

# **Um Projeto para Avaliação Sócio-Econômica e Ambiental do Uso da Energia Nuclear e do Gás Natural como Opções para o Desenvolvimento Sustentável do Semi-Árido Brasileiro**

**Baptista Filho, B.D., Cegalla, M., Raduan, R.N., Barroso, A.C.O.<sup>(1)</sup>**

**Lima, F.R.A.<sup>(2)</sup>**

**Lira, C.A.B.O., Lima, R.C.F.<sup>(3)</sup>**

<sup>(1)</sup>Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares, IPEN-CNEN/SP  
Av. Prof. Lineu Prestes, 2242 – CEP 05508-900, Cidade Universitária, São Paulo, SP, Brazil.  
[bdbfilho@ipen.br](mailto:bdbfilho@ipen.br), [mcegalla@ipen.br](mailto:mcegalla@ipen.br), [raduan@ipen.br](mailto:raduan@ipen.br), [barroso@ipen.br](mailto:barroso@ipen.br)

<sup>(2)</sup>Centro Regional de Ciências Nucleares, CRCN/CNEN  
Rua Cônego Barata, 999 – CEP 52110-120, Tamarineira, Recife, PE, Brazil.  
[falima@cnen.gov.br](mailto:falima@cnen.gov.br)

<sup>(3)</sup>Universidade Federal do Pernambuco - UFPE  
Av. Prof. Luis Freire, 1000 – CEP 50740-540, Cidade Universitária, Recife, PE, Brazil  
[proten@ufpe.br](mailto:proten@ufpe.br), [ritalima@ufpe.br](mailto:ritalima@ufpe.br)

## **ABSTRACT**

Neste trabalho apresentamos um projeto que está sendo desenvolvido em conjunto por dois institutos da Comissão Nacional de Energia Nuclear, CNEN, o IPEN e o CRCN e pela Universidade Federal do Pernambuco. Nesse projeto são analisados aspectos econômicos, sociais e ambientais. Nesta fase é discutido o panorama econômico que torna a energia nuclear competitiva e são apresentados resultados obtidos utilizando o código DEEP da Agência Internacional de Energia Atômica. Dados relevantes sobre a distribuição da população e indicadores sociais são apresentados na forma de mapas e tabelas. Aspectos atuais sobre a dessalinização de água do mar e o desenvolvimento de reatores nucleares especialmente adaptados a essa opção também são abordados.

## **1. INTRODUÇÃO**

No último senso, a população do Brasil atingiu a marca dos 170 milhões, com uma taxa média anual de crescimento de 1,64% [1]. Esse senso mostrou, porém uma significativa distorção na distribuição da renda. O percentual de famílias que vivem com renda inferior a meio salário mínimo é quatro vezes maior na região Nordeste que na Sudeste, ou seja, 39% da população nordestina vivem com menos de ½ salário mínimo por mês contra 11% na região sudeste. A taxa de crescimento populacional da região nordeste é a menor do Brasil, principalmente pela maior taxa de mortalidade e migração. Para corrigir essas distorções são necessárias ações que propiciem o desenvolvimento sustentável da região, ao invés de apenas se promoverem ações emergenciais.

Uma das características mais peculiares do Nordeste está no clima de uma área conhecida como “polígono das secas”, onde domina o semi-árido. Essa área se estende por quase todo o

nordeste, indo desde o Rio Grande do Norte até o norte de Minas Gerais, tendo como limites o Rio Parnaíba e a região costeira do nordeste. O desenvolvimento sustentável de uma região com essas características econômicas e climáticas requer dois insumos básicos: água potável e energia elétrica. Energia limpa e em abundância e deve ser a base para a criação ou manutenção de pólos de desenvolvimento.

Os recursos hídricos da região já estão quase que totalmente explorados: o rio São Francisco já tem praticamente esgotado seu potencial hídrico e sua utilização para abastecimento de água através da sua transposição, apesar de importante, não deve ser suficiente para sustentar o crescimento previsto. A geração distribuída por meio de energia eólica e solar pode ser explorada para o setor rural, porém a curto e médio prazos, duas fontes potenciais podem ser mais eficazes: o gás natural e a energia nuclear produzida por uma nova geração de reatores avançados com inovações em segurança e economia.

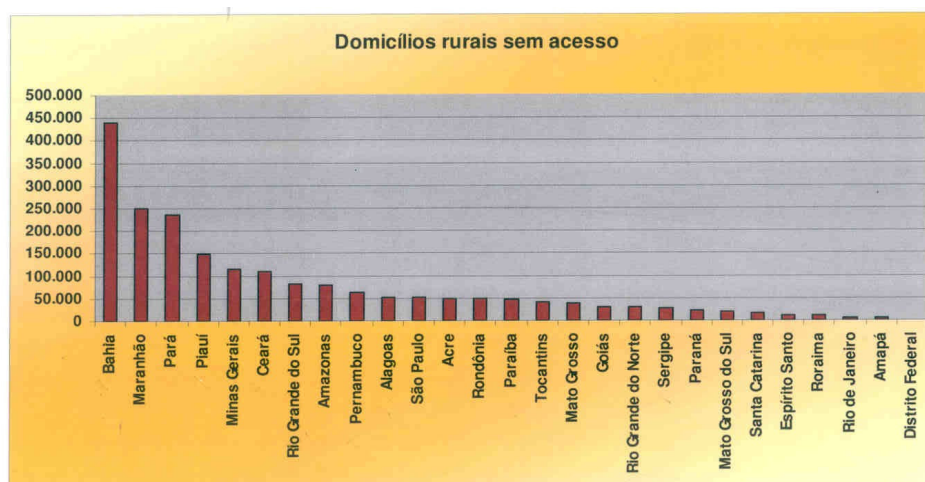
A nova geração de reatores nucleares em desenvolvimento para operar a partir de 2015 pode vir a ser uma fonte atrativa tanto em aspectos econômicos quanto ambientais, pois não contribui para o efeito estufa. O gás natural é uma fonte que tem efeitos na atmosfera, porém é competitiva numa região sem potencial hídrico, e pode dar sustentação ao desenvolvimento por pelo menos duas décadas. A conjugação dessas fontes pode oferecer a sustentação ao desenvolvimento de pólos já existentes no nordeste, produzindo água potável por meio da dessalinização da água do mar e oferecendo energia para o desenvolvimento e produção de água, a partir de águas salobras, nas regiões interiores sem comprometer a sustentabilidade.

## 2. ENERGIA ELÉTRICA

O progresso está associado diretamente à oferta de energia, em especial na forma de eletricidade. A análise que apresentamos em [2] ilustrou o potencial de crescimento da demanda de energia elétrica para o Nordeste e permitiu observar que, ao contrário que muitos pensam, o progresso já é aparente principalmente na faixa litorânea. Essas expectativas ainda terão que ser consubstanciadas com dados do planejamento da Eletrobrás. No entanto, as estatísticas oficiais revelam que no Nordeste 39,3% dos moradores da área rural (cerca de 5,8 milhões de pessoas) não tem luz. (Fig. 1). A *exclusão elétrica* no Brasil é maior nas áreas com menor Índice de Desenvolvimento Humano (IDH) [3] e entre as famílias de baixa renda. Cerca de 90% das famílias sem acesso ao serviço de energia elétrica tem renda inferior a 3 salários mínimos; e 84% das famílias sem luz vivem em municípios com IDH abaixo da média nacional (0,766). A Tabela 1 apresenta o IDH médio por Estado.

Além disso, há que se analisar cenários mundiais como os projetados pela IPCC, “*Intergovernmental Panel on Climate Change*”, para o século 21. No relatório “*Special Report on Emissions Scenarios*” (SRES) [3] a IPCC funde 40 cenários em quatro grandes grupos representativos: A1, A2, B1 e B2. Cada um desses grupos representa diferentes níveis de desenvolvimento demográfico, social, econômico, tecnológico e ambiental. Fig. 2 ilustra os aspectos que influem em cada um dos quatro ramos.

Os objetivos econômicos são os *atratores* dos ramos A, no topo da figura, enquanto que os objetivos ambientais atraem os ramos B. Os ramos 1 à esquerda incorporam fortes tendências de globalização e uma maior integração internacional, enquanto que os ramos 2, à direita, caracterizam a acentuação do regionalismo ao invés da globalização.



Fonte: MME

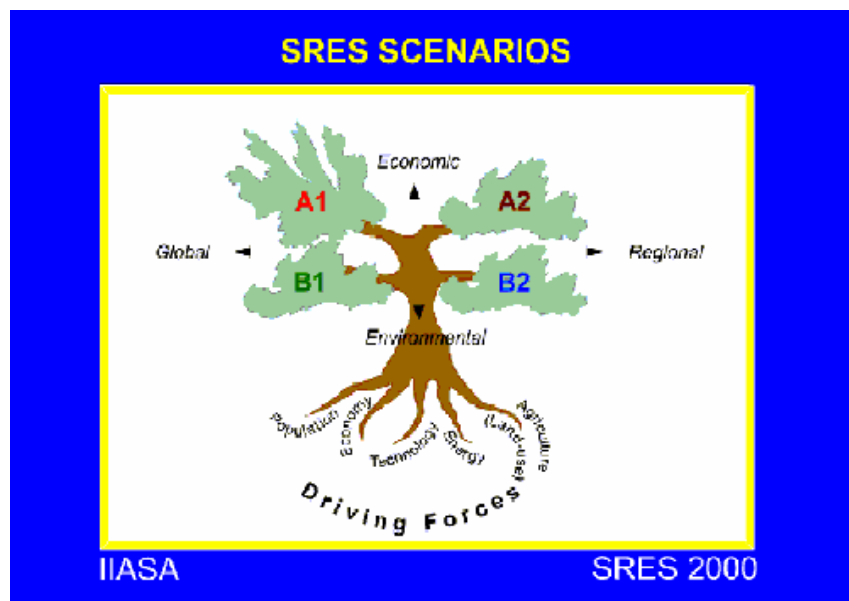
**Figura 1. Números absolutos da exclusão elétrica rural por estado da Federação.**

**Tabela 1. Índice de Desenvolvimento Humano médio estadual.**

ESTADO	ÍNDICE DE DESENVOLVIMENTO HUMANO MUNICIPAL (IDH-M 2000)
Acre	0,697
Alagoas	0,649
Amapá	0,753
Amazonas	0,713
Bahia	0,688
Ceará	0,700
Distrito Federal	0,844
Espírito Santo	0,765
Goiás	0,776
Maranhão	0,636
Mato Grosso	0,773
Mato Grosso do Sul	0,778
Minas Gerais	0,773
Paraíba	0,661
Paraná	0,787
Pará	0,723
Pernambuco	0,705
Piauí	0,656
Rio de Janeiro	0,807
Rio Grande do Norte	0,705
Rio Grande do Sul	0,814
Rondônia	0,735
Roraima	0,746
Santa Catarina	0,822
São Paulo	0,820
Sergipe	0,682
Tocantins	0,710

Fonte: Atlas do Desenvolvimento Humano no Brasil, IBGE

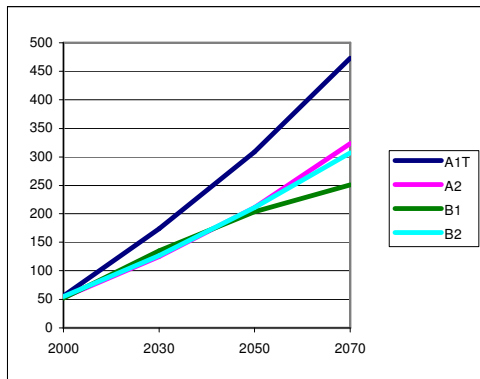
Resumindo, o *ramo A1* e sua família de cenários descrevem um mundo futuro de rápido crescimento econômico, pequeno crescimento populacional e com rápida introdução de novas e mais eficientes tecnologias. O *ramo A2* contém cenários de um mundo heterogêneo. As bases são a autoconfiança e a preservação da identidade regional, com alto crescimento populacional. O desenvolvimento econômico é orientado predominantemente pela regionalidade e o crescimento econômico per capita e as mudanças tecnológicas são mais fragmentados e lentos que nos outros ramos. O *ramo B1* e sua família de cenários descrevem um mundo convergente com o mesmo baixo crescimento populacional que em *A1*, mas com rápidas mudanças nas estruturas econômicas na direção de serviços e informação, com redução na intensidade de demanda de matéria primas e com a introdução de tecnologias limpas e eficientes. A ênfase está em soluções globais para os desafios da economia, sociais e ambientais, incluindo o aumento na equidade, mas sem iniciativas adicionais em clima. O *ramo B2* e seus correspondentes cenários descrevem um mundo no qual a ênfase está nas soluções locais para os desafios econômicos, sociais e ambientais. É um mundo de moderado crescimento populacional, níveis intermediários de desenvolvimento econômico, e uma mais lenta e mais diversificada mudança tecnológica; enquanto orientado para a proteção ambiental e a equidade social, este ramo focaliza níveis locais e regionais.



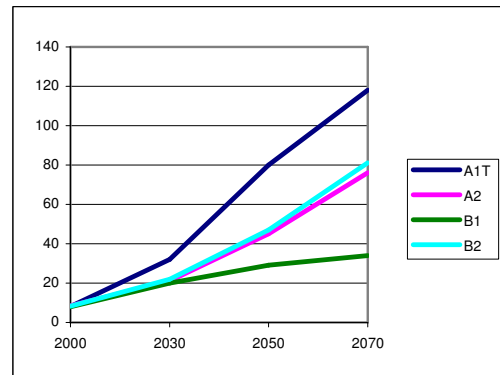
**Figura 2. Grupos de Cenários Energéticos.**

A contribuição nuclear: A Agência Internacional de Energia Atômica, IAEA, coordena um projeto de cooperação internacional para estudar os potenciais da energia nuclear como contribuinte nesses cenários buscando auxiliar no desenvolvimento de estratégias globais, clarificando as possibilidades e definindo os requisitos para tal. Nesse projeto, denominado INPRO, *International Project on Innovative Nuclear Reactors and Fuel Cycles*, os cenários são analisados delineando-se a necessária transição nuclear para cada um.

A projeção da produção de energia elétrica é mostrada na Fig. 3, enquanto Fig. 4 mostra o projetado em termos da contribuição da energia nuclear. Observa-se em todos os cenários a expectativa importante de crescimento da oferta de energia e a crescente participação da energia nuclear para os próximos 100 anos.



**Figura 3. Produção mundial de energia elétrica por cenário.**



**Figura 4. Produção mundial de energia de fontes nucleares.**

A análise desses cenários conduz aos seguintes pontos:

*Ramo A1:*

- O principal produto é a eletricidade, mas também há um significativo mercado na produção de hidrogênio, especialmente após 2030;
- A partir de 2030 o aumento na capacidade é maior na Ásia e em grande parte da África, Oriente Médio e América Latina;
- O aumento na demanda de hidrogênio é inicialmente na OECD e migra para Ásia e em grande parte da África, Oriente Médio e América Latina ao redor de 2050;
- A competição inicial é entre o carvão, gás, nuclear e solar. O carvão decresce a partir de 2020, o gás a partir de 2040, deixando a competição entre nuclear e solar;
- Nos países da OECD e do leste europeu há a suposição de que a energia nuclear perca o predomínio para a energia solar, hidráulica e eólica entre 2050-2060.

*Ramo A2:*

- O produto de mercado neste caso é, exclusivamente, a eletricidade. Não há produção de hidrogênio por reatores nucleares;
- Até 2030 os maiores aumentos são nos países da OECD, seguidos pela Ásia, África, Oriente Médio e América Latina. Após 2030 continua essa tendência, mas principalmente nos países com poucas reservas de fontes combustíveis competitivas;
- Até 2030 a maior competição é com o carvão, seguido pelo gás. Após 2030 a solar é o principal competidor da nuclear;
- Nos países da OECD e do leste europeu, o carvão é o dominante até 2050-60;
- O desempenho da nuclear será ligeiramente superior ao da solar na OECD enquanto que a solar deve assumir papel mais importante na Ásia a partir de 2030.

*Ramo B1:*

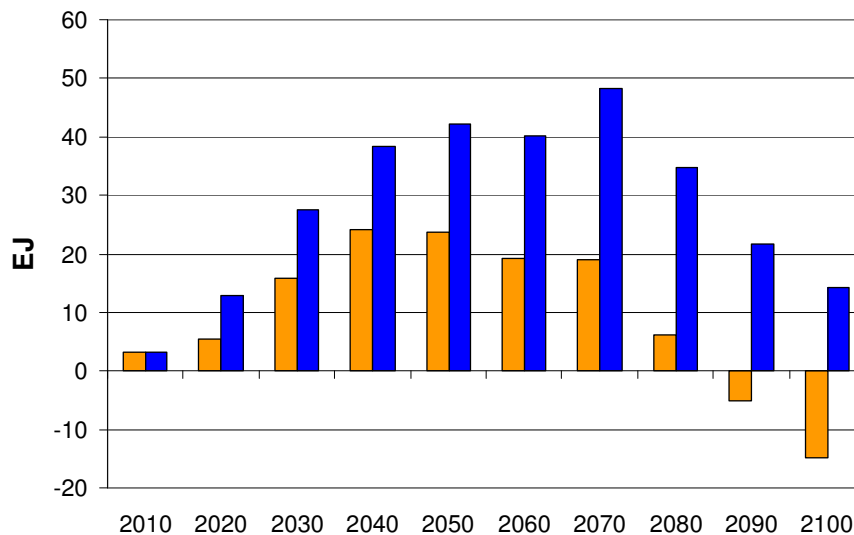
- O uso global e regional de energia atinge um pico entre 2060-80 e então diminui;

- A mudança do aumento na demanda dos países da OECD para os em desenvolvimento é muito mais rápida;
- Os principais produtos de mercado são a eletricidade e o H<sub>2</sub>, este a partir de 2030;
- Para esses produtos os principais aumentos na capacidade ficam na Ásia, África, Oriente Médio e América Latina, após estes na OECD e então no leste europeu;
- Após 2030 os principais mercados são Ásia, África, Oriente Médio e América Latina;
- Até 2040 o principal competidor da nuclear para eletricidade é a energia solar e o gás;
- Após 2040, para produção de H<sub>2</sub>, a concorrência é na ordem gás, biomassa e solar;
- Assume-se que a solar supera a nuclear para a geração de eletricidade e produção de hidrogênio no final.

*Ramo B2:*

- O crescimento da energia nuclear varia regionalmente e, por volta de 2050 é mais elevado na Ásia;
- No período de 2040-50 os países em desenvolvimento experimentam grande crescimento na energia nuclear;
- A eletricidade continua sendo o principal produto das plantas nucleares.

Em muitos cenários as possibilidades para a energia nuclear são boas, principalmente em situações como as do Brasil, que possui a sexta maior reserva de urânio do mundo. Além disso, há um mercado, pequeno em termos mundiais se comparado ao da eletricidade e hidrogênio, porém significativo em regiões com escassez de água: a dessalinização. A adição de energia oferecida por fontes nucleares ainda crescerá, mesmo no pior cenário, pelo menos até 2040-2050, como ilustra a Fig. 5.



**Figura 5. Adições decenais na produção mundial de energia elétrica de fontes nucleares para os dois cenários extremos.**

Além desses cenários, estudos independentes têm sido divulgados recentemente. Em reportagem publicada no Valor Online, em 22 de setembro de 2004, segundo a Agência

Internacional de Energia (AIE) prevê que o Brasil precisará de US\$ 500 bilhões em investimentos no setor de energia, petróleo e gás para atender ao crescimento anual de 3,2% no consumo de energia projetado para o período de 2001 a 2030 e de 7% para a demanda de gás. Desse total, US\$ 330 bilhões terão que ser investidos, segundo a AIE, em projetos de energia, especificamente para construção de novas plantas e ampliação dos sistemas de distribuição e transmissão. O restante terá que ser direcionado para os setores de petróleo e gás.

Pelos cálculos da agência, o Brasil teria que investir anualmente US\$ 17,2 bilhões. Isso é quase o triplo do orçamento anual da Petrobras, maior investidora do país, que prevê uma média de US\$ 6,6 bilhões por ano no Plano Estratégico 2004-2010, sem contar US\$ 1,1 bilhão destinados à área internacional. Atualmente, o Brasil é o maior consumidor de energia da América Latina, décimo maior do mundo e quarto maior se forem contabilizados apenas os países não membros da AIE, o que coloca o país atrás apenas da China, Rússia e Índia.

Quanto aos aumentos do preço do petróleo ao longo deste ano todos preferem se calar, não se tendo estimativas do patamar que os preços podem atingir. Este fato será muito importante para as análises que deverão fazer em função dos preços internacionalmente praticados, o que poderá dar início a nova escalada na energia nuclear.

### **3. ÁGUA – DESAFIOS PARA A VIDA E BEM ESTAR**

Os desafios para a vida e bem estar relacionados com a água envolvem não apenas a gestão de seu uso e sua crescente demanda. Os sinais de tensão são aparentes em todo o mundo, envolvendo o atendimento das necessidades básicas, proteção dos ecossistemas, suprimento de água nas grandes cidades, suprimento de alimentos, água para indústria e energia.

Segundo o “*World Water Assessment Programme*” da UNESCO, “ter acesso seguro a suficiente água e saneamento básico são direitos humanos básicos. Ter a possibilidade de lavar as mãos e beber água limpa pode ter um maior efeito na higiene e saúde familiar, evitando doenças que perpetuam a pobreza e disparam um ciclo vicioso que bloqueia o desenvolvimento social e econômico” [4]. Para assegurar as necessidades básicas são necessários entre 20 a 50 litros de água livre de contaminantes por pessoa por dia. A oferta de água para uma criança dos países mais desenvolvidos chega a ser de 30 a 50 vezes maior do que nos países em desenvolvimento.

As Nações Unidas estabeleceram como meta reduzir pela metade, até 2015, a proporção de pessoas sem acesso a água potável. Hoje são estimadas em 1,1 bilhão as pessoas sem acesso a água potável no mundo, 6% na América Latina [5].

Atualmente as maiores expectativas no Brasil estão na transposição do Rio São Francisco. Esse é um projeto polêmico por afetar muitas populações e sistemas ecológicos. É um projeto que passou por muitos governos, envolve críticas ambientalistas quanto a seus possíveis efeitos “colaterais” e aspectos econômicos que chegam à cifra de US\$ 1 Bilhão, somente para a distribuição da água bruta. Diferente desse projeto, nosso propósito é oferecer simultaneamente os dois insumos, água potável já adequada ao consumo humano e energia para a atividade industrial e atendimento à população dos pólos de desenvolvimento, ou seja,

as cidades já em bom estágio de desenvolvimento, limitando danos aos ecossistemas do semi-árido.

Tanto para as centrais nucleares quanto para as plantas a gás, as condições mais adequadas se encontram na zona costeira que, apesar de menos carente em termos de água (à exceção da região do Recife), permitem a fácil interligação tanto com as linhas de transmissão quanto com os gasodutos do nordeste. Desse modo, o que se propõe levar aos pólos do interior é a energia para ser utilizada em atividades industriais e em unidades de dessalinização de osmose reversa compostas por módulos idênticos aos previstos para as centrais, ou seja, com capacidade unitária de 24000m<sup>3</sup>/dia.

Essa estratégia de distribuição da produção de energia na região costeira; concentração da oferta em pólos já em estágio inicial de desenvolvimento sem a interiorização de centrais no interior minimiza e até elimina agressões à caatinga. Para os locais das plantas se prevê a produção local de até 290000 m<sup>3</sup>/dia, sendo 72000 m<sup>3</sup>/dia por destilação e 218000 m<sup>3</sup>/dia por osmose reversa. Para os pólos do interior se fará uso da rede de distribuição elétrica para fornecimento de energia prevendo instalações locais de módulos de osmose reversa de 24000m<sup>3</sup>/dia.

As centrais serão instaladas na formas de “clusters”, iniciando com centrais a gás enquanto houvesse disponibilidade e enquanto economicamente atraentes, introduzindo centrais baseadas no Reator IRIS, em módulos de 335MW com expansão de até 3 unidades por sítio atingindo o limite de 1000MW/sítio.

#### **4. DESSALINIZAÇÃO E O PROGRAMA DEEP**

A dessalinização de água em larga escala envolve duas áreas tecnológicas: a geração e conversão da energia, e os processos de dessalinização, cujo estado da arte considera três processos e suas combinações:

- Destilação de efeito múltiplo [MED] e por expansão em estágios múltiplos [MSF];
- Membranas (Osmose reversa [OR]); e,
- Híbrido ([MED/RO] ou [MSF/RO]).

Em 1989, após um período de abandono de mais de uma década, a IAEA reativou uma linha de ação na dessalinização de água do mar publicando, em 1990, um relatório que avaliava a demanda para dessalinização baseada em análises do final da década de 80. Essa análise considerava os recursos de água e as informações atuais sobre os mais promissores processos de dessalinização e fontes de energia, incluindo sistemas nucleares.

Entre 1991 e 1992 a IAEA liderou uma investigação técnica e comparativa de custos entre a utilização de energia nuclear e várias tecnologias estado-da-arte de dessalinização. Entre 1992 e 1994 a IAEA forneceu assistência a países do Norte da África como a Argélia, Egito, Líbia, Marrocos e a Tunísia, para avaliações locais do uso da energia nuclear na dessalinização. Desses trabalhos nasceu um fruto adicional, uma metodologia baseada em planilhas eletrônicas com capacidade para modelar diferentes tipos de fontes de calor de combustíveis, fóssil e nuclear, de tamanhos variados em função de características locais de demanda. A primeira ferramenta foi a planilha de “*Co-generation and Desalination Economic*



*Evaluation*” (CDEE), originalmente desenvolvida pela General Atomics, sob contrato. A ferramenta que deu seqüência ao projeto e é mantida sob contínuo aperfeiçoamento foi batizada de DEEP: “*Desalination Economic Evaluation Programme*”.

O programa DEEP permite a realização de avaliações econômicas considerando o porte da instalação produtora de energia e da planta de dessalinização. Todas as opções de processo de dessalinização e todos os tipos de ciclos térmicos podem ser analisados por meio do DEEP. A mais recente versão está preparada para instalações com capacidade superior a 100.000 m<sup>3</sup>/dia (1,16 m<sup>3</sup>/s). Neste projeto estamos utilizando a versão 2.2, de novembro de 2002 [6].

Para as análises com o DEEP é necessário definir a configuração da fonte de energia e da estação de dessalinização. A definição da configuração é que detalha o tipo de composição “planta de geração”/“planta de dessalinização”, definindo-se fonte de energia, tipo de ciclo e processos e capacidades das plantas de dessalinização. As informações mais relevantes sobre a água são a salinidade e temperatura média anuais. A definição da vida útil de cada instalação, ano de início de construção, duração de construção, taxas de juros e taxas de descontos são os itens que mais afetam os custos de capitais. Os custos operacionais também são considerados em função do mercado de combustível e de todos os custos relativos a cada tipo de opção.

Um dos fatores que mais influencia nos custos da energia nuclear no Brasil é, além das taxas de juro, a taxa de desconto, TD (*discount rate*). A taxa de desconto é equivalente à taxa interna de retorno de um investimento que anula o valor presente líquido do fluxo de caixa associado a esse investimento. É um dos fatores decisivos para a competitividade entre opções tão diferentes como a nuclear e a fóssil. A energia nuclear geralmente é mais intensiva em investimento de capital e possui menor custo do combustível. A opção pela geração fóssil, como o gás no nosso caso, envolve investimento inicial menor, porém maior custo do combustível.

Na análise que fizemos sobre um projeto Europeu, o EURODESAL [7], encontramos estudos baseados em três valores para a TD: 5%, 8% e 10%. Esses valores refletem condições esperadas em países da comunidade europeia e de seus vizinhos, por exemplo, uma taxa de desconto de 5% pode ser aplicada em um país como a Espanha onde o *risco país* não passa de 50. No Brasil a situação sempre tem sido mais delicada e, segundo artigo de Gustavo Franco (Por que as empresas brasileiras são tão baratas?) publicado em 23 de novembro de 2001, no Estado de São Paulo (OESP), “*O valor de uma empresa é definido pelo o fluxo de caixa trazido a valor presente, regra, aliás, adotada por lei nas avaliações das empresas públicas a serem vendidas no âmbito do Programa Nacional de Desestatização. A pergunta frequentemente repetida neste contexto é: qual a taxa de desconto relevante para o cálculo do valor presente: E a resposta correta é que deve ser o custo de capital no país, ou a taxa de juros de mercado. Se a taxa de juros aqui é muito mais alta que no resto do mundo, então os fatores de desconto serão maiores e as empresas vão valer menos. Gustavo Franco destaca que, sendo o Brasil uma economia aberta, a taxa de juros aqui dentro em dólares tem de ser igual à taxa de juros americana (2,0%) mais o risco país, que anda pela casa de 1000 pontos (na época), como se diz, ou seja, 10%. No total, grosso modo, uns 12% em dólares, talvez menos. O passo seguinte é transformar esta taxa em dólares numa taxa em reais, o que se faz através dos mercados de “swaps” onde se define ou prêmio que, para prazos curtos anda*

*pela casa dos 7% quem sabe mais, dependendo da volatilidade. Ou seja, 12% mais uns 7% o que nos leva mais ou menos nos 19% onde estamos”.*

Outro exemplo foi encontrado no processo de privatização do BANESPA. Uma auditoria feita no processo de estabelecimento do valor do negócio, com base num estudo do DIEESE/UNICAMP, concluiu que a taxa de desconto utilizada pelo consórcio envolvido no negócio para descontar o fluxo de caixa para os dez anos da série, de 17,94% estava superestimada em 3 pontos percentuais, reduzindo assim, o valor presente daquele fluxo. Nessa oportunidade o TCU teceu o seguinte comentário: “Como já tivemos oportunidade de ressaltar em documento anterior, a taxa de risco Brasil adotada pelo relatório Banco Fator, de 7,01%, expressa o período de crise nos mercados financeiros globais “e não se sustenta, nem mesmo em face dos pressupostos de evolução dos indicadores macroeconômicos adotados no próprio relatório”. Vale dizer que esse nível de prêmio de risco Brasil é totalmente incompatível com as estimativas de evolução das taxas de juros internas, spread bancário, crescimento do PIB e das operações de crédito incorporadas ao relatório. O prêmio de risco Brasil, baseado no spread cobrado pelos títulos brasileiros de 30 anos, de baixíssima liquidez, não é projetável, pois não guarda relação alguma com a curva de evolução dos spreads cobrados dos títulos brasileiros de maior liquidez e representatividade”. Na ocasião os técnicos do DIEESE/UNICAMP propuseram a adoção de um prêmio de risco Brasil de 4,86% (que corresponderia em essência a um Risco Brasil de 486 pontos). Só essa mudança implicou em uma redução da taxa de desconto dos 17,94% para 15,79%.

Acompanhando as notícias da economia brasileira em 2004, observamos já no segundo semestre que, mesmo com a especulação sobre viés de alta para juros antes da reunião de outubro de 2004, o risco Brasil caiu 1,78%, chegando aos 494 pontos. Isso confirma em muito as previsões do TCU baseada nos estudos do DIEESE. Desde então o risco tem oscilado. Em 2005 chegamos a um risco-país de 450 pontos no dia 11 de Abril.

Essa situação nos permite, confortavelmente, considerar como limite superior para a taxa de desconto em nossas análises econômicas o valor de 12%. Considerando agora o limite inferior observado nas análises européias, fixado em 5% (isso corresponde a um risco-país de 50 pontos). Em nossas análises iremos considerar: TD = 5%; 8%; 10%; e, 12%.

## **5. O PROJETO PARA O NORDESTE**

A concepção do projeto é abrangente, atingindo todo o semi-árido. O foco inicial, porém está no entorno do Recife, Fig. 6, um dos principais pólos de desenvolvimento onde, apesar de estar na região costeira, já sofre com a falta de água. A partir desse foco o levantamento de dados sócio-econômicos e ambientais se expande em linhas de equivalente população, definindo contornos em torno dos pólos existentes e de acordo com a capacidade de expansão de cada uma das opções, gás natural e energia nuclear com base em módulos de 335MW(e) do Reator IRIS [8] que pode ser projetado para clusters de 1000MW(e).

É importante observar que a grande maioria de municípios do nordeste é composta por povoados com menos de 25.000 habitantes, Fig. 7. Pólos de desenvolvimento com mais de 100.000 são contáveis nos dedos. A Fig. 8 mostra a rede de gasodutos do Nordeste que também corrobora a opção de início pela região do Recife. A Fig. 9 ilustra o sistema

integrado do São Francisco que pode ser a base da distribuição de energia para a instalação de centrais de dessalinização remotas.

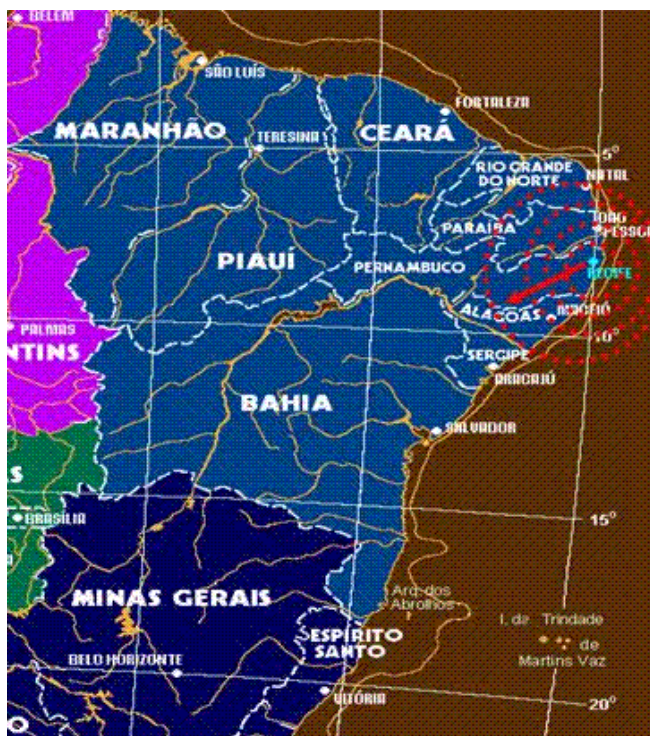


Figura 6. Ponto de Partida do Projeto.

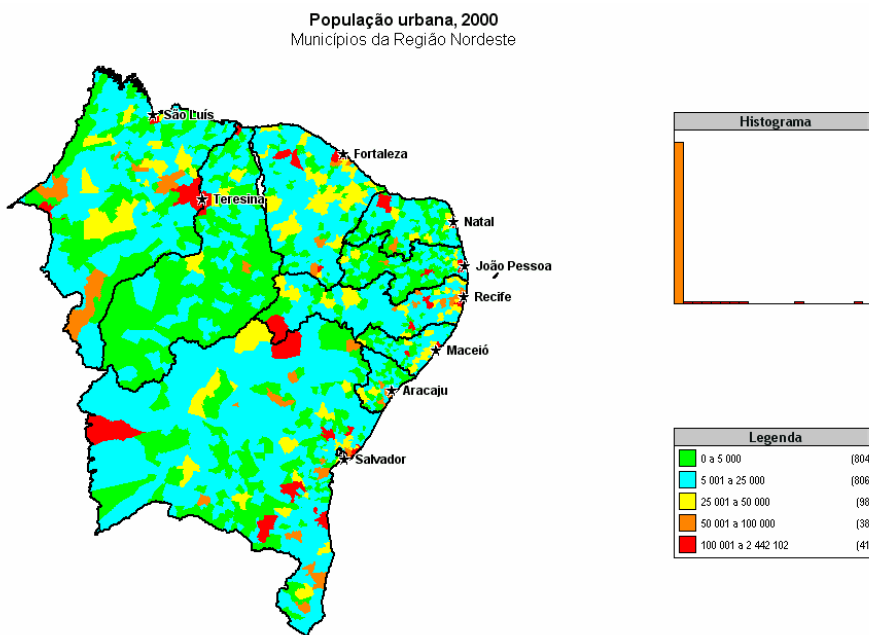


Figura 7. Distribuição da População Urbana - NE.



**Figura 8. Gasodutos no Nordeste.**



**Figura 9. Sistema de Distribuição São Francisco.**

Na condução do projeto serão considerados os custos das opções para eletrificação, potabilização e distribuição da água, e efeitos ambientais como as externalidades da produção de energia, a qualificação e quantificação de efeitos ambientais pela produção da água e energia, e o efeito que se projetaria na melhora dos indicadores de desenvolvimento.

## 6. RESULTADOS INICIAIS

Algumas análises já foram realizadas considerando os dados já disponíveis.

As condições da água no litoral do Pernambuco, usadas neste trabalho, vieram de estudos realizados pela Universidade Federal do Pernambuco, contando com valores médios de temperatura e salinidade da água do mar em vários pontos (Tabela 2). No desenvolver do projeto serão usados dados consolidados do *Banco de Dados Ambientais para a Indústria do Petróleo*, o “Bampetro”, [www.bampetro.org](http://www.bampetro.org). Desse banco será possível extrair valores locais, médias anuais em diversas modalidades.

**Tabela 2. Resumo de Dados da Água do Mar.**

Local	T <sub>min</sub> °C	T <sub>med</sub> °C	T <sub>máx</sub> °C	Sal.min ‰	Sal.med ‰	Sal.máx ‰
Tamandaré	26	29	32	0	18	36
Formoso	24,5	27,4	29,5	1,33 1,33	27,26	36,3 33,7
Itamaracá	25 27,34 28,11	28 28,2 29,52	31 29,1 30,9	14 19,62	19,5 26,85	25 34,7 37
Capibaribe	---	28,05	---	0,05	18,07	36,09
Plataforma Continental	26,4	27,8	29,2	13	24,5	36
<b>Médias usadas</b>	---	<b>28,3</b>	---	---	<b>22,4</b>	---

Os dados econômicos utilizados foram baseados apenas em uma taxa de juros de 16% a.a. e numa taxa de desconto de 12% a.a., os maiores valores possíveis. Foram feitas análises considerando uma capacidade local para produção de água de 290.000 m<sup>3</sup>/dia sendo 72.000 m<sup>3</sup>/dia produzidos por destilação (MED) e o restante por Osmose Reversa em unidades modulares de 24.000 m<sup>3</sup>/dia.

Neste ponto do projeto o Reator IRIS foi considerado como um PWR para o qual apenas o custo de investimento inicial de capital foi corrigido. É sabido que os custos operacionais também serão menores, porém ainda não se dispõe de todos os dados. Os demais dados adotados podem ser visualizados nas tabelas de Input e Output do programa DEEP, apresentadas na seqüência: Tabela 3, Input para o Reator, Tabela 4, Output para o Reator; Tabela 5, Input para o Ciclo a Gás; e, Tabela 6, Output para o Ciclo a Gás. Esses resultados muito preliminares já indicam uma grande proximidade do custo da água potável, sendo US\$ 0,88 /m<sup>3</sup> para o Reator Nuclear e de US\$ 0,77 /m<sup>3</sup> para Ciclo a Gás.

É evidente que durante o projeto esses números irão variar principalmente pela consideração dos custos operacionais reais e pela adoção correta dos custos do gás, ainda assumidos como valores internacionais de 2002.

Tabela 3. Input Básico do DEEP para o Reator Nuclear.

BASIC INPUT			
Case:	<b>Case IRIS</b>	Assumed site location:	<b>Site Recife</b>
Energy plant type:	<b>PWR</b>	Total water plant capacity at site:	<b>290 000</b> m <sup>3</sup> /d
Desalination plant type:	<b>MED-RO</b>	Distillation part plant capacity:	<b>72 000</b> m <sup>3</sup> /d
<b>General input data</b>		<b>Distillation plant relevant input</b>	
Average annual seawater temperature:	<b>28,3</b> °C	Intermediate loop calculation (Y/N):	<b>N/A</b>
Seawater total dissolved solids:	<b>27 300</b> ppm	Design cooling water temperature:	<b>28,3</b> °C
Discount rate:	<b>12,0</b> % / a	Optional unit size specification:	<b>72 000</b> m <sup>3</sup> /d
Interest rate:	<b>16,0</b> % / a	Minimum required max brine temp.: < 35,3 °C Maximum brine temperature: <b>70,0</b> °C	
Currency reference year	<b>2005</b>	Base unit cost:	<b>900</b> \$ / m <sup>3</sup>
Initial construction date	<b>2006</b>	Optional in/outfall specific base cost:	<b>0</b> \$ / m <sup>3</sup>
Initial year of operation:	<b>2008</b>		
Energy plant economic life:	<b>60</b> a		
Water plant economic life:	<b>30</b> a		
Purchased electricity cost:	<b>0,06</b> \$ / kWh		
<b>Energy plant relevant input</b>		<b>Reverse osmosis plant relevant input</b>	
Number of power plant units at site:	<b>1</b>	SA-design cooling water temperature.:	<b>28,3</b> °C
Reference power plant unit net output:	<b>600</b> MW	C-RO design feedwater temperature:	<b>30,0</b> °C
Reference net thermal efficiency:	<b>31,0</b> %	Optional unit size specification:	<b>24 000</b> m <sup>3</sup> /d
Turbine mechanical efficiency:	<b>0,988</b>	RO membrane type:	<b>SW</b>
Specific construction cost:	<b>1200</b> \$ / kWh	Base unit cost:	<b>800</b> \$ / (m <sup>3</sup> /d)
		Optional in/outfall specific base cost:	<b>0</b> \$ / (m <sup>3</sup> /d)

Tabela 4. Sumário de Custos do DEEP para o Reator Nuclear.

WATER & POWER COST SUMMARY			
<b>Case identification and site characteristics</b>			
Energy plant type: <b>PWR</b>	Desalination plant type: <b>MED-RO</b>	Water plant capacity at site:	<b>290 000</b> m <sup>3</sup> /d
Energy source: <b>NUCLEAR</b>	Backup heat source: <b>N</b>	Capacity of distillation part:	<b>72 000</b> m <sup>3</sup> /d
Energy product form: <b>H &amp; P</b>	Intermediate loop (MSF): <b>N/A</b>	Capacity of RO part:	<b>218 000</b> m <sup>3</sup> /d
Fuel type: <b>UO2</b>	RO membrane type: <b>SW</b>		
Case: <b>Case IRIS</b>	Assumed site location: <b>Site Recife</b>		
<b>General input data</b>			
Seawater TDS:	<b>27 300</b> ppm	Distillation plant design cooling water temperature:	<b>28,3</b> °C
Average annual seawater temperature:	<b>28,3</b> °C	Stand-alone RO design cooling water temperature:	<b>28,3</b> °C
Purchased electricity cost:	<b>0,060</b> \$/kW(e).h	Discount rate:	<b>12,0</b> %
		Interest rate:	<b>16,0</b> %
		Initial year of operation:	<b>2008</b>
		Plant economic life:	<b>60</b> a
<b>Water and power plant cost summary</b>			
Specific construction cost:	<b>1 200</b> \$ / kW	Power plant total construction cost:	<b>792</b> M \$
Specific investment cost:	<b>1 904</b> \$ / kW	Power plant interest during construction:	<b>356</b> M \$
		Total power plant investment:	<b>1 148</b> M \$
<b>DOES THE POWER PLANT ALREADY EXIST ?</b>		Levelized electricity cost:	<b>0,084</b> \$ / kWh
	<b>NO !</b> <a href="#">CLICK TO CHANGE</a>	G.O.R. :	<b>12,7</b>
Total installed water plant capacity:	<b>312 000</b> m <sup>3</sup> /d	Recovery ratio :	<b>0,450</b>
Total construction cost:	<b>248,3</b> M \$	Net saleable power:	<b>544,5</b> MW
Interest during construction:	<b>39,7</b> M \$	Average daily water production:	<b>277 151</b> m <sup>3</sup> /d
Total investment cost:	<b>288,0</b> M \$	Water cost:	<b>0,88</b> \$ / m <sup>3</sup>
Specific investment cost:	<b>923,0</b> \$ / (m <sup>3</sup> /d)		

Tabela 5. Input Básico do DEEP para o Ciclo com Gás.

**BASIC INPUT**

Case: <b>Case CC</b>	Assumed site location: <b>Site Recife</b>
Energy plant type: <b>CC</b>	Total water plant capacity at site: <b>290 000</b> m <sup>3</sup> /d
Desalination plant type: <b>MED-RO</b>	Distillation part plant capacity: <b>72 000</b> m <sup>3</sup> /d

**General input data**

Average annual seawater temperature: **28,3** °C  
 Seawater total dissolved solids: **27 300** ppm  
 Discount rate: **12,0** % / a  
 Interest rate: **16,0** % / a  
 Currency reference year: **2005**  
 Initial construction date: **2006**  
 Initial year of operation: **2008**  
 Energy plant economic life: **25** a  
 Water plant economic life: **30** a  
 Purchased electricity cost: **0,06** \$ / kWh

**Distillation plant relevant input**

Intermediate loop calculation (Y/N): **N/A**  
 Design cooling water temperature: **28,3** °C  
 Optional unit size specification: **0** m<sup>3</sup>/d

Minimum required max brine temp.:	48,7 °C
Maximum brine temperature:	70,0 °C

Base unit cost: **900** \$ / m<sup>3</sup>  
 Optional in/outfall specific base cost: **0** \$ / m<sup>3</sup>

**Energy plant relevant input**

Number of power plant units at site: **3**  
 Reference power plant unit net output: **194** MW  
 Reference net thermal efficiency: **53,3** %  
 Turbine mechanical efficiency: **0,988**  
 Specific construction cost: **600** \$ / kWh

**Reverse osmosis plant relevant input**

SA-design cooling water temperature.: **28,3** °C  
 C-RO design feedwater temperature: **30,0** °C  
 Optional unit size specification: **0** m<sup>3</sup>/d  
 RO membrane type: **SW**  
 Base unit cost: **800** \$ / (m<sup>3</sup>/d)  
 Optional in/outfall specific base cost: **0** \$ / (m<sup>3</sup>/d)

Tabela 6. Sumário de Custos do DEEP para o Ciclo com Gás.

**WATER & POWER COST SUMMARY**

<b>Case identification and site characteristics</b>		
Energy plant type: <b>CC</b>	Desalination plant type: <b>MED-RO</b>	Water plant capacity at site: <b>290 000</b> m <sup>3</sup> /d
Energy source: <b>FOSSIL</b>	Backup heat source: <b>N</b>	
Energy product form: <b>H &amp; P</b>	Intermediate loop (MSF): <b>N/A</b>	Capacity of distillation part: <b>72 000</b> m <sup>3</sup> /d
Fuel type: <b>OIL/GAS</b>	RO membrane type: <b>SW</b>	Capacity of RO part: <b>218 000</b> m <sup>3</sup> /d
Case: <b>Case CC</b>		Assumed site location: <b>Site Recife</b>

<b>General input data</b>		
Seawater TDS: <b>27 300</b> ppm	X →	Distillation plant design cooling water temperature: <b>28,3</b> °C
Average annual seawater temperature: <b>28,3</b> °C	← X	Stand-alone RO design cooling water temperature: <b>28,3</b> °C
Purchased electricity cost: <b>0,060</b> \$/kW(e).h	Discount rate: <b>12,0</b> %	Initial year of operation: <b>2008</b>
	Interest rate: <b>16,0</b> %	Plant economic life: <b>25</b> a

<b>Water and power plant cost summary</b>		
Specific construction cost: <b>600</b> \$ / kW	→ x P →	Power plant total construction cost: <b>385</b> M \$
	P = 501 MW	Power plant interest during construction: <b>62</b> M \$
Specific investment cost: <b>890</b> \$ / kW	← / P ←	Total power plant investment: <b>446</b> M \$
<b>DOES THE POWER PLANT ALREADY EXIST ?</b> <b>NO !</b> <span style="border: 1px solid gray; padding: 2px 5px;">CLICK TO CHANGE</span>		Levelized electricity cost: <b>0,056</b> \$ / kWh
Total installed water plant capacity: <b>312 000</b> m <sup>3</sup> /d		<b>G.O.R. :</b> <b>12,1</b>
		<b>Recovery ratio :</b> <b>0,450</b>
Total construction cost: <b>248,4</b> M \$		Net saleable power: <b>442,6</b> MW
Interest during construction: <b>39,8</b> M \$		Average daily water production: <b>270 686</b> m <sup>3</sup> /d
Total investment cost: <b>288,2</b> M \$		<b>Water cost:</b> <b>0,77</b> \$ / m <sup>3</sup>
Specific investment cost: <b>923,7</b> \$ / (m <sup>3</sup> /d)		



## 7. CONCLUSÃO

O projeto apresentado e aprovado pelo CNPq para realização de uma avaliação sócio-econômica e ambiental do uso de plantas a gás de ciclo combinado e de um reator nuclear avançado para geração de energia elétrica e produção de água potável na região denominada “Polígono das Secas” foi iniciado e já pode oferecer respostas a algumas questões.

As análises efetuadas até o momento indicam que uma boa solução pode ser a de instalação de plantas na região costeira com produção de água potável para uso local e a distribuição de energia elétrica para a região do semi-árido para a produção de água potável por meio de grupos modulares de osmose reversa com capacidade de 24.000 m<sup>3</sup>/dia.

Esse projeto requer, além de um levantamento detalhado de informações técnicas, sociais e ambientais, o cuidadoso planejamento tendo em vista a necessidade de se realizar projeções precisas para permitir a comparação segura das alternativas energéticas, sendo por isso necessário o desenvolvimento e uso de técnicas e ferramentas adequadas.

Até esta data já foram cumpridas importantes etapas como o delineamento do projeto, concebido para criar um pólo de desenvolvimento partindo da cidade do Recife; o levantamento inicial de dados, necessários para a obtenção das informações que consolidam a opção de foco inicial no Recife; e a autorização da Agência Internacional de Energia Atômica para utilização do Programa DEEP, cuja versão mais atual foi obtida em uma viagem a Viena realizada em meados de 2003.

A principal conclusão até o momento é que a estratégia de utilização da disponibilidade de gás para instalação de centrais com vida útil de 30 anos pode oferecer as condições necessárias para o desenvolvimento sustentável da região até o ponto em que as centrais nucleares como as oferecidas com o Reator IRIS ofereçam melhor economia e sustentabilidade.

## AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio financeiro ao projeto prestado pelo Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – CNPq, entidade governamental brasileira promotora do desenvolvimento científico e tecnológico.

## REFERENCES

1. Instituto Brasileiro de Geografia Estatística (IBGE), Senso Demográfico 2000, no site: <http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/populacao/censo2000/default.shtm>.
2. Baptista F., B.D. et al; “Social, Economic and Environmental Assessment of Energy and Water Desalination Options for the Brazilian Polygon of Drought with IRIS Reactor”. In: “5th International Conference on Nuclear Option in Countries with Small and Medium Electricity Grids,” 2004, Dubrovnik, Croatia, May 16-20, 2004.
3. Ministério de Minas e Energia (MME), Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica – Manual de Operacionalização, Revisão 1.0, [http://www.mme.gov.br/programs\\_display.do?prg=8](http://www.mme.gov.br/programs_display.do?prg=8).



4. IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change), 2000: Special Report on Emission Scenarios. A Special Report of Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change. (<http://www.grida.no/climate/ipcc/emission/index.htm>), Cambridge University Press, Cambridge, UK.
5. <http://www.unesco.org/water/wwap/index.shtml>.
6. “*Executive Summary of the WWDR.WHO/UNICEF Joint Monitoring Programme*”, atualizado em Set., 2002.
7. IAEA, “Desalination Economic Evaluation Program (DEEP) - USER’S MANUAL”, IAEA, VIENNA, 2000, IAEA-CMS-14, September 2000.
8. S. Nisan et al, “Sea-water desalination with nuclear and other energy sources: the EURODESAL project”, Nuclear Engineering and Design, V. 221, pp. 251–275, (2003).
9. D. T. Ingersoll, J. L. Binder, “Nuclear Desalination Options for the International Reactor Innovative and Secure (IRIS) Design”, Oak Ridge National Laboratory”. In: “5th International Conference on Nuclear Option in Countries with Small and Medium Electricity Grids,” 2004, Dubrovnik, Croatia, May 16-20, 2004.