

## ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ УСТАНОВКА НА БАЗЕ АВИАЦИОННОГО ГАЗОТУРБИННОГО ДВИГАТЕЛЯ ТА-6А

Асеев С.Н., Ахметов Ю.М., Набиуллин А.Ф., Прохоров Н.А.

Уфимский государственный авиационный технический университет, г. Уфа

По различным оценкам в промышленности России удельный расход энергии на единицу выпускаемой продукции в 3...4 раза выше, чем, к примеру, в США. Уже этого факта достаточно, чтобы сделать продукцию нашей промышленности неконкурентоспособной.

Технологическое отставание в энергетике и топливно-энергетическом комплексе приводит к удорожанию энергоресурсов, которое тяжёлым бременем ложится на себестоимость промышленной продукции. Этому также способствуют недостатки в тарифной политике в области обращения энергоресурсов.

В этой обстановке естественными становятся стремления энергетиков к поиску путей снижения затрат на производство энергии, а многих крупных предприятий – потребителей тепловой и электрической энергии, к строительству или восстановлению собственных энергоисточников, созданию широкого модельно-мощностного ряда высокоэффективных и маневренных энергетических установок, в частности, на базе конвертируемых авиационных газотурбинных двигателей.

Ряд исследований и конструкторских разработок привели к созданию опытных образцов энергоустановок для выработки электрической и тепловой энергии с высокими технико-экономическими показателями. Коэффициент использования тепла в них доходит до 80% и более, а КПД по выработке электрической энергии до 36..37%.

Так в АО СНТК им. Н.Д. Кузнецова предложена новая схема комбинированной энергетической установки на базе конвертированных авиационных двигателей.

Важнейшими достоинствами энергоприводов создаваемых по новой схеме являются:

существенное увеличение развиваемой ими мощности и следовательно, возможность сокращения числа отдельных агрегатов на электростанциях и возможность создания более мощных установок чем исходно используемая агрегатная база;

достаточно малый технический риск, благодаря использованию при реализации проектов известных технических решений серийных агрегатов.

Исходя из этих основных предпосылок предлагается к рассмотрению проект индивидуальной энергоустановки первым

заказчиком которой является предприятие машиностроительного комплекса РБ АО «Гидравлика». По ходу производственного процесса имеются потребности в электроэнергии на привод машин и производственное освещение, в количестве  $N = 1,1$  МВт, в сжатом воздухе имеющем следующие параметры  $Q = 2,7$  кг/с и  $P = 0,456$  МПа, в тепле  $Q = 3,81$  Гкал/час.

В ходе проектно-конструкторских работ было рассмотрено четыре основных возможных схемы энергоустановки, основные отличия которых состоят в наличии или отсутствии регенератора в газотурбинной части установки и наличии или отсутствии паровой турбины в системе утилизации тепла продуктов сгорания газотурбинных приводов.

Возможные принципиальные тепловые схемы (ПТС) различных вариантов и режимов работы ГТЭУ приведены на рисунках 1-6.

Вариант 1.

Схема 1 (рис.1.). ГТЭУ с котлом утилизатором (КУ).

Работает установка следующим образом. Воздух из патрубков отбора для потребителей трёх газотурбинных приводов ТА-6А подаётся в дополнительную камеру сгорания и далее на силовую турбину, которая механически связана с электрогенератором.

Ещё два газотурбинных привода ТА-6А обеспечивают потребности производства в сжатом воздухе из своих отборов.

Объединённый объём продуктов сгорания пяти газотурбинных приводов и выхлоп силовой турбины направляется в КУ, для обеспечения потребной тепловой мощности.

Схема 2 (рис. 2.). ГТЭУ с регенератором и котлом утилизатором.

Отличие данной схемы заключается в том, что в режимах работы с уменьшенной тепловой нагрузкой часть тепла цикла отводится на регенерацию ПС перед дополнительной КС с целью уменьшить расход топлива. При этом количество тепла отдаваемое в КУ уменьшается – снижается расход тепловой энергии у потребителя.

Вариант 2.

Схема 3 (рис. 3.). ГТЭУ с котлом утилизатором и паровой турбиной.

Отличие данной схемы заключается в том, что ПС газотурбинной части установки используются в котле утилизаторе для выработки пара, срабатываемого в дальнейшем на паровой турбине с целью получения дополнительной электрической энергии

Схема 4 (рис. 4). ГТЭУ с регенератором, котлом утилизатором и паровой турбиной.

Отличие данной схемы состоит в том, что с целью улучшения показателей характеризующих эффективность выработки электроэнергии в цикле часть тепла отводится на регенерацию ПС перед дополнительной

КС. Регулирование соотношения выработки тепловой и электрической энергиями в данной схеме может осуществляться как при помощи паровой турбины, так включением – отключением регенерации.

Схема 5 (рис. 5.). ГТЭУ с индивидуальными регенераторами, котлом утилизатором и паровой турбиной.

Отличием данной схемы является применение в каждом модуле базового агрегата ТА-6А индивидуальной регенерации, с целью снижения расхода топлива. Однако в данном варианте мы не можем обеспечить достаточно большую передачу тепловой энергии в регенераторе, так как при этом значительно снижается температура ПС перед КУ и величина температурного напора в КУ может быть недостаточной для обеспечения требуемых для турбины параметров пара.

Схема 6. (рис. 6.) ГТЭУ с индивидуальными регенераторами и котлом утилизатором.

Отличием данной схемы является применение КУ не для выработки пара на турбину с целью получения дополнительной электрической мощности, а только для обеспечения потребной тепловой нагрузки. Индивидуальные регенеративные системы газотурбинных агрегатов обеспечивают максимальную экономию расходуемого топлива.

В целях сохранения унификации узлов ГТЭУ в условиях серийного производства предлагается дополнительную камеру сгорания и силовую турбину взять с существующего двигателя ТА-6А. Таким образом, в системе ГТЭУ силовая турбина работает на режиме, близком к режиму работы в системе двигателя, что не требует дополнительных доводочных и других работ.

Термогазодинамические расчёты газотурбинной энергетической установки (ГТЭУ) на базе двигателей ТА-6А были проведёны с помощью программ ДВИГ и PGU, разработанных на кафедре АД УГАТУ. Исходные данные и показатели эффективности узлов взяты из [2].

В качестве основного паросилового оборудования приняты к установке:

- Паровая турбина с производственным отбором пара П-2,5-35/5;
- Электрический генератор Т2-2,5-2;
- Конденсатор КП-280;
- Подогреватель низкого давления ПН-5,5;
- Подогреватель высокого давления ПВ-15
- Деаэраторы ДСА-25.

Котёл утилизатор для данной энергетической установки по конструкции аналогичен котлам утилизаторам типа КГТ производства «Белэнергомаш» предназначенным для утилизации тепла выхлопных газов газовых турбин и производства пара для использования его в паровых турбинах.



Расход продуктов сгорания ГТУ через КГТ 30/4-9/0,7 составляет 280000  $\text{нм}^3/\text{ч}$ .

КУ имеет башенную компоновку. Циркуляция пароводяной смеси в экранах имеет принудительный характер.

Необходимо выполнить поверочный расчёт котлоагрегата с целью изменения его конструкции под требуемые параметры и расходы пара и газов.

Учитывая что промышленная площадка заказчика энергоустановки находится в районе не имеющем свободных водных ресурсов для охлаждения рабочей среды в конденсаторе турбоагрегата (река) и агрегатов установки, рекомендуется использование в качестве охладительных устройств применение башенной градирни.

Таким образом данные таблицы 1 показывают, что при условии обеспечения только требуемых тепловых и электрических нагрузок наиболее эффективной является схема б, имеющая столь высокие технико-экономические показатели благодаря применению индивидуальных регенераторов в каждом газотурбинном агрегате, высокой степени регенерации и следовательно самому низкому расходу топлива.

В случае реализации данной схемы значительно усложняется установка, по сравнению с другими вариантами не использующими паровую турбину. При снижении степени регенерации, например в случае необходимости увеличения теплоотдачи потребителям, эффективность установки падает.

В настоящий момент предприятие имеет существующий собственный источник тепловой энергии. Поэтому заказчика интересует вариант установки который обеспечивает выработку максимального количества электрической энергии, при условии, в случае необходимости, возможности полного или частичного покрытия тепловых нагрузок.

Данному требованию удовлетворяют схемы установок имеющие в своём составе паровые турбины. Данные схемы имеют не столь высокие показатели удельных затрат, однако обеспечивают большую выработку электроэнергии, а также могут изменять соотношение между вырабатываемыми электричеством и теплом. Наиболее эффективной является установка, выполненная по варианту 3.

Значительное разнообразие условий функционирования энергосистем, связанное с различной ценой используемого топлива, с непостоянной структурой энергопотребления (отбор сжатого воздуха, горячей газозоудшной смеси, привод механических агрегатов), а также с рядом других факторов, обуславливают разную величину затрат на производство электроэнергии. В связи с этим возникает задача обеспечения таких режимов

работы, при которых эксплуатационные затраты на снабжение потребителей электрической энергией требуемого качества были минимальными. Минимум затрат оценивается, как правило, по расходу условного топлива при учете ограничений на использование отдельных его видов. Исследования в области оптимизации режимов работы энергосистем ведутся в нашей стране достаточно давно. В ходе проведенных исследований были установлены критерии оптимального распределения активных мощностей в энергосистемах при учете влияния потерь активной мощности в сетях и при ограниченных энергоресурсах, а также критерии оптимального распределения активной и реактивной мощностей при учете затрат на их генерацию. Кроме того при решении перечисленных оптимизационных задач учитывались ограничения на потоки мощности в линиях и влияние изменения модулей и фаз узловых напряжений на потери в сетях и узловые мощности нагрузки. При расчете оптимальных режимов широко используются методы нелинейного программирования, в частности, метод приведенного градиента, на каждом шаге которого осуществляется расчет текущего установившегося режима по методу Ньютона. В ряде случаев процедура оптимизации делится на два этапа: расчет установившегося режима по методу Ньютона и последующая его оптимизация по методу наискорейшего спуска. В последнее время для оптимизации режимов все шире используются методы второго порядка. На базе предложенных методов разработан ряд программ для ЭВМ, среди наибольшей известностью пользуются программа СЭИ СО АН СССР для комплексной оптимизации расчетов по минимуму стоимости топлива и программы ВНИИЭ и ВЦ ГТУ для раздельной оптимизации суточного режима по активной и реактивной мощности. Остановимся на основных подходах [8, 9], используемых при оптимизации режимов энергосистем применительно к локальным сетям, организованных на объединении отдельных модулей в сеть. Пусть  $n$  источников активной и  $m$  – реактивной мощности связаны с узлами нагрузки электрической сетью произвольной конфигурации. В качестве целевой функции принимаем переменную составляющую затрат на производство электроэнергии, т.е. расход условного топлива, выраженный через расходные характеристики  $V_i(P_{Гi})$  турбогенераторов, где  $P_{Гi}$  – активная мощность  $i$ -го турбогенератора

$$V = \sum_{i=1}^n V_i(P_{Гi}). \quad (1)$$

Роль основных ограничений задачи оптимизации играют условия балансов активной и реактивной мощности

$$W_p = \sum_{i=1}^n P_{Гi} - \pi - P_H = 0; \quad (2)$$

$$W_Q = \sum_{i=1}^m Q_{\Gamma} - q - Q_H = 0; \quad (3)$$

В формуле (2)  $\pi = \sum_j \pi$  - сумма потерь активной мощности в сети;

$P_H = \sum_I P_{HI}$  - суммарная нагрузка потребителей. Аналогично в формуле (3)

$q = \sum_j (Q_{3лj} + q_j)$  - сумма зарядных мощностей и потерь реактивной мощности в линиях электропередачи;  $Q_H = \sum_I Q_{HI}$  реактивная мощность

потребителей.

Нарушение баланса активной мощности приводит к отклонению частоты, а нарушение баланса реактивной мощности - к изменению напряжения в узлах электросети и к росту потерь активной мощности. Поэтому соблюдение данных ограничений гарантирует требуемый уровень качества производимой электроэнергии.

Функция Лагранжа для рассматриваемой задачи имеет вид

$$\Phi = B + \lambda_1 W_p + \lambda_2 W_Q. \quad (4)$$

Необходимые условия минимума этой функции задаются следующей совокупностью уравнений

$$\frac{\partial \Phi}{\partial P_{\Gamma i}} = \frac{\partial B_i}{\partial P_{\Gamma i}} + \lambda_1 \left( 1 - \frac{\partial \pi}{\partial P_{\Gamma i}} \right) - \lambda_2 \frac{\partial q}{\partial P_{\Gamma i}} = 0; \quad i = 1, 2, \dots, n; \quad (5)$$

$$\frac{\partial \Phi}{\partial Q_{\Gamma j}} = -\lambda_1 \frac{\partial \pi}{\partial Q_{\Gamma j}} + \lambda_2 \left( 1 - \frac{\partial q}{\partial Q_{\Gamma j}} \right) = 0; \quad j = 1, 2, \dots, m \quad (6)$$

Вводя обозначения для относительных приростов  $b_i = \frac{\partial B_i}{\partial P_{\Gamma i}}$  - расхода

топлива газотурбинных установок,  $\sigma_i = \frac{\partial \pi}{\partial P_{\Gamma i}}$  - потерь активной и

$\sigma_{Qj} = \frac{\partial q_j}{\partial Q_{\Gamma j}}$  - реактивной мощностей в сетях, из (6) можно получить

условие наиболее выгодного распределения реактивной мощности

$$J_j = \frac{\lambda_1}{\lambda_2} = \frac{\partial \pi / \partial Q_{\Gamma j}}{1 - \sigma_{Qj}} = \text{idem}. \quad (8)$$

Общее условие наиболее выгодного распределения активной и реактивной мощностей с учетом потерь в сети имеет вид

$$\lambda_1 = - \frac{b_i(1 - \sigma_{Q_i})}{1 - \sigma_i - \sigma_{Q_i} + \sigma_i \sigma_{Q_i} - \frac{\partial q}{\partial P_{ГТ}} \frac{\partial \pi}{\partial Q_{ГТ}}} = \text{idem.} \quad (9)$$

Как отмечалось, локальные энергетические системы имеют небольшую размерность, что позволяет решать сформулированную оптимизационную задачу в темпе протекания электромеханических процессов и, следовательно, использовать ее результаты в качестве оптимальных программ для подсистемы автоматического управления.

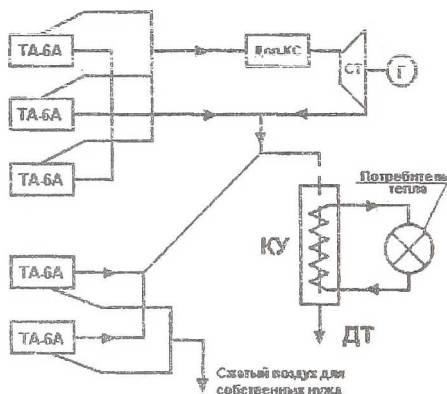


Рисунок 1 -

ПТС ГТЭУ с котлом утилизатором.

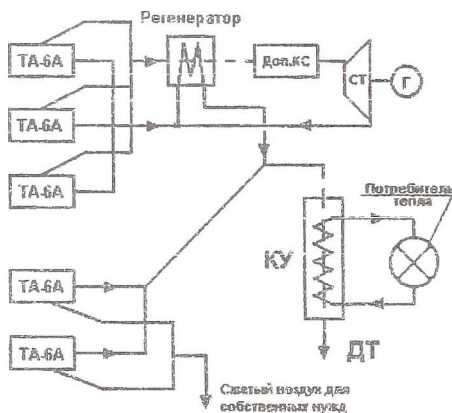


Рисунок 2 -

ПТС ГТЭУ с регенератором и котлом утилизатором.



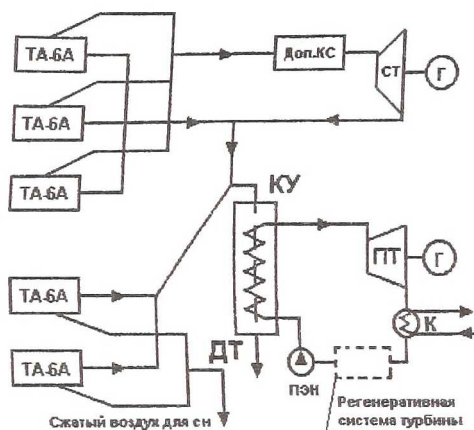


Рисунок 3-  
ПТС ГТЭУ с котлом утилизатором и паровой турбиной.

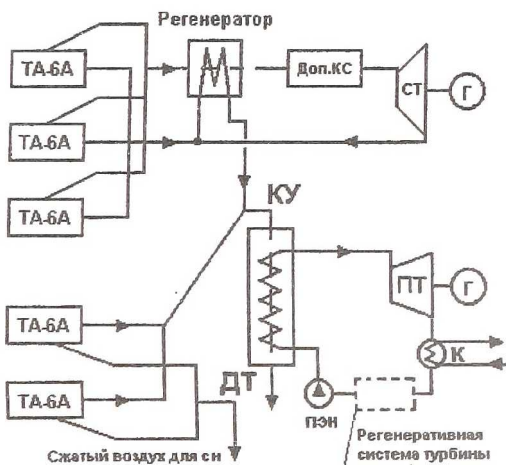


Рисунок 4-  
ПТС ГТЭУ с регенератором, КУ и паровой турбиной.



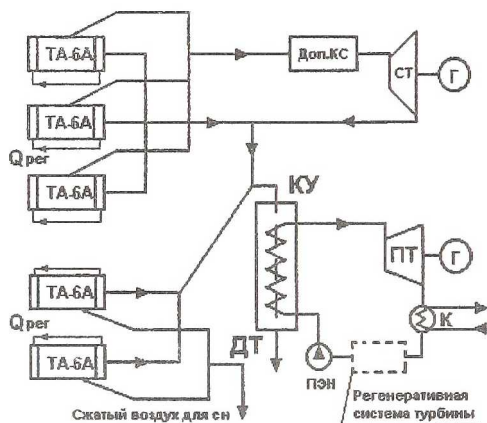


Рисунок 5-

ПТС ГТЭУ с индивидуальными регенераторами, котлом утилизатором и паровой турбиной.

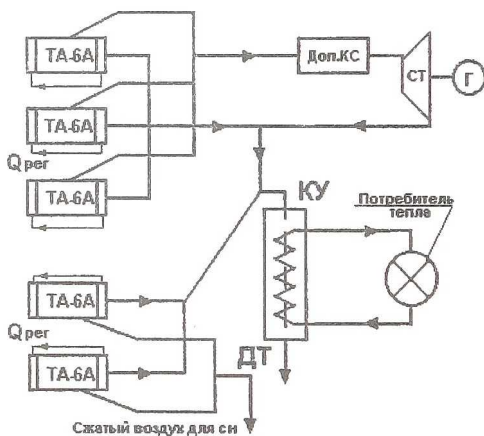


Рисунок 6-

ПТС ГТЭУ с индивидуальными регенераторами и котлом утилизатором.

Таблица 1 Технико-экономические показатели.

Показатель	Схема					
	1	2	3	4	5	6
Выработка электроэнергии (кВт):						
- Максимальный вариант,	1658,3	1658,3	3199,6	2954,9	2780,1	1658,3
- с обеспечением тепловой нагрузки.	1658,3	1658,3	2255,3	2080,9	1967,3	1658,3
Выработка тепловой энергии (Гкал).	8,89	8,18	3,32	3,32	3,32	5,04
Расход топлива (кг/ч).	1702,2	1601,1	1702,2	1601,1	1569,4	1135,2
Стоимость выработанной электроэнергии.						
- максимальный вариант (руб):	416,2	416,2	953,7	892,3	848,4	416,2
- с обеспечением тепловой нагрузки.	416,2	416,2	716,7	672,9	644,4	416,2
Стоимость выработанной тепловой энергии (руб)	910,6	837,9	340,2	340,2	340,2	516,7
Удельный эффект в режиме максимальной электрической мощности.	2,7	2,71	1,94	1,93	1,87	2,84
Удельный эффект в режиме обеспечения потребной тепловой нагрузки.	2,7	2,71	2,15	2,19	2,17	2,84

### Список литературы

1. Гриценко Е.А., Резник В.Е., Данильченко В.П., Горелов Г.М. Новая схема комбинированной энергетической установки. Изв. вузов. Авиационная техника № 2 1997.
2. Кричакин В.И., Панфилов В.С., Ким Е.Н., Баранов В.В., Вопилов В.И. Расчёт термодинамический двигателя ТА-6А и газодинамический расчёт его узлов. Технический отчёт № 813-79.
3. Кричакин В.И., Фомичев В.И. По результатам экспериментального исследования двигателей ТА-6А и ТА-6В с целью форсирования параметров. Технический отчёт № 819-75.
4. Шляхин П.Н., Бершадский М.Л. Краткий справочник по паротурбинным установкам. М., «Энергия», 1970.
5. Вукалович М.П. Термодинамические свойства воды и водяного пара. М., «Машгиз», 1958.
6. Ахмедзянов А.М., Алаторцев Х.С., Гумеров Х.С., Тарасов Ф.Ф. Термогазодинамические расчёты авиационных ГТД : Учебное пособие. Уфимский авиац. ин-т. Уфа, 1990.
7. Методы оптимизации режимов энергосистем /Под ред. В.М. Горшштейна. – М.: Энергия, 1981.
8. Крумм Л.А. Методы оптимизации при управлении электроэнергетическими системами. – Новосибирск: Наука, 1981. – 315с.