чем в 1,5 раза. При выборе способов обновления крупных ТЭЦ (130 ата) существует большая неопределенность. Это связано как с трудностью прогнозирования тепловых нагрузок на перспективу, так и с необходимостью оценки технических возможностей по размещению нового оборудования на старых площадках ТЭЦ. Замена крупных теплофикационных агрегатов, работающих на газе, на ПГУ более эффективна, чем установка их на паротурбинных КЭС, лишь в том случае, если загрузка ПГУ по тепловому графику составляет более 60%.

**Комплексный подход к строительству и реконструкции электростанций с применением ПУ и ПГУ**

*Разработанный 000 «АГРИ-Консалтинг» подход при реализации инвестиционных проектов строительства газотурбинных электростанций позволяет решить все организационно-правовые вопросы, а также вопросы, связанные с информационно-технологическим обеспечением проекта с минимизацией административных и финансовых затрат.*

*С. Костин, А. Пак - 000 «АГРИ-Консалтинг»*

В последние десятилетия в России наблюдается существенное увеличение спроса на энергетические ресурсы, особенно в Центральной части. Это связано с ростом темпов производства и увеличением потребления электроэнергии (рис. 1).

Сооружение новых электростанций с комбинированным циклом производства тепловой и электрической энергии, а также техническое перевооружение и реконструкция существующих весьма актуальны в настоящее время. Особенно это касается малых городов России.

Строительство новых электростанций на основе газотурбинных установок (ГТУ) — одно из приоритетных направлений развития систем энергогенерации мощностью от 4 до 90 МВт. Это позволяет обеспечить экономию топлива, решить проблемы теплоснабжения, экологии и сохранения водных ресурсов. Производство основной доли тепловой энергии осуществляется без затрат топлива — за счет утилизации тепла уходящих газов, отработавших в газотурбинных установках при производстве электроэнергии. Стоимость газотурбинного оборудования, по сравнению с другими технологиями (рис. 2), относительно невелика. Его применение позволяет построить и ввести в эксплуатацию объект за 1-2 года.

В качестве показательного примера можно привести проект строительства ГТУ-ТЭЦ «Луч» в г. Белгороде. Там будет установлено два газотурбинных энергоблока мощностью по 25...30 МВт с паровыми котлами-утилизаторами и водогрейной котельной для покрытия пиковых тепловых нагрузок мощностью 90 Гкал. Годовая производительность такой станции составит 400 млн. кВт\*ч электроэнергии. Инвестиционная стоимость проекта — ИЗО млн. рублей. Консультантом по комплексному сопровождению проекта выступает российская консалтинговая фирма ООО «АГРИ-Консалтинг» (Москва). Имея в своем арсенале штат высококвалифицированных специалистов, обладающих большим опытом работы в профильных структурах, фирма является одной из ведущих в этом сегменте отрасли.

Поскольку реализация инвестиционных проектов по строительству теплоэлектростанций предполагает комплексный подход, специалисты ООО«АГРИ-Консалтинг» предлагают разработанную методику решения всего спектра вопросов, возникающих при возведении объектов.

**Предпроектная подготовка и административное согласование**

На первом этапе проводится маркетинговое исследование рынка тепловой и электрической энергии региона по следующим критериям: потребность, основные производители и потребители, технические характеристики оборудования и требования к нему. Разрабатывается и утверждается на административном уровне схема энерго- и теплоснабжения региона на заданный период и концепция развития на определенную перспективу. При разработке концепции выбирается наиболее приемлемая технология исполнения требуемых объектов генерации и проводится исследование рынка оборудования, соответствующего выбранной технологии (теплоэлектростанция, парогазовая установка, газотурбинная установка, газопоршневой агрегат и т.д.). Параллельно проводится маркетинговое исследование по поиску источников финансирования, подготовка плана и графика реализации проекта. Подписывается соглашение о сотрудничестве между администрацией региона и РАО «ЕЭС России», проводится согласование с региональной энергетической комиссией.

**Корпоративные процедуры**

Финансово емкие проекты требуют от заказчика принятия серьезных решений. Проект должен пройти все корпоративные процедуры и проверки на предмет его инвестиционной привлекательности. Предложение о начале реализации проекта выносится на заседание Правления компании (или Совета директоров) заказчика. Затем проводится разработка технико-экономического обоснования проекта и технических требований к нему на основании утвержденных схем энергоснабжения. Согласовывается и утверждается инвестиционный бизнес-план, источники финансирования, залоговое имущество (в случае привлечения кредита). Утверждаются сроки и ответственные лица за проведение конкурсных процедур по выбору проектировщика, поставщиков оборудования и подрядчиков.

**Проведение конкурсных процедур по реализации проекта**

Конкурсные процедуры, направленные на снижение инвестиционных затрат, проводятся в следующей последовательности:

■ выбор источника финансирования (лизинг, проектное финансирование, кредитная линия, размещение облигационного займа, акционерное инвестирование, форфейтинг и т.п.). Основной критерий выбора — «стоимость» привлеченных денег;

■ выбор генерального проектировщика;

■ выбор генерального поставщика основного оборудования (включая обслуживание). Отбор ведется по стоимости жизненного цикла оборудования;

■ выбор генерального подрядчика и поставщика вспомогательного оборудования (на основе оценки показателей цена/качество).

*Проведение конкурсного отбора позволяет снизить реальную стоимость проекта по отношению к предварительной инвестиционной стоимости на 10... 30%.*

**Реализация проекта по результатам конкурсов**

Данный этап включает проектирование, производство и поставку оборудования, строительство, монтаж, наладку и запуск его в эксплуатацию. Специалисты ООО «АГРИ-Консалтинг» координируют действия всех участников проекта в период строительства объекта и его работы и гарантийный период.

Сегодня основная задача ООО «АГРИ-Консалтинг» — обеспечить поддержку технологическому и экономическому развитию предприятий энергетической отрасли. Преимущества применения комплексного подхода, предлагаемого ООО «АГРИ-Конса.1тинг», при реализации инвестиционных проектов высокого уровня сложности:

■ единое управление всем циклом выполнения проекта с координацией действия всех участников — заказчик, акционеры, государственные и местные органы власти, проектировщик, подрядчик, поставщик, консультанты, эксперты:

■ минимизация административных и финансовых затрат, связанных с применением технологий комплексного проведения открытых конкурсных торгов на международном уровне;

■ проведение всего напора работ, связанных с информационным и технологическим обеспечением проекта;

**Отработка технических решений на собственных электростанциях – залог надежной работы оборудования у заказчика.**

*Ю.С. Бухолдин, В.М. Олефиренко -ОАО «Сумское НПО им. М.В. Фрунзе»*

*Ориентируясь на перспективный рынок энергетических установок, ОАО «Сумское НПО им. М.В. Фрунзе» отрабатывает новые технологии энергопроизводства и создает на предприятии генерирующее оборудование с использованием различных тепловых схем.*

Приоритетным направлением деятельности ОАО «Сумское НПО им. М.В. Фрунзе» (далее НПО, объединение) является выпуск оборудования для нефтяной и газовой промышленности. Это компрессорные агрегаты с газотурбинным приводом — для линейных и дожимных КС, для закачки газа в ПХГ; газлифтные, сайклинг-процесса; комплектные компрессорные станции для магистральных газопроводов, а также установки переработки нефти и газа и др.

Предприятие осуществляет полный комплекс работ: проектирование, изготовление, монтаж, пуско-наладку — вплоть до строительства «под ключ» комплексных производственных объектов. При необходимости предприятие обучает персонал заказчика и обеспечивает эксплуатационное обслуживание в гарантийный и постгарантийный период.

Накопленный опыт и имеющийся производственный и научно-технический потенциал объединения позволил приступить к освоению нового направления в своей деятельности — созданию электро и теплогенерирующих газотурбинных установок.

Анализ рынка газотурбинных электростанций, проведенный на предприятии, выявил перспективность энергетических установок мощностью 6...25 МВт. При осуществлении утилизации тепла выхлопных газов газотурбинного двигателя эффективность подобных электростанций значительно возрастает. Причем, если имеется достаточно стабильный потребитель тепла (горячей воды или пара), в энергоустановке в экономически обоснованных случаях возможно применение ГТД с более низким кпд за счет повышения ее тепловой мощности.

Учитывая потребности рынка, было принято решение о создании двух газотурбинных установок:

-ЭГТУ-16 — когенерационной, с утилизатором тепла экономайзерного типа;

- ПГУ-20 - парогазовой установки.

В качестве газотурбинного привода в обеих энергетических установках применен двигатель НК-16СТ мощностью 16 МВт производства ОАО «Казанское моторостроительное производственное объединение» (КМПО). Приводом второго генератора в ПГУ-20 служит конденсационная паровая турбина, спроектированная и изготовленная в объединении.

Установки полностью обеспечивают собственные нужды НПО в электроэнергии, а также служат для испытания вновь создаваемого энергетического оборудования и являются демонстрационными образцами для потенциальных заказчиков. Наличие вблизи энергоустановок необходимых коммуникаций (трансформаторная подстанция, газопровод давлением 2,5 МПа, котельная с соответствующей инфраструктурой) существенно снизило капитальные вложения в строительство ЭГТУ и ПГУ.

Паровой котел, паровая турбина, программные регуляторы топлива для ГТД и ПТ, высоковольтное оборудование передачи выработанной электроэнергии в сети разработаны совместно со специализированными научно-исследовательскими и проектными организациями.

Унификация ряда элементов, конструктивно схожих с узлами ГПА, и опыт параллельного проектирования позволили с минимальными издержками и в кратчайшие сроки (менее одного года) создать ЭГТУ-16. В марте 2001 года установка была запущена в эксплуатацию.

В дальнейшем, с учетом опыта, приобретенного в ходе создания ЭГТУ-16, в объединении была спроектирована и построена парогазовая установка суммарной электрической мощностью 20 МВт. Ввод в эксплуатацию ПГУ-20 происходил в два этапа: в марте 2003 г. запущена газотурбинная установка ЭГТУ-16ПК с утилизационным паровым котлом К35/2,0-300450, в июне того же года — паротурбинная установка УПГ-4К. Принципиальная схема ПГУ-20 представлена на рисунке.

Топливный газ подается в газотурбинный двигатель, силовая турбина которого через редуктор вращает ротор генератора. На выхлопном тракте ГТД установлен утилизационный паровой котел. Пар, вырабатываемый в котле, направляется в конденсационную паровую турбину, являющуюся приводом второго генератора установки. Отработавший в турбине пар доохлаждается оборотной водой в конденсаторе К. Полученный конденсат через деаэратор направляется в котел.

Предусмотрен режим работы установки в теплофикационном режиме, при котором полученный пар направляется в котельную и далее — потребителям. Эффективность использования топлива при этом составляет более 80%.

Основные технические характеристики ЭГТУ-16 и ПГУ-20 представлены в табл. 1.

В ЭГТУ-16 за счет тепла выхлопных газов ГТД в утилизаторе тепла

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Основные технические характеристики энергетических установок Таблица 1 | | |
|  | ЭГТУ-16 | ПГУ-20 |
| Мощность электрическая номинальная, МВт | 16 | 20 |
| Мощность тепловая, Гкал/ч | 21 | 23 |
| Электрический кпд, % | 25 | 40 |
| Эффективность использования топлива, % | 80 | 80 (в ког. режиме) |
| Расход воды(пара) через КУ, т/ч | 480 | (32,6) |
| Температура воды/пара, °С | 70/115 | 70/385 |
| Давление воды(пара), МПа | 0,6 | (2) |

мощностью 21 Гкал/ч производится нагрев воды, которая направляется потребителям через коллектор котельной. Регулирование температуры сетевой воды осуществляется при помощи жалюзи, установленных в газоходе перед утилизатором.

Выработка электроэнергии на обеих энергоустановках обеспечивается генераторами Т-20-2УЗ производства ОАО «Привод». Паровая турбина является приводом генератора ТГ-6-2ДУЗ (ОАО «Электротяжмаш»). Для согласования частот вращения силовых турбин ГТД (5300 об/мин) и паровой турбины (8910 об/мин) с частотой генераторов (3000 об/мин) применены редукторы собственного производства.

Паровая турбина К-4-17,5 мощностью 4 МВт (фото 2) была разработана и изготовлена специалистами Сумского НПО. Паровая турбина выполнена трехступенчатой, двухпоточной: 1-я ступень — радиальная, 2-я и 3-я — осевые. Расчет и проектирование проточной части турбины были осуществлены совместно со специалистами СПбГПУ (г. Санкт-Петербург).

Водогрейный утилизатор тепла УТ-25 для ЭГТУ-16 и паровой котел К35/2,0-300-450 для ПГУ-20 также изготовлены Сумским НПО. Паровой котел-утилизатор был разработан совместно со специалистами ОАО «Укрэнергочермет» (г. Харьков).

Паровой котел барабанного типа выполнен газоплотным, вертикальным, с принудительной циркуляцией рабочего тела. Преимущественное применение гладких труб в теплообменниках позволило обеспечить требуемый уровень сопротивлений проточной части котла-утилизатора «по газовой стороне». Для увеличения теплосъема экономайзер парового котла выполнен из оребренных труб собственного производства.

Для обеспечения водно-химических режимов работы энергоустановок используется система химводо-подготовки, существующая в заводской котельной. Для запуска котла-утилизатора также применяется пар, вырабатываемый в котельной.

При создании энергетических установок были скомбинированы блочно-контейнерная компоновка газотурбинной части (аналогичная ГПА) и капитальные здания, в которых размещены турбогенераторы, распределительное устройство и паровая турбина.

Блок управления обеими установками размещен в отдельно стоящем здании. АСУ ТП спроектирована специалистами предприятия на базе программно-технических средств Fanuk (GE). Совместно с фирмой Advantek International разработаны программные регуляторы топлива, обеспечивающие поддержание постоянной частоты вращения силовой турбины ГТД. Регулировка мощности привода осуществляется за счет изменения расхода топливного газа (с поддержанием постоянной частоты вращения силовой турбины двигателя). Программные регуляторы топлива, установленные в ЭГТУ, обеспечивают надежную работу энергоустановок как при выдаче электроэнергии в локальную сеть, так и при параллельной работе с энергосистемой. Эксплуатация ЭГТУ-16 и ПГУ-20 позволила довести все входящее в их состав оборудование и приобрести опыт, необходимый для тиражирования отработанных технических решений.

В табл. 2 приведены данные о наработке установок и количестве произведенной электрической и тепловой энергии.

На предприятии проработан ряд схем энергоустановок с использованием газотурбинных приводов различного типа. Одним из первых двигателей, на базе которого планируется выпуск серийных энергоблоков когенерационного цикла, станет НК-16-18СТ производства ОАО «КМПО». В настоящее время решается вопрос о совместном создании ГТУ-ТЭЦ в г. Казани. Четыре газотурбинных энергоблока в составе единой электростанции предполагается смонтировать на территории районной котельной «Азино». Тепло будет направлено в коммунальные тепловые сети. Высокая эффективность использования топлива в энергоустановках когенерационного цикла достигается при полном использовании вырабатываемого тепла, как правило, в холодное время года. При невостребованности всего потенциального тепла выхлопных газов (в летний период) общий коэффициент использования топлива падает.

Создание когенерационных установок экономически целесообразно при наличии стабильных потребителей тепла, горячей воды или пара. При их отсутствии более предпочтительно сооружение парогазовых установок, основное назначение которых — выработка электроэнергии. Одной из основных задач при создании собственного энергокомплекса для предприятия является разработка и испытание утилизационных энергоустановок для компрессорных станций с газотурбинными приводами компрессоров природного газа. Традиционные утилизационные схемы с применением воды в качестве рабочего тела в паротурбинном цикле не приветствуются газовиками и нефтяниками, особенно в условиях Севера. Учитывая это, в ОАО создается экспериментальная турбогенераторная установка с замкнутым рабочим циклом на низкокипящей среде (пентан). В установке нагрев пентана до газообразного состояния производится за счет тепла выхлопных газов газотурбинного привода ЭГ ТУ-16. Затем газообразный пентан под давлением подается в турбину, являющуюся приводом генератора. Отработавший в турбине пентан конденсируется и подается в теплообменники для нагрева и перевода в газообразное состояние; цикл повторяется. Все оборудование, в том числе пентановая турбина, насосы, теплообменники, арматура и т.д., разработано и изготавливается в ОАО. Запуск пентанового энергоблока в опытную эксплуатацию запланирован на IV квартал 2004 г. Установка предназначена прежде всего для организации научно-технического задела в области создания нового энергогенерирующего оборудования. Схема с энергоутилизирующей установкой на низко-кипящих рабочих телах может использоваться при надстройке газотурбинных ГПА. Электроэнергии, производимой такими энергоблоками на компрессорной станции, будет достаточно для покрытия собственных нужд КС.

Создание собственных газотурбинных установок суммарной электрической мощностью 36 МВт в ОАО «Сумское НПО им. М.В. Фрунзе» решило проблему бесперебойного электроснабжения и сэкономило значительные средства, ранее уходившие на закупку электроэнергии. Ближайшая задача предприятия — решение энергетических проблем заказчика.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Эксплуатационные показатели энергоустановок ОАО «Сумское НПО им. М.В. Фрунзе» (на 1.05.04) Таблица 2 | | | |
| Тип установки | Наработка, ч | Произведено электроэнергии, млн кВт»ч | Произведено тепловой энергии, тыс. Гкал |
| ЭГТУ-16 | 25000 | 362 | 472 |
| ПГУ-20 | 10000 | 160 | 99 |
| в т.ч. ЭГТУ-16ПК | 10000 | 146 | 99 |
| УПГ-4К | 4000 | 14 | - |

**Конденсационная парогазовая электростанция для надежного энергоснабжения промышленных потребителей.**

*А.И. Виноградов, Н.Р. Джапаридзе, В.В. Макаревич -ЗАО «МР-Энерго-Строй»*

*В последние десятилетия во всем мире для надежного энергоснабжения предприятий нефтяной и газовой, а также других отраслей промышленности широко применяются передовые газотурбинные и парогазовые технологии. Такие энергоисточники сооружаются и в России, и в других странах СНГ.*

Компанией МР-Энерго-Строй разработано предложение по строительству под ключ электростанции для одного из нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ). Она должна обеспечивать электроэнергией действующее предприятие и вновь сооружаемый комплекс глубокой переработки нефти. На предприятии существуют потребители электрической нагрузки первой и особой категории (ПУЭ п. 1.2.17) по надежности, и их энергоснабжение должно быть бесперебойным.

Реконструкция НПЗ должна проводиться в три этапа, и в зависимости от них будут изменяться электрические нагрузки предприятия.

По требованию Заказчика была принята схема конденсационной ПГЭС. Предусматривалось также наличие резервной установки, т.е. 60 МВт — рабочая мощность ПГЭС и 20 МВт - резерв. В настоящее время электроснабжение завода осуществляется от энергосистемы, теплоснабжение — от собственной котельной.

МР-Энерго-Строй разработало схему ПГЭС на базе ГТУ типа «Циклон» производства Siemens. Установки снабжены паровыми котлами-утилизаторами (ПКУ) с дожигающими устройствами и конденсационными паровыми турбинами. Котлы и турбины — отечественного производства.

ГТУ «Циклон» являются современными и мощными промышленными газовыми турбинами. От отечественных энергоустановок, созданных на базе конвертированных авиационных или судовых ГТД, их отличает незначительное снижение электрического кпд (не более 3,5%) на частичных нагрузках (разгрузка — до 75%). При этом уменьшение располагаемой теплоты уходящих из ГТУ газов несущественно и практически не влияет на выработку тепловой энергии за счет утилизации.

Возможность работы газотурбинной энергоустановки «Циклон» в режимах частичной нагрузки с практически неизменным электрическим кпд стала определяющим фактором при выборе основного оборудования для данных условий.

Поскольку температура уходящих газов ГТУ «Циклон», как и других типов газовых турбин, зависит от температуры наружного воздуха и уменьшается при ее снижении, то в качестве расчетного был принят зимний режим работы ПГЭС, при tHB = -30°С, характеризующийся минимальной выработкой тепловой энергии в утилизационном котле.

На ПГЭС предусмотрено размещение 4 блоков ГТУ с ПКУ с дожигающим устройством. Принята схема ПГЭС с поперечными связями. От паровой магистрали питаются две паровые турбины (ПТ). Общая (установленная) электрическая мощность ПГЭС составляет около 71,6 МВт.

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Электрические нагрузки предприятия по этапам и их обеспечение Таблица 1 | | | | | | | |
| Этап | Вводимая установлен, мощность NycT ПГУ-КЭС, МВт | Нормальный режим работы | | | Ремонтный и авар. режим работы | | |
|  |  | Кол-во установок | Требуемая мощность, Ns, МВт | Обеспечение, МВт | Кол-во установок | Требуемая мощность  '"1-й кат. | Обеспечение, МВт |
|  |  |  |  | % загрузки ГТУ |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  | % загрузки |
| I | 38,7 | 3-ГТУ | 29,524 | 30,186 | 2 | 24,592 | 25,8 |
|  |  |  |  | 78% |  |  | 100% |
| II | 61,6 | 4-ГТУ 1-ПТ | 54,964 | 55 | 4 | 50,032 | 50,16 |
|  |  |  |  | 87,2% |  |  | 103% |
| III | 71,6 | 4-ГТУ 2-ПТ | 62,270 | 62,3 | 5 | 57,338 | 58,7 |
|  |  |  |  | 82% |  |  | 100% |

Размещение неработающей (резервной) энергоустановки не предусмотрено — принята схема электростанции с использованием «ненагруженного» резерва.

Схемы с энергоустановками, находящимися в «холодном» резерве, существенно увеличивают эксплуатационные затраты. Каждый пуск ГТУ значительно увеличивает время наработки газовой турбины (в эквивалентных часах). Запуск газовой турбины занимает от 3 до 15 минут (фактическое время), пуск парового котла-утилизатора — на порядок дольше, что недопустимо при обеспечении питания потребителей 1-й категории надежности.

Схемы с использованием «горячего» резерва, когда резервные установки постоянно находятся в режиме холостого хода, являются более динамичными и надежными, но также требуют дополнительных капиталовложений в ГТУ. Время набора номинальной мощности установки с режима холостого хода меньше продолжительности ее пуска из холодного состояния. Но длительность нагружения котла-утилизатора до номинальных параметров пара существенно превышает нормативное время перерыва в энергоснабжении потребителей 1-й категории.

МР-Энерго-Строй предлагает использование «ненагруженного» резерва, т.е. работа всех ГТУ на 80-85% от номинальной мощности, паровых турбин — на полной мощности. Требуемая для паровых турбин выработка пара в котлах-утилизаторах обеспечивается за счет дожигания топлива.

Общее количество энергогенерирующих установок ПГЭС составляет шесть единиц: четыре ГТУ и две ПТ. При аварийном или плановом останове одного из шести энергоисточников оставшиеся в работе газовые турбины автоматически выводятся на режим номинальной мощности (загрузка 100%) в течение 2-3 секунд, и ПГЭС полностью покрывает нагрузку потребителей 1-й категории.

Кроме того, завод резервируется сетями РАО ЕЭС. Таким образом, несмотря на незначительное снижение кпд установок, предлагается надежная, гибкая и динамичная (быстрый сброс и набор нагрузки) схема энергоснабжения потребителей завода. Потребители 1-й категории при этом получают двойное резервирование. Для обеспечения трехкратного резервирования особой группы первой категории предусматривается установка аккумуляторных батарей.

Строительство электростанции, как и реконструкцию завода, предполагается осуществить в три этапа (табл. 1). На первом этапе планируется ввод трех ГТУ с паровыми котлами-утилизаторами, на втором — ввод одной ГТУ с ПКУ и одной ПТ, на третьем этапе — ввод последней паровой турбины.

Покрытие нагрузок 1-й категории (24,592 МВт первый этап, 57,338 МВт — третий этап) на первом и третьем этапах не составляет проблем. На первом этапе, при выводе из строя одной из трех газовых турбин, мощность двух оставшихся ГТУ автоматически доводится до 100%. На третьем этапе, при выводе из строя ПТ (10 МВт), 100%-я мощность оставшихся установок составит 61,6 МВт (> 57,338 МВт). При выводе из строя ГТУ (12,9 МВт) 100%-я мощность оставшихся установок составит 58,7 МВт (> 57,338 МВт), но при этом необходимо увеличить количество дожигаемого топлива для обеспечения паром двух паровых турбин.

На втором этапе исполнения проекта планируемая мощность для обеспечения потребителей 1-й категории составляет 50,032 МВт. При выводе из строя паровой турбины, 100%-я мощность оставшегося оборудования составляет 61,6 МВт (> 50,032 МВт). Этим обеспечивается не только 1-я категория, но и полная нагрузка завода.

При выходе из строя ГТУ 100%-я мощность составит 48,7 МВт (< 50,032 МВт), поэтому оборудование будет работать с некоторой перегрузкой. В зимнее время за счет снижения температуры наружного воздуха увеличение мощности ГТУ возрастает до 14,126 МВт, и ее дефицит для потребителей 1-й категории полностью покрывается. В летний период дефицит покрывается за счет перегрузки паровых турбин на 10% от номинальной мощности, что является допустимым в течение длительного времени для турбин такого типа. Дополнительная выработка пара достигается за счет дополнительного дожигания топлива ПКУ.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Основные технические характеристики оборудования и ПГЭС Таблица 2 | | |
| Газотурбинная установка (при tHB= +15°C и 100%-м нагружении) | | |
| Тип | Cyclone |
| Производитель | Компания Alstom |
| Мощность электрическая, МВт | 12,9 |
| Расход природного газа (при Qhp=48200 кДж/кг), кг/с | 0,755 |
| Температура выхлопных газов, °С | 560 |
| Расход выхлопных газов, кг/с | 49,0 |
| КПД, % | 34,5 |
| Количество, шт. | 4 |
| Паровой котел-утилизатор (при tHB = -30°С) | | |
| Тип | Горизонтальный |
| Параметры свежего пара: - давление, кг/см2 - температура, °С | 14 250 |
| Производительность с дожитом, т/ч | 33-34 |
| Паровая турбина | | |
| Тип | К-10-1,3 |
| Производитель | ОАО «Невский завод» |
| Параметры свежего пара: - давление, кгс/см2 - температура, °С | 13 220 |
| Расход пара через турбину, т/ч | 65,0 |
| Номинальная электрическая мощность, МВт | 10,0 |
| Количество, шт. | 2 |

Ввиду отсутствия отечественных серийно выпускаемых котлов для ГТУ «Циклон» проведен предварительный расчет паропроизводительности ПКУ на основе метода тепловых балансов. Расчеты ПКУ, паровой турбины и тепловой схемы ПГЭС выполнены научно-исследовательской лабораторией «Газотурбинные и парогазовые ТЭС» Московского энергетического института под руководством к.т.н. Бурова В.Д.

В качестве ПКУ принят комбинированный горизонтальный котел-утилизатор, вырабатывающий пар с параметрами 14 кгс/см2/250°С.

Регулирование тепловой мощности КУ предусмотрено как за счет байпасирования высокотемпературных выхлопных газов ГТУ, так и за счет дожигания топлива.

В ПГЭС принята тепловая схема с поперечными связями (рис. 1). Все ПКУ выдают острый пар в обитую магистраль, куда подсоединены паровые турбины. Питательная вода после деаэраторов также подается в общестанционный коллектор питательной воды и далее на экономайзер ПКУ.

Предлагаемая технологическая схема ПГЭС позволяет сооружать и вводить в эксплуатацию оборудование как очередями, так и поагрегатно.

В качестве основного топлива ПГЭС принят природный газ по ГОСТ 5542-87, который подается из газопровода высокого давления 25 кгс/см2 (изб).

В качестве аварийного топлива ПГЭС предусмотрено жидкое (дизельное) топливо по ГОСТ 305-82. Пополнение расходных резервуаров жидкого топлива осуществляется по трубопроводу от склада готовой продукции НПЗ.

В состав предлагаемой ГТУ «Циклон» электрической мощностью 12,9 МВт (16,1 МВА) входит электрогенератор на напряжение 6,3 кВ с бесщеточной системой возбуждения, режим работы — с изолированной нейтралью. Охлаждение генератора — воздушное, разомкнутого цикла.

Паровые турбины типа К-10-1,3 производства ОАО «Невский завод» (С.-Петербург) оснащены отечественными генераторами Т-12-2 (ОАО «Привод», г. Лысьва).

Главной схемой ПГЭС предусмотрена работа шести генераторов на 2-секционное общестанционное комплексное устройство 6 кВ: четыре генератора с приводом от ГТУ (по две на каждую секцию -Gl, G2, G3. G4); два генератора с приводом от ПТ (G5, G6) устанавливаются на разные секции. Для выравнивания нагрузок на секции к каждой из них подключается по одному генератору от паровой турбины и по два генератора от ГТУ.

Комплексное распределительное устройство КРУ — 6кВ предназначено для приема и передачи электроэнергии от генераторов и состоит из ячеек К-105М внутренней установки. Электродинамическая стойкость КРУ принята 125 кА, с током отключения выключателей 40 кА. Элегазовые выключатели КРУ-6 расположены на выкатных тележках.

Главной схемой предусмотрено оперативное переключение двух энергоблоков G5 и G6 на одну из двух секций общестанционного КРУ-бкВ. По условиям динамической стойкости распределительного устройства допускается параллельная работа с энергосистемой не более трех энергоблоков мощностью 12,9 МВт.

При параллельной работе с энергосистемой часто возникают трудности в соблюдении динамической устойчивости работы энергоисточника. Для определения возможности параллельной работы энергоисточника (ПГЭС) и энергосистемы необходим расчет статической и динамической устойчивости — подобные расчеты выполняются на стадии проекта.

Для защиты энергоисточника от аварийных ситуаций в энергосистеме, как правило, предусматривается установка делительной автоматики и быстродействующих защит, которые позволяют при возмущениях в сети отключиться от энергосистемы и работать автономно на сбалансированную нагрузку.

Все основное оборудование предполагалось устанавливать в главном корпусе. Компоновка главного корпуса на нулевой отметке приведена на рис. 2.

Благодаря широкому применению отечественного оборудования (паровые котлы, паровые турбины, другое вспомогательное оборудование и комплектующие), удельные капиталовложения в ПГЭС с зарубежными газотурбинными установками (ГТУ «Циклон», Siemens) составляют 870 $/кВт.

Предварительная оценка экономических показателей строительства электростанции (без учета инфляционных процессов) показала простой» срок окупаемости инвестиционного проекта около 6,3 года.

Для повышения тепловой и экономической эффективности конденсационной парогазовой электростанции ПКУ можно оснастить газовыми подогревателями сетевой воды. Такое техническое решение позволяет выработать на ПГЭС с комбинированными утилизационными котлами дополнительно 16...20 Гкал\*ч тепловой энергии (горячей воды - 11О...7О°С).

**Реконструкция паротурбинных электростанций - эффективный путь перевооружения энергетики.**

*Ю.И. Шаповалов - ОАО ТКЗ «Красный котельщик»*

*Современные газовые турбины работают с температурой газов на входе более 1ОООТ. Температура газов за турбинами достигает 600 С. Это открывает широкую перспективу реконструкции паротурбинных электростанций с использованием тепла выхлопных газов ГТУ. К одному из проектов, основанных на этом принципе, можно отнести реконструкцию котла ПК-38 для Березовской ГРЭС, осуществленную на таганрогском заводе «Красный котельщик».*

В 1997 году предприятие «Бел-НИПИэнергопром» предложило таганрогскому заводу выполнить проект по реконструкции котла ПК-38 Березовской ГРЭС в низконапорный парогенератор для работы в парогазовом цикле.

В последние годы Березовская ГРЭС практически не работала. Удельный расход топлива на выработку 1 кВт\*Ч на ней заметно превышал расход тепла на паротурбинных блоках сверхкритического давления (СКД), поэтому запускать в работ станцию при избытке мощности было нецелесообразно.

Руководство ГРЭС, Брестэнерго, Министерство энергетики Белоруссии искали способы восстановления ГРЭС с применением газотурбинных технологий.

Использование высокотемпературных газов газотурбинной установки возможно по многим схемам. Наиболее экономичной (по условиям затрат тепла на выработку 1 кВт\*ч) признана парогазовая установка (ПГУ) по схеме: ГТУ — котел-утилизатор — паровая турбина. Топливо при этом сжигается только в камере сгорания ГТУ. Такая схема оборудования, и стоимость установленной мощности получается достаточно высокая.

Есть и второй, менее эффективный, но и менее затратный путь — дожигание газов, содержащих большое количество кислорода, в топочных камерах энергетических котлов (ЭК). Это парогазовые установки сбросные (ПГУС). При схеме дожигания газотурбинная установка является надстройкой над существующим оборудованием паросиловой установки (ПСУ). При этой схеме можно сохранить практически всю ПСУ, несколько модернизировав котел.

При реализации схемы ПГУС возможны различные варианты, выбор которых зависит от местных условий и требований заказчика.

Именно второй вариант — надстройка блоков газотурбинными установками и реконструкция блока ПСУ избрали специалисты «БелНИПИ-энергопром» для Березовской ГРЭС.

Приступая к работе, специалисты «Красного котельщика» принимали в расчет все факторы. На Березовской ГРЭС установлено 6 паротурбинных блоков по 150 МВт. Каждый блок состоит из паровой турбины производства НПО «Турбоатом» и двух прямоточных котлов ПК-38 производства «ЗиО-Подольск» производительностью 270 т/ч, Р=140 ат, с температурой перегрева пара 545°С. Блоки запущены в эксплуатацию в начале 1960-х годов и проработали более 250 тыс. часов.

Для надстройки были рассмотрены два типа газотурбинных установок: GT10 фирмы Alstom мощностью 23,5 МВт и UGT 25000 НПКГ «Зоря»-«Машпроект» мощностью 25 МВт. Отличие UGT 25000 от GT10 — больший расход газов при более низкой их температуре.

Для таганрогских котлостроителей работа осложнялась еще и тем, что ранее ТКЗ не проектировал предполагает применение нового в блок ПГУС — Парогазовая установка на Березовской ГРЭС и не изготавливал прямоточные котлы на давление 140 атмосфер. По сравнению с прямоточными котлами СКД, серийно изготавливаемыми заводом, они имеют свою специфику. В первую очередь это касается «навивки» экранов топочной камеры, которая на котле ПК-38 выполнена из спиральных лент с высоким тепловосприятием в нижней радиационной части.

В короткий срок на предприятии был разработан проект реконструкции котла ПК-38 в низконапорный парогенератор при применении как GT10, так и ГТГ-25.

Основные технические требования, реализованные в этом проекте:

■ количество газов ГТУ соответствовало расходным характеристикам котла по газовой стороне;

■ поверхности нагрева, расположенные ниже входной ступени промежуточного пароперегревателя, — экономайзер и воздухоподогреватель — удалены. На их место установлены новые поверхности нагрева: экономайзер, газовый подогреватель воды высокого давления, газовый подогреватель воды низкого давления, выполненные из труб с продольным оребрением, что позволяет эксплуатировать котел на газе и на мазуте. При реконструкции блока дополнительные поверхности нагрева котла частично замещают регенерацию высокого и низкого давления турбины (расчеты выполнялись совместно с НПО «Турбоатом» для оптимизации поверхностей нагрева и режимов работы паровой турбины);

■ количество горелок увеличено в полтора раза. Это необходимо для поддержания скоростного режима в горелках при работе в широком диапазоне нагрузок при температуре окислителя (воздуха либо газов) от 50 до 515°С;

■ переделан воздушный тракт, так как температура газов за ГТУ превышает 500°С, что значительно выше температуры горячего воздуха. Также изменено количество горелок;

■ для снижения выбросов NOX на реконструированном котле применена схема ступенчатого сжигания газа;

■ установлены вентиляторы дополнительного воздуха (ВДВ) и смеситель для смешения этого воздуха с газами ГТУ, так как для номинальной нагрузки котла содержания кислорода в выхлопных газах турбин недостаточно;

■ переделана нижняя радиационная часть (НРЧ) котла для размещения новых горелок и схемы ступенчатого сжигания газа. В связи с увеличением тепловосприятия водяного экономайзера установлена защита НРЧ во избежание попадания на вход закипевшей воды;

■ при работе на мазуте в режиме ПСУ установлен калорифер для подогрева воздуха до 180º C;

■ блок может работать как в режиме ПГУС, так и раздельно. Для этого на тракте от ГТУ к низконапорному генератору установлен быстродействующий пускозащитный клапан. При останов дымососов на генераторе клапан с максимальной скоростью отключает ГТУ от котла, переводя его на выхлоп в атмосферу;

**Опыт эксплуатации газопаротурбинной установки ГПУ-16К с впрыском пара**

*Ю.Н. Бондин, В.А. Кривуца, С.Н. Мовчан, В.И. Романов*

*ГП НПКГ «Зоря»-«Машпроект»*

*В.Н. Коломеев - ДК «Укртрансгаз»*

*А.П. Шевцов - НУК им. адмирала Макарова*

*К августу 2004 года наработка газоперекачивающей установки ГПУ-16К на магистральном газопроводе «Прогресс» составила 1600 часов. Результаты эксплуатации установки, работающей по технологии «Водолей», подтвердили правильность заложенных при проектировании технических решений.*

**Общая характеристика**

Газоперекачивающая установка ГПУ-16К мощностью 16 МВт с газотурбинным приводом, работающим по циклу с энергетическим и экологическим впрыском пара и дальнейшей его конденсацией, применена на КС «Ставищенская». После проведения монтажных и пусконаладочных работ ГПУ-16К в ноябре 2003 года была предъявлена Государственной комиссии и передана в опытно-промышленную эксплуатацию.

В состав ГПУ-16К, тепловая схема которой приведена на рис. 1, входят:

■ контактная газопаротурбинная установка КГПТУ-16К (разработана и изготовлена НПКГ «Зоря»-«Машпроект»);

■ центробежный нагнетатель газа НЦ-16;

■ вспомогательные технологические системы (ВТС);

■ системы автоматического управления ГПТУ-16К и ВТС.

Установка КГПТУ-16К («Водо-лей-16») включает газотурбинный двигатель, котел-утилизатор и контактный конденсатор. Такая схема позволяет увеличить эффективность использования топлива и снизить затраты на химводоподготовку за счет утилизации тепла и массы отработавшей газопаровой смеси.

Основная особенность установки в том, что она может работать с замкнутым циклом по воде. Пар и газообразная смесь проходят через установленный на выходе из котла-утилизатора контактный конденсатор, где газообразная смесь охлаждается до температуры конденсации. Предварительно охлажденная в холодильнике вода подается через фильтр в оросительное устройство конденсатора. Полученный из газопаровой смеси конденсат сливается самотеком (вместе с охлаждающей водой) в резервуар хранения.

Положительный эффект работы установки заключается в способности генерировать дополнительное количество пресной воды, образующейся в результате химической реакции окисления углеводородного топлива при сжигании в камере сгорания.

В газотурбинном двигателе, входящем в состав КГПТУ-16К, был выполнен ряд доработок, в основном по камере сгорания и турбинам. В каждую жаровую трубу и топливную форсунку камеры сгорания был организован подвод энергетического и экологического пара. При этом основные элементы камеры сгорания остались без изменения. Доработка турбин была направлена на согласование их пропускных способностей с увеличенными расходами рабочего тела. Основные геометрические размеры проточной части турбин сохранены, и обеспечены необходимые запасы устойчивости компрессоров.

Газотурбинный двигатель и центробежный нагнетатель газа находятся в одном укрытии, на единой раме, образуя газоперекачивающий агрегат. Вспомогательные технологические системы обеспечивают охлаждение, очистку, подготовку циркуляционной, питательной и добавочной воды.

**Пусконаладочные работы и их результаты**

При проведении пусконаладочных работ ГПУ-16К необходимо было:

■ достигнуть эффективной утилизации тепла уходящих газов в котле-утилизаторе;

■ организовать подвод в ГТД энергетического и экологического пара, полученного при утилизации тепла, и улавливание части паров воды из парогазовой смеси на выходе установки:

■ отрегулировать режимы работы вспомогательных технологических систем;

■ отладить системы автоматического управления КГПТУ и ВТС и наладить их совместную работу.

В процессе пусконаладочных работ были реализованы мероприятия, которые позволили снизить массовые потери газопаровой смеси по выхлопному тракту установки, обеспечить эффективную работоспособность котла-утилизатора при его питании как обессоленной, так и умягченной водой при общем солесодержании питательной воды не более 1000 мг/л.

Основные результаты этих мероприятий подтвердили на практике характеристики газотурбинного двигателя, котла-утилизатора, контактного конденсатора и систем, обеспечивающих работу ГПУ-16К.

Согласно Программам предварительных и приемочных испытаний, были про ведены официальные 72-часовые испытания. Отдельные технические показатели, подтверждающие их соответствие ТЗ, приведены в табл.

При проведении испытаний были получены следующие результаты:

■ эффективность установки при мощности 16 МВт — 42,1% в условиях компрессорной станции (45% по ISO 2314);

■ содержание вредных выбросов в уходящих газах: NOX — 54 мг/нм3, СО - 58 мг/нм3;

■ температура парогазовой смеси за установкой — 25...35°С;

■ утилизация воды из уходящей газопаровой смеси (расчетная) -1,0...1Д;

Содержание солей в циркулирующей котловой воде при длительной непрерывной работе установки практически постоянно и даже уменьшается вследствие эффективной продувки сепаратора.

В ходе пусконаладочных работ были выполнены сравнительные испытания на экономичность установки ГПУ-16К и агрегата ГПА-16 с газотурбинным двигателем ДЖ59. Выбор ГПА-16 для сравнения с установкой, работающей по схеме «Водолей», не случаен и обусловлен следующими факторами:

■ одинаковая номинальная мощность установок;

■ широкое применение двигателей ДЖ59 на компрессорных станциях Украины и России (более 150 шт.);

■ идентичность условий работы (сравниваемые установки эксплуатировались параллельно в одном цехе компрессорной станции).

Результаты сравнительных испытаний (рис. 2) подтвердили снижение потребления топливного газа установкой ГПУ-16К по сравнению с агрегатом ГПА-16 на 27-32%.

**Задачи опытно-промышленной эксплуатации и перспективы применения установки**

В настоящее время осуществляется опытно-промышленная эксплуатация установки ГПУ-16К в условиях компрессорной станции при работе на магистральном газопроводе «Прогресс».

В процессе эксплуатации установки, которая будет продолжаться в течение 4000 часов, необходимо:

■ определить основные эксплуатационные параметры оборудования ГПУ-16К и их изменение в процессе работы;

■ на основании анализа эксплуатации оборудования разработать мероприятия по его оптимизации, внедрить их и проверить эффективность;

■ разработать рекомендации по промышленной эксплуатации газоперекачивающей установки и подготовить ее к проведению Межведомственных испытаний.

На 1 августа 2004 года наработка ГПУ-16К составила 1600 часов. Результаты эксплуатации установки, работающей по схеме «Водолей», подтвердили правильность принятых решений по проектированию ее узлов и агрегатов и по выбору оборудования. Это создает предпосылки к дальнейшему применению таких установок на компрессорных станциях магистральных газопроводов.

В частности, согласно планам реконструкции ДК «Укртрансгаз» предусмотрено введение ГПУ-16К вместо ГПА-16 № 4 на компрессорной станции «Ставищенская» (УМГ «Черкассытрансгаз»). Такое решение позволяет использовать уже опробованные вспомогательные технологические системы для второй установки ГПУ-16К.

Учитывая, что срок эксплуатации ГПА-16 на отдельных компрессорных станциях Украины и России составляет более 10 лет, использование при их модернизации установок ГПУ-16К является разумной альтернативой.

**Теплофикационные парогазовые установки для замены устаревшего оборудования ТЭЦ ОАО «Ленэнерго»**

*В статье приведены основные характеристики, тепловые схемы и состав оборудования теплофикационных парогазовых установок (ПГУ), разрабатываемых для замены устаревших паросиловых блоков. Описан способ регулирования электрической мощности теплофикационных ПГУ с котлами-утилизаторами при заданной тепловой мощности.*

*B. Безлепкин - С.-Петербургский государственный политехнический университет*

*C. Лапутько - ОАО «Ленэнерго»*

В настоящее время оборудование теплофикационных паротурбинных установок ряда действующих ТЭЦ ОАО «Ленэнерго» выработало расчетный ресурс. Стоимость производства электрической и тепловой энергии на устаревших ТЭЦ значительно превышает средний показатель по энергосистеме и имеет тенденцию к дальнейшему увеличению. Чтобы обеспечить конкурентоспособность на рынке энергии, необходимо заменить устаревшее паротурбинное оборудование этих ТЭЦ на новое, более совершенное.

Мировой опыт показывает, что наиболее эффективными теплофикационными установками электростанций на органическом топливе являются парогазовые установки. Для них характерны высокая термическая эффективность, хорошие маневренные и экологические характеристики, высокая надежность и относительно низкая стоимость установленного киловатта.

Парогазовые установки, предназначенные для С.-Петербурга, должны быть адаптированы к особенностям работы энергосистемы Ленэнерго. Это существенная неравномерность суточного и недельного потребления электрической энергии; почти 100%-я доля природного газа в топливном балансе ТЭЦ; отсутствие на большинстве действующих ТЭЦ свободных площадей для размещения нового оборудования; жесткие требования к экологическим характеристикам теплофикационных установок.

Для выполнения предпроектных проработок по сооружению теплофикационных парогазовых установок была определена следующая очередность электростанций: Центральная ТЭЦ; ТЭЦ № 5; первые очереди ТЭЦ № 14 и № 15. При этом учитывалось состояние оборудования, а также существующие и ожидаемые нагрузки в зоне расположения ТЭЦ.

В районе расположения Центральной ТЭЦ (левобережная часть центра С.-Петербурга) наблюдается рост потребления тепловой и электрической энергии. По прогнозам, полезный отпуск электрической энергии составит здесь в 2005 году 1,4 млрд кВт'Ч, а в 2010-м -1,7 млрд. Отпуск тепловой энергии составит 18,4 и 19,9 млн ГДж соответственно.

Для покрытия прироста нагрузки электрогенерирующие мощности района должны быть увеличены примерно на 160 МВт.

Отмечается также значительная суточная и недельная неравномерность потребления электрической энергии. На рис. 1 приведен график производства и потребления электрической энергии в энергосистеме Ленэнерго в период максимальной нагрузки — 25 декабря 2001 года. Отношение минимальной величины электрической нагрузки к максимальной составляет 0,685. В выходные дни нагрузка снижается еще на 15%.

В настоящее время разница в нагрузке покрывается в основном за счет покупки электрической энергии на ФОРЭМ, что позволяет ТЭЦ работать на режиме, близком к номинальному. Однако пересмотр баланса электроэнергии и мощности в энергосистеме в ближайшем будущем потребует регулирования электрической мощности практически всех городских ТЭЦ С.-Петербурга.

Тепловая нагрузка в этом районе города также отличается заметной неравномерностью. В ночное время рабочих суток января отпуск тепловой энергии снижается на 16%, а в период максимального водозабора возрастает на 10% от ее номинального значения.

Район расположения Центральной ТЭЦ не имеет ЛЭП достаточной пропускной способности для получения электрической энергии от других электростанций энергосистемы.

Для решения проблемы могут быть рекомендованы теплофикационные парогазовые установки с котлами-утилизаторами (ПГУКУ). Они имеют максимально высокую термическую эффективность на конденсационных режимах и минимальную стоимость установленного киловатта среди всех типов парогазовых и паротурбинных установок. Кроме того, отличаются малыми габаритами.

Выбор основного оборудования для ПГУКУ ориентирован на отечественных производителей и на использование в составе ПГУ агрегатов, характеристики которых отвечают современным требованиям. Таким образом, для разработки теплофикационных ПГУ выбраны три газотурбинные установки: ГТЭ-160 производства СП Интертурбо (лицензионная версия установки V94.2 фирмы Siemens), ГТЭ-110 (совместная разработка НПО «Сатурн» и НПКГ «Зоря»-«Машпроект») и GT8C (компании Alstom).

Первоначально в качестве одной из основных газотурбинных установок для ПГУ рассматривалась ГТЭ-60 Ленинградского металлического завода. Однако в 2001 году завод объявил о прекращении работ по созданию этой ГТУ, поэтому в качестве третьей установки выбрана GT8C, основные энергетические параметры которой практически совпадают с характеристиками ГТЭ-60. В настоящее время продолжаются работы по созданию отечественных газотурбинных установок мощностью 60 МВт. Поэтому на последующих этапах разработок теплофикационных ПГУ представляется возможным вернуться к ГТЭ-60.

Котлы-утилизаторы и паровые турбины для ПГУ либо уже освоены отечественной промышленностью, либо без проблем могут быть изготовлены и поставлены на ТЭЦ. Не вызывает сомнений и возможность комплектации ПГУ таким серийным отечественным энергетическим оборудованием, как электрические генераторы, питательные насосы и др.

Принципиальная тепловая схема теплофикационной ПГУКУ приведена на рис. 2.

В состав ПГУ входит одна газовая турбина, котел-утилизатор и паровая турбина. При этом газовая и паровая турбины расположены на общем вал) и работают на один электрический генератор. Такое прогрессивное решение приводит к снижению капиталовложений.

Основным и резервным топливом ГТУ является природный газ. Дополнительное сжигание топлива перед котлом-утилизатором не предусматривается.

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Основные характеристики ПГУ с котлом-утилизатором Таблица 1 | | | | | | |
|  | ПГУ-75 | | ПГУ-160 | | ПГУ-230 | |
|  | +15°С | -2°С | +15°С | -2°С | +15°С | -2°С |
| Тип ГТУ | GT8C | | ГТЭ-110 | | ГТЭ-160 | |
| Электрическая мощность, МВт | 50,9 | 56,5 | 110 | 122 | 151,9 | 160 |
| кпд,% | 33,4 | 34,0 | 34,0 | 35,0 | 33,6 | 33,9 |
| Расход топлива, кг/с | 3,04 | 3,32 | 6,46 | 6,96 | 9,04 | 9,43 |
| Температура выхлопных газов, °С | 523 | 515 | 517 | 510 | 543 | 536 |
| Мощность ПТ, МВт  - электрическая  - тепловая  - полная | 25,4 63,2 25,4 | 21,1 84,3 | 54,4 131,4 54,4 | 43,5 174,9 | 78,8 179,9 78,8 | 60,4 240,3 |
| Мощность ПГУ, МВт  -электрическая  -тепловая  - полная | 76,3 76,3 | 77,6 65,8  143,4 | 164,4 164,4 | 165,5 138,6 304,1 | 230,7 230,7 | 220,4 187,8 408,2 |
| Температура уходящих газов, °С | 103 | 100 | 100 | 99 | 100 | 99 |
| Термическая эффективность | 0,51 | 0,871 | 0,517 | 0,881 | 0,519 | 0,873 |

Выхлопные газы ГТУ поступают в котел-утилизатор, включающий в себя контуры высокого и низкого давления. Оба контура работают на скользящем давлении пара. Полученный в котле-утилизаторе пар поступает в паровую турбину, имеющую два регулируемых отопительных отбора пара и конденсатор со встроенным теплофикационным пучком.

Установка подогрева сетевой воды включает в себя два ПСГ и пиковый сетевой подогреватель, выносной охладитель дренажа, водоводяной теплообменник, подключенный по сетевой воде параллельно с сетевыми подогревателями, а по конденсат)' — последовательно с газовым подогревателем конденсата (ГПК), и теплообменник на обратной сетевой воде. Он может по подпиточной воде подключаться и последовательно, и параллельно со встроенным пучком конденсатора.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Характеристики ПГУ- 75 на режимах разгрузки Таблица 2 | | | |
|  | вариант 1 | вариант 2 | вариант 3 |
| Электрическая мощность ГТУ, кВт  доля от номинальной | 35825  0,63 | 35825  0,63 | 35825  0,63 |
| Электрическая мощность ПТ, кВт  доля от номинальной | 17724  0,84 | 15505  0,735 | 13225  0,627 |
| Тепловая мощность ПТ, кВт  доля от номинальной | 48814  0,77 | 49582  0,785 | 44721  0,708 |
| Тепловая мощность ВВТ, кВт  доля от номинальной | 1942  0,73 | 3252  1,23 | 10454  5,38 |
| Электрическая мощность ПГУ, кВт  доля от номинальной | 53549  0,7 | 51530  0,66 | 49050  0,63 |
| Тепловая мощность ПГУ, кВт  доля от номинальной | 50756  0,77 | 52834  0,803 | 55175  0,84 |
| Коэффициент электрической мощности | 0,51 | 0,507 | 0,47 |
| Коэффициент использования теплоты топлива разница с номинальным, % | 0,864  -0,7 | 0,863  -0,8 | 0,863  -0,8 |

Приведенная на рис. 2 тепловая схема обеспечивает оптимальные параметры рабочих тел и высокую термическую эффективность ПГУ практически на всех эксплуатационных режимах. Основные результаты расчета тепловой схемы парогазовой установки с котлом-утилизатором приведены в табл. 1. Расчеты выполнены при следующих исходных данных: сопротивление входного тракта ГТУ - 1 кПа, выхлопного тракта — 3 кПа, коэффициент электромеханических потерь в турбинах - 0,982 .

Анализ данных табл. 1 показывает, что на базе рассмотренных ГТУ могут быть созданы современные теплофикационные парогазовые установки электрической мощностью 230, 160 и 75 МВт. Тепловая мощность этих ПГУ равна соответственно 187, 138 и 65 МВт. На конденсационном режиме коэффициент использования теплоты топлива у парогазовых установок равен 0,51 ...0,519, тогда как у самых современных теплофикационных паротурбинных установок этот показатель составляет 0,4. Коэффициент электрической мощности у таких ПГУКУ равен 0,54, что на 30% выше, чем у лучших паротурбинных ТЭЦ.

Из табл. 1 видно, что на теплофикационных режимах термическая эффективность ПГУ с котлами-утилизаторами примерно на 5% ниже, чем у паротурбинных ТЭЦ. Поэтому в периоды спадов электрической нагрузки, продолжительность которых в энергосистеме Лен-энерго составляет 2800... 3000 ч/год, в первую очередь следует снижать электрическую мощность ПГУКУ.

Необходимость разгрузки обусловливается и тем, что тариф на электроэнергию в ночное время в 2,5 раза ниже, чем в остальное время суток.

Вместе с тем мировой опыт показывает, что регулировочный диапазон известных теплофикационных ПГУКУ близок к нулю. Этот серьезный недостаток приводит к значительным потерям теплоты топлива и трудностям в эксплуатации, Выполненные нами работы по увеличению регулировочного диапазона ПГУКУ позволили найти способ снижения электрической мощности теплофикационных ПГУ в периоды спадов электрической нагрузки при сохранении тепловой мощности на заданном уровне.

Предложенный способ включает в себя как известные, так и новые, разработанные нами варианты разгрузки ПГУКУ. К известным способам относятся: закрытие входного направляющего аппарата (ВНА) компрессора ГТУ, закрытие поворотной диафрагмы части низкого давления (ЧНД), включение пикового сетевого подогревателя. Новым является повышение давления в отопительных отборах турбины путем обвода сетевых подогревателей по воде. Этот способ предложен и опробован нами практически на всех типах отечественных теплофикационных паровых турбин.

Регулирование электрической мощности теплофикационных ПГУКУ реализуется следующим образом:

■ при снижении электрической нагрузки — закрывают ВНА компрессора, затем поворотную диафрагму ЧНД; включают в работу ПСП; повышают давление пара в отборах турбины путем обвода сетевых подогревателей по байпас-ному трубопроводу; конденсат греющего пара сетевых подогревателей (в обход газового подогревателя) направляют в деаэратор; газовый подогреватель конденсата переводят на подогрев сетевой воды с помощью водоводяного теплообменника и циркуляционного насоса;

■ при увеличении электрической нагрузки — открывают ВНА, поворотную диафрагму, выключают из работы ПСП; снижают давление в отборах турбины путем отключения байпасного трубопровода; конденсат направляют в газовый подогреватель; восстанавливают схему подогрева сетевой воды в сетевых подогревателях паровой турбины.

Этот способ не требует значительных изменений в тепловой схеме ПГУКУ и (или) установки дополнительного оборудования. Способ может быть реализован практически без финансовых затрат.

Основные результаты расчетов ПГУ-75 на режимах разгрузки приведены в табл. 2 и показаны на рис. 3. График иллюстрирует характер изменения электрической и тепловой мощности при использовании предложенного способа разгрузки ПГУКУ.

Крестиками на рисунке показаны зависимости, характеризующие изменение электрической и тепловой мощности ПГУКУ при закрытии ВНА (вариант 1), кружками — при закрытии ВНА, закрытии поворотной диафрагмы ЧНД и включении ПСП (вариант 2), треугольниками — при закрытии ВНА, закрытии поворотной диафрагмы ЧНД, включении ПСП, обводе ПСГ и переводе ГПК на подогрев сетевой воды (вариант 3).

Из табл. 2 и рис. 3 видно, что при использовании предложенного способа разгрузки электрическая мощность ПГУКУ снижается на 37% — этого вполне достаточно для эффективного регулирования электрической мощности в энергосистеме Ленэнерго. Тепловая мощность установки при этом уменьшается на 16%, что в большинстве случаев можно считать приемлемым с учетом ночного естественного снижения тепловой нагрузки за счет горячего водоснабжения. Из рисунка видно также, что при снижении электрической мощности ПГУКУ на заданные 30% ее тепловая мощность снижается на 10%. При этом ГТУ, ПТУ и установку подогрева сетевой воды располагают в разных коэффициент использования теп лоты топлива уменьшается с 0,871 до 0,863, то есть всего на 0,8%.

Размещение нового оборудования на площадках действующих ТЭЦ, особенно старой постройки, — достаточно сложная задача. В данном случае нельзя предложить типовую компоновку, пригодную для многих объектов. Для каждого объекта необходимы индивидуальные технические решения. Вместе с тем существует ряд типовых компоновочных решений, применяемых в этих случаях.

Газотурбинную установку и котел-утилизатор располагают на одной оси, что до минимума сокращает длину высокотемпературного газохода. В составе ПГУ используют вертикальный котел-утилизатор — это позволяет расположить дымовую трубу на каркасе котла и значительно сократить строительные габариты установки. ГТУ и ПТУ в установку подогрева сетевой воды располагают в разных частях здания действующей ТЭЦ. Воздухозаборное устройство компрессора ГТУ устанавливают на крыше машинного зала. Такие технические решения существенно облегчают размещение разрабатываемых ПГУ на ограниченных площадях действующих ТЭЦ. В ряде случаев (при жестких ограничениях по площадям, проблемах с финансированием) для замены устаревшего оборудования действующих ТЭЦ может быть рекомендована ПГУКУ малой мощности, созданная на базе отечественного оборудования. Прототипом такой установки является опытно-промышленная теплофикационная газотурбинная установка с котлом-утилизатором на Безымянской ТЭЦ (ОАО «Самараэнерго»). В ее состав входит газотурбинная установка мощностью 25 МВт, созданная на базе авиадвигателя НК-37, котел-утилизатор ТКУ-б производства ОАО «Красный котельщик» и газовый подогреватель сетевой воды. Небольшие размеры и расположение котла-утилизатора над выхлопной частью ГТУ позволяют разместить эту установку даже в стесненных условиях устаревших ТЭЦ.

Выполненные расчеты по окупаемости парогазовых установок зарубежного производства, при существующих в настоящее время ценах на природный газ и электроэнергию, превышают расчетный срок службы ПГУ.

При изготовлении отечественными производителями таких элементов парогазовых установок, как котлы-утилизаторы, паровые турбины, электрические генераторы, теплообменники, воздухо-заборные устройства, системы шумоглушения, компрессоры для повышения давления природного газа и др., — стоимость ГТУ и ПГУ может быть значительно ниже. С учетом изложенного сроки окупаемости инвестиций в строительство ПГУКУ на действующих ТЭЦ ОАО «Ленэнерго» могут быть близки к мировым.

**Повышение эксплуатационных характеристик энергетических установок**

*В данной работе рассмотрены способы повышения эксплуатационных параметров паротурбинных установок путем интегрирования в их состав газотурбинного энергоблока, основным из которых является утилизация выхлопа газовой турбины для производства пара с требуемым давлением и температурой. Приведены схемы модернизации установок:*

*- с использованием газовых турбин с частичным окислением,*

*- с внешним сгоранием топлива,*

*- сжигающих мусор.*

*Михаил Коробицын — Центр фундаментальных энергетических исследований, Нидерланды*

Максимальная температура рабочего тела в газовой турбине значительно выше, чем в паровой, а температура выхлопа гораздо выше температуры наружного воздуха. Поэтому при объединении газовой и паровой турбин в одном цикле общий кпд установки может быть значительно увеличен. Современные энергетические установки комбинированного цикла имеют кпд около 60% из расчета по низшей теплотворной способности топлива (LHV), при относительно низких параметрах парового цикла. Кпд паротурбинных установок со сверхкритическими параметрами пара составляет не более 50%.

Развитие показателей эффективности энергетических установок с прямым (непосредственным) сгоранием топлива представлено на рис. 1. Из результатов различных исследований и разработок по увеличению кпд при выработке электроэнергии следует, что такие установки достигли предела по этому показателю. Повышение максимального давления в цикле Ренкина требует увеличения температуры для полного использования расширения (до режима конденсации), например: при давлении 300 бар температура пара должна быть 650°С. Такие параметры могут быть достигнуты только при использовании специальных высокотемпературных марок стали для котлов и паровых турбин. Это требует дальнейших интенсивных исследований и разработок в области металлургии.

В оптимизации рабочих параметров паровых турбин с 60-х годов XX века практически не было прогресса. Вновь построенные сверхмощные установки имеют те же, а иногда даже более низкие параметры, например, по сравнению с энергетической установкой Eddystone, построенной более 30 лет назад. Для перспективных паротурбинных установок планируется достигнуть кпд около 50%. Использование суперсплавов и аустенитных марок стали позволит получать пар с высокими параметрами (650°С/325 бар).

С другой стороны, достижения в производстве реактивных двигателей и возможность использования дешевого природного газа способствовали быстрому развитию газотурбинных технологий. Современные газотурбинные установки имеют кпд 42% в простом цикле и 58% в комбинированном. Газотурбинный цикл не требует высокого давления, и в современных двигателях степень повышения давления обычно ниже 40. Температура рабочего тела в современных газовых турбинах 1400°С. Таким образом, используются продукты горения с высокой рабочей температурой, близкой к адиабатической температуре пламени. В котлах же с прямым горением максимальная температура пара не так высока. Большая разница между температурой продуктов горения и температурой рабочего тела (пара) ограничивает кпд. Следовательно, интеграция газовой турбины в состав паротурбинной установки может существенно улучшить эксплуатационные показатели.

Необходимо рассмотреть различные варианты интеграции ГТУ в зависимости от того, какие задачи выполняет газовая турбина.

**Использование выхлопа газовой турбины в качестве теплоносителя**

Выхлоп газовой турбины имеет температуру 42О...55О°С, достаточную для производства пара требуемых параметров. Существующий паровой котел заменяется в данном случае паровым котлом-утилизатором (HRSG). Такая схема называется модернизацией в комбинированный цикл или полной модернизацией. В одном из вариантов (параллельном) для производства пара используются и паровой котел, и котел-утилизатор. Другим вариантом является утилизация выхлопа газовой турбины путем подогрева воды перед подачей в паровой котел.

**Использование выхлопа газовой турбины в качестве подогретого воздуха для дожигания в его остаточном кислороде дополнительного топлива**

Выхлопные газы ГТУ содержат 14-16% кислорода. Можно использовать этот выхлоп в качестве подогретого воздуха, подавая его в топку котла для дожигания дополнительного топлива. Теоретически расход выхлопных газов, подаваемых из газовой турбины и необходимых для обеспечения требуемого количества кислорода, должен быть на 30% больше расхода обычного воздуха. Но при высокой температуре выхлопа сокращается необходимое количество топлива и, следовательно, количество кислорода. Данная концепция известна как модернизация с использованием «горячего ветра» (горячего наддува -- hot windbox). В этом случае общий кпд установки увеличивается на 3,8%, а количество производимой электроэнергии — на 20-30%.

**Использование выхлопа газовой турбины в качестве топлива (неполное окисление топлива в ней)**

Частичное окисление метана происходит при субстехиометрических условиях и обычно при высоком давлении. В результате реакции образуется смесь водорода и моно-ксида углерода (СО). Замена обычной камеры сгорания газовой турбины на реактор частичного окисления дает возможность вырабатывать синтетический газ и электроэнергию. Полученный газ может быть направлен в топку парового котла в качестве подогретого топлива.

**Интеграция газовой турбины в состав паротурбинной установки (комбинированный цикл с внешним горением)**

Уголь, являясь твердым топливом, не пригоден для использования в газовых турбинах, но его химическая энергия может быть направлена в газовую турбину косвенным (непрямым) способом. В установках комбинированного цикла с внешним горением (EFCC) сжатый воздух нагревается в теплообменнике, установленном в топке парового котла. В результате разница между температурой рабочего тела и температурой продуктов горения сокращается, обеспечивая тем самым улучшение эксплуатационных параметров всей установки.

**Утилизация твердого мусора**

Одним из вариантов объединения газовой турбины и парового котла является интеграция их в установку по утилизации мусора. В связи с агрессивной природой мусора, его утилизация в ГТУ вызывает определенные трудности. В этом случае необходимо избегать шлаковых отложений, общей коррозии и особенно коррозии котла, а также обеспечить достаточное время для сгорания содержащихся в мусоре компонентов. Это достигается размещением трубной обвязки испарителя во втором канале (газоходе), система труб пароперегревателя располагается во втором или третьем канале (газоходе), где температура топочного (дымового) газа падает до приемлемого уровня.

Топочный газ, проходя через котел, охлаждается с 1000°С в радиационной секции до 600...800°С на входе в конвекционную зону. Пройдя систему труб испарителя, газ направляется в пароперегреватель и экономайзер. В результате перегретый пар имеет сравнительно низкую температуру (около 400°С). Температура выхлопа не опускается ниже 200°С, что предотвращает конденсацию агрессивных компонентов. Но в итоге ограничивается кпд парового цикла установки по утилизации мусора.

Некоторое улучшение параметров цикла может быть достигнуто увеличением температуры пара. Для этого необходим дополнительный подогрев воздуха, направляемого в топку котла. Высокая температура выхлопа газовой турбины позволяет улучшить эксплуатационные показатели установки для утилизации мусора. Теплота выхлопных газов может быть использована в котле-утилизаторе, который расположен за газовой турбиной и вырабатывает пар для паровой турбины. Такой вариант параллельной модернизации можно реализовать несколькими путями. Первый — направить пар с низкой температурой и давлением из котла, сжигающего мусор, в ступени паровой турбины среднего давления, а пар из котла-утилизатора, имеющий большие параметры, — в турбину высокого давления. Второй — направить пар из котла установки по утилизации мусора в пароперегреватель/промежуточный пароперегреватель котла-утилизатора, а затем в паровую турбин); Схема параллельной модернизации приведена на рис. 2. Однако в обеих схемах интеграции газовая турбина играет определяющую роль — на нее приходится до 80% расхода топлива, что делает агрегат по утилизации мусора вспомогательным блоком энергетической установки комбинированного цикла.

Другой возможной схемой интеграции является утилизация выхлопа газовой турбины в качестве подогретого воздуха для дожигания в нем дополнительного топлива. В этом случае вместо котла-утилизатора используется только блок пароперегревателя для увеличения температуры пара. Пройдя через пароперегреватель, выхлопные газы направляются в топочную камеру мусоросжигающей установки (рис. 3). Данная схема с горячим наддувом требует намного меньше теплообменных поверхностей, чем параллельная схема.

Анализ эксплуатационных параметров различных схем модернизации, проведенный на основе газовой турбины Frame 6 компании GE, показал, что кпд параллельной схемы немного выше, чем у схемы с горячим наддувом. Однако это было достигнуто за счет газовой турбины — доля природного газа в используемом топливе составила 55%. Кроме того, зона теплообмена в параллельной схеме в два раза больше, чем в схеме с горячим наддувом. Соотношение между величиной неиспользуемой фракции в топливе и общим кпд установки приведено на рис. 4. Линией соединены показатели кпд для двух установок — мусоросжигающей и установки комбинированного цикла, работающей только на природном газе. Анализ эксергии (термодинамическая функция располагаемой работы) показывает положительные результаты горения с использованием выхлопа газовой турбины. Потери эксергии в процессе горения падают с 45 до 36%.

**Газовая турбина с частичным окислением**

В результате реакции частичного окисления топливо не сгорает полностью из-за отсутствия достаточного количества кислорода, и образуется газовая смесь моноксида углерода (СО) и водорода, называемая синтетическим газом. Обычно температура реакции составляет 1300°С при давлении 20...60 бар. Данные параметры дают возможность включить реактор частичного окисления (ЧО) в газотурбинный цикл. Концепция газовой турбины с реактором ЧО в начале 70-х гг. была предложена Рибессе для каталитического реактора и Христиановичем для газовых турбин, работающих на мазуте. Окисление топлива может быть закончено перед второй ступенью турбины или в топочной камере котла. Предыдущие варианты сравнимы с простым циклом и газотурбинным циклом с промежуточным перегревом в различных конфигурациях и при различных параметрах. Было выяснено, что эксплуатационные параметры двухступенчатой газовой турбины с реактором ЧО сопоставимы с параметрами газотурбинного цикла с промежуточным перегревом. Как показывают исследования Арайя и Кобайяши, достижение высоких эксплуатационных параметров возможно при использовании высокотемпературной ступени из композиционных материалов, армированных углеродным волокном.

Использование газовой турбины с реактором ЧО в цикле может сопровождаться расширением синтетического газа до атмосферного давления, с последующим использованием его в качестве топлива в котле паротурбинной установки (рис. 5.)

Подобная концепция была разработана Масленниковым и Штерепбергом. Согласно ей, выхлоп обыкновенного газогенератора направляется сначала в реактор ЧО, проходит через силовую турбину и затем используется в топочной камере котла. Рост кпд при данной схеме достигает 80% (расчет проводился из условия отношения увеличения вырабатываемой энергии к увеличению потребляемого топлива).

Был произведен анализ эксергии для газовых турбин с регенератором ЧО, эксплуатируемых при максимальной температуре 1400°С и давлении 40 бар с политропическим кпд компрессора 90% и кпд турбины 88%. Было принято, что метан подводится из газопровода с требуемым давлением. Как видно из диаграммы Грассмана (рис. 6), общий эксергический кпд газовой турбины с реактором ЧО составил 85,6%. При этом 13,5% мощности снимается с турбины ГТУ, а 72,1% -эксергия синтетического газа, состоящая из химической (68,1%) и термической эксергии (4%).

В данной схеме химический компонент утилизируется в паротурбинной установке в качестве топлива с тем же самым эксергическим кпд, как и при других схемах. Установленный кпд по эксергии составляет 38,5% (кпд LHV - 40%), мощность, снимаемая паротурбинной установкой, — 26,23%. В противоположность этому при обычной схеме тепловой компонент синтетического газа увеличивает мощность, подводимую в паровой цикл. По расчетам Болланда, для котлов-утилизаторов кпд по эксергии парового цикла изменяется в зависимости от его сложности: 65% - с двумя уровнями давления пара, 70% — с тремя уровнями давления и промежуточным перегревом пара.

Если принять за основу значение 62%, то при использовании теплового компонента вырабатывается дополнительное количество энергии (2,48%). В сумме общий кпд парового цикла по эксергии составит 42,21%, то есть на 3,7% больше, чем при обычной схеме (42,21% против 38,5%). Еще заметнее увеличивается количество вырабатываемой энергии — 26,23% при обычной схеме и 42,21% при схеме с частичным окислением. Увеличение составляет 60 %.

Таким образом, расчеты показывают, что данная схема модернизации является очень эффективной.

**Комбинированный цикл с внешним горением**

Схемы, рассмотренные выше, были основаны на использовании газовых турбин, которые работают на высококачественном топливе - природном газе или дистилляте. В противоположность этому при комбинированном цикле с внешним горением газовая турбина входит в состав установки, работающей на угле. Она интегрирована таким образом, что дополнительное тепло создается косвенно, с помощью воздухонагревателя, расположенного в топочной камере. Такое расположение позволяет избежать попадания продуктов сгорания угля в турбину, использовать высокотемпературную зону горения, а также произвести пар, необходимый для парового цикла. После подогрева в топочной камере сжатый воздух расширяется в турбине и направляется обратно в топку в качестве подогретого воздуха для сжигания в нем газифицированного угля (рис. 7). Часть этого воздуха может быть направлена в котел-утилизатор (HRSG), который работает параллельно с паровым котлом. При такой схеме продукты сгорания угля не попадают в газовую турбину -это позволяет избежать необходимости очистки горячего газа, а также коррозии турбинных лопаток.

Для нагревания воздуха в теплообменнике до рабочих температур, равных температурам в традиционных ГТУ на входе в турбину, необходимы специальные материалы с высокой термостойкостью. Так как жаропрочные сплавы не могут быть использованы при температуре выше 950...1000°С, требуется применение керамических материалов. На окончательном этапе нужная температура может быть достигнута сжиганием природного газа в камере сгорания.

В работах Коробицына и Хирса рассмотрен эффект форсированного горения в области воздухонагревателя и использование менее ценных материалов. Рассмотрены варианты использования металлических теплообменников (800°С), оксидных дисперсионных сплавов (980°С) и керамических материалов (1165°С). Последний вариант рассматривался только при применении угля в качестве топлива. Все расчеты проводились для турбины V94.2 компании Siemens. Форсированное горение использовалось для получения необходимой температуры на входе в турбину.

Были получены следующие значения кпд (LHV):

■ для комбинированного цикла при работе только на природном газе — 50,1%;

■ для установок с металлическим воздухонагревателем — 47,7%;

■ для комбинированного цикла с внешним горением с использованием керамических материалов -45,6%;

■ для установок с прямым горением - 34,8%.

На рис. 8 приведено сравнение между потреблением газа при параллельном сжигании и использовании дополнительных поверхностей воздухонагревателя. Таким образом, для получения 1 кВт электрической энергии (из соответствующего количества природного газа), выработанной в комбинированном цикле с внешним горением, потребуются теплообменники:

■ при температуре в цикле 800°С из суперсплавов с площадью

поверхности 35 м2;

■ при температуре 1165°С — из керамических материалов с площадью 65 м2.

**Заключение**

Возможны несколько путей модернизации установок прямого горения с использованием газотурбинных технологий. Например, выхлоп газовой турбины может быть использован в установке по утилизации мусора для повышения

температуры производимого пара. В схеме с горячим наддувом внешний перегрев пара обеспечивает оптимальное соотношение между потреблением газа и общей площадью поверхности теплообменника.

Расширение природного газа (с давления в газопроводе до атмосферного) в газовой турбине, в состав которой входит реактор частичного окисления, дает возможность получить синтетический газ. Использование этого газа в топочной камере паротурбинной установки позволяет реализовать очень перспективную схему модернизации.

Замена части трубной обвязки парового котла на воздухонагреватель для газовой турбины улучшает термодинамические показатели паротурбинной установки, увеличивая кпд и количество производимой энергии. При этом повышение эксплуатационных характеристик энергетических установок, работающих на твердом топливе, с использованием газотурбинных технологий не требует чрезмерного расхода природного газа и применения большого количества тепло-обменных поверхностей. Следует отметить, что при всех схемах модернизации требуется дополнительная площадь для установки газовой турбины и вспомогательного оборудования.

**Сравнение паросилового блока с Т-265 и энергоблока с двумя ПГУ-170Т**

*В статье представлено сравнение характеристик при двух вариантах строительства энергоблока № 3 ТЭЦ-27 ОАО «Мосэнерго» - паросилового на базе турбины Т-265 и энергоблока, состоящего из двух парогазовых установок ПГУ-170Т.*

*И. Долинин, А. Иванов - ОАО «Мосэнерго»*

В настоящее время основу отечественной энергетики составляют паротурбинные установки тепловых электростанций. Однако мировой опыт развития энергетики за последние 20 лет показывает, что традиционные паротурбинные установки вытесняются парогазовыми, которые имеют значительно лучшие технические, экономические и эксплуатационные характеристики. Особенно это относится к новому строительству. Газовая турбина ГТД-110 создает предпосылки для переориентации на парогазовые технологии.

ТЭЦ-27 предназначена для обеспечения теплом и электроэнергией северных районов гг. Москвы и Мытищи и выдачи электрической энергии в сеть Мосэнерго.

В соответствии с утвержденным проектом в состав оборудования ТЭЦ-27 должны входить:

■ два энергоблока с турбиной ПТ-80;

■ три энергоблока с турбинами Т-265;

■ девять водогрейных котлов КВГМ-180.

Сейчас в работе находятся два энергоблока по 80 МВт и четыре водогрейных котла.

В связи с особенностью топливного режима ТЭЦ-27 (она уже имеет два независимых источника газоснабжения), а также складывающимся дефицитом тепловой и электрической энергии, представляется необходимым рассмотреть возможность применения парогазовых технологий при дальнейшем расширении ТЭЦ как альтернативу паросиловым блокам с турбинами Т-265.

Для сравнения вариантов предполагается:

1. Вместо паросилового блока использовать парогазовый. Он должен состоять из двух одновальных парогазотурбинных установок ПГУ-170Т с водогрейным котлом КВГМ-180 для выравнивания тепловой мощности.

Исходные данные для расчета эффективности инвестиций по двум вариантам строительства энергоблока № 3 ТЭЦ-27

Таблица 1

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| № | Наименование | Варианты строительства | |
|  |  | Т-265 | две ПГУ-170+ ВК6 |
| 1 | Состав оборудования совместного предприятия |  |  |
|  | существующее/вновь вводимое | ВК4.5Д-265 | ВК4.5/две ПГУ-170, ВК6 |
| 2 | Объем капитальных вложений, $ млн | 130 | 150 |
| 3 | Стоимость ВК4,5 и вспомогательных зданий и сооружений, входящих в |  |  |
|  | Состав технологического комплекса, |  |  |
|  | $ млн (оценочно) | 20 | 20 |
| 4 | Ввод в эксплуатацию | 01.06.2004 | ВК6-31.12.03 |
|  |  |  | ПГУ№1 -31.12.03 |
|  |  |  | ПГУ №2-01.06.04 |
| 5 | Финансирование строительства, $ млн |  |  |
|  | а) за счет собственных средств предприятия |  |  |
|  | (20% от капвложений) | 26 | 30 |
|  | б) за счет кредитов | 104 | 118 |
|  | в) за счет прибыли |  | 2 |
|  | **Исходные данные в соответствии с составом оборудования, его характеристиками и режимами работы** | | |
| 6 | Отпуск электроэнергии в год,млн кВт\*ч | 1717 | 2710 |
| 7 | Отпуск теплоэнергии в год , тыс.Гкал, в том числе: | 2103 | 2710 |
|  | от Т-265 или 2 ПГУ-170 | 1833 | 1275 |
|  | От ПВК | 877 | 1435 |
| 8 | Годовой расход топлива тыс.тут, в том числе: | 797,5 | 799,4 |
|  | на Т-265 или 2 ПГУ-170 | 664,3 | 581,4 |
|  | На ПВК | 133,2 | 218,0 |
| **Экономические исходные данные** | | | |
| 9 | Численность эксплуатационного персонала, чел. | 96 | 94 |
| 10 | Средняя заработная плата на начало |  |  |
|  | эксплуатации на одного человека, $/мес. | 350 | 350 |
| 11 | Средняя норма амортизации, % | 3,5 | 4,7 |
| 12 | Производственные издержки (за исключением топлива), $ млн | 7,131 | 7,548 |
| 13 | Покупка ГТД в 2014 году, $ млн | - | 15 |
|  | Покупка ГТД в 2015 году, $ млн | - | 15 |

Примечание. По обоим проектам: начало строительства - 01.01.2002 г., срок проекта - 20лет, ставка дисконтирования для акционерного капитала -20%, ставка по кредитам - 11,2%, отсрочка по выплате процентов - 2%, отсрочка первого платежа по выплате кредитов - 3 года, налоги рассчитаны по 2001 г.

Действующие тарифы на тепло и электроэнергию и цена природного газа

Таблица 2

|  |  |
| --- | --- |
| Цена природного газа (действующая), руб./тут руб./1000м3 | 433,7 493,42 |
| Средний отпускной по МЭ тариф на тепловую энергию (действующий), руб./Гкал | 194,26 |

2. Работа блока № 3 будет определяться тепловыми и электрическими графиками нагрузок, составленными на основе данных службы режимов Мосэнерго.

3. Для оценки эффективности инвестиций создать на базе энергоблока № 3 независимое генерирующее предприятие типа акционерного общества.

Расчеты были выполнены специалистами ТЭЦ-27 на основе данных Мосэнерго и заводов, предоставивших оборудование. Расчет параметров энергоблока был сделан ОАО «Институт Теплоэлектропроект» в соответствии с «Практическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденными приказом РАО «ЕЭС России» № 54 от 7.02.2000 г.

Сравнение эффективности инвестиций производилось с использованием следующих критериев:

■ чистого дисконтированного дохода (ЧДД);

■ внутренней нормы доходности (ВНД);

■ дисконтированного период а окупаемости;

■ индекса доходности (ИД). Расчеты данных показателей

производились с применением программного пакета Project Expert фирмы «Проинвест консалтинг», отвечающего международным стандартам.

Исходные данные для расчетов приведены в табл. 1.

Необходимо обратить внимание на следующее:

■ объем капиталовложений в варианте ПГУ на $ 20 млн больше, чем в паросиловом;

■ в варианте с ПГУ энергетические мощности вводятся в разное время. Первая ПГУ уже работает и дает прибыль, в то время как в варианте с Т-265 еще продолжается строительство;

■ ставка по кредитам принята 11,2%, то есть довольно высокая, и может быть реально снижена при переговорах с кредиторами;

■ в варианте с ПГУ учтено приобретение двух ГТД на замену через 10 лет эксплуатации.

При этом рассмотрены две гипотезы.

**1-я гипотеза**

Приняты действующие на сегодня по Мосэнерго средние тарифы на тепло и электроэнергию и действующая цена природного газа (табл. 2).

Результаты расчетов показывают, что даже в этом случае вариант расширения ТЭЦ-27 двумя ПГУ-170Т с водогрейным котлом имеет положительные критерии эффективности, чего нельзя сказать о варианте с Т-265 (табл. 3).

**2-я гипотеза**

Цены на природный газ и тепло приняты действующие, а тариф на электроэнергию выбран минимальный, при котором оба варианта строительства имеют положительные критерии эффективности инвестиций (54,15 коп./кВт ч).

Анализ полученных критериев показывает, что вариант строительства двух ПГУ-170Т значительно выгоднее, чем строительство паросилового блока с Т-265 (табл. 4). В варианте с ПГУ-170Т:

■ чистый дисконтированный доход существенно выше;

■ внутренняя норма доходности и индекс доходности выше, что в результате при прочих равных условиях обеспечивает большую устойчивость к возможным рискам при осуществлении проекта;

■ дисконтированный период окупаемости значительно меньше (на 11 лет), что приведет к более быстрому возврату вложенных средств при одинаковых рисках.

Аналогичные расчеты критериев эффективности инвестиций были выполнены Научным центром прикладных исследований (МЦПИ) под руководством доктора экономических наук П.В. Горюнова. Полученные данные и представленное заключение подтверждают расчеты, выполненные на ТЭЦ-27.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Критерии эффективности инвестиций для акционерного капитала по двум вариантам строительства энергоблока №3 ТЭЦ-27 при действующих тарифах (гипотеза № 1) Таблица 3 | | | | | |
| № | Наименование | | Варианты строительства | | |
|  |  | | Т-265 | две ПГУ-170+ВК6 | |
| 1 2 3 4 | Дисконтированный период окупаемости (ДПО, DPB), мес. Чистый дисконтированный доход (ЧДЦ , NPV), $ тыс. Индекс доходности (ИД, PI)  Внутренняя норма доходности (ВНД, IRR), % | | больше 240  -3750  0,91  18,24 | 156  6080  1,14  22,94 | |
| Критерии эффективности инвестиций для акционерного капитала по двум вариантам строительства энергоблока № 3 ТЭЦ-27 (гипотеза № 2)  Таблица 4 | | | | | | |
| № | Наименование | Варианты строительства | | | | |
|  |  | Т-265 | | | двеПГУ-170+ВК6 | |
| 1 2  3 4 | Дисконтированный период окупаемости (ДПО, DPB), мес. Чистый дисконтированный доход (ЧДД , NPV), $ тыс. Индекс доходности (ИД, PI)  Внутренняя норма доходности (ВНД, IRR), % | 240  0  1,00  20,00 | | | 108  10370  1,24  24,98 | |

Различие в «привлекательности» инвестиций обусловлено следующими обстоятельствами:

■ удельные расходы топлива на отпуск электрической энергии для ПГУ на 50 г/кВт\*ч ниже, чем для паросилового блока, а на отпуск тепловой энергии в отопительный период в варианте с ПГУ на 10 кг/Гкал выше, зато в летний и переходный периоды на 65 кг/Гкал ниже (рис. 1);

■ коэффициент использования тепла топлива в отопительный период практически одинаковый, летом — на 22 % выше для варианта с ПГУ (рис. 2);

■ при равном годовом отпуске тепловой энергии блок на базе ПГУ отпустит электроэнергии в сети системы на 18% больше при практически одинаковых затратах топлива (рис. 5).

Кроме того, известно, что на таком крупном оборудовании, как блок с Т-265, трудно обеспечить режимы с оптимальными показателями в течение года. Для оценки этого фактора на основании данных производственно-технического отдела Мосэнерго и Теплосети произведено сравнение расчетных и фактических показателей работы второй очереди ТЭЦ-23 ОАО «Мосэнерго» с энергоблоками Т-250 и водогрейными котлами производительностью 180 Гкал/ч. Характеристики районов, обеспечиваемых тепловой энергией ТЭЦ-23, аналогичны характеристикам районов, которые подключены к ТЭЦ-27. В результате оказалось, что оборудование ТЭЦ-23 работает менее экономично, чем ожидалось в соответствии с расчетами. Фактический коэффициент использования тепла топлива на 6-8%, а иногда и до 15% ниже, чем теоретический (рис. 3).

В наибольшей степени это относится к периоду март-октябрь и связано в основном с тем, что фактическая тепловая нагрузка ниже номинальной и имеет место конденсационная выработка.

Сравнительный анализ возможных отказов котельных установок ПГУ и СКД

Таблица 5

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Причина отказа | Удельный вес в МЭ в 2000 г. | Вероятность отказа | | Обоснование невозможности отказа ПГУ |
|  |  | СКД | ПГУ |  |
| Повреждение ПН вследствие дефектов монтажа, ремонта | 14% | Выше | Ниже | Проще конструкция, нет сталей аустенитного класса |
| Разрыв ПН вследствие перегрева металла, высокотемпературной коррозии | 37% | Есть | Нет | Отсутствуют радиационные поверхности нагрева Низкий уровень температур пара и греющих газов |
| Неисправность регулирующих клапанов, системы регулирования температуры пара | 4% | Есть | Нет | Отсутствуют впрыскивающие пароохладители |
| Неисправность ТДМ и РВП | 18% | Есть | Нет | Отсутствуют ТДМ, воздухоподогреватель |
| Неисправность ПЭН, ПТН, гидромуфты и редуктора ПЭНа | 14% | Есть | Нет | Отсутствует гидромуфта ПЭНа |
| Другие причины | 13% |  |  |  |

В результате доля электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу с марта по октябрь, ниже расчетной. На практике это означает, что в этот период турбины работают не по тепловому графику и их экономичность резко снижается.

Относительно ТЭЦ-27 можно прогнозировать, что ее реальные тепловые нагрузки будут меньше расчетно-проектных. Несмотря на большую, по сравнению Т-250, пропускную способность бойлеров (13000 куб.м/ч против 8000 куб.м/ч) и более низкий а ТЭЦ (0,4 против 0,47), экономичность блока Т-265 с апреля по октябрь будет ниже расчетной, так как увеличится доля конденсационной выработки в этот период. При этом выигрыш от применения парогазовых технологий только возрастет, так как максимальный эффект достигается как раз при конденсационных режимах. Надежность теплоснабжения имеет большое значение в работе ТЭЦ-27, требуемая температура сетевой воды на выходе из ТЭЦ обеспечивается при нормальной работе оборудования как для варианта с Т-265, так и с ПГУ. Но в случае отключения оборудования (например, при минус 28°С) при передаче всего свободного тепла от действующей части недоотпуск будет составлять в варианте:

в с Т-265 - 33%;

■ с ПГУ -5%.

Анализируя наиболее часто встречающиеся случаи отказов котельного оборудования Мосэнерго в 2000 году, можно прогнозировать, что для котлов-утилизаторов ПГУ число отказов будет значительно ниже (табл. 5). Это связано с низким уровнем температуры пара и греющих газов, отсутствием радиационных и ширмовых поверхностей нагрева, тягодутьевых механизмов, регенеративных воздухоподогревателей.

Сравнивая затраты на эксплуатацию и ремонт по таким традиционным трудоемким направлениям, как контроль металла трубопроводов и поверхностей нагрева, ремонт и техническое обслуживание вращающихся механизмов, запорной и регулирующей арматуры, можно говорить о снижении трудозатрат в 3-5 раз по сравнению с блоками СКД (табл. 6).

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Сравнительные характеристики ремонтно-эксплуатационных затрат блока СКД и 2-х ПГУ Таблица 6 | | | | | | | |
| № | Наименование | | Количество | | | Трудозатраты, чел.-час. | |
|  |  | | СКД | 2 ПГУ | | СКД | 2 ПГУ (оценка) |
| 1 | Котел | | 1 | 2 | | 14700 | 4500 |
| 2 | Паровая турбина | | 1 | 2 | | 15900 | 6000 |
| 3 | Газовая турбина | |  | 2 | |  | ТО; через 25 тыс. часов кап. ремонт в условиях завода-изготовителя |
| 4 | Количество | запорной арматуры | 450 | 60 | | 3600 | 480 |
|  |  | регуляторов | 43 | 10 | | 335 | 78 |
| 5 | Количество вращающихся механизмов | 6кВ | 25 | | 6 | 7150 | 2150 |
|  |  | 0,4 кВ | 31 | | 24 |  |  |
| 6 | Объем контроля металла (сварных швов на 100 тыс. часов) | | 356 | 124 | | 534 | 186 |

Экологические показатели вариантов с ПГУ ни по одному из параметров не уступают варианту с Т-265.

**Выбросы NOx.** В отопительный сезон удельные выбросы ПГУ несколько выше — за счет большей доли выбросов водогрейных котлов, а в летний период на 60 г/МВт-ч ниже, чем для Т-265. В целом за год выбросы оксидов азота ПГУ на 3% ниже (рис. 4).

**Шум.** Газовая турбина находится в здании и имеет собственное шумопоглощение. У блока с ПГУ нет таких источников шума, как тягодутьевые механизмы. Применение шумоглушителей на всасывании газовой турбины и за котлом-утилизатором смогут обеспечить шумовые характеристики не хуже, чем у блока с Т-265.

**Тепловое загрязнение**. По сравнению с паросиловым блоком оно будет ниже на 50%. Что касается собственно ГТУ -сложилась необычная ситуация: к энергетикам, с предложением осваивать и эксплуатировать крупную газовую турбину, пришли авиастроители. Пришли с «авиационным» подходом к конструированию, изготовлению, контролю качества. Предложение должно стать реальностью, потому что ГТД-ПО сконструирован на базе высоких авиационных технологий. Весит он почти в 4 раза меньше зарубежных аналогов и является транспортабельным модулем, что позволяет обеспечивать ее ремонт на заводе-изготовителе.

**Масштабы внедрения ПГУ и ГТУ в среднесрочной перспективе**

*Т.В. Новикова, И.В. Ерохина, А.А. Хоршев - ИНЭИ РАН, Москва*

В последнее время энергокомпании проявляют повышенный интерес к внедрению прогрессивных — парогазовых и газотурбинных — технологий производства электроэнергии. Так, например, в рамках разработки корпоративного баланса на 2005-2009 гг. дочерние зависимые общества РАО «ЕЭС России» (ДЗО) представили инвестиционные предложения по вводу новых и обновлению действующих паротурбинных электростанций суммарной мощностью около 14 млн кВт (рис. 1). 65% всех инвестиционных предложений — 9 млн кВт — относятся к внедрению прогрессивных технологий, из которых около 8 млн кВт — ПГУ и чуть более 1 млн кВт — ГТУ. Основная часть этих предложений относится к категории нового строительства — 5,8 млн кВт, суммарная мощность предложений по внедрению ПГУ и ГТУ при замене составляет 3,1 млн кВт.

В настоящее время вследствие низкой стоимости топлива, недостаточной надежности и неудовлетворительных технико-экономических показателей нового оборудования, в первую очередь его высокой стоимости, энергокомпании «осторожничают» и рассматривают продление срока службы как основное решение проблемы старения паротурбинного оборудования действующих ТЭС в среднесрочной перспективе. Так, например, предложения ДЗО по продлению сроков эксплуатации устаревшего оборудования в ближайшую пятилетку составляют около 25 млн кВт или 20% суммарной мощности действующих ТЭС. Однако, как показали многочисленные исследования ИНЭИ РАН по оценке эффективности обновления ТЭС, по мере роста стоимости топлива и повышения экономичности нового оборудования энергокомпании будут стремиться к внедрению ПГУ и ГТУ для решения проблемы не только физического, но и морального старения оборудования действующих электростанций.

Традиционно при оценке эффективности проектов нового строительства и обновления в условиях неопределенности, к которым относится среднесрочная и долгосрочная перспектива, в электроэнергетике применялся сценарный подход. Суть данного метода заключается в формировании нескольких сценариев, в которых часть факторов неопределенности принимается в «крайних» значениях, а остальные фиксируются на определенном уровне. Применение этого метода позволяет определить условия успешной реализации проекта, а также выделить критические факторы неопределенности, которые в наибольшей степени влияют на результаты оценки. Иллюстрация использования данного метода в оценке эффективности замены паротурбинного оборудования ТЭС на ПГЭС, ПГУ-ТЭЦ и ГТУ-ТЭЦ при варьировании значений удельных капиталовложений и цен топлива и электроэнергии представлена на рис. 2.

В результате процессов либерализации, приватизации и дерегулирования в электроэнергетике изменились механизмы реализации инвестиционных проектов в отрасли, в том числе возросло количество способов и источников их финансирования. В этом случае применения сценарного подхода к оценке эффективности проектов нового строительства и обновления электростанций недостаточно, так как он не позволяет обоснованно ответить на ключевые для инвестора вопросы: какой доход он получит в результате инвестирования, какова вероятность и возможный размер собственных убытков.

В качестве методического инструментария для оценки эффективности проектов нового строительства и обновления, позволяющего подготовить поле решений для инвестора, ИНЭИ РАН была разработана и апробирована методика риск-анализа. Данная методика предполагает формирование достаточно большого числа сочетаний значений факторов риска (например, колебания цен на топливо, спроса на электроэнергию, изменения технико-экономических показателей ТЭС в результате установки ПГУ и ГТУ), которые задаются случайно на основе использования датчика случайных чисел в границах принятых диапазонов и в соответствии с заданными законами их распределения. При этом закон распределения задается экспертно или по желанию инвестора.

Для каждого сформированного сочетания факторов риска (сценария) оценивается коммерческая эффективность установки ПГУ и ГТУ. На основе статистической обработки результатов расчета эффективности обновления ТЭС строится распределение вероятностей возможной величины дисконтированного дохода (ЧДД) и находится доля сценариев, которые соответствуют его отрицательному значению. Отношение числа таких сценариев к общему количеству сценариев и дает оценку риска инвестиций в обновление ТЭС.

При этом считается, что если вероятность получения убытков:

■ не превышает 25%, то проект обновления ТЭС характеризуется минимальной степенью риска;

■ 25-50% — проект обновления ТЭС обладает повышенной рискованностью;

■ 50-75% — проект обновления ТЭС имеет критический риск;

■ превышает 75% — реализация проекта обновления ТЭС недопустима.

Ниже приводится иллюстрация применения данного методического инструментария для оценки коммерческой привлекательности для инвесторов проектов по замене паротурбинного оборудования ТЭС на ПГЭС, ПГУ-ТЭЦ и ГТУ-ТЭЦ. Следует отметить, что описываемые в примерах объекты являются условными, то есть сформированные для них широкие диапазоны значений факторов риска должны рассматриваться только как иллюстративные.

На основе результатов многочисленных исследований ИНЭИ РАН для анализа выявлены основные факторы риска, влияющие на коммерческую привлекательность обновления ТЭС. Этими факторами являются:

1) превышение сметной стоимости работ по обновлению устаревшего оборудования ТЭС;

2) колебание цен на топливо;

3) изменение спроса на продукцию ТЭС;

4) увеличение продолжительности работ по замене оборудования;

5) изменение технико-экономических показателей ТЭС в результате установки ПГУ и ГТУ (расход топлива, условно-постоянные затраты).

Именно для этих факторов риска были сформированы возможные диапазоны их значений. При этом для ценовых показателей (цена топлива, электроэнергии и тепла) рассмотрены две динамики в соответствии с «Энергетической стратегией России на период до 2020 г.», утвержденной Правительством РФ 28.08.03. Диапазоны технико-экономических показателей ПГУ и ГТУ приняты на основе анализа инвестиционных предложений, представленных энергокомпаниями в рамках разработки корпоративного баланса на 2005-2009 гг. (табл. 1).

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Диапазоны факторов риска | | | | | | |
|  | ПГЭС | | ГТ-ТЭЦ | | ПГУ-ТЭЦ | |
|  | мин. | макс. | мин. | макс. | мин. | макс. |
| Тип оборудования | ПГУ-325 | | НК-37+КУ | | ПГУ-325 | |
| Электрическая мощность блока, МВт | 325 | | 25 | | 325 | |
| Тепловая мощность блока, Гкал/час |  | | 50 | | 50 | |
| Расход энергии на собственные нужды  в конд. цикле, % | 2,0 | 4,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 |
| Расход энергии на собственные нужды  в тепл. цикле, % |  |  | 2,1 | 10,0 | 2,0 | 4,5 |
| Удельный расход топлива на отпуск э/э  в конд. цикле, гут/Вт | 210 | 250 | 280 | 340 | 255 | 280 |
| Удельный расход топлива на отпуск э/э  в тепл. цикле, гут/Вт |  |  | 180 | 280 | 175 | 190 |
| Удельный расход топлива на отпуск тепла,  гут/Вт |  |  | 155 | 170 | 155 | 170 |
| Число часов работы в году, в т.ч. в теплофикационном цикле | 4000 | 7000 | 3000 | 7800 | 3500 | 6500 |
|  |  |  | 2800 | 7300 | 2500 | 4700 |
| Удельные постоянные затраты, $/кВт | 10 | 30 | 15 | 40 | 20 | 35 |
| Удельные капитальные затраты, $/кВт | 110 | 600 | 230 | 720 | 175 | 890 |

Безусловно, при анализе инвестиционной привлекательности обновления конкретных объектов, когда максимально учитываются все индивидуальные особенности эксплуатации ТЭС, диапазоны варьирования значений ряда факторов риска будут значительно сужены и даже могут быть заданы детерминированно.

Для каждого из рассматриваемых объектов с использованием метода Монте-Карло было сформировано 250 различных сочетаний факторов риска (сценариев) и оценена коммерческая эффективность установки ПГУ и ГТУ, результаты которой представлены на рис. 3. Отсюда видно, что инвестиционная привлекательность обновления ТЭС зависит от типа оборудования, устанавливаемого при замене.

Практически безрисковой (т. е. коммерчески привлекательной) считается установка ПГЭС — вероятность получения отрицательного ЧДД при этом составляет лишь 5%. Это означает, что из 250 различных сценариев факторов риска, сформированных случайным образом, лишь в 13 сценариях замены оборудования на ПГЭС возможно получение убытков, величина которых не превысит 50 млн долл. Наиболее вероятный доход, который получит инвестор в результате замены на ПГЭС, составит 100-150 млн долл. Причем достаточно высока вероятность и того, что доход превысит 150 млн долл.

С небольшой натяжкой можно считать безрисковой установку ГТ-ТЭЦ — вероятность получения отрицательного ЧДД при этом составляет 28%, т.е. лишь на 3% превышает верхнюю границу безрискового интервала (что можно принять за погрешность расчетов).

Наиболее вероятный доход, который получит инвестор в результате замены на ГТУ-ТЭЦ, составит 5-10 млн долл., что на порядок ниже по сравнению с ПГЭС.

Самой рискованной считается установка ПГУ-ТЭЦ — вероятность получения убытков при этом составляет 40%. Такая степень рискованности не считается критической, поэтому установка ПГУ-ТЭЦ наряду с предыдущими объектами также считается коммерчески привлекательной. Наиболее вероятный доход, который получит инвестор в результате замены на ПГУ-ТЭЦ, составит 50 млн долл., что сопоставимо с ПГЭС.

Дальнейшим этапом исследования было количественное определение степени влияния каждого фактора риска на эффективность установки ПГЭС, ГТУ-ТЭЦ и ПГУ-ТЭЦ, осуществляемое по специальной процедуре, созданной на основе факторного анализа. Был рассчитан ЧДД каждого способа замены на ТЭС при последовательном изменении значений каждого из факторов риска и фиксированных значениях оставшихся факторов. Ранжирование факторов риска по степени влияния на величину ЧДД показано на рис. 4.

Данный этап исследования является важным. Он позволяет выявить «критические» факторы риска и при оценке инвестиционной привлекательности конкретных объектов разработать комплекс мер по ликвидации этих рисков или минимизации возможного ущерба от их проявления (например, посредством страхования, создания резервных фондов, подписания долгосрочных контрактов на поставку топлива и т.д.).

В иллюстрируемом примере самыми «критичными» для всех способов замены являются показатели: удельные капиталовложения и годовое число часов использования установленной мощности ТЭС. Наиболее значимо фактор удельных капиталовложений проявляется при установке ПГУ-ТЭЦ: при неизменных «благоприятных» значениях прочих факторов риска рост удельных капиталовложений в замену с 175 долл./кВт до 890 долл./кВт более чем на 95% снижает значение ЧДД, достигаемое при благоприятной ситуации. Аналогичный рост удельных капиталовложений в замену на ПГЭС (с ПО долл./кВт до 600 долл./кВт) влияет на ее эффективность в меньшей степени — значение ЧДД, достигаемое при благоприятной ситуации, снижается на 60%. Самым «критичным» фактором при установке ГТУ-ТЭЦ является годовое число часов использования их установленной мощности: при неизменных «благоприятных» значениях прочих факторов риска сокращение годового графика их работы с 7800 до 3000 часов/год значение ЧДД, достигаемое при благоприятной ситуации, снижается более чем на 70%.

Таким образом, уже в ближайшей перспективе складываются достаточно благоприятные условия для широкомасштабного внедрения ПГУ и ГТУ не только при новом строительстве, но и при замене паротурбинного оборудования действующих ТЭС. Наряду с технологической базой разработана адекватная методологическая база, позволяющая повысить обоснованность экономических оценок и качество принимаемых инвестором решений относительно инвестиционной привлекательности действующих ТЭС, и таким образом способствовать активизации инвестиционной деятельности в отрасли.

**Список использованной литературы**

1.Цанев С.В. Буров В.Д., Ремезов А.Н. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электротанций: Учебное пособие для вузов / Под ред. С.В. Цанева- М.: Издательство МЭИ, 2002.- 584 с.

2. Паровые и газовые турбины: Уебник для вузов / М.А. Трубилов, Г.В. Арсеньев, В.В., В.В. Фролов и др.; Под ред. А.Г. Костюка, В.В. Фролова – М.: Энергоатомиздат, 1985.- 352 с.

3.Попырин Л.С., Штромберг Ю.Ю., Дильман М.Д. Надежность парогазовых установок//Теплоэнергетика, № 7, 1999.

4.Попырин Л.С., Волков Г.А., Дильман М.Д. Обоснование вида структурной схемы конденсационных парогазовых установок с учетом надежности //Известия РАН. Энергетика, № 3, 2000.

5. А. Виноградов, А. Григорьев Оценка технико-экономической эффективности модернизации ГТУ-ТЭС с использованием парогазовой технологии.// Газотурбинные технологии. 2004 №1

6. Е. Волкова, Т. Новикова Экономическая целесообразность форсированного внедрения ПГУ и ГТУ при обновлении тепловых электростанций // Газотурбинные технологии. 2004 №1

7. С. Костин, А. Пак Комплексный подход к строительству и реконструкции электростанций с применением ПУ и ПГУ.// Газотурбинные технологии. 2004 №1

8. Ю.С. Бухолдин, В.М. Олефиренко Отработка технических решений на собственных электростанциях – залог надежной работы оборудования у заказчика.// Газотурбинные технологии. 2004 №4

9.А.И. Виноградов, Н.Р. Джапаридзе Конденсационная парогазовая электростанция для надежного энергоснабжения промышленных потребителей.// Газотурбинные технологии. 2004 №4

10. Ю.И. Шаповалов Реконструкция паротурбинных электростанций - эффективный путь перевооружения энергетики.// Газотурбинные технологии. 2004 №4

11. Ю.Н. Бондин, В.А. Кривуца, С.Н. Мовчан, В.И. Романов Опыт эксплуатации газопаротурбинной установки ГПУ-16К с впрыском пара.// Газотурбинные технологии. 2004 №4

12. B. Безлепкин Теплофикационные парогазовые установки для замены устаревшего оборудования ТЭЦ ОАО «Ленэнерго» .// Газотурбинные технологии. 2004 №2

13. Михаил Коробицын Повышение эксплуатационных характеристик энергетических установок.// Газотурбинные технологии. 2004 №3

14. И. Долинин, А. Иванов Сравнение паросилового блока с Т-265 и энергоблока с двумя ПГУ-170Т.// Газотурбинные технологии. 2004 №2

15. Т.В. Новикова, И.В. Ерохина Масштабы внедрения ПГУ и ГТУ в среднесрочной перспективе.// Газотурбинные технологии. 2004 №5