



**Uso de Turbinas a Gás com Sistema de Armazenamento de Ar Comprimido em Reservatório Subterrâneo para Geração de Energia Elétrica em Horário de Demanda de Pico.**

**Francisco de Sousa Júnior**

Escola Federal de Engenharia de Itajubá  
Rua Silviano Brandão, 286, Bairro Medicina, Itajubá MG, CEP: 37 500 000  
xico@iem.efei.br

**Rogério José da Silva**

Escola Federal de Engenharia de Itajubá  
Av. BPS, 1303 - Bairro Pinheirinho - Itajubá MG - CEP: 37 500 000  
rogério@iem.efei.br

***Resumo.** Uma das alternativas existentes para a geração de energia elétrica em horário de demanda de pico é aquela correspondente ao uso de turbinas a gás que utiliza um sistema de reservatório de ar subterrâneo. Este sistema é uma modificação dos ciclos de plantas térmicas de turbinas a gás convencionais. O processo consta basicamente em armazenar ar comprimido em um reservatório subterrâneo fora do horário de pico. No horário de pico, esse ar é liberado, aquecido e utilizado em uma câmara combustão, onde os gases provenientes irão se expandir em uma turbina a gás. Os ciclos de compressão e expansão são independentes. O objetivo deste trabalho é fazer um breve histórico da utilização desse sistema, discutir os tipos de instalações e seus custos e fazer uma análise termoeconômica simulada de uma planta CAES, para verificar ou não a sua viabilidade econômica aqui no Brasil. Concluímos que, assim como as plantas hidráulicas reversíveis, as plantas CAES também atendem as necessidades de se gerar energia elétrica em horário de demanda de pico, e que, dependendo desta necessidade, ela pode se tornar economicamente viável.*

***Palavras-chave:** planta CAES, reservatório subterrâneo, energia elétrica de pico, viabilidade econômica.*

## **1. INTRODUÇÃO**

A geração de energia elétrica e o seu fornecimento em todos os horários que apresentam variação de demanda sempre foram um desafio para o setor elétrico, visto haver a necessidade de reserva de potência elétrica instalada para o atendimento nos horários de pico. Em face de o modelo existente estar baseado principalmente na geração de energia elétrica por meio de centrais hidrelétricas, um ciclo hidrológico desfavorável pode colocar em risco o nível dos reservatórios destas usinas, e, portanto, comprometer a sua operação. No início do ano de 2001, embora existam regiões que enfrentam uma fase de chuvas e enchentes, há outras, como a região sudeste que atravessam a pior seca dos últimos quarenta anos. Sem chuva, o nível dos reservatórios tende a abaixar ainda mais, e a saída seria a de promover uma redução ou até mesmo corte no consumo de energia elétrica. Mais investimentos no setor energético como as construções de novas usinas térmicas e hidrelétricas são soluções de médio e longo prazo.

Assim, prevê-se que em curto prazo, haverá escassez de energia elétrica. Entretanto, o esforço para solucionar este problema diz respeito somente a geração de energia elétrica de base, não contemplando um outro problema também muito grave que é a necessidade de se gerar energia elétrica em horário de demanda pico.

As empresas geradoras de energia elétrica em países industrializados sempre enfrentaram o problema do consumo de energia elétrica acima da sua capacidade de base em horários de demanda de pico. Esta situação não é diferente no Brasil conforme pode ser vista na Tab. (1) a seguir:

Tabela 1. Comparação entre as demandas médias e de pico por regiões do Brasil. Sul (S), Sudeste/Centro Oeste (SE/CO), Norte(N), Nordeste (NE) \* .

	S	SE/CO	N	NE	Total
Demanda Média (MWmed)	7756	27943	2529	6067	44295
Demanda de Pico (MW)	10178	35143	2888	7729	55938
Varição (%)	<b>31.23</b>	<b>25.77</b>	<b>14.20</b>	<b>27.39</b>	<b>26.29</b>

Fonte: ONS – Operador Nacional do Sistema (2001).(www.ons.com.br).

Observa-se que em todas as regiões do Brasil existe uma demanda de pico, e que esta, varia de região para região. Além de sua ocorrência, a demanda de pico ainda pode variar diariamente. Este efeito é mostrado na Tab. (2) a seguir:

Tabela 2. Variação (%) da demanda máxima no Sul, Sudeste/Centro Oeste (S/SE/CO).

	25/03	26/03	27/03	28/03	29/03	30/03
S/SE/CO	-10,4	+14,8	1,59	-	0,5	-1,6

Fonte: ONS – Operador Nacional do Sistema (2001).(www.ons.com.br).

Deste modo, mesmo que se solucione o problema de geração de energia de base, o problema referente à geração de energia elétrica em horário de demanda de pico permanecerá, e será um novo desafio para as empresas geradoras de energia elétrica.

## 2. ARMAZENAMENTO DE ENERGIA COMO SOLUÇÃO PARA A GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM HORÁRIO DE DEMANDA DE PICO

Esta variação diária e semanal de energia em horário de demanda de pico levou as empresas geradoras de energia elétrica a estudar o problema e tentar achar soluções para pelo menos minimizar o problema. Uma das soluções encontradas foi à criação de plantas de armazenagem de energia elétrica, cujo objetivo principal é o de armazenar energia elétrica excedente e de menor custo (fora do horário de demanda de pico), fornecida pelas plantas de base (hidráulica, carvão e nuclear), e sua subsequente utilização em períodos de demanda de energia elétrica de pico (energia de maior custo).

Uma das alternativas de armazenamento de energia existente é aquela correspondente ao uso de turbinas a gás com um sistema de reservatório de ar subterrâneo (CAES – Compressed Air Energy Storage). Este sistema é uma modificação dos ciclos de plantas térmicas de turbinas a gás convencionais.

Tem-se também que, segundo Heitner (1979), quando da utilização das plantas de armazenamento de energia, há a tendência de se nivelar a curva de carga da rede conforme mostra a Fig.(1).

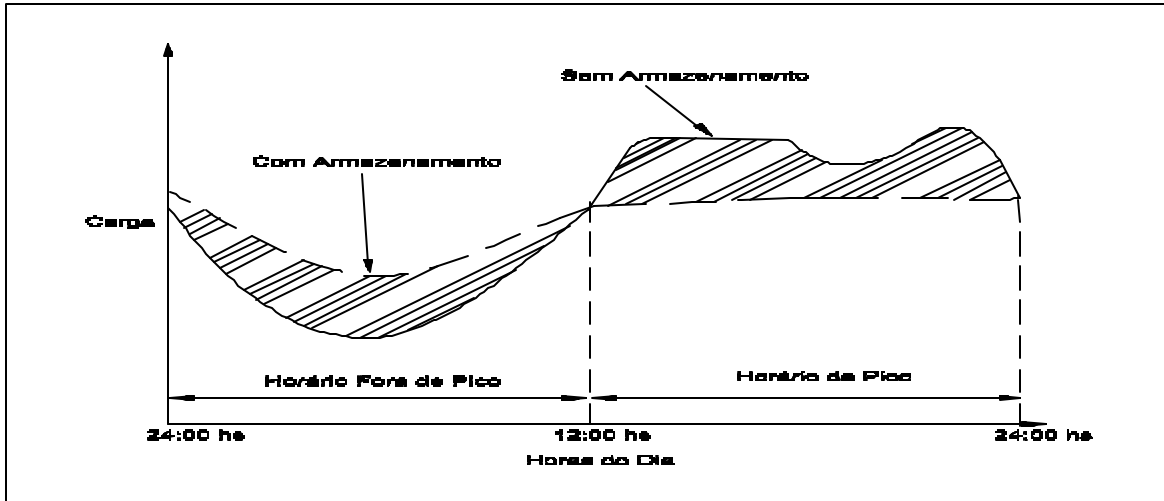


Figura 1. Efeito no nivelamento de carga utilizando plantas de armazenamento de energia.

A utilização de cavernas para armazenagem de gás natural não é uma idéia nova. Segundo Allen (1985), desde de 1915 que esta técnica vem sendo utilizada, assim como o conceito das plantas CAES, que foi primeiramente concebida e patenteada nos anos 40 (Giramonti et al, 1978). Mas devido à falta de condições técnicas e econômicas favoráveis, a primeira planta CAES só veio a surgir no final dos anos 70.

A Tab. (3) abaixo mostra as duas plantas CAES em operação hoje no mundo.

Tabela 3. Plantas CAES em operação no mundo.

Local	País	Geração (MW)	Status
Huntorf	Alemanha	290	Operando desde 1978
McIntosh	EUA	110	Operando desde 1991

Fonte: Stambler (1988, 1993) e Kuehn (1994).

### 3. COMO FUNCIONA UMA PLANTA CAES

A planta CAES é derivada de uma planta de turbina a gás convencional. Em plantas convencionais, a potência líquida no eixo é aproximadamente 1/3 da potência total da turbina, isto porque os 2/3 restantes é utilizado para acionar o compressor (Schainker et al, 1985). Já na planta CAES o compressor e a turbina não estão conectados. O compressor e a turbina são conectados em lados opostos ao moto/gerador através de embreagens, de tal maneira que possam operar separadamente durante um intervalo de tempo selecionado. Durante o período de baixa demanda o compressor é conectado ao moto/gerador que trabalhará como motor. O ar é então comprimido, resfriado e armazenado em um reservatório subterrâneo. Durante o período de demanda de pico, desconecta-se a embreagem do compressor, e aciona a da turbina. O ar é então liberado do reservatório, aquecido em um trocador de calor (recuperador), queimado em câmaras de combustão e expandido na turbina fornecendo então a potência desejada. Para economizar combustível, o calor excedente da turbina é utilizado para pré aquecer o ar na entrada da câmara de combustão, utilizando para isto um trocador de calor (recuperador).

### 4. VANTAGENS DAS PLANTAS CAES

Segundo Schainker et al (1985), as principais vantagens das plantas CAES são:

- **Substituição de Combustível** - A energia elétrica gerada por plantas de base nuclear ou carvão fora do horário de pico, reduz a necessidade de se utilizar gás natural e óleo combustível em pelo menos 2/3 comparado com uma planta de base de turbina a gás convencional, e 1/3 comparado com uma planta de base de ciclo combinado.

- **Flexibilidade na Localização da Central** - Comparando com as plantas hidrelétricas reversíveis, as plantas CAES não necessitam de grandes reservatórios acima do solo, o qual eventualmente pode não estar disponível devido tanto a limitações topográficas como restrições políticas ou ambientais.

- **Alta Densidade de Potência** - Uma vez que a turbina de potência não precisa acionar a cadeia de compressores, toda a potência gerada nela é entregue ao gerador, fornecendo de 2 a 3 vezes mais potência que uma planta de turbina a gás convencional.

- **Redução de Emissões de Poluentes** - No ciclo de geração de uma planta CAES gera-se 1/3 dos poluentes por kWh de uma planta de turbina a gás convencional, justamente porque não há necessidade de combustível extra para acionar o compressor.

- **Melhora da Eficiência a Carga Parcial** - Uma planta CAES tem melhor eficiência à carga parcial do que uma planta de turbina a gás convencional, uma vez que as características de fluxo da turbina em uma planta CAES não são limitadas pelo compressor. O aumento da taxa de calor de uma planta CAES varia entre 7% e 20% do valor de placa de uma planta de turbina a gás convencional.

- **Confiabilidade** - Uma vez que as plantas CAES são controladas pela taxa de variação do fluxo de ar, sua temperatura flutua menos do que das turbinas de combustão convencionais. Assim, sua temperatura de operação é mantida bem abaixo da capacidade metalúrgica dos componentes da turbina. Como consequência, espera-se que a confiabilidade metalúrgica de uma planta CAES seja maior do que uma planta de turbina a gás convencional.

- **Modularidade** - As plantas CAES podem ser construídas em módulos de 25 MW, 50 MW ou de 220 MW. Em média, uma planta de 220 MW é construída em 4,5 anos, enquanto que plantas menores em 2,5 anos. Esta vantagem permite que as plantas CAES utilizem recursos financeiros mínimos. Como o tempo de construção também é reduzido, os juros que serão pagos decorrentes deste prazo também serão mínimos.

- **Adaptabilidade ao Perfil de Carga** - Uma vez que os equipamentos de compressão e geração são independentes, os equipamentos de compressão podem possuir uma taxa de MW de utilização menor que dos equipamentos de geração, permitindo assim, que a planta CAES seja planejada ou otimizada para satisfazer de maneira mais precisa o perfil de carga da rede. No caso da planta CAES de Huntorf (Alemanha), os compressores possuem 1/4 do tamanho dos equipamentos de geração.

- **Flexibilidade de Dimensionamento e Otimização** - As plantas CAES menores (25 MW - 50 MW) utilizam equipamentos que estão disponíveis no mercado através de vários fabricantes. Assim sendo, na especificação destes equipamentos, os valores obtidos através de dados de projetos serão otimizados, tanto em relação ao ciclo termodinâmico, ao da formação geológica, como ao perfil de carga necessário. Como consequência, as plantas menores apresentarão um custo específico (\$/kW) mais atrativo do que as maiores.

## 5. OS CICLOS DE SERVIÇO DE UMA PLANTA CAES

Ao contrário de uma planta de turbina a gás convencional, numa planta CAES a compressão de ar ocorre independente da geração de potência. A taxa de compressão de ar e a duração desse período não dependem da taxa de ar requerida para a geração de potência ou do período de geração. Entretanto, enquanto que a taxa de fluxo de ar de compressão pode diferir da de geração, existe um tempo específico (t) quando a massa de ar comprimida iguala a massa de ar usada durante a geração de potência. Assim, o intervalo de tempo requerido para o completo carregamento do reservatório é chamado de ciclo de serviço de uma planta CAES. Este ciclo de serviço é uma função do sistema de

carga da rede e da geologia do reservatório. Assim, o ciclo de serviço pode operar tanto diariamente como semanalmente (Karalis et al 1985).

Para um ciclo diário, a quantidade de ar comprimida num período de 24 horas é igual à quantidade de ar utilizada na geração de potência nesse mesmo período. O reservatório é então carregado numa base diária, por isso o nome ciclo diário.

Para um ciclo semanal a quantidade de ar comprimida num período de 24 horas é menor que a quantidade de ar utilizada na geração de potência nesse mesmo período. Assim, essa massa de ar deficiente é recuperada durante o final de semana quando a quantidade de ar comprimida é maior do que a quantidade de ar utilizado na geração de potência. A caverna é totalmente carregada no final de semana, por isso do nome ciclo semanal.

A disponibilidade de potência no final de semana e seu baixo custo para o ciclo de compressão são as razões para se utilizar preferencialmente o ciclo semanal.

## **6. OS RESERVATÓRIOS DE AR**

O elemento chave das plantas CAES é o reservatório de ar. A sua integridade e capacidade de suportar as variações de pressão no seu interior, governa a eficiência e economia na operação de uma planta CAES. Ele pode se apresentar em 3 tipos de formações geológicas básicas: minas de sal, formações rochosas ou em aquíferos. Além disso, na seleção do local da planta CAES, ele deverá apresentar certas características geológicas básicas, tais como: profundidade (normalmente entre 180 m e 900 m), impermeabilidade (vazamento de ar nulo ou desprezível), estabilidade do local sob diferentes valores de pressões diárias.

### **6.1. Reservatório em Minas de Sal**

Esse reservatório é obtido através de escavações, ou em minas já existentes. O processo de limpeza e selagem realiza-se através do bombeamento de água para dentro das cavidades da mina, e a solução salina resultante é descartada ou utilizada em alguma indústria química. A auto selagem, que é uma característica inerente deste processo de limpeza para este tipo de formação geológica, elimina qualquer vazamento de ar. Neste reservatório, é possível utilizar tanto o ciclo diário como o semanal, apesar de que o ciclo semanal é provavelmente o que apresenta o menor custo efetivo. O volume constante deste reservatório irá resultar em uma pressão de descarga variável. Em alguns casos, dependendo do reservatório, é possível manter a pressão na entrada da turbina constante, através do estrangulamento da linha. Mas para isso, haverá a necessidade de aumentar a pressão do reservatório de ar, o que ocasionará num maior consumo de energia para o ciclo de compressão. Apesar desta disposição não ser eficiente, isso acarretará num aumento da eficiência da turbina. Apesar do aumento de consumo de energia no ciclo de compressão, para este tipo de reservatório (a volume constante), considera-se como padrão, a pressão constante na entrada da turbina (estrangulamento).

### **6.2. Reservatórios em Formações Rochosas**

Devido ao alto custo associado a sua escavação, esse tipo de reservatório de ar é indicado somente se um novo local de armazenagem tiver que ser desenvolvido. Logo, é preferível que o reservatório possua o menor volume de ar possível. Conseqüentemente, considera-se para este reservatório, o ciclo de serviço diário.

Para se obter o menor volume possível deste reservatório, um outro reservatório de compensação hidráulica é construído na superfície. Este reservatório hidráulico é conectado ao reservatório de ar através de um sistema de tubulação. No ciclo de geração, à medida que o ar vai saindo do reservatório de ar a água vai ocupando este espaço, mantendo assim a pressão constante dentro do mesmo. No ciclo de compressão o processo é invertido, ou seja, à medida que o ar entra no reservatório de ar, a água contida no mesmo é deslocada para o reservatório de água localizado

na superfície. Para a mesma capacidade de energia armazenada, esse reservatório de formação rochosa possui normalmente 1/4 do volume do que um reservatório de mina de sal para a mesma quantidade de energia armazenada.

O reservatório de formação rochosa fornece, ligeiramente, uma maior eficiência de operação devido à pressão ser constante na entrada da turbina. Para este tipo de formação, é considerado como padrão, a pressão constante na entrada da turbina. Mas, se puder utilizar uma grande caverna já existente como reservatório de ar, a operação da turbina a pressão variável deve ser considerada.

### 6.3 Reservatórios em Aquíferos

Dos três tipos de formações geológicas possíveis para a planta CAES, os aquíferos é o que apresenta o menor custo efetivo, pois se trata de uma formação geológica natural. Dependendo da forma do reservatório e da sua permeabilidade poderá ocorrer uma variação, tanto da pressão de descarga como da taxa de fluxo de ar que vem do reservatório durante o período de geração de potência.

Este tipo de reservatório pode operar tanto no ciclo diário como no semanal. Há apenas a necessidade de uma energia de compressão extra. Isso faz com que esse tipo de formação geológica seja muito flexível e prática. Mas de maneira geral, o ciclo diário é preferível, pois o tamanho do reservatório para este ciclo é significativamente menor do que o necessário para o ciclo semanal, e também, no ciclo diário, a variação de pressão e fluxo de ar na entrada da turbina é menor do que no ciclo semanal.

Idealmente, nenhum estrangulamento, ou o mínimo estrangulamento é desejável para este tipo de reservatório. Então, como regra geral, para reservatório de ar de formação aquífera (volume constante), considera-se como padrão, a pressão variável na entrada da turbina.

A Tab. (4) a seguir resume a discussão realizada acima, e a Fig. (2) mostra um esquema dos 3 tipos de reservatórios já mencionados.

Tabela 4. Geologia X Pressão no Reservatório de Ar (Ciclo de Geração) X Pressão na Entrada da Turbina (Ciclo de Geração) X Ciclo de Serviço.

Geologia	Pressão no Reservatório de Ar (Ciclo de Geração)	Pressão na Entrada da Turbina (Ciclo de Geração)	Ciclo de Serviço
Aquífero	Variável	Variável	Diário
Rochosa (Compensação Hidráulica)	Constante	Constante	Diário
Minas de Sal	Variável	Constante (Estrangulamento)	Semanal

Fonte: Karalis et al (1985).

## 7. Os Custos das Plantas CAES

A Tab. (5) apresenta um sumário comparativo de desempenho, tempo de construção e custos para as plantas de 25 MW, 50 MW, 100 MW e 220 MW para cada um dos três tipos de formações geológicas básicas.

Tabela 5. Custo total para as plantas CAES de 25 MW, 50 MW, 100 MW e 220 MW.

Potência de Saída Tipo de Reservatório	25 MW			50 MW			100 MW			220 MW		
	A**	MS	R	A**	MS	R	A**	MS	R	A**	MS	R
Custo total da planta [US\$/kW]	614	664	1166	477	495	847	465	471	750	572	579	618

Os dados representam um sistema de 10 horas de armazenamento (10 horas de compressão, 10 horas de geração, 5 dias por semana). A – Aquíferos; MS – Minas de Sal; R – Formação Rochosa. Fonte: Schainker and Nakhamkin (1985).

Estão embutidas no custo totais da planta as turbomáquinas, estruturas, melhorias, moto/gerador, o reservatório de ar, o projeto da planta incluindo o projeto do reservatório de ar e o gerenciamento de construção da planta mais contingências. Juros durante o período de construção não foram considerados (Schainker and Nakhamkin, 1985).

Nota-se que o custo final da planta CAES só pode ser determinada quando estiver definida a sua localização bem como o tipo de formação geológica para o reservatório de ar.

Normalmente, o custo total de uma planta CAES a menos do reservatório de ar, considerando todos os equipamentos situados na superfície incluindo as obras civis, gera um valor total de US\$ 240/kW. O que vai definir o custo final da planta será o reservatório. Dependendo do local este valor pode variar de US\$ 20/kW até US\$ 390/kW, sendo este último, o custo devido ao processo de escavação de um reservatório de ar em formação geológica rochosa. No caso da planta de Huntorf (Alemanha), onde já existiam as duas minas de sal e só foi executado o processo de limpeza, o custo do reservatório se situou entre US\$ 30/kW a US\$ 50/kW (Farmer, 1979).

## 8. Análise Termoeconômica

Foi feita uma simulação da planta CAES de McIntosh (Alabama, EUA) considerando os custos de energia e os valores praticados por uma concessionária brasileira, mais precisamente em Minas Gerais. Assim, todos os dados relativos ao cálculo dos custos obedecerão às tabelas de preços praticadas pela CEMIG (Centrais Elétricas de Minas Gerais).

A Tab. (6) apresenta uma simulação das horas de operação da planta CAES de McIntosh em ambos os ciclos, de compressão e geração, para o caso brasileiro.

Tabela 6. Horas de operação da planta CAES simulada para o caso brasileiro (Minas Gerais).

Quantidade de horas de operação (compressão e geração) na semana [dias]	Quantidade de horas no ciclo de geração na semana [horas]	Quantidade de horas no ciclo de compressão na semana [horas]	Quantidade de horas no ciclo de compressão no final de semana [horas]
5	5	5	48

Considerou-se que o ciclo de geração seria executado de segunda a sexta feira no horário de demanda de pico, que corresponde aos horários das 17:00 hs às 22:00 hs ([www.ons.com.br](http://www.ons.com.br)). No ciclo de compressão a operação seria fora do horário de demanda de pico com duração de 5 horas, e 48 horas nos finais de semana com o objetivo de completar o reservatório de ar.

No Brasil, existem atualmente tarifas regionalizadas para a energia elétrica, com pequenas diferenças entre os preços das concessionárias. As tarifas são divididas em 3 grandes grupos: Tarifa Convencional, Tarifa Horó-Sazonal Azul e Tarifa Horó-Sazonal Verde. A planta térmica em questão compra energia elétrica dentro dos preços da Tarifa Horó-Sazonal Azul sendo classificada dentro do Subgrupo A2, os preços relativos a este Subgrupo de tarifas foram utilizados da análise exergoeconômica (Sousa Jr., 2001).

Assim, levando-se em conta os preços de operação no horário sazonal fora de ponta, na ponta, e no período úmido e seco, realizou-se um levantamento de custos para uma análise global, comparando-se os custos obtidos nas diferentes tarifas.

Os resultados dos cálculos foram baseados na análise energética do ciclo de compressão e geração, considerando também que o gás natural utilizado na planta CAES possui um poder calorífico inferior de 45756,30 kJ/kg e um custo de 2,446 US\$/GJ ([www.ons.com.br](http://www.ons.com.br)).

O custo de instalação da planta CAES é de US\$ 650/kW (Stambler, 1993). Para amortizar este valor foi considerado uma taxa de juros de 10% aa e prazo de 10 anos ([www.bndes.gov.br](http://www.bndes.gov.br)). A taxa de conversão do dólar para o real utilizado foi de 2,4668 R\$/US\$ referente a 10 de agosto de 2001.

Considerando o custo do combustível (gás natural), as tarifas de energia elétrica, e admitindo um consumo horário unitário, calcularam-se os custos de geração de energia elétrica no horário de demanda de ponta para a planta CAES nos períodos seca e úmida, cujos resultados estão

apresentados na Tab. (7). A Tab.(8) apresenta o custo da tarifa convencional para o subgrupo B1 – Residencial.

Tabela 7. Custos de geração de energia elétrica no horário de demanda de ponta para a simulação da planta CAES.

Período	Hora Sazonal	Custo [R\$/MWh]
Seca	Ponta	201,1
Úmido	Ponta	198,0

Tabela 8. Tarifa convencional para o subgrupo B1 – Residencial.

Tarifa Convencional	Consumo [R\$/MWh]
B1 - Residencial	238,70

Fonte: [www.cemig.com.br](http://www.cemig.com.br) (Resolução nº 126, de 05 de Abril de 2001).

## 9. Conclusões

Conforme pode ser observado da Tab. (7), o custo final de geração da energia em horário de demanda de pico em qualquer período é menor do que as tarifas praticadas pela CEMIG, Tab.(8). Mesmo assim, deve-se considerar ainda que os valores praticados pela concessionária de energia correspondem à venda da mesma, na sua maior parte, por plantas de base hidráulicas. Na sua grande maioria, estas plantas já estão pagas, o que não gera a necessidade de se amortizar os custos de instalação, situação esta que foi considerada na planta CAES em questão. Isto torna o custo de geração da planta CAES ainda mais atrativo.

A desvantagem das plantas CAES diz respeito a sua baixa eficiência global térmica quando comparada com as plantas de turbinas a gás convencionais. Na planta de Huntorf (Alemanha) é de apenas 26%. Outra desvantagem é que a mesma está totalmente subordinada ao reservatório de ar. Conforme dados da Tab.(5) os custos totais da planta variam dependendo do tipo de reservatório a ser utilizado. Além disso, o mesmo pode não estar disponível próximo dos centros consumidores, o que iria adicionar um custo adicional para a construção de longas linhas de transmissão, podendo inviabilizar o projeto.

A planta CAES do Alabama (EUA), fornece uma energia de pico na ordem de 110 MW, enquanto que a cadeia de compressores consome um valor de 49 MW. Se considerar uma planta de turbina a gás convencional, para o mesmo valor final de geração de 110 MW, haveria a necessidade de uma instalação de no mínimo 330 MW, pois aproximadamente 220 MW seria necessário para que a turbina acionasse os compressores (Moran and Shapiro, 1999; Vivien, 1975; Otis and Vosbury, 1991). Logo, independente de qual planta de base forneça energia para o compressor da planta CAES, a geração de poluentes decorrente da planta de base (gás, carvão, nuclear) utilizada para aciona-los será menor do a geração de poluentes de uma planta de turbina a gás convencional.

De uma maneira geral, os custos de instalação das plantas CAES são geralmente 1/3 dos das plantas hidrelétricas reversíveis. Mas os custos das plantas hidrelétricas reversíveis podem diminuir se suas condições de instalação forem mais favoráveis que para as plantas CAES. Por isso, na fase de estudos preliminares, deve-se analisar os dois tipos de instalações.

Em relação às vantagens de operação, os dois sistemas (hidrelétrico reversível e CAES) são quase que equivalentes.

A principal característica da planta CAES deverá ser sua simplicidade, mesmo ao custo de uma baixa eficiência, pois isso nos conduz a um baixo investimento, máxima flexibilidade e disponibilidade e baixos custos de manutenção.

A disponibilidade da potência do compressor e o baixo custo da energia de compressão irá influenciar na seleção do ciclo, que pode ser tanto diário como semanal. O ciclo semanal é preferível, pois apresenta um baixo custo de capital na aquisição da cadeia de compressores, maior



eficiência, menor rejeição de calor, disponibilidade de utilizar energia elétrica de menor custo nos finais de semana. Essas vantagens devem ser confrontadas com os custos de desenvolvimento, disponibilidade e tipo de formação geológica do reservatório de ar. Entretanto, cada local deve ser examinado de acordo com suas características. Isto é especialmente importante se existir locais que podem ser adaptados para o armazenamento de ar.

Para se adequar à geologia específica, a turbina pode operar tanto a pressão constante como variável. Em aquíferos a turbina trabalha a pressão e taxa de fluxo de ar variável. Em formação do tipo rochosa com compensação hidráulica, fornece uma condição de operação da turbina à pressão constante. Em minas de sal é possível obter pressão de operação constante ou variável. Existe uma pequena economia na energia de compressão com operação a pressão variável desde que o ar não seja estrangulado no começo do período de operação. Entretanto, o reservatório necessário para se operar a pressão variável pode alcançar facilmente duas vezes o tamanho do que aqueles que operam a pressão constante.

Cada formação geológica deve ser avaliada junto com a seleção das turbomáquinas e com a definição de como irá ser a pressão na entrada da turbina (variável ou constante) para que se alcance uma disposição que seja a mais econômica possível. A economia na operação de uma planta CAES deve ser comparada com outros métodos de armazenamento de energia, principalmente com o hidrelétrico reversível, e também com que tipo de planta de base (hidrelétrica, nuclear, carvão) a planta CAES, no ciclo de compressão, irá trabalhar.

Segundo Allen (1985), qualquer mina que possua a capacidade de armazenar ar pode ser utilizada para as plantas CAES segundo certos aspectos geológicos. Estes aspectos dizem respeito à estabilidade da mina, assim como estudos sobre probabilidade de desmoronamento das paredes internas (integridade da mina) e condições de selagem (para evitar o máximo possível vazamentos de ar).

A possibilidade de construção deste tipo de planta em nosso país leva em consideração primeiramente, a um extenso estudo de mapeamento geológico. A viabilidade econômica ou não do projeto irá depender do tipo de reservatório, se existir e se estiver disponível, e qual a sua distância do centro consumidor considerado.

A planta CAES para o gerenciamento de carga se justifica quando da existência de um parque elétrico estável e confiável. Para isso as plantas de base são fundamentais para se manter estas características. Nos EUA, com a desregulamentação do setor elétrico e a acirrada competição entre as empresas de energia elétrica fez com que o preço da energia despencasse, inviabilizando a construção de mais plantas de base. Sem esta expansão, as plantas CAES se tornaram inviáveis. Além disso, sua tecnologia foi sempre ignorada. (Biasi, 1998).

## 9. REFERÊNCIAS

- Allen, Kermit., 1985, "CAES: The Underground Portion", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. Pas-104, No. 4, pp. 809-812.
- Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, 2001, ([www.bndes.gov.br](http://www.bndes.gov.br)).
- Biasi, V., 1998, "110 MW McIntosh, CAES plant over 90% availability and 95% reliability, Gas Turbine World, March-April, vol. 28, nº 2, pp. 26-32.
- Giramonti, A. J., Lessard, R. D., Blecher, W. A., 1978, "Conceptual Design of Compressed Air Energy Storage Electric Power System", Applied Energy (4), pp. 231-249.
- Farmer, R., "NWK 290 MW Air Storage Plant at 5300-Btu Heat Rate", 1979, Gas Turbine World, March, Vol. 9, Nº 1, p. 32-38.
- Heitner, Kenneth, L., 1979, "Energy Storage System for Improved Load management", Power Engineering, Vol. 83, No. 9, pp. 56-59.
- Karalis, A. J., Sosnowicz, E. J., Stys, Z. S., 1985, "Air Storage Requirements for a 220 Mwe CAES Plant as a Function of Turbomachinery Selection and Operation", IEEE Transaction on Power Apparatus and System, Vol. PAS-104, No. 4, pp. 803-808.

- Kuehn, Steven, E., 1994, "Compressed Energy Storage Around the World", Power Engineering International, Vol. 2, No. 3, pp. 39-41.
- Moran, M. J., Shapiro, H. N., "Fundamental of Engineering Thermodynamics", 1999, 4th ed., John Wiley & Sons, Inc., New York.
- ONS – Operador Nacional do Sistema, 2001, ([www.ons.gov.br](http://www.ons.gov.br)).
- Otis, C. E., Vosbury, P. A., "Aircraft gas turbine engines of the world", 1991, Jepessen Sanderson Training Products, Englewood, Colorado.
- Schainker, R. B., Nakhamkin, M., 1985, "Compressed Air Energy Storage (CAES): Overview, Performance, and Cost Data for 25 MW to 220 MW Plants", IEEE Transaction on Power Apparatus and System, Vol. PAS-104, No. 4, pp. 791-795.
- Stambler, I., 1988, "Alabama Electric Going Ahead with 110 MW Air Energy Storage Plant", Vol. 18, No. 4, pp. 30-35.
- Stambler, I., 1993, "World Utilities Going for Compressed Air Energy Storage", Vol. 23, No. 1, pp. 24-28.
- Vivien, L., "Turbinas de vapor y gas", 1975, Urmo, S.A. de Ediciones, Bilbao, Spain.
- Sousa Jr, F., "Análise Tecnoeconômica de Sistemas de Armazenamento de Ar Comprimido para Geração de Energia Elétrica em Horário de Demanda de Pico", 2001, Dissertação de Mestrado.

## **Use of Gas Turbine with Compressed Air Energy Storage in Underground Reservoir for Electric Energy Generation in Peak Demand Schedule**

### **Francisco de Sousa Júnior**

Escola Federal de Engenharia de Itajubá  
Rua Silviano Brandão, 286, Bairro Medicina, Itajubá MG, CEP: 37 500 000  
xico@iem.efei.br

### **Rogério José da Silva**

Escola Federal de Engenharia de Itajubá  
Av. BPS, 1303 - Bairro Pinheirinho - Itajubá MG - CEP: 37 500 000  
rogério@iem.efei.br

***Abstract.** One of the existent alternatives for the electric energy generation in peak load demand is that corresponding to the use of gas turbines endowed with a underground air reservoir system. This system is a modification of the conventional cycles of thermal gas turbines plants. The process consists basically in storing compressed air in an underground reservoir in off-peak load demand. In peak load demand, this air is released, heated and used in a combustion chamber, where the coming gases will expand in a gas turbine. The compression cycles and expansion are independent. The goal of this work is to make a brief report of the use of that system, discuss the types of installations and its costs and make a simulate termoeconomic analysis in a CAES plant in order to verify or not its economical viability here in Brazil. We ended that, as well as the reversible hydraulic plants, the CAES plants also assist the needs to generate electric power in pick load demand, and depending on this need, it can become economically viable*

***Keywords.** CAES plant, underground reservoir, peak load demand, economical viability*