

Geração hidrelétrica, termelétrica e nuclear

LUIZ PINGUELLI ROSA

O problema da energia elétrica

O DEBATE sobre energia no início do segundo mandato do presidente Lula se aguçou, envolvendo o próprio Plano de Aceleração do Crescimento (PAC), anunciado com uma forte expectativa de superar o marasmo em que caiu a economia brasileira há mais de uma década. Portanto, é importante o êxito do PAC. A energia não deve ser um gargalo.

O primeiro sinal dos problemas que estão na raiz do debate atual foi dado no início do primeiro mandato do presidente pelo chamado Grupo de Estudos para a Nova Estrutura do Setor Elétrico (Genese), criado em 2003 para assessorar o Conselho Superior do Sistema Eletrobrás (Consise), formado pelos presidentes das empresas geradoras federais. O Consise ganhou naquela época um papel estratégico importante na Eletrobrás, definindo linhas de ação das suas empresas, o que desagradou muita gente.

Os problemas emergenciais que foram apontados incluíam a queda do mercado após o racionamento de energia elétrica de 2001, gerando excedente de energia no curto prazo e jogando para baixo o preço no mercado *spot*, onde as geradoras vendiam o excedente. Por determinação da regulamentação aplicada pelo governo, a partir de 2003 as geradoras federais (pertencentes à Eletrobrás), como Furnas, tiveram seus contratos com as distribuidoras, como a Light e a Eletropaulo, progressivamente cancelados. Assim foram levadas a vender sua energia no *spot*, perdendo receita e reduzindo a capacidade de investir. Para se ter uma idéia do que isso significou, Furnas vendia energia hidrelétrica para as distribuidoras por contrato a R\$ 80/MWh, enquanto no *spot* era remunerada por apenas R\$ 18/MWh. Parte dessa energia no *spot* servia para substituir energia contratada de usinas termelétricas, que ficavam desligadas, pois o Operador Nacional do Sistema não as despachava desde que houvesse água em nível adequado nos reservatórios das hidrelétricas. Entretanto, essas termelétricas desligadas recebiam até R\$ 130/MWh, de acordo com os contratos que tinham com as distribuidoras. Furnas continuava gerando energia com praticamente 100% da sua capacidade, metade remunerada por contratos por cerca de R\$ 80/MWh, metade no mercado *spot* por R\$ 18/MWh, o que dava em média R\$ 49/MWh. Manifestei-me, na ocasião, contrariamente a esse estado de coisas que dava enorme perda à Eletrobrás.

Também a questão dos consumidores livres que apareceu agora foi colocada naquela ocasião. Eles compraram energia hidrelétrica demasiadamente

barata quando havia excedente. Os consumidores livres, grandes indústrias intensivas em energia, absorvem atualmente 30% da energia elétrica do país e estão fora do sistema atendido pelas concessionárias com tarifas altas.

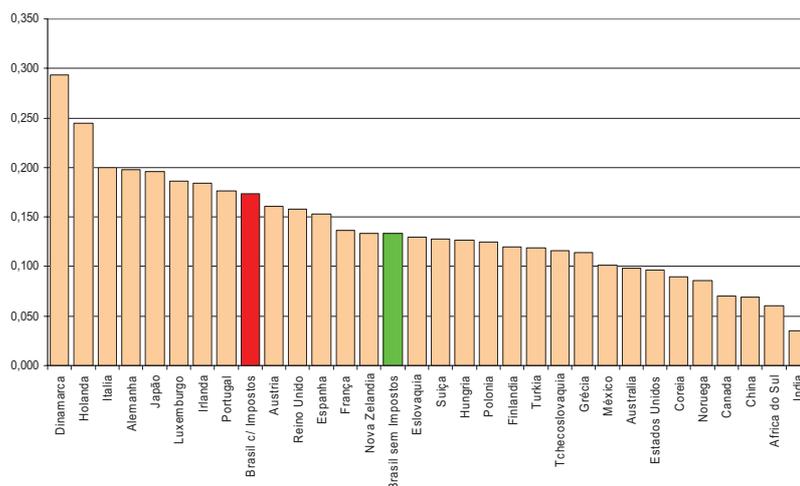
Finalmente, a introdução das termelétricas, originalmente previstas pelo Plano Prioritário de Termelétricas do governo Fernando Henrique, ficou mal resolvida e se desdobra hoje no problema do gás natural indisponível para a geração elétrica, além da inadequação dos contratos. Um segundo aspecto relacionado a esse último ponto é de natureza técnica: o modo de inserir as termelétricas no sistema de base hidrelétrica brasileiro, sendo necessário rever o próprio método de definição de energia assegurada, de risco e custo do déficit e do uso da curva de aversão a risco em razão da variação hidrológica.

A implementação do novo modelo e os leilões de energia

O resultado do leilão da energia velha no setor elétrico em dezembro de 2004 foi sintomático. Embora essa denominação seja conceitualmente discutível, no jargão do novo modelo do setor energia velha quer dizer energia gerada por usinas hidrelétricas velhas, cujo investimento já foi amortizado. Incluo-me entre os defensores de se atribuir um menor preço a essa energia, consistente com a filosofia de serviço público. É preciso ter em mente dois objetivos. Um é transferir ao consumidor a vantagem de haver hidrelétricas antigas, que duram muitas décadas, ao contrário das termelétricas. Nesse aspecto, o objetivo do leilão não deu o resultado desejado. Um estudo de Roberto d'Araujo, apresentado em seminário na Fiesp em janeiro de 2007, mostra que a energia elétrica no Brasil tornou-se mais cara do que em muitos países ricos, em particular, do que naqueles que usam fortemente a hidreletricidade, como o Canadá (Figuras 1), e tem subido muito acima da inflação nos últimos anos (Figura 2).

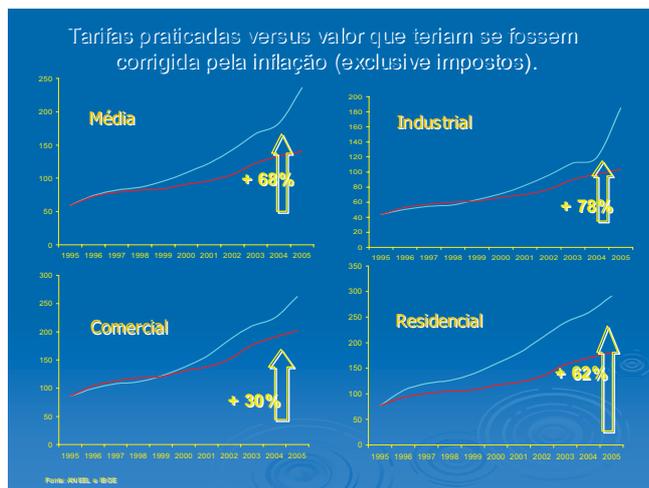
O outro objetivo do serviço público de energia é obter na remuneração da empresa elétrica parte dos recursos para a expansão do serviço, pois sai menos caro do que levantar recursos a juros que terão de ser pagos pelo consumidor na tarifa futura. Da maneira que foi feito o leilão, esse objetivo foi prejudicado.

Examinando o leilão de energia velha de dezembro de 2004, vemos que as geradoras privatizadas quase não venderam energia nele, ao contrário das geradoras federais, que venderam barato. O fato é que foi permitido às geradoras privatizadas fazerem contratos vendendo energia para empresas antes do leilão, o que foi vedado ao Grupo Eletrobrás. Esse ficou com o mico na mão. O exemplo de Furnas é emblemático. No leilão de energia velha ela vendeu por R\$ 60/MWh. Furnas tinha contratos de compra de energia a valores muito superiores. Um deles era com uma termelétrica anglo-americana – que grande parte do tempo não funcionava, mas recebia R\$ 130/MWh mesmo sem gerar energia. Furnas pagava também à empresa espanhola Cien pela transmissão de energia da Argentina, que não tinha energia para transmitir. Minha posição sempre foi que esses contratos teriam de ser renegociados. Ademais, Furnas comprava energia da Eletronuclear a preço maior do que o do leilão.



Fonte: Roberto d'Araujo, Seminário na Fiesp, janeiro de 2007.

Figura 1 – Tarifas da energia elétrica para as residências (US\$/kWh).



Fonte: Roberto d'Araujo, Seminário na Fiesp, janeiro de 2007.

Figura 2 – Tarifas de energia elétrica (linha azul) subindo acima da inflação (linha vermelha).

Outro problema é que os contratos do leilão foram de oito anos. Nesse período há expectativa de subir o preço da energia, pois o crescimento do consumo esgota a sobra de energia causada pelo racionamento e pelas medidas que se seguiram a ele. Comprometidas com um preço baixo em logo prazo, Furnas, Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Chesf) e Centrais Elétricas do Norte do Brasil (Eletronorte) perdem receita potencial e sua capacidade de investir fica menor, e o setor privado terá de ocupar esse espaço. Aí se pode vislumbrar a lógica de manter baixos os preços da energia gerada pelas estatais para permitir montar em cima deles o preço alto da geração privada. No passado, as estatais perdiam dinheiro vendendo barato a energia e pararam de investir. Esse foi um

argumento para as privatizações. Em 2003, o governo Lula reverteu isso. Estaremos arriscando repetir o ciclo? Em entrevista ao Programa “Roda Viva” da TV Cultura de São Paulo, em outubro de 2003, eu havia afirmado que “nenhum modelo que não remunere as estatais será viável e sustentável”, é “repetir o erro da ditadura: as estatais durante um tempo produziam aço barato para a indústria ganhar dinheiro”.

Já no fim de 2005, publiquei na *Folha de S.Paulo* um artigo antecipando o que ocorreu no outro leilão, esse da chamada energia nova. Infelizmente, meu prognóstico se verificou quando o leilão se concretizou. O novo modelo do setor elétrico, como tinha sido concebido pelo grupo de trabalho que coordenei no Instituto de Cidadania, era para implementar uma política pública destinada a aumentar a oferta de energia, de modo a fazer frente ao aumento da demanda de modo eficiente. Entretanto, dependendo do crescimento da economia, a situação poderá se tornar crítica em cerca de dois anos. O prazo é curto, pois são necessários cinco anos para construir uma hidrelétrica e três, para uma termelétrica. Só não há uma crise em 2007 porque as chuvas foram intensas no início deste ano. Alguns problemas podem inviabilizar o crescimento e ainda conduzem à energia muito cara, que o consumidor paga.

No primeiro leilão para construção de usinas elétricas, ou seja, no leilão de energia nova, esperava-se que o aumento da oferta deveria dar prioridade à energia renovável, em especial, novas hidrelétricas mais baratas. Mas, de dezessete hidrelétricas na primeira etapa, o governo somente conseguiu licença ambiental para seis, com um total de apenas cerca de 400 MW de energia firme. Como o processo de licenciamento ambiental de uma hidrelétrica é mais complicado e demorado (anos), mais que o de uma termelétrica (poucos meses), usinas a óleo, a diesel e a carvão foram habilitadas no leilão, além de gás e bagaço de cana, bem melhores. Foram habilitados geradores diesel, emergenciais, que, desde o racionamento de 2001, pagamos no seguro “apagão”.

Com o objetivo de atrair capital privado, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) se comprometeu a financiar 80% do valor em quatorze anos, sem exigir garantia corporativa. Mas apenas para empresas privadas. Hoje, pelo PAC esse prazo foi ampliado para vinte anos. Como o leilão limitou em 116 reais o preço do MWh de novas hidrelétricas, considerado baixo pelos investidores privados, essas usinas tinham de ser bancadas por estatais com recursos próprios. Entretanto, as empresas do grupo Eletrobrás, a maior empresa de geração e transmissão da América do Sul, ficaram em condições desfavoráveis de receita futura para investir. Pois foram levadas a vender a energia chamada velha, das usinas antigas, por valores baixos.

Quanto às termelétricas, algumas poluem muito a atmosfera e geram energia cara em razão do preço do combustível. O critério adotado no leilão foi selecionar termelétricas com melhor índice de custo benefício, o qual leva em conta o custo de investimento e o custo adicional quando a usina opera, gastando combustível. Este último custo depende de por quanto tempo a usina será

operada ao longo de vinte anos. Isso dependerá da disponibilidade de hidreletricidade no sistema, pois as térmicas operam em complementação, já que não faz sentido queimar combustíveis, fósseis e caros, se houver água para turbinar nas barragens. Logo, é preciso estimar o tempo de operação efetiva.

O problema é que há uma incerteza nessa estimativa. Em uma previsão otimista, a termelétrica ficará desligada na maior parte do tempo, servindo para dar segurança ao sistema na eventualidade de falta de chuvas. Nesse caso, não importa no leilão a usina ser ineficiente e consumir muito combustível caro ao funcionar, o que importa mais é o custo de investimento. As térmicas emergenciais a óleo ou a diesel estão amortizadas. No entanto, ao gerarem energia, o custo pode chegar a 350 reais por MWh, enquanto usinas a gás natural eficientes podem gerar energia elétrica a 130 reais por MWh, mas com um custo de investimento maior. Na previsão otimista de hidreletricidade abundante, as usinas menos eficientes ganharam o leilão. Se, depois, a previsão otimista não corresponder à realidade, as termelétricas ganhadoras do leilão vão funcionar mais tempo e os consumidores terão de pagar uma energia muito cara.

Enfim, o Brasil, que se rejubila de ter uma matriz energética limpa, passa da hidreletricidade para termelétricas de baixa eficiência. E, consecutivamente, passará do gás natural – que mal começou a ser usado – e do bagaço de cana – que poderia ser mais usado, na geração elétrica para a rede – para óleo, diesel e carvão – mais caros e mais poluentes, contribuindo mais para o aquecimento global do planeta, em discussão na conferência da ONU sobre mudança climática.

A geração termelétrica e a questão do gás natural

Na virada de 2006 para 2007, cresceu a preocupação com um novo apagão. Mas a situação atual é diferente daquela de 2001. As chuvas no fim de 2006 e início de 2007 foram favoráveis. Nos reservatórios de hidrelétricas, o nível médio de água está acima do que determina a curva de aversão ao risco, definida como limite a ser evitado. Se as chuvas diminuírem e/ou a economia crescer e o consumo subir, para evitar no curto prazo um alto risco de racionamento, ligam-se termelétricas. Mas várias não dispõem de gás. Eis a questão. Alertei para isso em artigos, em reunião do Conselho de Desenvolvimento Econômico e Social, a convite do ministro Tarso Genro, e na minha intervenção em encontro da comunidade científica com o presidente Lula.

A existência do problema foi reconhecida quando a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) retirou várias termelétricas do plano de operação, por não disporem de gás para operar segundo a Petrobras. Antes disso, quando o Operador Nacional do Sistema mandou ligar um conjunto de termelétricas, menos da metade operou. A resolução da Aneel revelou que o risco de déficit de energia é bem maior do que se calculava. Houve uma polêmica com o Ministério de Minas e Energia e determinou-se que as termelétricas operassem por tempo limitado em teste. O resultado do teste foi pior que o esperado. Pediu-se à Petrobras para remanejar o gás de outros usuários.

A Petrobras informou que: 1) não dispõe do gás para operar por prazo maior essas termelétricas; 2) cerca de 3 GW termelétricos não estão contratados; 3) há problemas no novo modelo em razão dos consumidores livres. Eles compraram demasiadamente barata energia hidrelétrica que as geradoras tinham descontratado por força da regulamentação. Os consumidores livres, grandes indústrias intensivas em energia, absorvem 30% da energia elétrica do país e estão fora do sistema atendido pelas concessionárias com tarifas altas. Se o risco aumenta, eles terão de pagar mais caro nos novos contratos.

Uma usina termelétrica no sistema brasileiro opera em complementação às hidrelétricas. Não faz sentido verter água enquanto se queima gás, fóssil e importado. Entretanto, quando abaixa muito o nível médio dos reservatórios, devem-se ligar as termelétricas, na falta de novas hidrelétricas. Há o problema dos contratos usuais, em que se paga pelo uso de gás sem interrupção. Antes mesmo da crise da Bolívia, a Petrobras estudava a importação de gás natural liquefeito por navios, que pode ser interrompida conforme a necessidade. O problema é que leva tempo para implantar uma usina de regaseificação. Pensa-se em adaptar termelétricas para serem bicomustíveis, podendo usar diesel ou outros combustíveis no lugar de gás. Mas eles são muito mais caros.

Na implantação do novo modelo, mantiveram-se contratos privilegiados. As termelétricas foram introduzidas sem considerar o sistema hidrelétrico brasileiro, e os leilões de energia levaram a termelétricas a carvão e a diesel, caras e poluentes, emitindo mais gases do efeito estufa.

A alta do preço internacional do petróleo repercute no gás natural e, portanto, na geração elétrica – embora, hoje, a participação do petróleo na economia mundial seja menor do que nos tempos dos choques dos anos 1970. Em âmbito mundial, essa participação nos custos dos produtos em geral é a metade do que era naquele tempo. Também o preço atual de US\$ 50/barril é bem menor do que o valor que atingiu no segundo choque do petróleo em 1979, em dólares constantes corrigidos.

A geração hidrelétrica

A população da América Latina é 7% da mundial, enquanto o consumo de energia primária da América Latina é 4,7% do consumo mundial, o que mostra uma desigualdade. Agora, se observamos as fontes de energia primárias, a participação da América Latina varia:

- 5,8% em petróleo;
- 4,0% em gás natural;
- 0,8% em nuclear;
- 21,1% em hidreletricidade.

A presença da geração nuclear de eletricidade na América Latina, portanto, é menos de 1% da geração nuclear no mundo. Fica restrita a Brasil, Argentina e México. Enquanto isso, a da hidreletricidade supera 20%. Brasil, Venezuela e Peru estão entre os dez países com maiores recursos hídricos no mundo (Quadro 1).

Quadro 1 – Recursos hídricos

Países	km³/ano
Brasil	8,2
Rússia	4,5
Canadá	2,9
Indonésia	2,8
China	2,8
EUA	2,0
Peru	1,9

Fonte: FAO, ONU, 2003.

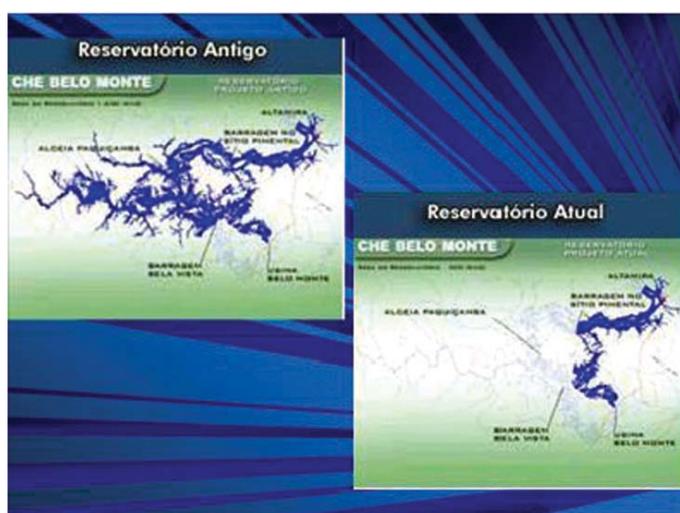
Como vemos no Quadro 1, o Brasil é o primeiro país do mundo em recursos hídricos. Mas, na utilização dos recursos hídricos, o Brasil não é o primeiro no mundo, é o quarto (Quadro 2). É algo pouco conhecido. Temos recursos hidrelétricos que não usamos na proporção dos países como os Estados Unidos. O Brasil utiliza aproximadamente 25% de seu potencial hidrelétrico; os Estados Unidos utilizam cerca de 80%.

Quadro 2 – Capacidade instalada de hidrelétricas

Países	GW
EUA	79,5
Canadá	66,9
China	65,0
Brasil	57,5
Rússia	44,0
Noruega	27,5
Japão	27,2
França	25,3

Fonte: Roberto D’Araujo, Seminário sobre Estratégias Energéticas, 2004.

A hidreletricidade depende de meteorologia. É claro que, uma vez nos reservatórios, a água entra no mercado. Os problemas da hidreletricidade por causa das questões ambientais e dos movimentos contra as grandes represas levam à tendência de abandono da hidreletricidade. É preciso que o governo negocie democraticamente com os movimentos ambientalistas. Em razão dos impactos ambientais, devem-se reduzir as dimensões das áreas inundadas por futuras barragens no Brasil, como no caso de Belo Monte cujo projeto foi revisto pela Eletronorte na época em que estive na Eletrobrás, reduzindo substancialmente a área atingida pelo reservatório (Figura 3). Embora se perca em contrapartida potência, esse pode ser o preço a pagar para minimizar seus impactos.



Fonte: Eletrobrás, 2003.

Figura 3 – Redução do projeto de Belo Monte.

A Figura 4 mostra o projeto do Rio Madeira. Há alguns problemas técnicos, como a grande variação da vazão em Belo Monte e Madeira, ambas sem reservatório de regulação. Para se firmar a energia dessas usinas, podem ser usadas termelétricas que, nesse caso, funcionariam durante os meses de baixa vazão. Outro problema é o uso de turbinas de bulbo no Rio Madeira, com problema de estabilidade elétrica, que pode ser resolvido pelo uso de corrente contínua na transmissão da energia a longa distância.



Figura 4 – Projeto do Rio Madeira (usinas de Jirau e Santo Antônio).

Os quadros 3 e 4 fazem uma comparação entre a geração hidrelétrica, termelétrica a combustíveis fósseis e nuclear, e entre os três grandes projetos em discussão no governo: Belo Monte, Madeira e Angra III.

Quadro 3 – Comparação entre formas de geração elétrica

	Hidro	Térmica	Nuclear
Investimento por kW	Alto	Menor	Muito alto
Custo combustível	Nulo	Muito alto	Baixo
Custo de O & M	Baixo	Alto	Muito alto
Custo da energia	Baixo	Alto	Muito alto
Linha de transmissão	Longa	Menor	Menor
Tempo de construção	Grande	Menor	Grande
Tempo de vida	Grande	Pequeno	Médio
Geração de emprego	Grande	Menor	Médio
Impacto ambiental	Reservatório	Atmosfera	Radioatividade
Efeito estufa	Menor	Grande	Nenhum
Importação	Pequena	Grande	Média
Taxa de retorno	Baixa	Alta	Baixa

Quadro 4 – Comparação entre grandes projetos em discussão

	Belo Monte	Madeira	Angra III
Investimento	Alto	Alto	Alto
Custo de energia	Baixo	Baixo	Alto
Linha de transmissão	Longa	Longa	Menor
Oposição ambiental	Grande	Grande	Pequena

A geração nuclear de energia elétrica no Brasil

Não há um consenso no Brasil a respeito da opção nuclear, mas sim visões diferentes. Entretanto, prevalece ainda uma influência das críticas feitas nos anos 1970/1980 ao programa nuclear dos governos militares, especialmente ao Acordo Nuclear de 1975 com a Alemanha, que tinha por objetivo construir oito reatores de 1.300 MW cada um até 1990 e transferir a tecnologia do ciclo do combustível. Para isso foi criada a Nuclebrás, estatal brasileira que se associou à Siemens alemã, formando uma série de subsidiárias no Brasil. As críticas foram justificadas pelos fatos. Hoje mais de trinta anos depois, apenas um reator do Acordo, o de Angra II, foi construído (Angra I era anterior, da Westinghouse) e a tecnologia de jet nozzle para enriquecimento de urânio não funcionou. A Marinha desenvolveu depois com sucesso o enriquecimento por ultracentrífugas dentro do projeto de um submarino nuclear, que inclui o desenvolvimento de um pequeno reator PWR para propulsão naval, ainda não concretizado. A tecnologia do enriquecimento está sendo transferido para as Indústrias Nucleares do Brasil (INB).

O debate praticamente cessou nos anos 1990. Aparentemente esses anos não foram muito ativos na área nuclear no Brasil, pois o tema saiu da mídia. Entretanto, isso não é bem verdade. No governo Collor, foi eliminado o projeto secreto de um teste nuclear na base de Cachimbo, denunciado por relatório da Sociedade Brasileira de Física.

O Brasil ratificou o Tratado de Tlatelolco, de desnuclearização da América Latina, implementou a Agência Brasileiro-Argentina de Contabilidade e Controle de Materiais Nucleares (ABACC), uma agência para inspeções mútuas de instalações nucleares brasileiras e argentinas. O presidente Fernando Henrique assinou o Tratado de Não-Proliferação de Armas Nucleares (TNP) e o Brasil integrou, com a Suécia e outros países, a coalizão por uma nova agenda dentro do TNP, para redução e posterior eliminação dos arsenais nucleares das potências militares. Infelizmente essa redução não está se dando.

A Nuclebrás e suas subsidiárias foram desfeitas, restando basicamente a Nuclebrás Engenharia (Nuclen) e a Fábrica de Equipamentos Pesados (Nuclep) em Itaguaí. O restante foi incorporado à INB, em especial as instalações de fabricação de combustível nuclear em Resende, para a qual se transfere a tecnologia de enriquecimento de urânio desenvolvida pela Marinha. A INB e a Nuclep pertencem ao Ministério de Ciência e Tecnologia (MCT). Posteriormente, a área de operação da Central de Angra foi retirada dessa empresa e fundida com a Nuclen, dando origem à Eletronuclear, pertencente à Eletrobrás. Isso foi feito no governo Fernando Henrique visando à privatização de Furnas, suspensa no governo Lula.

No governo Fernando Henrique, resolveu-se retomar as obras concluindo Angra II. O custo, inicialmente previsto de US\$ 500/kW em 1975, escalou para mais de US\$ 4.000/kW. Angra II foi o único reator do Acordo com a Alemanha até hoje concluído. Sua obra durou mais de vinte anos. Eram previstos oito reatores funcionando em 1990 e estimava-se nada menos do que cinquenta em 2000, além do ciclo do combustível nuclear.

A questão da energia nuclear foi retomada pelo governo Lula com a decisão de se fazer ou não Angra III. Esse seria o segundo reator previsto pelo Acordo, e grande parte dos seus componentes foi importada da Alemanha e está estocada há décadas no Brasil. Existem cerca de 700 milhões de dólares em equipamentos de Angra III estocados, mas, para concluir a obra, será necessário mais 1,7 bilhão de dólares, dos quais cerca da metade seria financiada pelos franceses, atuais controladores da Siemens – nuclear alemã.

Do ponto de vista de custo de energia, só devemos computar para fins de decisão esse 1,7 bilhão de dólares faltantes, pois os 700 milhões são basicamente irrecuperáveis, ainda que haja um valor residual dos equipamentos, parte como suprimento para manutenção de Angra II, parte para venda eventual. Há poucos anos participei, com Maurício Tolmasquim, hoje presidente da recém-criada Empresa de Pesquisa Energética do Ministério de Minas e Energia, de um gru-

po de estudo na Coordenação dos Programas de Pós-graduação de Engenharia (Coppe) que fez a comparação de custo da energia nuclear com uma possível hidrelétrica e com uma futura termelétrica. A energia hidrelétrica é menos cara, seguida da termelétrica e da nuclear. Na comparação entre as duas últimas, há grande sensibilidade quanto à taxa de retorno (muito alta nos empreendimentos termelétricos privados, mais de 15% ao ano, e, em geral, menor nos empreendimentos hidrelétricos e nucleares federais), bem como quanto ao preço futuro do gás natural. Esse pode ser puxado pela alta do petróleo no mercado mundial, que está hoje na faixa de US\$ 50/barril, após ter ultrapassado US\$ 70/barril em 2006. A propósito, devemos lembrar que o preço da energia de algumas usinas termelétricas a gás contratadas pelas distribuidoras privadas, que o repassam para a conta de luz paga pelos consumidores, é muito maior que a tarifa da Eletro-nuclear.

Permanece, entretanto, um problema financeiro crônico da Eletronuclear: uma dívida impagável de 1 bilhão de euros e outro tanto em reais ou dólares, deixados à conta da Eletrobrás que veio pagando os juros. Sem solucionar esse problema é difícil achar uma equação financeira saudável para o empreendimento de Angra III, que deve, se for realizado, exigir recursos do BNDES, dos franceses e do capital privado de modo a minimizar recursos da Eletrobrás, pois há outras obras de grande prioridade para a expansão e a operação de suas empresas – hoje responsáveis pela maior parte da geração, basicamente hidrelétrica, desde Itaipu até Tucuruí, e da transmissão no país. Há aí uma barreira para a entrada do capital privado diretamente, pois a energia nuclear é monopólio da União, mas poder-se-ia usar uma espécie de empresa espelho que ficaria com a energia de Angra III, nos moldes usados por Furnas na hidrelétrica de Serra da Mesa. Isso é factível, mas há capital privado para isso?

Do ponto de vista ambiental, a energia nuclear tem hoje a vantagem de não emitir gases do efeito estufa. As termelétricas emitem muito dióxido de carbono usando combustíveis fósseis como carvão, petróleo e gás natural. As hidrelétricas, embora se considerassem suas emissões desprezíveis, estudos realizados nos reservatórios pelo meu grupo de pesquisas no Instituto Virtual Internacional de Mudanças Globais da Coppe-UFRJ, em cooperação com o grupo de limnologia de São Carlos, mostraram que elas emitem metano e dióxido de carbono, em geral muito menos de que as termelétricas.

Em uma reunião do Conselho Nacional de Meio Ambiente (Conama) ao fim do governo Fernando Henrique, condicionei a discussão da retomada de Angra III ao equacionamento do passivo ambiental de Angra I e II. A troca dos geradores de vapor de Angra I foi providenciada, enfrentando obstáculos, quando presidi a Eletrobrás e Zieli Dutra Thomé presidia a Eletronuclear. O segundo passivo diz respeito ao plano de emergência externo para evacuar, se necessário, a população vizinha à central nuclear, em caso de acidente grave. Julgo esse plano insuficiente. Deveria haver maior envolvimento de meios das Forças Armadas. O último ponto e mais difícil é o equacionamento do destino dos

rejeitos radioativos dos reatores. Os de radioatividade baixa e média podem ter solução semelhante ao depósito de Abadia, próximo a Goiânia, onde se colocou o material contaminado pelo acidente com o césio 137. O pior são os rejeitos de radioatividade alta, que permanecem perigosos por milhares de anos e não há solução consensual para eles no mundo. Em Angra estão bem armazenados em piscinas junto aos reatores, mas essa solução é provisória, ainda que possa durar enquanto durem os reatores, ou seja, até vinte anos. Mas é preciso desde já estudar o que se fará depois.

Discordo de que Angra III seja indispensável para justificar o enriquecimento do urânio, hoje sendo transferido para a INB. A tecnologia de ultracentrifugação desenvolvida pela Marinha para o projeto do submarino nuclear (movido com propulsão nuclear) deve ser usada para Angra I e II. Quando houve a crise do petróleo em 1973, foi suspenso o contrato de garantia de urânio enriquecido para Angra I, então em construção. A tecnologia de enriquecimento do urânio comprada pelo Acordo Nuclear com a Alemanha, de jato centrífugo, fracassou. Logo, o enriquecimento tem um caráter estratégico para a geração elétrica na Central de Angra em caso de crise internacional.

Caso se decida não fazer Angra III, uma forma de evitar a perda da competência técnica da Eletronuclear seria desmembrá-la em uma empresa federal de geração nuclear e termelétrica (juntando-a com a Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica (CGTEE), geradora a carvão da Eletrobrás) e outra de tecnologia de reatores, essa no âmbito do Ministério de Ciências e Tecnologia, juntando nela equipes formadas no projeto do submarino nuclear. Esta última daria suporte para operar os reatores e desenvolveria o protótipo de um reator avançado, na direção dos intrinsecamente seguros em estudo nos Estados Unidos, na Europa e no Japão. O pequeno reator projetado pela Marinha poderia servir de ponto de partida. Como exemplo, a África do Sul desenvolveu um conceito de um pequeno reator. Um parceiro do Brasil poderia ser a Argentina, que pode utilizar o combustível usado de Angra I e II, desde que reencamisado, em seus reatores a urânio natural.

Na campanha que elegeu Lula para a Presidência da República, Souza Barros e eu tivemos um encontro com ele no Instituto de Cidadania para falarmos sobre o problema das armas nucleares. Discordo de que, ao fazer o enriquecimento do urânio, o governo tenha em mente capacitar o país para armas nucleares, como foi levantado em algumas publicações internacionais, quando os Estados Unidos fizeram pressões para incluir obrigações adicionais nas inspeções internacionais das instalações de enriquecimento de urânio brasileiras. Não há mínima base para isso, pois o Brasil cumpre à risca suas obrigações no Tratado de Não-Proliferação de Armas Nucleares.

Perspectivas tecnológicas da geração nuclear de energia elétrica

A situação mundial pode ser sumarizada da seguinte forma. Não há novos reatores em construção nos Estados Unidos, que, entretanto, estão estendendo

o tempo de vida de seus reatores e manifestam a intenção de construir os reatores denominados avançados. Também na França, que manteve até pouco tempo atrás um intenso programa nuclear, não há nenhum reator em construção. Na Europa, no momento, há apenas um reator nuclear em construção, na Finlândia. Os países que têm hoje importantes programas de reatores em andamento são a China, o Japão e a Coreia do Sul. A Figura 5 mostra que nos últimos anos a capacidade instalada de reatores nucleares não cresceu substancialmente, embora a derivada seja positiva. Na Figura 6 temos a geração elétrica nuclear por países.

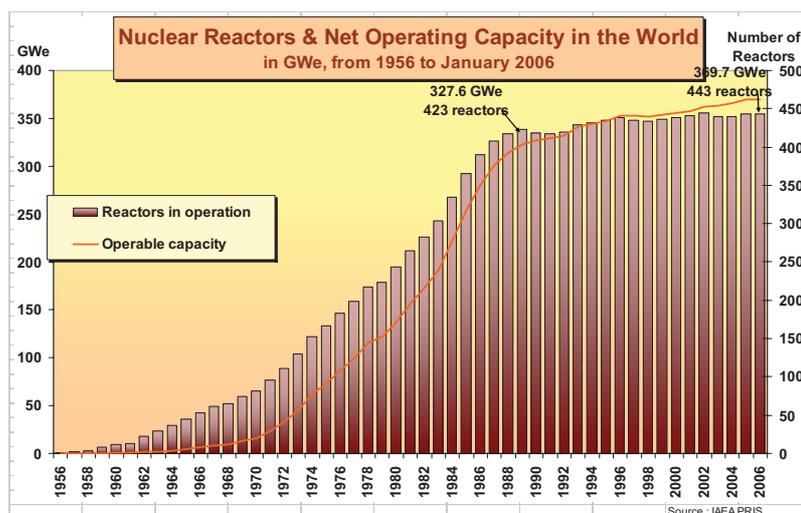


Figura 5 – Energia nuclear no mundo – Os números de reatores existentes (ver o eixo da direita) são dados pelas barras em cada ano e a capacidade operacional (potência média marcada no eixo da esquerda) é dada pela curva vermelha.

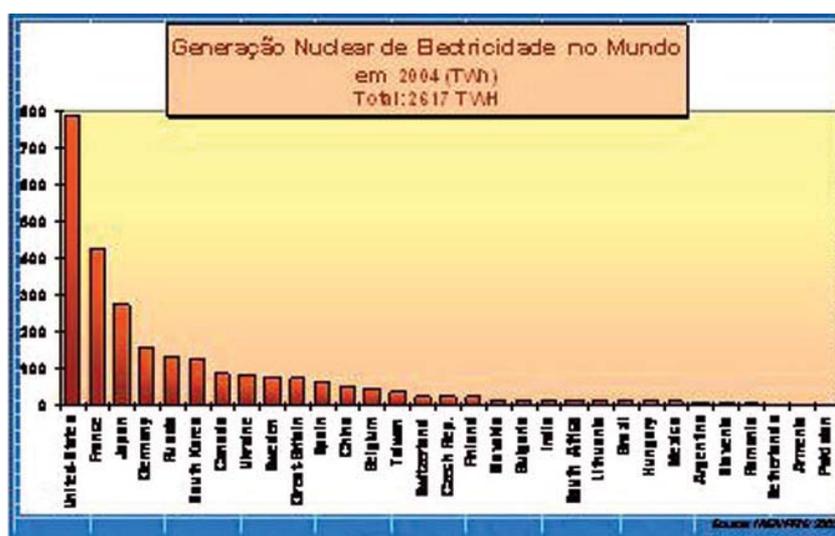


Figura 6 – Energia nuclear por países.

Os reatores nucleares comerciais no mundo usam a fissão produzida por nêutrons muito lentos. Como o nêutron produzido pela fissão é rápido, temos de moderá-lo, diminuindo sua velocidade antes de atingir novo núcleo. Para isso se faz que ele colida com núcleos atômicos de um moderador. O moderador mais simples é a água, porque suas moléculas (H_2O) contêm hidrogênio (H). A melhor maneira de fazer uma partícula perder energia em um choque elástico é fazê-la colidir com outra de mesma massa, tal como ocorre com as bolas em um jogo de bilhar, em que, às vezes, uma delas perde toda sua velocidade e fica parada após o choque, transferindo sua energia cinética para a outra. Como a massa do nêutron é igual à do próton, o hidrogênio, desse ponto de vista, é o melhor moderador, pois seu núcleo tem apenas um próton. Mas há uma probabilidade de o nêutron se ligar ao próton, formando um núcleo de deutério, um isótopo do hidrogênio.

Perdem-se tantos nêutrons que, em um reator moderado com água, não há como formar a massa crítica de urânio natural para as fissões se sustentarem – ou seja, a massa mínima para haver uma reação em cadeia equilibrada, na qual para cada nêutron que é absorvido se produz um outro nêutron. Para se entender isso, basta considerar que no urânio natural há dois isótopos¹ de urânio: um (chamado U-238) com massa igual a 238 unidades de massa atômica, e outro com 235 (U-235). A probabilidade de ocorrer a fissão no U-235 quando atingido por um nêutron muito lento é muito alta – por isso ele é dito ser físsil. Mas o percentual de U-235 no urânio natural é apenas 0,7%, os restantes 99,3% são núcleos do isótopo U-238.

Para se usar a água como moderador, é preciso enriquecer o urânio, aumentando o percentual de U-235 para no mínimo 3%. Essa combinação define uma tecnologia – a dos reatores a urânio enriquecido e água (*LWR = Light Water Reactors*), que se subdividiu em duas: BWR e PWR. A tecnologia dos reatores de água fervente (BWR = *Boiling Water Reactors*) foi desenvolvida pela GE. Os reatores de água pressurizada (PWR = *Pressurized Water Reactors*) dominam hoje o mercado mundial e foram desenvolvidos pela Westinghouse (Angra I) e adotados pela Siemens na Alemanha (Angra II) e pela Areva (antiga Framatome) francesa, que hoje é proprietária da Siemens-Nuclear.

A tecnologia PWR foi totalmente financiada pelo Estado norte-americano para submarinos nucleares na década de 1950, em plena guerra fria contra os soviéticos, e por isso teve tão grande vantagem ao ser adaptada para a geração elétrica. Os europeus e os canadenses no início não dispunham da tecnologia do enriquecimento – desenvolvida em segredo pelos norte-americanos no projeto da bomba nuclear usada ao fim da Segunda Guerra Mundial. Por isso, optaram pelo uso do urânio natural com outro moderador, que não absorva nêutrons. Na ordem de mérito vem a água pesada, em que o hidrogênio é substituído por seu isótopo deutério (D_2O) e o carbono (C), usado sob forma de grafite. A França e a Inglaterra desenvolveram a tecnologia dos reatores a grafite, que foram também usados na ex-União Soviética – como o de Chernobil, que se acidentou incendiando a grafite –, enquanto a Alemanha e o Canadá optaram pela água pesada.

Depois, os três primeiros países passaram para os PWR, mas o Canadá manteve a tecnologia de urânio natural e água pesada (Candu), importada pela Índia e pela Argentina – que tem dois reatores de água pesada: um Siemens e um Candu.

Há uma outra tecnologia de reatores, que foi julgada muito promissora, mas teve problemas – a dos reatores regeneradores, que utilizam urânio muito enriquecido e plutônio (isótopo Pu-239) com nêutrons rápidos, sem moderador. A vantagem deles é que convertem o isótopo majoritário no urânio natural, o U-238, em Pu-239, que é físsil, como o U-235. Os núcleos de U-238 absorvem nêutrons, produzindo o isótopo U-239 que se transforma em Pu-239, emitindo partículas radioativas. Essa conversão ocorre em pequena quantidade nos reatores com moderador, mas nos regeneradores ela é tão alta que permite converter todo o U-238 em Pu-239.

Com a atual tecnologia, usa-se apenas uma pequena parte do urânio encontrado na natureza, daí o uso do reprocessamento do combustível nuclear usado, para extrair dele o restante do urânio e o plutônio. Os reatores regeneradores foram desenvolvidos na França, que construiu os reatores Fênix e o Super-Fênix, mas não se tornaram comerciais pelo seu alto custo e por problemas técnicos.

O principal caminho no momento para avanço da tecnologia dos reatores é o de aumentar a segurança contra acidentes graves. O conceito mais avançado é o de reatores intrinsecamente seguros – ainda longe de serem concretizados. Os mais realistas hoje são os projetos de reatores PWR e BWR avançados, como o reator ABWR (*Advanced Boiling Water Reactor*) e o AP-1000 (*Advanced Passive Reactor*) nos Estados Unidos. Na Europa, desenvolve-se o projeto EPE (*European Pressurized Reactor*). Apenas como ilustração, as figuras 7 e 8 dão uma visão do ABWR e do AP-1000, ambos ainda em projeto.

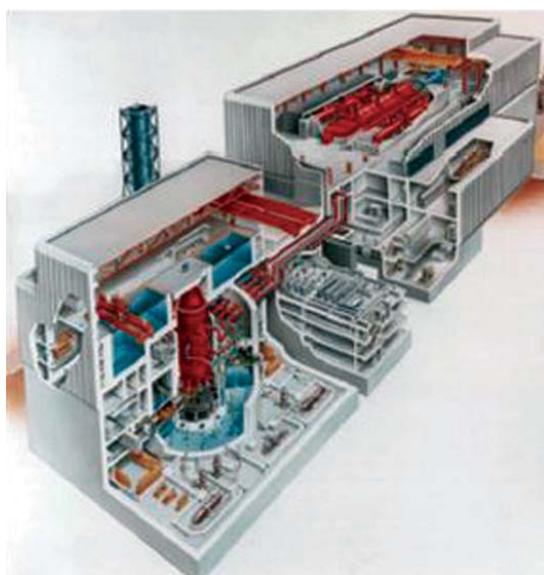


Figura 7 – Reator avançado ABWR.

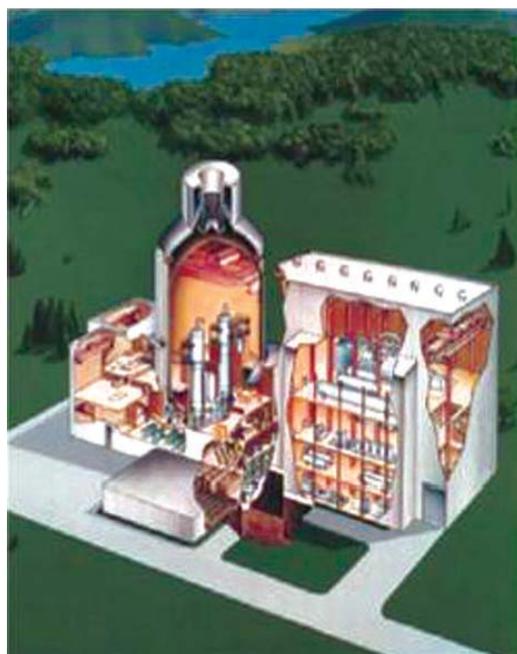


Figura 8 – Reator avançado AP-1000.

As alternativas para geração elétrica

O governo deve dar mais atenção às fontes renováveis, entre elas a geração hidrelétrica, embora deva reconhecer seus problemas ambientais, incluindo emissões de gases do efeito estufa medidas pela Coppe e USP/São Carlos (Figura 9), objeto de recente reunião em Paris. Quando presidi a Eletrobrás, ela assumiu o compromisso de comprar energia de usinas eólicas e de biomassa e de pequenas hidrelétricas do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), totalizando 3,3 GW, e foram feitos investimentos na duplicação de Tucuruí, nas duas novas turbinas de Itaipu e na hidrelétrica de Peixe Angical em parceria de Furnas com a Energia de Portugal (EDP). Mas as regras ambientais têm de ser obedecidas. Cabe ao governo convencer a sociedade da qualidade dos projetos.

Há um esforço da pesquisa e desenvolvimento de fontes alternativas em curso nas universidades, centros de pesquisa, como o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel) e o Centro de Pesquisas da Petrobras (Cenpes), e empresas, como a Companhia Energética de Minas Gerais (Cemig), a Eletronorte e outras, abrangendo biomassa, energia solar, uso de resíduos urbanos e agrícolas, energia das ondas e de marés e hidrogênio. Entretanto, transparece a necessidade de uma ação coordenada para unir esforços em alguns casos, como o de pilha a combustível, concentrando recursos dos Fundos Setoriais muito dispersos. Esse ponto tem a ver também com a questão da inovação tecnológica.

Um exemplo concreto discutido no Congresso Brasileiro de Energia é a necessidade de projetar as hélices dos geradores eólicos de acordo com a ca-

racterística dos ventos dominantes no país, constantes e de intensidade média, enquanto as hélices usadas hoje, incluindo as de fabricação nacional, são projetadas de acordo com o regime de ventos dominantes no Hemisfério Norte, mais intensos e menos constantes. Outro exemplo é o projeto original apresentado de um gerador elétrico usando ondas do mar em desenvolvimento pela Engenharia Oceânica da Coppe (Figura 10) com apoio da Eletrobrás a ser implantado para teste no Ceará. Um terceiro caso é o projeto de uma termelétrica, consorciando o gás natural com a queima de lixo urbano (Figura 11) ou de biogás de aterro sanitário, em estudo com o apoio da Petrobras, para geração distribuída a ser testada no *campus* da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ).



Figura 9 – Medida de emissões de gases do efeito estufa em hidrelétricas pela Coppe-UFRJ e USP/São Carlos.



Figura 10 – Geração elétrica com ondas do mar (modelo reduzido da Coppe).

É muito importante o Programa “Luz para todos” do governo federal, promovendo a universalização da energia elétrica para a população, envolvendo os governos estaduais, as empresas do Grupo Eletrobrás e as distribuidoras elétricas privadas e estaduais. Algumas questões foram levantadas em Seminário Internacional realizado no Rio em 2006 sobre “Energias alternativas para a região Norte”.

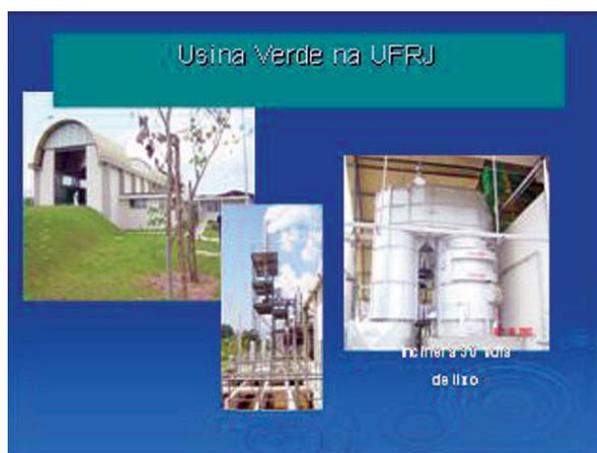


Figura 11 – Geração elétrica com lixo urbano na UFRJ.



Figura 12 – Planta de biodiesel do IVIG- Coppe-UFRJ (Projeto de geração elétrica a partir de óleo de dendê no Pará).

Há dificuldades para o cumprimento da meta do “Luz para todos” na Região Norte, atribuídas à complexidade da extensão da rede onde a população é muito dispersa na floresta Amazônica. Existe na Região Norte um grande número de geradores diesel, e Manaus depende ainda do óleo combustível para geração elétrica, enquanto se constrói o gasoduto para substituí-lo por gás natural. Os subsídios pagos pelos consumidores na conta de luz, por meio da Conta de Compensação de Combustíveis (CCC), atingiram cerca de 4 bilhões de reais em 2006. Os sistemas isolados da Região Norte constituem um laboratório para as energias alternativas. O Instituto Virtual da Coppe (IVIG) desenvolveu com apoio da Financiadora de Estudos e Projetos (Finep) uma planta de biodiesel (Figura 12) que será instalada em contêiner e transferida em breve para o Pará, onde processará óleo de dendê produzindo biodiesel a ser usado experimentalmente em gerador diesel da Companhia Elétrica do Pará (Celpa).

“Quanto às termelétricas, algumas poluem muito a atmosfera e geram energia cara em razão do preço do combustível.”

“As termelétricas foram introduzidas sem considerar o sistema hidrelétrico brasileiro, e os leilões de energia levaram a termelétricas a carvão e a diesel, caras e poluentes, emitindo mais gases do efeito estufa.”

“Hoje mais de trinta anos depois, apenas um reator do Acordo, o de Angra II, foi construído (Angra I era anterior, da Westinghouse) e a tecnologia de jet nozzle para enriquecimento de urânio não funcionou.”

“O pior são os rejeitos de radioatividade alta, que permanecem perigosos por milhares de anos e não há solução consensual para eles no mundo.”

“A tecnologia de enriquecimento do urânio comprada pelo Acordo Nuclear com a Alemanha, de jato centrífugo, fracassou.”

Para finalizar, deve-se observar que sempre se considera a manutenção do modelo de desenvolvimento intensivo em energia. Desse modo, tem sido colocada a necessidade de uma política energética voltada também para o lado da demanda, visando ao aumento da eficiência dos equipamentos e à racionalização do seu uso, mesmo no setor residencial, sem com isso negar o direito de grande parte da população mais pobre aumentar seu consumo, dadas as enormes disparidades existentes.

Nota

1 Isótopos são núcleos atômicos com o mesmo número de prótons e diferente número

de nêutrons. O isótopo de urânio U-238 tem 92 prótons e $238 - 92 = 146$ nêutrons, enquanto o U-235 tem 92 prótons e $235 - 92 = 143$ nêutrons. Como as propriedades químicas dependem do número de elétrons (igual ao número de prótons), o U-235 tem as mesmas características químicas do U-238, mas suas propriedades nucleares são diferentes: o U-235 tem alta probabilidade de sofrer fissão se for atingido por um nêutron lento.

RESUMO – O artigo apresenta a situação da produção de energia elétrica no Brasil e expõe os problemas para a implementação de um novo modelo no setor energético e para a inclusão de termelétricas em um grande sistema hidrelétrico. Questões ambientais são consideradas, particularmente as emissões de gás de efeito estufa. Atenta ainda para a possível construção de novos reatores nucleares no Brasil e destaca a importância da conservação energética e do uso de fontes de energia renovável.

PALAVRAS-CHAVE: Energia elétrica, Gás natural, Hidrelétricas, Termelétricas, Energia nuclear.

ABSTRACT – The situation of electric energy generation in Brazil is presented here, showing the problems in the implementation of the new model for the Power Sector, as well as in the inclusion of thermal plants in a very big hydroelectric system. Environment issues are considered, in particular the greenhouse gas emissions. The article pays attention to the possible construction of new nuclear reactors in Brazil. It is pointed out the importance of energy conservation and of using renewable energy sources.

KEYWORDS: Electric energy, Natural gas, Hydroelectric power plants, Thermal power plants, Nuclear energy.

Luiz Pinguelli Rosa é professor titular da Coppe/UFRJ, coordenador da pós-graduação de Planejamento Energético da Coppe, mestre em ciências em Engenharia Nuclear e doutor em Física, membro da Academia Brasileira de Ciências e secretário-executivo do Fórum Brasileiro de Mudança Climática, ex-membro do Intergovernmental Panel on Climate Change, ex-secretário-geral da Sociedade Brasileira de Física, ex-diretor da Coppe e ex-presidente da Eletrobrás. @ – lpr@adc.coppe.ufrj.br

Recebido em 1^o.2.2007 e aceito em 7.2.2007.