

CAPÍTULO IV Novas Tecnologias

Neste capítulo duas novas tecnologias alternativas utilizando as fontes primárias gás natural e nuclear são analisadas, tendo em vista a sua aplicação como potenciais geradoras de energia elétrica na matriz brasileira de 2030, assim como o conceito de geração distribuída de energia.

IV.1 CÉLULAS A COMBUSTÍVEL

Células a combustível produzem energia elétrica por intermédio de reações eletroquímicas da mesma forma que baterias eletroquímicas convencionais. Elas consomem combustível no anodo e ar no catodo, mas, diferentemente de baterias convencionais, células a combustível se suprem de fontes externas e, em princípio, nunca se descarregam, enquanto existir suprimento contínuo dos reagentes.

Normalmente, em muitos tipos de células, hidrogênio é o combustível suprido para o anodo, que contem material catalisador, freqüentemente metais preciosos, o que facilita a decomposição das moléculas de hidrogênio em prótons H^+ e elétrons. Os prótons migram por um meio eletrolítico para o catodo, enquanto os elétrons circulam por um circuito externo fornecendo energia elétrica para um aparelho conectado à célula. Os prótons e os elétrons reagem com oxigênio que é suprido através de ar ao catodo, produzindo água.

Tipos de Células a Combustível

Um modo fácil de distinguir os vários tipos de células é pela natureza do eletrólito utilizado [Jacoby, 2003]:

Células alcalinas – Essas células fazem uso de soluções aquosas de hidróxido de potássio como eletrólito. Estas células foram muito utilizadas nos primeiros programas espaciais americanos, como as missões Gemini e Apollo, e ainda são vendidas na atualidade.

Células de ácido fosfórico – As células atuais mais comuns utilizam ácido fosfórico líquido como eletrólito e podem ser encontradas em diversas aplicações em escritórios e plantas industriais geralmente suprindo energia de melhor qualidade para sistemas vitais aos processos. Existem mais de 250 unidades estacionárias de 200 kW fabricadas pela UTC Fuel Cells instaladas em mais de

20 países, uma delas no Centro de Pesquisas da Petrobras – Cenpes, no Rio de Janeiro.

Células de carbonato fundido – Essas células utilizam carbonatos de lítio, sódio ou potássio como eletrólito e têm sido utilizadas em centrais de utilidades porque operam a altas temperaturas, superiores a 600°C, podendo propiciar o aproveitamento do calor gerado em sistemas de cogeração. Elas também não requerem catalisadores metálicos nobres e caros nos anodos, para reagirem eletroquimicamente com o combustível.

Células de óxidos sólidos – Outra classe de células é aquela que evita o manuseio de líquidos corrosivos, empregando eletrólitos sólidos. Normalmente utilizam ytria estabilizada com zircônio, que conduzem íons de oxigênio. Estas células estão sendo desenvolvidas principalmente para uso também em centrais elétricas estacionárias devido às altas temperaturas em que operam, ao redor de 1.000°C.

Células PEM – membrana polimérica eletrolítica – Dentro da classe de eletrólitos sólidos, essas células fazem uso de um filme fino de material condutor de íons para separar o anodo do catodo. Polímeros perfluorsulfonados, como o Nafion, produzido pela DuPont, são os comumente utilizados pelos fabricantes deste tipo de células, que operam a temperaturas próximas a 80°C e têm sido foco da maioria dos programas atuais de pesquisa, devido ao seu enorme potencial para aplicações estacionária, veicular ou portátil.

Células Diretas a Metanol/Etanol – DMFC/DEFC – Uma derivação da classe de células tipo PEM com uma tecnologia revolucionária e inovadora, que pode ter um especial interesse para o Brasil, grande produtor de álcool etílico, com rede de postos de rodagem já estruturado em todo o País. Ela é empregada atualmente para aplicações portáteis que geram energia para equipamentos eletrônicos, como telefones celulares e computadores laptop, em células do tipo PEM que funcionam diretamente com metanol, sem que seja necessário primeiramente extrair hidrogênio, reformando o álcool. Os equipamentos eletrônicos podem funcionar por longos períodos, beneficiando-se da alta densidade de energia que um pequeno volume de álcool contém.

Aplicações Típicas de Células

Células a Combustível para Uso Automotivo

Um dos principais desafios que a tecnologia de células a combustível enfrenta, em particular para atender ao mercado automotivo, é exatamente o de suprimento de combustível para a célula. Atualmente os carros e ônibus protótipos utilizam reformadores de combustível a bordo do veículo para extrair hidrogênio de gás natural ou álcool para abastecer as células.

Atualmente existem algumas linhas de pesquisa a esse respeito, várias delas no intuito de livrar os veículos dos reformadores. Não há ainda consenso entre os fabricantes de veículos sobre qual a solução que vingará no futuro [Jacoby, 2003]: cilindros de hidrogênio a altas pressões, da ordem de 10.000 psi (700 bar), baseado em múltiplas camadas, incluindo uma de composto de carbono; utilização de hidrogênio líquido; utilização de compostos sólidos com grande capacidade de liberar hidrogênio, a partir de soluções aquosas de borohidreto de sódio e de um catalisador a base de rutênio, desenvolvido pela MillenniumCell. O sistema hidrolisa o borohidreto de sódio produzindo metaborato de sódio e hidrogênio.

A célula direta seria outro caminho tecnológico para acionar carros e geradores com células a combustível. A linha mestra que dirige essa linha de pesquisa é o desenvolvimento de membranas novas. A vantagem de se utilizar etanol puro na DMFC fica prejudicada pelo fato de que ele permeia pela membrana tipo Nafion, largamente empregada na fabricação de células PEM, e reage com o oxigênio no catodo, sem produzir eletricidade. A solução paliativa adotada atualmente é a de diluir o metanol em soluções aquosas a 3% no sentido de diminuir o vazamento de combustível pela membrana, mesmo ocasionando a redução da capacidade de acumulação de energia do combustível.

Células a Combustível para Uso Comercial e Residencial

A crescente produção e disponibilidade de redes de gás natural em várias partes do mundo, inclusive no Brasil, tem motivado o interesse de se disponibilizar ao mercado consumidor de energia elétrica de pequeno porte, tal como o residencial ou para pequenos empreendimentos comerciais, células a combustível acopladas a reformadores de gás. Esses reformadores provem uma

corrente rica em hidrogênio, que abastece de combustível a célula. Como peso extra e mobilidade não são tão críticos como na aplicação veicular eles podem ser mais bem dispostos. Algumas vantagens adicionais para este tipo de solução podem ser enumeradas:

- A geração de energia elétrica junto ao local em que ela é consumida, chamada de geração distribuída, elimina a necessidade de instalação ou da ampliação de linhas de transmissão e de distribuição de energia elétrica e as perdas inerentes às mesmas;
- A qualidade de fornecimento de energia elétrica pode ser substancialmente aumentada, tanto com relação aos níveis de tensão e frequência da rede quanto aos eventos de interrupção de fornecimento de energia;
- Os níveis de emissão de poluentes podem ser mais baixos, quando comparado aos de motores de combustão ou turbinas a gás, também os níveis de ruídos são muito inferiores;
- As companhias distribuidoras de gás passam a ser a um competidor direto das concessionárias de eletricidade, eliminando um monopólio natural inerente a estes tipos de serviço, aumentando a competitividade e qualidade dos serviços disponibilizados.

A questão comercial básica a ser solucionada por essas tecnologias é convencer o consumidor de que o preço maior cobrado vale a pena. Por exemplo, as baterias de ion-lítio, apesar de serem mais caras do que as de níquel-cádmio dominam o mercado, porque levam o dobro do tempo para se descarregarem [Jacoby, 2003].

Este diferencial pode ser o mesmo que incentivará a adesão de dispositivos movidos a células DMFC, porque elas já apresentam uma densidade de energia de 3 a 4 vezes superiores ao da bateria ion-lítio, que provê em média 0,10 kWh/kg. A meta é a de que as células DMFC proporcionem 1,0 kWh/kg, ou seja, dez vezes mais. Este pode vir a se tornar um fator preponderante na viabilidade da produção em massa de células, porque haveria um apelo extra para a sua adesão, além simplesmente das melhores eficiências e relação amigável com o meio-ambiente, sem vantagens palpáveis em serviços. Isso é exatamente o que os carros e geradores movidos a células atuais apresentam atualmente em relação aos seus competidores convencionais, sem compensar economicamente o sobre preço pago por eles.

Uma das formas pensadas para melhorar o desempenho das células de uso estacionário e proporcionar vantagens extras para o usuário seria aproveitar o calor extra gerado nos processos de reforma e na própria pilha de células, para produzir água quente a um custo muito baixo.

IV.1.1 Conjunto reformador de gás - pilha de células a combustível

A PUC-Rio dispõe de um conjunto reformador de gás - pilha de células PEM de 5 kW de potência fabricado pela Plug Power. O reformador consome gás natural fornecido pela companhia distribuidora local - CEG – gerando o hidrogênio necessário para a operação da pilha composta por 88 células conectadas em série.

O reformador da Plug Power é do tipo auto-térmico. A reforma do gás é processada com água e ar em 4 estágios até atingir a qualidade necessária para direcioná-lo para a pilha de células.

Em uma primeira etapa o gás misturado com ar entra em um vaso com catalisador onde metano reage com oxigênio do ar, liberando hidrogênio e monóxido de carbono em uma oxidação catalítica parcial - CPO. Esta reação é exotérmica e as temperaturas atingem valores entre 600 e 900 C dentro do reator.

Após essa reação inicial, o monóxido de carbono deve ser eliminado da corrente de gases, sob pena de contaminar o catalisador da pilha de células e esta remoção é realizada em duas fases com vapor de água. Uma a temperaturas de 300 a 500 C, chamada de remoção de CO a alta temperatura – HTS, onde ele reage com o vapor d'água, produzindo dióxido de carbono e hidrogênio adicional. Na segunda fase, a temperaturas mais baixas, da ordem de 190 a 250C, a mesma reação ocorre agora codinominada remoção de CO a baixa temperatura – LTS. Ambos os processos também ocorrem sob efeito de catalisadores, sendo que o calor desprendido na reação a temperatura mais alta é utilizado no pré-aquecimento dos gases para o CPO.

Os gases reformados proveniente dessas reações ainda contêm concentrações altas de CO (2000 a 3000 ppm) e como os catalisadores das células podem ser envenenados com concentrações de CO superiores a 50 ppm, a corrente passa por um quarto e último vaso com catalisadores para nova redução de CO a CO₂ na presença de ar. As temperaturas são ainda mais

baixas, da ordem de 130 a 150 C, para que a reação indesejável de formação de água a partir do hidrogênio e oxigênio da mistura seja controlada a valores mínimos.

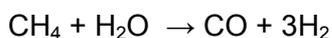
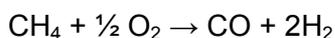
Essa corrente rica em H₂ é direcionada ao anodo da pilha, assim como ar é direcionado ao catodo da pilha, gerando uma corrente contínua de elétrons a qual é convertida em corrente alternada para consumo final.

As temperaturas em todos os processos são controladas por trocadores de placa instalados dentro da unidade e, adicionalmente, a unidade foi preparada para aproveitamento do calor residual, proporcionando uma cogeração utilizada para aquecimento de água para uso residencial ou comercial.

Finalmente, a corrente residual de gases do anodo é oxidada numa câmara – ATO. O calor da reação é utilizado para vaporizar a água de alimentação da pilha, além de reduzir os componentes dos gases exaustos a CO₂, N₂ e água.

As reações básicas em cada estágio são as seguintes:

CPO – conversão de metano (CH₄) em hidrogênio (H₂) e monóxido de carbono (CO)



HTS e LTS



PROX



Os esquemas básicos simplificados do reformador e da pilha propriamente dita estão mostrados nas figuras IV-1 e IV-2.

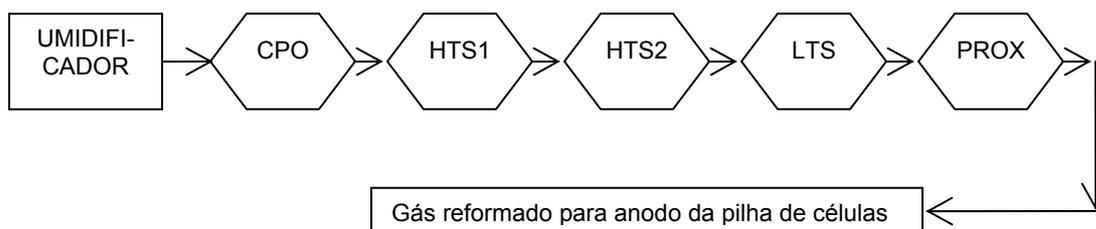


Figura IV-1 – Esquema básico do reformador da Plug Power instalado na PUC-Rio

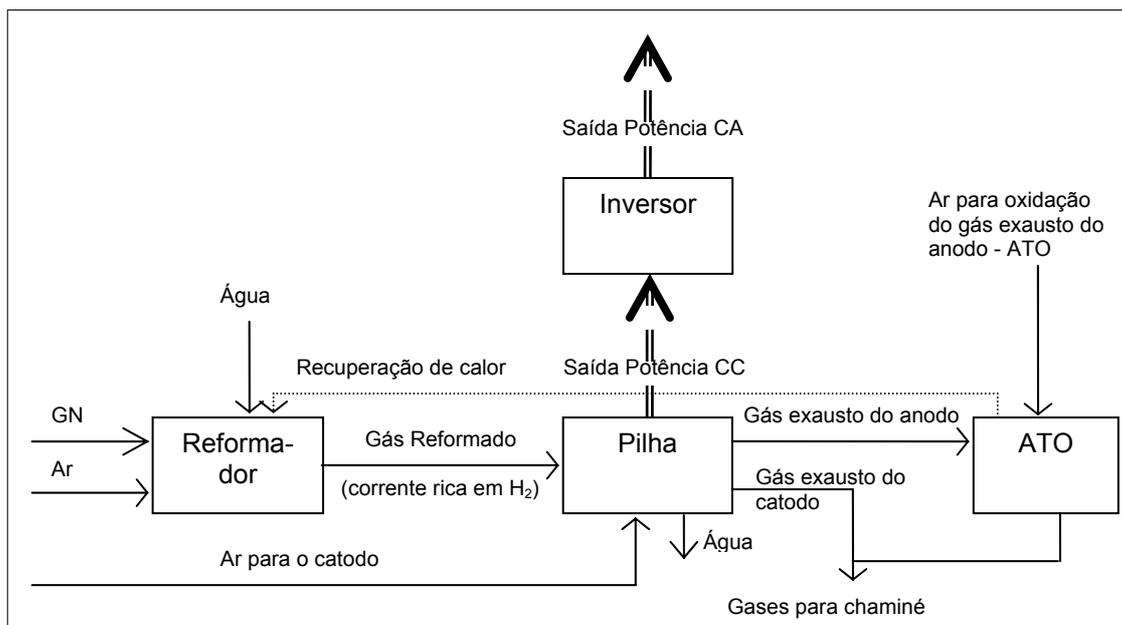


Figura IV-2 – Esquema simplificado da pilha de células a combustível da Plug Power

A análise termodinâmica dos resultados do funcionamento desse conjunto (vide Anexo A.5) permitiu chegar a algumas conclusões a respeito do desempenho de reformadores pequenos:

- I. A eficiência encontrada para o inversor de corrente foi da ordem de 80%, muito abaixo das normalmente encontradas no mercado. Valores superiores a 90% são factíveis para este tipo de equipamento.
- II. Se considerássemos $\eta_{\text{Inversor}} = 90\%$, a eficiência da pilha com reformador passaria de 22,0% para 25,6% – base PCI – um aumento de mais de 16%, mas ainda muito baixa para torná-la competitiva com um motor de combustão a gás.
- III. A irreversibilidade associada ao processo de reformador de gás natural corresponde a quase metade da energia elétrica de saída da pilha – 48,9% – afetando decisivamente o desempenho de todo o sistema.
- IV. Células a combustível tipo PEM, no estado da arte atual, ainda apresentam limitações importantes para que se tornem uma solução competitiva para aplicações de geração distribuída.
- V. Células que funcionam a altas temperaturas, como as de óxido sólido e carbonato fundido, superam diversas dessas limitações, tais como:
 - A reforma de gás natural realizada de forma conjunta à alimentação do anodo, sem que seja necessário eliminar o CO;
 - A utilização de materiais catalíticos nobres e caros nos anodos não é necessária;

- Isso pode compensar a maior irreversibilidade da reação eletroquímica da célula, devido às altas temperaturas em que operam, além de também proporcionar um melhor aproveitamento dos gases exaustos em sistemas de cogeração.
- VI. Uma análise termodinâmica mais aprofundada desses caminhos tecnológicos alternativos para células é indispensável no sentido de orientar quais soluções para o desenvolvimento de células a combustível seriam as mais promissoras.

A literatura traz algumas indicações a respeito dessa última nota, interessantes para termos de comparação [Argonne National Laboratory, 2004]:

- VII. Uma alternativa de armazenar energia é a de se utilizar hidrocarbonetos como os transportadores de hidrogênio. Neste caso um pequeno reformador extrairia o hidrogênio necessário para o funcionamento da célula. O problema com reformadores é que eles respondem lentamente às variações repentinas de carga. Computado as perdas de energia envolvidas no processo de reforma somado ao custo extra da célula a combustível, motores de combustão interna mostram-se mais competitivos.
- VIII. Células diretas de metanol ou etanol não requerem um reformador, mas elas ainda se mostram pouco eficientes e com baixas densidades de potência quando comparadas às células a combustível convencionais, embora essas desvantagens possam ser compensadas pela maior densidade de energia do etanol e do metanol em comparação ao hidrogênio.
- IX. Células de óxido sólido podem funcionar com hidrocarbonetos leves como propano e metano, sem que haja necessidade de um reformador. Hidrocarbonetos mais pesados exigem apenas uma reforma parcial, mas a temperatura mais alta de funcionamento e tempo de partida lento dessas células, as tornam proibitivas para serem aplicadas em veículos.

Conclusões

A aplicação de células a combustível para geração de energia elétrica ainda tem um longo caminho a percorrer antes que possa ser considerada uma opção competitiva.

O Anexo A.4 apresenta um resumo sobre a economia e produção de hidrogênio, assim como uma alternativa para acionamento de veículos em grande expansão na atualidade: motores híbridos.

IV.2 ENERGIA NUCLEAR DISTRIBUÍDA

Apesar de poder ser considerada uma tecnologia relativamente antiga, a geração termelétrica a partir de fonte nuclear voltou a ser considerada uma boa opção. A razão para isso reside no fato da baixíssima emissão de gases de efeito estufa durante todo o ciclo de vida útil das usinas, fator que passou a ser muito valorizado no final dos anos 90 e início deste século.

Os fatores contrários a ampliação de sua aplicação podem ser creditados, principalmente, aos acidentes nas centrais de Three Mile Island, nos EUA, e Chernobil, na antiga União Soviética, como também a preocupação das populações com relação à disposição do lixo atômico produzido nas usinas.

Além da natural evolução tecnológica, uma idéia nova de aplicação da energia nuclear começa a ganhar força: o desenvolvimento de usinas nucleares de média capacidade da (ordem de 250 a 300 MW) baseada em reatores compactos aplicados atualmente para propulsão de navios. Esta tecnologia traz vantagens significativas, particularmente para o Brasil, como veremos a seguir.

IV.2.1 Breve Histórico da Energia Nuclear no Brasil

O início do Programa Nuclear Brasileiro deu-se nos anos 50 com a criação do Conselho Nacional de Pesquisas e da Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN), quando foram cubados estoques estratégicos de minérios nucleares.

Em 1972, o País comprou o primeiro reator de potência a urânio enriquecido da Westinghouse, depois de um acordo com os EUA. A introdução efetiva da energia nuclear no país iniciou-se com a construção da primeira usina nuclear brasileira, Central Nuclear de Angra I, com capacidade instalada de 660 MW.

Na mesma época, em 1975, foi assinado o Acordo Nuclear Brasil-Alemanha, o qual previa a transferência de tecnologia para o país, envolvendo desde o projeto dos reatores até a tecnologia do ciclo do combustível.

A cooperação entre os dois países deveria render a instalação de oito usinas no País até o ano 2000, mas por conta de diversos atrasos em seu cronograma apenas uma, a de Angra II, foi concluída. Componentes da segunda usina permaneceram estocados e deverão ser utilizados, agora, para a construção de Angra III.

De qualquer forma, como parte do acordo com a Alemanha, o país se beneficiou com a instalação da Nuclep (indústria de mecânica pesada) e da INB (fusão da fábrica de elementos combustíveis nucleares com a Nuclei e a Nuclemon).

Em 1985 Angra I entrou em funcionamento comercial. O custo bruto de sua instalação, segundo cálculos de 2006 da Eletronuclear, teria sido de R\$ 1,3 bilhão. Na mesma época, é iniciada a construção de Angra III, idêntica a Angra II. As obras foram interrompidas em 1986.

Em paralelo ao acordo com a Alemanha, o Brasil, através do Ministério da Marinha, desenvolveu a partir de 1979 um programa nuclear autônomo, culminando, em 1987, com o domínio do ciclo do enriquecimento do urânio e o aprofundamento dos conhecimentos da tecnologia de reatores nucleares, além de ter levado à capacitação de muitas empresas nacionais para o fornecimento de componentes para o setor. Para se atingir o objetivo foram gastos US\$ 40 milhões ao longo de oito anos neste projeto.

Em 1997 a Eletrobrás Termonuclear S/A, Eletronuclear, subsidiária da Eletrobrás, foi criada com a responsabilidade de administrar e construir usinas nucleares no País. Em 2001, Angra II entrou em operação comercial no dia 1º de fevereiro. A média de geração de energia em relação ao seu potencial máximo de 1.350 MW, até 2006, é de 76,6% e seu custo total de instalação foi de R\$ 5 bilhões, segundo a Eletronuclear.

Em 2007, apesar da resistência de setores ambientalistas, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) aprovou a proposta de retomada da construção de Angra III e, em 2008, o Ministério de Minas e Energia anuncia que pretende retomar as obras. A manutenção e estocagem dos equipamentos para construção da usina, parados desde 1993, custam cerca de R\$ 50 milhões por ano. No total, cerca de US\$ 750 milhões já teriam sido gastos com o projeto, e outros R\$ 7 bilhões seriam necessários para sua conclusão.

Tendo em vista o histórico de longo prazo de construção de usinas de grande porte (potências acima de 1000 MW), onde a instalação pode ser atropelada por descontinuidades políticas, usuais no Brasil, que levam à paralisação das obras, provocando enormes prejuízos econômicos e financeiros à empresa geradora, o risco do aumento do custo de implantação deste tipo de usina é alto.

Neste cenário, com a perspectiva de implantação de novas usinas nucleares, até 2020, é preciso que se definam os rumos a serem tomados. Certamente, a capacitação tecnológica brasileira evoluiu muito desde a época do Acordo com a Alemanha, particularmente com respeito ao ciclo do combustível. No caso do projeto de reatores, a experiência se concentrou em reatores de pequeno porte para propulsão naval.

O modelo proposto para o setor nuclear brasileiro teria um paralelo com a indústria aeronáutica ao se espelhar no exemplo da Embraer, que encontrou sua vocação no desenvolvimento e na produção própria de aviões, inicialmente, de pequeno porte e, hoje, de porte médio, tornando-se uma potência mundial no setor. [Carajilescov et al., 2007]

A proposta agora em discussão seria o Brasil desenvolver, de forma autônoma ou em parceria com outros países, uma linha própria de reatores de potência de pequeno porte, na faixa de 250 a 300 MW, a partir do “know-how” que já dispomos. As vantagens destacadas nesta linha de ação são as seguintes [Carajilescov et al., 2007]:

- a) desenvolvimento de uma tecnologia própria e instalação de reatores com maior conteúdo nacional;
- b) reatores de menor porte podem ser construídos em menor tempo, minimizando os prejuízos associados a descontinuidades econômicas e políticas;
- c) grandes potências elétricas podem ser obtidas através de “clusters” de reatores menores, permitindo a padronização e serialização de sistemas e componentes, assim como o desembolso escalonado de recursos financeiros;
- d) usinas de menor porte podem atender melhor locais hoje abastecidos por sistemas elétricos isolados;

e) grande parte dos sistemas pode ser fabricada em locais controlados e transportados para o sítio escolhido para a usina, minimizando a necessidade de grandes canteiros de obras e de pessoal especializado local;

f) o aprendizado com uma usina pode ser utilizado na implantação da usina seguinte;

g) o domínio da tecnologia de reatores de pequeno porte pode transformar o Brasil em fornecedor de tecnologia para países de economias menores, que necessitam de eletricidade em menor escala e que dispõem de menos recursos para investimento em infra-estrutura.

IV.2.2 Custos de Combustível Nuclear

Os custos para gerar eletricidade a partir do carvão, gás e nuclear variam consideravelmente, dependendo do local em que as usinas são implantadas. Usinas a carvão são e provavelmente continuarão a ser muito atrativas em países com reservas abundantes e acessíveis, caso da China, Estados Unidos e da Austrália, enquanto as emissões de carbono não tiverem custos imputados.

O gás natural também constitui em uma solução competitiva para geração na base em locais com grande disponibilidade dessa fonte, queimado em usinas aplicando ciclo combinado com alta eficiência. No entanto, a elevação de preços desse combustível tem colocado os empreendedores sob alerta.

A energia nuclear é competitiva com a geração fóssil em muitos lugares, apesar dos custos altos de investimento e dos cuidados adicionais que devem ser tomados para dispor os resíduos e para descomissionar as usinas ao final de suas vidas.

Contudo, caso incluamos os custos sociais, que afetam a saúde da população e o meio ambiente, devido às emissões das fontes fósseis, a solução nuclear não deveria ser desprezada como alternativa para a diversificação da matriz elétrica brasileira.

Urânio apresenta ainda a vantagem de ser uma fonte de energia muito concentrada, quando comparado ao carvão, ao óleo ou ao gás natural. Além disso, ele é facilmente transportado e de uma forma muito barata, o que o torna uma commodity facilmente comercializável.

Custo do Combustível

A grande vantagem competitiva da energia nuclear é o custo baixo do combustível quando comparado aos custos de carvão, óleo e gás para as usinas termelétricas de base fóssil. No entanto, o urânio deve ser processado, enriquecido e disponibilizado na forma de varetas de elementos combustíveis, sendo que mais da metade desse custo corresponde exatamente aos processos de enriquecimento e fabricação desses elementos. Também devem ser previstos gastos para o manuseio e disposição do combustível utilizado ou para separação dos componentes mais perigosos.

Com o reaquecimento mundial da geração nuclear, ocorrido nos últimos anos, os preços do minério de urânio, concentrado e purificado (“yellow cake”) e dos serviços do ciclo de combustível sofreram variações expressivas.

No mercado internacional, o custo para se obter 1 kg de urânio na forma de óxido UO_2 , utilizado nas varetas de combustível de usinas nucleares está dividido da seguinte forma:

Urânio (yellow cake)	8,9 kg U_3O_8 x \$ 95	US\$ 845,50
Conversão para hexafluoreto	7,5 kg U x \$ 12,5	US\$ 93,75
Enriquecimento	7,3 UTS ¹⁷ x \$ 135	US\$ 985,5
Fabricação do combustível	por kg de Urânio	US\$ 500
Total		US\$ 2.424,75

Se considerarmos reatores nucleares típicos, dos quais podemos aproveitar 45 GWt-dia por tonelada de combustível, isto corresponderia a uma geração elétrica líquida de aproximadamente 360 MWh/kg ou o custo equivalente devido ao combustível de US\$ 6,75/MWh, o que somado a US\$ 2/MWh relativos aos custos adicionais para descomissionamento da usina e para reprocessamento do combustível queimado, resultaria no custo total de US\$ 8,75/MWh gerado.

Mesmo assim, nos países da OCDE o custo total atribuído ao combustível na operação de uma central nuclear corresponde tipicamente a $\frac{1}{3}$ de uma usina a carvão e $\frac{1}{4}$ de usinas a gás de ciclos combinado. Também existe uma perspectiva de aumento de eficiência e redução de custos dos processos de fabricação do combustível nuclear, devido a melhoras introduzidas no

¹⁷ Unidade de Trabalho Separativo

aproveitamento do calor gerado na fissão dentro do reator e no processo de enriquecimento do combustível.

Reprocessamento e combustível nuclear reaproveitável

O carregamento anual de uma usina nuclear do porte de Angra II consiste na substituição de aproximadamente 11,5 toneladas de combustível irradiado por igual massa de combustível novo. Ao ser descarregado, o combustível queimado é, inicialmente, estocado em uma piscina localizada nas proximidades do prédio do reator, com o objetivo de sofrer um processo de resfriamento, que corresponde ao decaimento dos produtos radioativos, resultante das fissões nucleares, que possuam meia vida curta [Carajilescov et al., 2008].

Após este período inicial, de alguns meses, o combustível pode ter dois destinos. O primeiro consiste em ser armazenado em um depósito permanente, na forma em que se encontra. Considerando-se a alta densidade deste material, o volume a ser armazenado e monitorado por milhares de anos equivaleria a aproximadamente 1,5 metros cúbicos por ano, volume equivalente a uma típica caixa de água doméstica.

O segundo destino seria submetê-lo a um reprocessamento para a separação de seus componentes. O combustível queimado pode ser reprocessado, recuperando-se plutônio e urânio para serem reutilizados como combustível.

Os custos de reprocessamento são altos, mas eles são compensados pela não necessidade de enriquecimento e pelo menor volume de resíduos radioativos a serem armazenados no final. Aproximadamente sete varetas de UO_2 produzem uma de combustível reciclado mais um resíduo atômico vitrificado de alta atividade.

Basicamente, são 4 os grupos principais de componentes [Carajilescov et al., 2008]:

- i) Aproximadamente 94% do total são formados pelas sobras de urânio do combustível;
- ii) 5% são produtos oriundos das fissões;
- iii) 1% consiste no plutônio produzido por conversão do urânio;
- iv) e, finalmente, temos os actínídeos menores (~0,2%).

As sobras de urânio e o plutônio produzido possuem enorme valor de mercado para serem reutilizados como combustível nuclear, o que já vem sendo realizado na Europa e no Japão, de forma ambientalmente adequada, podendo se constituir em receita adicional ao processo de geração elétrica.

Os rejeitos radioativos críticos são, pois, representados pelos produtos de fissão e pelos actínidos menores. Para um reator semelhante ao de Angra II, isto representa, aproximadamente, 600 kg de produtos de fissão e 25 kg de actínidos menores, por ano.

Embora, ambos os grupos possuam meia vida longa, os produtos de fissão teriam um nível de atividade desprezível após alguns séculos, enquanto os actínidos continuariam com elevada atividade mesmo após alguns milênios e o armazenamento e monitoramento destes produtos, por milhares de anos, realmente representam um ônus para as futuras gerações. Contudo, são quilos de rejeitos e não toneladas, sendo o volume deste material muito pequeno, mesmo considerando a operação de um grande número de reatores nucleares.

Recentemente EUA, Japão, Rússia e Coreia do Sul, além da Comunidade Européia, têm investido enormes somas de recursos em novas tecnologias, do tipo ADS (Accelerator Driven Systems), as quais, através de transmutações nucleares, poderiam incinerar os actínidos, reduzindo dramaticamente o volume de rejeitos radioativos e o tempo necessário de armazenamento. Alguns protótipos de demonstração de ADS's já se encontram em fase de construção.

Custos Externos

Em 2001 um estudo comparando os custos externos de vários ciclos de combustíveis concluiu que a energia nuclear incorre em um custo para a sociedade dez vezes menor quando comparado ao carvão [Australian Uranium Association, 2007].

Esses custos externos estão relacionados às questões de saúde e meio-ambiente, os quais podem ser razoavelmente quantificados, mas não são efetivamente incorporados ao preço final da eletricidade. De acordo com este estudo, se estes custos fossem incluídos, o preço da eletricidade no mercado europeu oriundo de usinas térmicas a carvão deveria ter seu valor duplicado,

enquanto aquele de usinas a gás aumentaria em 30%, sem levar em consideração a emissão de gases de efeito estufa.

A metodologia considera emissões, dispersão de poluentes e o impacto final causado pela geração elétrica. Com respeito à energia nuclear o risco de acidentes inclui os impactos radiológicos devido a possíveis vazamentos de rejeitos.

O custo extra para a energia nuclear atingiu valores médios de US\$ 4/MWh, da mesma ordem de grandeza da hídrica, enquanto os custos para a geração a carvão variaram entre US\$ 41 e 73/MWh e para o gás, de US\$ 13 a 23/MWh. Apenas a geração eólica apresentou valores melhores do que a nuclear: US\$ 1 a 2/MWh, em média.

IV.2.3 Custos da Geração Elétrica comparada a outras fontes

Os custos de geração elétrica em usinas nucleares incluem o manuseio do combustível queimado, o descomissionamento da planta e a disposição final dos resíduos, usualmente não considerados para outras tecnologias.

Os custos para descomissionamento das usinas, reprocessamento e disposição do lixo atômico variam de 15% a 20% do custo do capital inicial para instalação da planta, mas após serem descontados a valor presente, eles contribuem apenas com um pequeno percentual do custo de investimento inicial e representam não mais do que 3% do custo final de geração.

Nos Estados Unidos esses custos são da ordem de US\$ 2 a 3/MWh gerado, a faixa inferior no caso do lixo atômico não ser processado antes do seu depósito.

Comparação do custo de geração elétrica

Os custos de construção de uma usina nuclear são significativamente superiores ao de térmicas com base fóssil devido à aplicação de materiais especiais e porque as usinas modernas tiveram que incorporar sofisticados sistemas de segurança e equipamentos de controle duplicados, adotados após os sérios acidentes nos EUA e na antiga USSR.

Também os longos períodos de construção encarecem sobremaneira os custos financeiros e no passado esse fato repetiu-se mesmo fora do Brasil. Contudo, os reatores de 1300 MW de última geração instalados no Japão, que

iniciaram a operação entre 1996 e 1997, foram construídos em pouco mais de quatro anos e um período de tempo variando de 48 a 54 meses já é suficiente para colocar usinas operando atualmente [Australian Uranium Association, 2007].

Por outro lado, a contribuição do custo do combustível em relação ao custo total de geração no caso nuclear é pequena, de tal forma que mesmo grandes variações de preços provocam um efeito relativamente pequeno no preço final da energia.

Por exemplo, a duplicação do preço do urânio acarreta um aumento de 26% para o custo de combustível de um reator típico de água leve PWR e um aumento de 7% no custo final da energia, enquanto a mesma variação no preço do gás acarretaria um aumento de 70% na eletricidade produzida.

A futura competitividade da energia nuclear dependerá substancialmente dos custos adicionais imputados à queima de combustíveis fósseis. Existe uma grande incerteza em quanto será penalizada a emissão de gases de efeito estufa e quais são os custos reais para se atingir as metas de redução de poluentes, como dióxido de enxofre e outros gases nocivos ao meio-ambiente.

A tabela IV-1 mostra projeções de custos de geração elétrica para diversas tecnologias em 2030.

Tabela IV-1 – Custo comparativo de geração elétrica na Comunidade Européia – em EUR/MWh e taxa de desconto de 10% aa

	2005	Projetado para 2030 considerando um custo de EUR 20-30/t CO ₂
Gás natural c/ciclo combinado (CC)	34-45	40-55
Carvão pulverizado	30-40	45-60
Carvão leito fluidizado	35-45	50-65
Carvão gaseificado c/CC	40-50	55-70
Nuclear	40-55	40-55
Eólica na terra	35-110	28-80
Eólica offshore	60-150	40-120

Algumas indicações de custos atuais para instalação de usinas nucleares estão indicadas na tabela IV-2. As grandes variações dos preços são explicadas pela inclusão ou não de itens no escopo do fornecimento, tais como carga inicial de combustível, torres de resfriamento ou, até mesmo, dos turbogeradores a vapor.

Tabela IV-2 – Custo para instalação de usinas nucleares no mundo

Central	Potência Instalada MW	Custo US\$/kW instalado
EdF Flamanville EPR	1.650	2.900
Bruce Power Alberta	2 x 1100	2.800
CGNPC Hongyanhe	4 x 1.080	1.530
AEO Novovronezh 6&7	2.136	2.340
KHNP Shin Kori 3&4	1.350	1.850

Muitas vezes o fator decisivo para escolha da tecnologia de geração elétrica em um país depende do cenário econômico internacional. Países como França e Japão tiveram que escolher entre importar grandes quantidades de combustíveis ou gastar uma soma considerável de capital internamente para se suprirem de energia elétrica, ao optar pela energia nuclear. A decisão tomada é conhecida e favoreceu o desenvolvimento da indústria nuclear, principalmente na França.

IV.3 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E COGERAÇÃO

IV.3.1 Geração Distribuída

O conceito de geração distribuída de energia elétrica não é recente, mesmo porque os primeiros geradores elétricos comerciais, inventados por Thomas Edison no final do século XIX, retificavam mecanicamente a corrente alternada produzida para contínua e a energia não podia ser transmitida a longas distâncias, sob pena de se dissipar nas linhas de baixa tensão. Esta foi, inclusive, a razão pela qual Tesla, outro grande inventor da época, ganhou a disputa com Edison a respeito da melhor forma de utilizar a corrente elétrica. A corrente alternada podia ter sua voltagem facilmente elevada em transformadores e transferida para consumidores situados longe da central geradora.

De qualquer forma, esse conceito foi vitorioso e, a partir dos anos 30, sistemas de geração de grande porte passaram a ser desenvolvidos e até os anos 80 do século XX eles foram efetivamente as melhores soluções quanto à eficiência de geração, minimizando seus custos.

Somente a partir do final do século XX, com o rápido avanço tecnológico de materiais, da eletrônica e dos melhoramentos significativos na produção de geradores mais eficientes e baratos, a idéia de que a geração elétrica junto ao consumo pode trazer benefícios significativos passou a ser difundida.

A definição de o que pode ou não ser considerado como geração distribuída não é consenso absoluto. Existem critérios discrepantes quanto à capacidade máxima das instalações, tensão de geração, nível de tensão de conexão, tecnologia empregada e de até onde a energia gerada pode chegar, entre outros fatores.

Qualquer geração de eletricidade que seja primordialmente direcionada para consumidores instalados dentro de um raio máximo de poucos quilômetros, menos de 20, por exemplo, pode vir a ser classificado como um gerador distribuído, mesmo se tratando de uma grande usina térmica instalada no centro de uma grande cidade. Por exemplo, em Moscou, na Rússia, existem usinas desse tipo, as quais, inclusive, servem de fonte de calor para um sistema de aquecimento distrital.

O grande potencial hidráulico brasileiro justificou a intensificação, principalmente a partir dos anos 60, da implantação de uma geração centralizada associada a um sistema de transmissão bastante integrado, pois a economia de escala dessa solução compensava os gastos com a construção, operação e perdas elétricas relativas às longas redes de transmissão.

A geração distribuída limita-se a atender cargas de emergência e em processos industriais com disponibilidade de aproveitamento de resíduos ou de calor residual importante. As principais aplicações encontram-se em siderúrgicas (gases alto forno), usinas de açúcar e etanol (bagaço de cana), petroquímicas (gás e óleo residuais) e fábricas de papel e celulose (liquor negro e cavacos de madeira).

A crise energética no ano de 2001, fruto dos baixos investimentos no setor associado a um período seco muito longo, forçou a adoção de medidas emergenciais de racionamento de energia elétrica e a implantação de dois programas. O primeiro incentivando a construção de centrais termoeletricas a gás natural – Programa Prioritário de Termoeletricidade (PPT) e o segundo, mais imediato, propiciando rápido retorno do investimento para usinas compostas, primordialmente, de motores Diesel – Programa de Térmicas Emergenciais.

Além disso, algumas leis e resoluções, ainda que tímidas, tentaram incentivar a geração distribuída como alternativa a uma expansão mais racional do sistema elétrico, dentre as quais se destacam as seguintes:

- Redução não inferior a 50% das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão (TUST) e de distribuição (TUSD), incidindo tanto na produção quanto no consumo da energia comercializada pelos empreendimentos cuja potência instalada seja menor ou igual a 30 MW, com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada - Lei 10.762/2003 - Artigo 26 -§1º;
- Possibilidade de comercializar energia com consumidor com carga instalada superior a 500 kW, em qualquer nível de tensão e independentemente dos prazos de carência dos contratos firmados, pelos empreendimentos com base em fontes hidráulica, solar, eólica, biomassa, cuja potência instalada seja menor ou igual a 30 MW - Lei 10.762/2003 - Artigo 26 -§5º.
- Instituição do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA – Lei nº 10.438/2002, revisado pela Lei nº 10.762/2003, descrito no capítulo V-2 deste trabalho.

Aplicações e Mercado para Geração Distribuída

Reserva de Potência ou Emergência

A aplicação mais comum e, de longe, a que mais se desenvolveu com a crise energética de 2001 é a de reserva de potência para instalações comerciais e industriais. Motores de combustão interna são os equipamentos mais utilizados, com predominância de motores a ciclo Diesel.

Nestes casos, a indisponibilidade de energia torna-se uma situação crítica e geradores são utilizados para prover energia de reserva. Circuitos elétricos separados atendem às cargas prioritárias, as quais devem ser satisfeitas com a falha da concessionária, sendo que os geradores devem estar dimensionados para a demanda máxima da carga de emergência. Um caso particular desse tipo de aplicação existe quando a atividade exige uma qualidade no fornecimento, como nível de tensão estável, de energia elétrica, a qual, muitas vezes não pode ser disponibilizada pela concessionária.

Ponta de carga

Consumidores comerciais ou industriais alimentados com nível de tensão mais baixo – 13,8 kV, tarifa A4 – são estimulados a substituir a compra de energia elétrica no horário de ponta de carga do sistema elétrico – período de 3 horas com início entre as 17:00 e 18:00 horas dos dias úteis – quando a tarifa é

substancialmente mais cara. A geração na ponta pode ser atendida por equipamentos a diesel ou gás, dependendo da relação de preços de energia elétrica, óleo diesel, gás natural e dos investimentos iniciais dos geradores

Carga Base – geração primária de energia elétrica

Esta aplicação refere-se a consumidores não atendidos por rede elétrica da concessionária. No Brasil, os sistemas isolados incluem a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica que não estão conectadas ao Sistema Interligado Nacional – SIN. Esse é o caso dos clientes localizados na região Norte do País, assim como daqueles situados em áreas rurais.

De qualquer forma, também os motores a diesel têm sido historicamente utilizados, mas quando há disponibilidade de outra fonte de energia, uma análise econômica deve ser feita, comparando custos de investimento versus operacionais. Por exemplo, se há gás natural disponível na região, justifica-se a aplicação de motores ciclo Otto a gás ou, mesmo, de turbinas a gás, pois o preço do combustível compensa o maior investimento nos acionadores.

Gerenciamento de Consumo de Energia

Nas aplicações em que existe tanto uma demanda elétrica quanto térmica importante, uma solução bastante interessante consiste do aproveitamento do calor rejeitado do sistema primário de geração elétrica, em um processo conhecido como de cogeração ou CHP - Combined Heat and Power – em inglês.

Por exemplo, o calor dos gases de descarga de turbinas a gás pode ser recuperado em trocadores de calor no intuito de gerar água quente ou vapor, utilizados para aquecimento, secagem, processos químicos, produção de água gelada (em “chillers” de absorção) etc. Também um motor de combustão interna aproveita em média $\frac{1}{3}$ da energia do combustível para gerar potência. Os restantes $\frac{2}{3}$ da energia são dissipados na água refrigeradora da camisa do motor e perdida nos gases de exaustão e como calor irradiado. Aproveitando-se, quando possível, o calor perdido na camisa e nos gases exaustos pode aumentar a eficiência global do sistema de geração para valores superiores a 70%.

Existem muitos tipos de configurações para sistemas de cogeração, todos têm como objetivo o aumento da eficiência no aproveitamento energético do combustível utilizado. Uma análise técnica-econômica é necessária caso a caso,

mas geralmente essa solução é adotada em sistemas que operam continuamente (mais de 6.000 horas por ano) com um aproveitamento mínimo do calor residual superior a 15% da energia primária consumida (vide item sobre cogeração a seguir).

Neste caso o custo de operação e manutenção é de fundamental importância, daí o gás natural ser normalmente o combustível preferido para esta aplicação. Vantagens do Motor a Gás:

- Gás natural queima a temperaturas de combustão maiores e, conseqüentemente, as temperaturas de exaustão são superiores a do diesel, facilitando o aproveitamento do calor;
- Preços de gás natural são menores do que óleo diesel, diminuindo custos operacionais;
- Queima de gás natural gera menos desgastes ao motor, diminuindo custos de manutenção;
- Queima de gás natural gera menos poluentes, principalmente material particulado, do que a de óleo diesel, reduzindo impactos ambientais na sua aplicação.

Aproveitamento de gases residuais ou de baixo poder calorífico

Aterros Sanitários produzem grandes quantidades de gás carbônico e metano, o qual deve ser queimado para não escapar para a atmosfera. Plantas de tratamento de esgoto também produzem gases ricos em metano, mas em quantidade muito inferior a dos aterros. Em ambos os casos, a energia pode ser aproveitada para geração de eletricidade a partir de motores a gás adaptados para operarem com combustível com menor poder calorífico.

IV.3.2 Cogeração

Cogeração consiste da produção combinada e simultânea de energia eletromecânica e térmica a partir da queima de um único combustível. Ela proporciona o melhor aproveitamento desse combustível e, conseqüentemente, a redução dos impactos ambientais e dos custos com a utilização de energia elétrica e de calor em um processo qualquer, de natureza industrial ou comercial.

No Brasil, para que uma central geradora de energia elétrica seja qualificada como de cogeração e beneficiar-se de legislação específica, exige-se que sejam atendidos os seguintes requisitos, segundo a Resolução nº 21, de 20

de janeiro de 2000, da AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL:

- I. Calor útil recuperado, $E_t \geq 15\%$ energia do combustível consumido, E_C .
- II. $\eta = (E_e + E_t / X) / E_C \geq F_C$

Onde:

E_C - Energia disponibilizada pelos combustíveis nos últimos doze meses, calculada em MWh, com base no poder calorífico inferior dos combustíveis utilizados

E_e - Energia eletromecânica, resultante do somatório de trabalho e energia elétrica gerados nos últimos doze meses, em MWh

E_t - Energia térmica utilizada, proveniente da central de cogeração, resultante do somatório do calor efetivamente consumido nos últimos doze meses, em MWh;

F_C - Fator de cogeração

X - Fator de ponderação

A figura IV-3 mostra esses dados de forma esquemática.

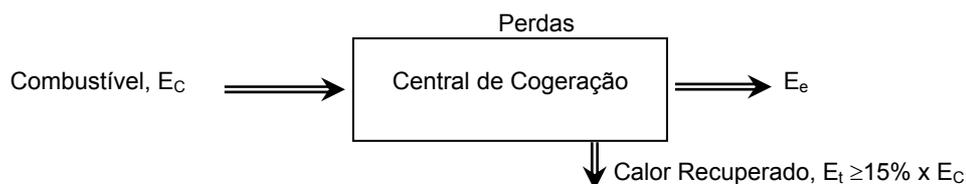


Figura IV-3 – Diagrama esquemático de uma central de cogeração

Esta Resolução aplica-se a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que produzam energia elétrica destinada a serviço público, produção independente ou destinada ao seu uso exclusivo.

Os valores de X e F_C referidos na fórmula contida no inciso II serão aplicados em função da potência elétrica instalada na central de cogeração e do combustível principal, conforme indicado na tabela IV-3 [ANEEL, 2000]:

Tabela IV-3 – Fatores para qualificação de uma central com cogeração segundo a ANEEL

Potência Instalada, P	Combustível Principal			
	Derivados de Petróleo, Gás Natural e Carvão		Demais Fontes	
	X	F_C	X	F_C
$P \leq 5$ MW	2,00	0,47	2,50	0,32
5 MW < $P \leq 20$ MW	1,86	0,51	2,14	0,37
$P > 20$ MW	1,74	0,54	1,88	0,42

Para fins de determinação dos valores de X e F_C nos casos de queima conjunta de diferentes combustíveis, “Demais Fontes” será considerada, quando

a energia disponibilizada por derivados de petróleo, gás natural ou carvão mineral não exceder a 25% daquela disponibilizada por todos os combustíveis consumidos, calculada com base no PCI dos mesmos.

IV.3.2.1 Potencial da Cogeração a Gás Natural

Estudo divulgado pela COGEN-SP identificou um potencial de 3,5 GW para cogeração a gás natural no Estado de São Paulo, conforme mostrado na tabela IV-4. O investimento total para implantação está estimado em US\$ 3,1 bilhões, segundo o mesmo estudo [COGEN-SP, 2008].

Tabela IV-4 – Potencial de cogeração do Estado de São Paulo

Segmento de clientes	Quantidade	Potencial de cogeração – MW	Consumo estimado de gás natural – m ³ /dia
Indústria			
Bebidas	19	65	347.527
Laticínios	26	41	198.526
Frigorífico	29	105	527.809
Óleos	5	27	194.238
Aminoácidos	4	60	431.640
Massas e Biscoitos	22	62	326.919
Citros	5	104	558.161
Cerâmica	166	59	401.630
Papel e Celulose	30	346	2.051.818
Têxtil	56	183	984.096
Química	26	912	5.329.868
Ferro gusa e aço	1	287	2.064.678
Cimento	9	221	1.183.740
Pneus	5	70	417.918
Alumínio	1	164	1.233.444
Madeira	4	63	430.986
Total Indústria	408	2.769	16.682.998
Terciário			
Shopping	94	132	444.029
Supermercados	550	358	1.213.580
Hotéis	247	50	170.302
Hospitais	193	118	398.723
Edif. Corporativos	100	42	141.120
Total Terciário	1.184	700	2.367.754
Total	1.592	3.469	19.050.752

Como o PIB de São Paulo representa 1/3 do PIB brasileiro, uma primeira aproximação indicaria um potencial de 10 GW para todo o País, coincidentemente da mesma ordem de grandeza da participação prevista pela EPE para os novos empreendimentos a gás natural em 2030, conforme será visto adiante.