

Impactos Macroeconômicos Decorrentes da Não Utilização do Potencial Hidrelétrico da Região Norte

Rafael Schechtman¹
Jorge Trinkenreichz²
José Cesário Cecchi³

1. Introdução

Este artigo aborda algumas questões relacionadas a possíveis impactos macroeconômicos decorrentes de um hipotético cenário de atendimento ao mercado futuro de energia elétrica do país através de um maciço programa de implantação de usinas termoeletricas. Dada a presente carência nacional de fornecedores de tecnologia e de reservas de combustíveis baratos e adequados à tecnologia termoeletrica este cenário pode levar a uma demanda de importações com reflexos negativos diretos sobre a balança de pagamentos do país.

A visualização deste cenário origina-se de uma série de restrições à expansão futura da oferta de hidroeletricidade do país, restrições estas que podem ser agregadas em dois grupos distintos. O primeiro refere-se ao peso crescente que a variável ambiental vem assumindo nos critérios de tomada de decisão do setor elétrico, em função não só da influência de organismos multilaterais de crédito, mas também do aumento do poder de pressão de entidades ambientalistas não governamentais nacionais e internacionais. A região Amazônica, onde se encontra aproximadamente 69% do potencial hidroelétrico brasileiro inexplorado, atrai a atenção mundial, seja pela sua importância, embora não plenamente confirmada cientificamente, no contexto do equilíbrio climático da Terra, seja pela sua diversidade biológica. Cabe ressaltar que as termoeletricas sofrem também restrições ambientais decorrentes da poluição atmosférica local, como por exemplo a chuva ácida, e global, via a intensificação do efeito estufa pela emissão de dióxido de carbono.

O segundo grupo de restrições recorre às pressões internacionais, incluindo aí os bancos multilaterais de financiamento e os fabricantes externos de tecnologia termoeletrica, a quem interessa ampliar os seus mercados. Sendo as características econômicas dos grandes projetos hidroelétricos bastante incertas, em função de seu elevado investimento na implantação e de seu longo prazo de maturação, a opção termoeletrica é apresentada por estes agentes como uma possibilidade de se minimizar o grau de incerteza do plano de expansão da oferta de eletricidade do país sempre que o financiamento de investimentos representa uma restrição de peso, a opção termoeletrica torna-se atrativa em função do prazo de construção mais curto e da modularidade de suas usinas mais adequada no atendimento ao crescimento da demanda.

2 Cenários de Demanda de Energia Elétrica até 2015

2.1 Considerações Macroeconômicas

O setor elétrico brasileiro vem consolidando uma prática de planejamento a longo prazo, uma vez que suas características assim o exigem. Significa dizer que considerações sobre a economia do Brasil e a sua inserção na economia internacional é motivo de formulação de hipóteses que geram diferentes cenários. Os instrumentos utilizados para a elaboração destes cenários de demanda recorrem a uma grande interação com outros organismos responsáveis pela política macro - econômica de longo prazo do governo federal, como por exemplo o BNDES, IPEA, entre outros.

Os estudos desenvolvidos pela ELETROBRÁS no âmbito do Plano 2015 que tratam dos cenários macroeconômicos, energéticos e de energia elétrica são: o Projeto 2-O setor de Energia Elétrica e a Economia Brasileira: Inserção e Perspectivas; e o Projeto 3 - Perspectiva do Mercado e da Conservação de Energia Elétrica.

No primeiro estudo são considerados três cenários para a inserção do país na economia mundial:

¹ Professor do Programa de Planejamento Energético da COPPE/UFRJ

² Chefe da Divisão de Planejamento da Expansão - Eletrobrás

³ Pesquisador do Programa de Planejamento Energético da COPPE/UFRJ e Assessor do Fórum de Ciência e Cultura da UFRJ

1) "integração global", que fundamenta-se na aceitação incondicional pelo Brasil do liberalismo internacional, sem qualificá-lo ou adaptá-lo às especificidades nacionais e na ausência de políticas industrial, tecnológica, social e de emprego;

2) "economia protecionista", que atribui ênfase ao mercado interno, sendo o Estado o principal agente do desenvolvimento; e

3) "integração condicional", considerado o mais provável no presente contexto e assim adotado preferencialmente no 2015, no qual novos procedimentos liberais serão adotados, mas limitados pelas características locais, onde políticas industrial e tecnológica existirão sem, no entanto, caracterizar um protecionismo explícito. Neste cenário o país deverá direcionar esforços na identificação de setores onde são maiores as chances de construção de vantagens comparativas, resultando numa economia que, embora mais aberta ao mercado internacional. Estará menos sujeita às suas flutuações.

Para a economia brasileira, foram elaborados os quatro cenários, sendo que todos eles adotam a hipótese básica de que esta deverá recuperar sua trajetória de crescimento com base em fatores que lhes propiciem a auto sustentação, e que essa dinâmica se mantenha ao longo do período em estudo. A diferença entre eles concentra-se em hipóteses sobre o sucesso ou não do plano de estabilização monetário, ou seja na retomada do crescimento a curto prazo. O Quadro 2.1, abaixo, mostra as taxas de crescimento do PIB para os quatro cenários considerados.

**Quadro 2.1 - Cenários Alternativos para o Brasil
Taxas Anuais de Crescimento (%)**

Ano	Cenário			
	I	II	III	IV
1990	-4,0	-4,0	-4,0	-4,0
1991	1,0	1,0	1,0	1,0
1992	-2,0	0,0	3,0	3,0
1993	4,0	2,0	5,0	5,0
1994	5,0	3,0	5,0	5,0
1995	0,0	4,0	5,0	5,0
1990-1995	1,6	2,0	3,8	3,8
1995-2000	2,0	5,0	6,0	7,0
2000-2005	5,0	5,0	6,0	6,0
2005-2015	4,0	4,0	5,0	6,0

Fonte: Projeto 2 do Plano 2015, ELETROBRAS

Como pode-se notar a partir do Quadro 2.1, o Cenário I é o mais pessimista, pois está associado a um insucesso da política econômico-fiscal, que geraria sucessivos ciclos de expansão e retração da atividade econômica. No período 1992-1995, a taxa média de crescimento para este cenário seria de 1,7% a.a., correspondendo a uma estagnação na renda per capita. No período 1995-2015, a taxa média seria de 3,7% a.a.

Nos cenários III e IV, a taxa de crescimento seria de 4,5% a.a., no período 1992-1995, explicitando um sucesso da política anti-inflacionária. O crescimento seria sustentado, inicialmente, pela capacidade ociosa existente no parque industrial e, posteriormente, pelo aumento dos investimentos. A diferença entre os Cenários III e IV refere-se ao longo prazo: no período 1995-2015 a taxa é de 6,2% a.a., para o Cenário IV, e de 5,5% a.a., para o Cenário III.

O cenário considerado atualmente como o mais provável é o Cenário II, onde uma política liberal ortodoxa seria implantada com maior rigidez, conjugando uma abertura seletiva e setorializada com a economia e internacional com uma reestruturação mais profunda do setor produtivo, aumentando a competitividade e a qualidade dos produtos. Neste cenário, as taxas médias de crescimento seriam de 2,2% a.a. e de 4,5% a.a. para os períodos 1992-1995 e 1995-2015, respectivamente.

Estes quatro cenários, detalhados no documento já citado, abrangem praticamente todas as possibilidades de adoção de políticas econômicas internas, com exceção de um cenário de ruptura social, onde a hiperinflação desagregaria todos os agentes sociais, introduzindo uma imprevisibilidade generalizada.

2.2 Cenários de Demanda de Energia Elétrica

O modelo de planejamento empregado atualmente pelo setor elétrico privilegia basicamente a sua oferta. Sendo assim, a determinação da demanda é baseada numa projeção de suas tendências no passado recente. Pouco se questiona a respeito da validade destas tendências, principalmente, no tocante as reais necessidades de consumo da sociedade.

Na previsão do mercado de energia elétrica para o ano 2015, foram formuladas várias premissas, entre as quais destacam-se: os cenários econômicos e o crescimento demográfico; a previsão de consumo de energia elétrica dos grandes consumidores industriais; a autoprodução de energia elétrica; os valores das tarifas de energia elétrica; e, finalmente, as perspectivas de conservação de energia elétrica.

As premissas mais importantes adotadas no plano 2015 são (Projeto 3 do Plano 2015):

a) crescimento real dos níveis tarifários, chegando à média de 67 US\$/MWh.

b) alcances efetivos da política de conservação do Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - PROCEL, que deverá economizar em 2015, respectivamente 1, 12, 14 e 15% da demanda prevista nos cenários I, II, III e IV, respectivamente, sem conservação.

c) crescimento do atendimento domiciliar em 1,06; 1,18; 1,34 e 1,36 milhão de novas ligações ao ano, respectivamente nos cenários I, II, III e IV. Isto significa uma taxa de atendimento domiciliar para o ano 2015 de 90, 96, 100 e 100% para os respectivos cenários.

d) aumento da participação dos autoprodutores industriais dos atuais 5% para 5,4; 6,5; 9,2 e 11,2% para os cenários I, II, III e IV, respectivamente.

Cabe ressaltar que o setor industrial será responsável por 55 a 60% de toda a conservação prevista, concentrada principalmente nos usos de força motriz e processos eletrotérmicos, que correspondem a cerca de 40 a 50% de toda a eletricidade consumida neste setor (Projeto 3 do Plano 2015).

O setor comercial responderá por aproximadamente 20% do alcance das metas de conservação, sendo iluminação e condicionamento de ar os principais objetos da conservação (substituição de lâmpadas menos eficiente e melhoria da eficiência dos condicionadores de ar). O mesmo ocorrerá com o setor residencial, que deverá responder por cerca de 11 a 15% das metas de conservação (Projeto 3 do Plano 2015).

Com relação ao item (d), as metas previstas para autoprodução de energia elétrica alcançam, de acordo com os cenários admitidos, valores de 29 a 83 TWh em 2015.

O setor industrial responderá por praticamente toda a energia autoproduzida, sendo que 75% desta estará concentrada nos sub-setores eletro-intensivos, tais como de alumínio, aço, papel e celulose, ferro-ligas, soda-cloro, petroquímica, cimento e pastas de alto rendimento (Projeto 3 do Plano 2015). Estes sub-setores representaram, em 1990, 46% do consumo total de energia elétrica do setor industrial.

Com base nas premissas anteriormente discutidas, o Plano 2015 estimou o mercado de energia elétrica das concessionárias até o ano 2015, cujas as perspectivas de evolução são apresentadas no Quadro 2.2.

Quadro 2.2 - Perspectivas de Evolução do Mercado de Energia Elétrica das Concessionárias por Região Geoeletrica (TWh)

Região	Ano				
	1990	2015			
		Cenários			
		I	II	III	IV
Norte + Maranhão	14,3	58,9	80,3	90,9	106,9
Nordeste + Maranhão	25,8	76,7	95,2	105,0	122,0
Sudeste + C. Oeste - Ms	130,1	314,3	317,3	353,7	386,7
Sul + Mato Grosso do Sul	29,7	100,2	100,2	112,3	127,6
Brasil	199,9	534,2	593,0	661,9	743,2

Fonte: Projeto 3 do Plano 2015. ELETROBRÁS.

Utilizando o Cenário II como referência, verifica-se que a Região Norte, incluindo o estado do Maranhão, representará 13,5% do mercado total de energia elétrica no ano 2015, apresentando uma participação maior do que a verificada em 1990, que foi de 7,2%. A Região Nordeste, excluído o Maranhão, será responsável por 16,1% do consumo total em 2015, contrastando com 12,9% em 1990. Para a Região Sul, incluindo o estado de Mato Grosso do Sul, também verifica-se um aumento de sua participação no mercado total de energia elétrica, passando de 14,9% em 1990 para 16,9% em 2015. É na Região Sudeste e Centro-Oeste, excluído o estado de Mato Grosso do Sul, que verifica-se uma redução de sua participação no mercado total de energia elétrica, que passará de 65,1 % no ano de 1990 para 53,5% no ano de 2015, demonstrando uma pequena descentralização do consumo de energia elétrica no Brasil.

3 Recursos Energéticos para a Produção de Energia Elétrica

3.1 Potencial Hidroelétrico Brasileiro

O sistema elétrico brasileiro é preponderantemente hídrico: em 1991, 52,4 GW (91,6%) da capacidade nominal instalada eram de origem hidráulica. Os reservatórios da maioria das usinas possuem regularização plurianual, ou seja, com capacidade de estocar água para utilização durante vários anos em períodos de aflúências reduzidas. Estes reservatórios distribuem-se por diferentes bacias hidrográficas com diversidade hidrológica, isto é, que apresentam diferenças de suas distribuições de vazões durante o ano. Estas características, aliadas ao elevado grau de interligação obtido entre os sistemas elétricos de diferentes bacias, fazem com que a produção atual de origem térmica sirva apenas ao abastecimento de regiões isoladas ou à complementação do sistema interligado em períodos hidrológicamente desfavoráveis.

A estimativa do potencial hidroelétrico brasileiro, em capacidade instalável, cresceu cerca de 17,5 vezes, de 1954 até a sua estimativa em 1991, passando de 15 para cerca de 260 GW. Muito deste crescimento deveu-se a aprimoramentos metodológicos e a novos levantamentos de dados. Em 1989, houve um refinamento dos dados existentes, utilizando-se, por exemplo, dados mais precisos na estimativa do potencial. E, finalmente, em 1991, ocorreu uma atualização dos dados. Esta trajetória do inventário do potencial hidroelétrico brasileiro levou, no passado, à sua sub-avaliação vis a vis a um mercado de eletricidade superestimado, o que culminou na assinatura do Acordo Nuclear Brasil-Alemanha em 1975.

O Quadro 3.1, a seguir, apresenta o levantamento mais recente do potencial hidroelétrico brasileiro, segundo os estágios de desenvolvimento conhecidos.

Quadro 3.1 - Potencial Hidroelétrico Brasileiro

Estágio de Aproveitamento	Potência		Energia Firme	
	(GW)	%	(GW/ano)	%
Remanescente	32,72	15,60	17,23	13,50
Individualizado	67,38	26,10	33,88	26,40
Potencial Estimado	100,10	38,70	55,11	39,90
Inventário	47,52	18,40	24,61	19,20
Viabilidade	36,98	14,30	14,15	11,00
Projeto Básico	16,20	6,30	6,92	5,40
Construção	9,91	3,80	5,40	4,20
Operação	47,76	18,50	26,03	20,30
Potencial Inventariado	158,39	61,30	77,11	60,10
Total Geral	258,49	100,00	128,22	100,00

Fonte: Informação Técnica DPE/DPEH - 48/93, ELETROBRÁS

As bacias hidrográficas brasileiras dividem-se em oito e são denominadas genericamente de Amazonas, Tocantins, Atlântico Norte e Nordeste, São Francisco, Atlântico Leste, Paraná, Uruguai e Atlântico Sudeste. O potencial hidroelétrico brasileiro, conforme sua distribuição por bacias, é apresentado no Quadro 3.2. Cabe ressaltar que as pequenas diferenças nos valores indicados nos dois quadros decorrem de atualização nos dados utilizados pelas diferentes fontes de referências.

Do Quadro 3.1 verifica-se que, do potencial hidroelétrico brasileiro, em energia firme, apenas 20% encontram-se em operação, pouco mais de 5% em projeto básico, e 4% em construção, ou seja, com aproveitamento para os próximos anos. Do Quadro 3.2, constata-se, que o atendimento da demanda de energia elétrica no curto prazo, através das usinas em operação e em construção, se dará

basicamente pela produção gerada nas Bacias do Paraná e do São Francisco, as quais se situam próximas aos grandes centros consumidores. Do potencial em operação e construção, 62% concentram-se na Bacia do Paraná e 19% na Bacia do São Francisco. Por outro lado, a Bacia do Paraná representa apenas cerca de 12% do potencial a ser aproveitado no médio e longo prazos (projeto básico, viabilidade, inventário e estimado) e a do São Francisco somente cerca de 6%. Sendo assim, as regiões concentradoras da expansão futura da demanda de energia elétrica dispõem de recursos hidroelétricos limitados a serem aproveitados.

Em contraste com esta situação, a Região Amazônica, que no curto prazo, detém pouco menos de 1% do potencial em operação e construção, possui aproximadamente 54% do potencial a ser explorado no médio e no longo prazos.

**Quadro 3.2 - Potencial Hidroelétrico Brasileiro
Energia Firme (MW.ano) - Situação em 31/12/1991**

Bacia	Operação Construção	Inventário Viabilidade e Projeto Básico	Estimado	Total
Amazonas	191,5	16.662,2	37.173,5	54.027,2
Tocantins	3.515,5	9.531,1	1.549,4	14.596,0
Atlântico Norte/Nordeste	140,0	94,6	1.329,0	1.563,6
São Francisco	5.707,0	2.673,0	1.270,5	9.650,6
Atlântico Leste	909,7	5.579,9	1.327,0	7.816,6
Paraná	18.715,2	6.045,8	5.426,1	30.187,6
Uruguai	141,7	6.268,0	1.355,4	7.765,1
Atlântico Sudeste	743,8	765,1	1.931,0	3.439,9
Total	30.064,4	47.619,7	51.361,9	129.046,0

Fonte: Potencial Hidrelétrico Brasileiro - Projeto 4, ELETROBRÁS

A magnitude destes números mostra a importância do potencial da Região Amazônica para o Brasil empreender uma estratégia de desenvolvimento econômico e social. No entanto, obstáculos podem surgir no aproveitamento deste potencial hidroelétrico. Dentre eles, ressalta-se o peso crescente que a variável ambiental vem assumindo nos critérios de decisão do setor elétrico, em função não apenas da influência de organismos multilaterais de crédito, mas também do aumento do poder de pressão de grupos ambientalistas nacionais e internacionais que questionam quaisquer empreendimentos na Amazônia sob a alegação da sua importância, embora não confirmada cientificamente, para o equilíbrio climático da Terra, e da destruição da biodiversidade da região. Adicionalmente, a carência de recursos econômicos do setor elétrico requer a busca de fontes externas de financiamento, sujeitando o setor elétrico a pressões de fabricantes estrangeiros de tecnologia termoelétrica, a quem interessa ampliar os seus mercados. A manutenção destes obstáculos pode levar o setor elétrico a um possível cenário de atendimento ao mercado futuro através de outras fontes de energia.

3.2 Outras Fontes

Dentre as outras fontes energéticas para produção de energia elétrica, previstas pelo Plano 2015 destacam-se o carvão mineral, gás natural, energia eólica, energia solar e energia da biomassa, com ênfase no bagaço de cana.

Além destes poder-se-ia considerar ainda o emprego de derivados de petróleo, mais especificamente o óleo combustível, óleo Diesel e resíduos ultra viscosos de petróleo- RASF (resíduo asfáltico) e RES V AC (resíduo de vácuo). Estes três derivados apresentam várias características comuns sendo a principal delas a restrição de oferta. No entanto, as razões para esta restrição são distintas.

No presente, a geração termoelétrica com base em derivados de petróleo utiliza principalmente o óleo Diesel e o óleo combustível. O óleo Diesel é empregado em grupos geradores a Diesel ou em turbinas de combustão em pequenas centrais de sistemas isolados. O óleo combustível não só é utilizado em sistemas isolados, como também na complementação térmica dos sistemas interligados.

Qualquer expansão da capacidade térmica baseada no óleo Diesel torna-se inviável por ser este energético, já hoje, o ponto de estrangulamento da estrutura de refino do país, tornando-se ainda o determinante das necessidades de importação de petróleo do país.

Já o emprego do óleo combustível na formação de uma base termoeletrica no país apresenta restrições estratégicas. O balizamento das projeções da produção e do consumo deste energético pelo setor industrial, no caso de uma retomada do crescimento econômico, mostra que seu uso termoeletrico, além da modalidade da complementação térmica atual, exigiria um cenário de importação em volumes significativos. Por exemplo, somente a implantação de 4 GWh (5% do aumento da capacidade requerida até 2015) exigiria um consumo de 23.630 mil m³ de óleo combustível, que representa quase o dobro da produção presente deste energético.

Ao contrário do óleo Diesel e do óleo combustível, os resíduos ultra viscosos de petróleo RASF e RESVAC apresentam poucas opções alternativas de utilização. No entanto, tais resíduos não apresentam possibilidades significativas em termos de quantidade, se comparada aos requisitos de mercado dos sistemas interligados.

3.2.1 Carvão Mineral

As reservas brasileiras de carvão mineral são cinco vezes maiores que a do petróleo e dezenove vezes maiores que as do gás natural. A evolução das reservas totais estão no Quadro 3.3, abaixo, discriminadas de acordo com seu uso: energético e metalúrgico.

Quadro 3.3 - Evolução das Reservas Totais de Carvão Mineral (10s ton)

Ano	Reserva de Carvão		
	Energético	Metalúrgico	Total
1970	2.592	117	2.711
1975	11.348	746	12.095
1980	27.265	5.150	32.415
1992	27.255	5.150	32.405

Fonte: BEM-1993

A taxa média de crescimento foi de 1,4% a.a., porém na última década não tem sido incorporado valores significativos nestas, uma vez que a alta relação reserva/produção deste energético não tem justificado investimentos em novas descobertas.

Caso as reservas de carvão mineral sejam utilizadas, em sua totalidade, para a produção de energia elétrica, esta representaria um acréscimo na capacidade de cerca de 157 GW durante 30 anos.

Cabe esclarecer que:

a) este potencial de geração elétrica não leva em conta a economicidade do aproveitamento das reservas. Da mesma forma não é considerada a problemática da localização das usinas próximas às reservas, em função do alto teor de cinza do carvão nacional, o qual eleva o custo de transporte por unidade de energia e

b) que o carvão energético é utilizado para outros usos, além da termoeletricidade, destacando-se os setores de siderurgia e cimento para geração de vapor.

Mesmo considerando-se os outros usos do carvão, dada a dimensão das reservas nacionais, pode-se assegurar o suprimento ao setor elétrico sem restrições de abastecimento.

3.2.2 Gás Natural

Desde o inicio desta década o gás natural passou a desempenhar papel importante na matriz energética de vários países, sendo que na geração de eletricidade este energético têm apresentado um crescimento destacado, motivado principalmente por suas vantagens ambientais positivas e pelos preços convenientes ao consumidor.

No Brasil seu uso ainda é incipiente, pois corresponde a apenas 1,5% do consumo energético total do país. A produção e o consumo podem ser vistos no Quadro 3.4, a seguir.

Quadro 3.4 - Produção e Consumo de Gás Natural (10⁶ m³)

Ano	Produção	Perdas e Reinjeções	Consumo			
			Não Energético	Energético	Transporte	Total
1977	1808	1134(63%)	123	472	80	675
1980	2205	1123(53%)	452	551	80	1083
1985	5467	2440(45%)	948	1591	488	3027
1990	6279	2116(38%)	1010	2404	749	4163
1992	6976	2326(33%)	1040	2803	771	4614

Fonte: BEN - 1993

Pode-se notar que parcela significativa do gás produzido corresponde a perdas e reinjeções. Nesta parcela está incluída o gás reinjetado para manter a pressão do poço, necessária à extração do petróleo, que exige que 20% do gás seja reinjetado. O restante refere-se a perdas técnicas e a queima nos flaires das plataformas de extração de petróleo de onde o gás natural associado é extraído. A queima nos flaires é necessária uma vez que não existem gasodutos para escoar esta parte correspondente da produção.

No entanto é possível afirmar que a parcela de queima vêm decaindo significativamente pois no ano de 1977 esta representava 21 % reduzindo-se para 11 % no ano de 1992 (BEN-93).

Prevê-se que a participação do gás natural na matriz energética brasileira deverá aumentar gradativamente, atingindo uma participação de 5% em 1995, o que é pouco expressivo quando comparado aos EUA, Japão e Europa. Esta expansão do consumo, entretanto, deverá ocorrer nos setores industrial, transporte e residencial, não contemplando, prioritariamente, o setor elétrico.

Ademais, o montante das reservas atuais brasileiras, caso dedicadas ao setor elétrico, não contribuiriam significativamente para o estabelecimento de uma base termoelétrica no país. A título de exemplo, as reservas totais no ano de 1992 seriam suficientes para a implantação de por 30 anos com um fator de capacidade de 0,8. Ressalta-se que esta capacidade incremental representa apenas cerca de 3,7% da capacidade total requerida até 2015.

3.2.3 Energia Nuclear

As reservas brasileiras de urânio experimentaram um crescimento vertiginoso a partir de 1975, quando da assinatura do acordo nuclear Brasil - Alemanha, conforme pode ser verificado no Quadro 3.5, abaixo.

Quadro 3.5 - Evolução das Reservas Brasileiras de Urânio (ton)

Ano	U ₃ O ₈
1970	1200
1975	11040
1980	236300
1985	301490
1990	301490

OBS.: Consideradas as perdas de mineração e beneficiamento e sem considerar a reciclagem de plutônio e urânio residual.

Fonte: BEN-1993

Destas reservas, 64% são medidas, indicadas e inventariadas e 36% inferidas e estimadas. Verificamos também que a partir de 1985 nada foi incorporado a estas, em função da total indefinição do programa nuclear brasileiro que, praticamente, paralisou todas suas atividades de pesquisa e desenvolvimento. As incertezas que envolvem a energia nuclear no mundo, principalmente com relação ao descomissionamento da usina ao término de sua vida útil e aos seus custos, dificultam sua contribuição expressiva para o atendimento ao mercado. Deve-se acrescentar que o Brasil não domina totalmente a tecnologia nuclear e que existe grande resistência da sociedade civil à sua implantação. De qualquer forma, as atuais reservas de urânio permitiriam um acréscimo na capacidade instalável de 26.000MW, o que corresponde a cerca de 20 unidades equivalentes de 1309 MW.

3.2.4 Fontes Renováveis não Convencionais

Tratar-se-á aqui apenas da energia solar, eólica, bagaço de cana e biomassa florestal. Apesar destas fontes terem experimentado um grande desenvolvimento tecnológico na última década, existe ainda uma grande incerteza com relação aos seus custos. No entanto, considerando as características inerentes às estas fontes, podemos afirmar que elas vão de encontro a certos objetivos que o setor elétrico busca, quais sejam, o aumento da participação do capital privado no atendimento de mercados cativos/insulados; uma descentralização da geração e um maior incentivo científico e tecnológico ao desenvolvimento destas fontes.

Estudos que compõem o Plano 2015 apontam para as opções eólica e biomassa, conforme apresentado no Quadro 3.6, abaixo.

Quadro 3.6 - Potencial de Geração de Energia Elétrica através das Fontes Renováveis não Convencionais

Fonte	Potencial (GW)
Eólica	28,9
Bagaço de Cana	7,7
Biomassa Florestal	27,7
Total	64,3

4 Opções de Atendimento do Mercado até 2015

Até este ponto foram abordados a projeção do mercado de energia elétrica das concessionárias até o ano 2015, e o potencial dos recursos energéticos brasileiros sem considerar, no entanto, a economicidade do aproveitamento destes recursos.

Esta economicidade foi contemplada no Plano 2015 da ELETROBRÁS através do modelo DESELP - Determinação da Expansão do Sistema Elétrico a Longo Prazo. Este modelo determina o programa de expansão do sistema gerador, quantificando as necessidades de transmissão associadas. A solução ótima é obtida através da minimização do valor presente dos custos anuais de investimentos, operação e manutenção, e combustível das diferentes opções tecnológicas.

O Quadro 4.1, abaixo, apresenta o potencial e os custos de geração para as diversas fontes energéticas utilizados como dados de entrada para o modelo de otimização DESELP da ELETROBRÁS.

Quadro 4.1 - Potencial e Custos Associados dos Principais Energéticos

Fonte Energética	Fator de capacidade Esperado (%)	Potencial (GW)	Faixa de Custo de Geração (US\$/MWh)
Hidroelétrica	n.a	179,0	Até 70
	n.a	15,8	Acima de 70
Biomassa Florestal	n.a	27,7	38 a 78
Resíduos da Cana	n.a	7,7	35 a 87
Eólica	n.a	28,9	39 a 84
Carvão Nacional	50	17,5	50 a 65
Carvão importado	50	n.a	49
Nuclear	50	26,0	63
Derivados de Petróleo	40	n.a	50 a 60
Gás Natural Nacional	50	4,8	38
Gás Natural Importado	50	n.a	47

Fonte: ELETROBRÁS. Plano 2015. Estratégia de Expansão do Sistema, janeiro de 1994.

Nas suas análises, o Plano 2015 contemplou três cenários de oferta relacionados ao aproveitamento do potencial hidrelétrico da Amazônia: (i) uma alternativa denominada de "Referência", com reduzidas restrições ao aproveitamento do potencial da Amazônia; (ii) uma alternativa denominada "Proibição da Amazônia", contemplando a proibição total do aproveitamento hidrelétrico da Amazônia no

horizonte até 2025; e (iii) uma alternativa denominada "Atraso de 5 anos no aproveitamento da Amazônia", que supõe um atraso de cinco anos no aproveitamento hidrelétrico da região.

Para a Alternativa de Referência, o Plano 2015 considerou as seguintes hipóteses básicas:

a) O sistema considerado existente para efeito das análises inclui a configuração prevista pela ELETROBRÁS para dezembro de 1994, acrescida de 8,4 GW (6,4 GW de usinas hidrelétricas, 1,3 GW de origem nuclear, 0,7 GW de usinas térmicas a carvão) relativos a usinas tidas como de decisão já tomada no presente. A capacidade instalada do sistema considerado existente pode ser visualizada no Quadro 4.2

b) O aproveitamento do potencial hidrelétrico estimado somente é liberado a partir de 2006.

c) O aproveitamento do potencial do Xingu, em 2005, foi restrito somente à hidrelétrica de Belo Monte, com uma contribuição de 20% de sua capacidade em termos de energia, o que equivale à entrada em operação de sua primeira unidade em 2004.

Quadro 4.2 - Capacidade Instalada de Geração Considerada Existente pelo Plano 2015 (GW)

Região	Fonte					
	Hidro	%	Térmica	%	Total	%
Norte	4,8	7,5	0,6	9,2	5,4	7,6
Sul	6,9	10,7	2,2	33,8	9,1	12,8
SE/C. Oeste	42,6	66,1	3,3	50,8	45,9	64,8
Nordeste	10,1	15,7	0,4	6,2	10,5	14,8
Brasil	64,4	100,0	6,5	70,9	70,9	100,0

d) Por restrições ambientais e prazos de construção e estudos foram restritas no tempo as seguintes usinas:

- UHEs Foz do Bezerra, Pedra Branca, Belém e Itamotinga, proibidas até o ano 2000;
- UHEs Capanema, Santa Isabel, Ji-paraná e Ilha Grande, proibidas até o ano 2005; e

e) O desenvolvimento das interligações envolvendo a margem esquerda do Amazonas é proibido até o ano 2005, em função dos prazos necessários para estudos e implantação.

A alternativa "Atraso de 5 anos no aproveitamento da Amazônia" consiste em adiar o aproveitamento da UHE Belo Monte até 2009. Nesse sentido, essa hidrelétrica é permitida somente no quinquênio 2006-2010, com 20% de sua contribuição de energia, sendo o restante do potencial hidrelétrico da região permitido apenas a partir do quinquênio seguinte.

Para efeito deste trabalho, serão analisados os impactos macroeconômicos somente para a alternativa "Não aproveitamento da Amazônia", através da comparação do seu plano de expansão com o da "Alternativa de Referência". Esta escolha se baseia no fato desta ser a alternativa que implicará em um maior requisito de geração termelétrica e, portanto, um maior impacto macroeconômico.

Os resultados obtidos pelo modelo DESELP da ELETROBRÁS, para estas duas alternativas de expansão, estão apresentados nos Quadros 4.3 e 4.4, para a "Alternativa de Referência", e nos Quadros 4.5 e 4.6, para a alternativa "Proibição da Amazônia". Estes quadros contêm a evolução do parque gerador em termos de disponibilidade de energia firme e de potência.

**Quadro 4.3 - Evolução do Parque Gerador
Disponibilidade de Energia Firme (GW/ano)
Alternativa de Referência - Cenário II**

Região		2000	2005	2010	2015	2020	2025
Norte(total)	Inventariado	3,6	6,3	12,1	16,6	23,2	24,5
	Estimado	0,0	0,0	3,8	9,5	10,4	14,2
	Térmica	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Sul	Inventariado	4,4	8,9	9,9	11,4	13,2	13,4
	Estimado	0,0	0,0	0,8	1,8	2,7	2,9
	Térmica	1,5	1,5	1,5	1,5	1,8	2,8
SE/C. Oeste	Inventariado	23,7	27,7	27,7	27,7	28,4	28,4
	Estimado	0,0	0,0	0,1	1,2	1,6	1,6
	Térmica	2,3	2,3	2,3	2,3	6,8	16,2
Nordeste	Inventariado	6,0	7,2	7,2	7,4	7,8	7,8
	Estimado	0,0	0,0	0,2	0,3	0,4	0,5
	Térmica	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	3,7
Brasil	Inventariado	37,7	50,1	56,9	63,1	72,7	74,1
	Estimado	0,0	0,0	5,0	12,7	15,1	19,2
	Térmica	4,5	4,5	4,5	4,5	9,3	23,2

Com o propósito de elaborar uma análise da evolução temporal do plano de expansão, os dados dos Quadros 4.3 e 4.5 foram transformados de forma a se obter a energia firme adicional das usinas térmicas e os Quadros 4.4 e 4.6 para se obter o incremento adicional de capacidade instalada para cada quinquênio entre 1996 e 2025. Os Quadros 4.7 e 4.8 apresentam esta evolução temporal.

Os Quadros 4.7 e 4.8 mostram que a partir do ano 2011, na alternativa Proibição da Amazônia, será necessário iniciar a implantação maciça de termelétricas nas Regiões Sudeste/Centro Oeste e Nordeste, em substituição à energia que seria proveniente da Região Norte. Para o final do horizonte de planejamento considerado, será necessário duplicar a implantação da capacidade de usinas térmicas da Alternativa de Referência, atingindo, no ano 2025, um acréscimo de capacidade de 60,1 GW, em relação ao parque térmico atual, e de 33,4 GW adicionais à Alternativa de Referência.

**Quadro 4.4 - Evolução do Parque Gerador
Disponibilidade de Energia Firme (GW/ano)
Alternativa de Referência - Cenário II**

Região		2000	2005	2010	2015	2020	2025
Norte(total)	Inventariado	5,2	10,1	19,3	26,8	36,4	38,5
	Estimado	0,0	0,0	7,5	18,9	20,7	28,2
	Térmica	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Sul	Inventariado	8,8	16,9	18,2	20,2	23,0	23,3
	Estimado	0,0	0,0	1,6	3,5	5,3	5,8
	Térmica	2,2	2,2	2,2	2,2	2,5	4,0
SE/C. Oeste	Inventariado	42,9	49,1	49,1	49,1	50,4	50,4
	Estimado	0,0	0,0	0,2	1,1	3,0	3,0
	Térmica	3,3	3,3	3,3	3,3	9,8	23,2
Nordeste	Inventariado	10,1	12,2	12,2	12,5	13,1	13,1
	Estimado	0,0	0,0	0,5	0,5	0,8	1,0
	Térmica	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	5,4
Brasil	Inventariado	67,0	88,3	98,9	108,1	123,0	125,4
	Estimado	0,0	0,0	9,8	25,0	29,8	38,0
	Térmica	6,5	6,5	6,5	6,5	13,3	33,2

**Quadro 4.5 - Evolução do Parque Gerador
Disponibilidade de Energia Firme (GW/ano)
Proibição da Amazônia - Cenário II**

Região		2000	2005	2010	2015	2020	2025
Norte(total)	Inventariado	3,3	5,4	8,2	9,2	9,2	9,2
	Estimado	0,0	0,0	0,2	0,2	0,3	0,3
	Térmica	0,8	1,2	1,4	2,6	13,5	4,3
Sul	Inventariado	4,4	8,9	11,7	13,1	13,4	13,4
	Estimado	0,0	0,0	1,8	2,4	2,8	2,9
	Térmica	1,5	1,5	1,5	1,8	1,8	7,0
SE/C. Oeste	Inventariado	23,7	27,7	28,3	28,4	28,4	29,3
	Estimado	0,0	0,0	1,6	1,6	1,6	2,1
	Térmica	2,3	2,3	3,2	8,6	17,1	21,3
Nordeste	Inventariado	6,0	7,4	7,6	7,8	7,8	7,8
	Estimado	0,0	0,0	0,3	0,5	0,5	0,5
	Térmica	0,2	0,2	0,2	2,6	7,6	14,9
Brasil	Inventariado	37,4	49,3	55,8	58,5	58,8	59,8
	Estimado	0,0	0,0	3,9	4,7	5,2	5,9
	Térmica	4,8	5,3	6,4	15,5	30,0	47,5

**Quadro 4.6 - Evolução do Parque Gerador
Disponibilidade de Potência (GW)
Proibição da Amazônia - Cenário II**

Região		2000	2005	2010	2015	2020	2025
Norte(total)	Inventariado	4,8	8,8	14,4	16,1	16,8	17,8
	Estimado	0,0	0,0	0,3	0,4	0,6	0,6
	Térmica	1,0	1,5	1,8	3,3	4,4	5,4
Sul	Inventariado	8,8	16,9	20,4	22,7	23,3	23,3
	Estimado	0,0	0,0	3,5	4,8	5,5	5,8
	Térmica	2,2	2,2	2,2	2,5	2,5	10,0
SE/C. Oeste	Inventariado	42,9	49,1	50,3	50,4	50,4	52,0
	Estimado	0,0	0,0	2,9	3,0	3,0	4,0
	Térmica	3,3	3,3	4,6	12,3	24,4	29,8
Nordeste	Inventariado	10,1	12,4	12,7	13,1	13,1	13,1
	Estimado	0,0	0,0	0,7	1,0	1,0	1,0
	Térmica	0,4	0,4	0,4	3,8	10,9	21,4
Brasil	Inventariado	66,6	87,3	97,8	102,3	103,6	106,3
	Estimado	0,0	0,0	7,4	9,10	10,0	11,3
	Térmica	6,8	7,4	9,0	21,8	42,3	66,6

**Quadro 4.7 - Evolução do Parque Gerador
Disponibilidade de Potência (GW)
Proibição da Amazônia - Cenário II**

Região		1996 2000	2001 2005	2006 2010	2011 2015	2016 2020	2021 2025	Total
Norte	Referência	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Proibição da Amazônia	0,8	2,5	4,0	7,5	12,8	17,0	44,0
	Adicional	0,8	2,5	4,0	7,5	12,8	17,0	44,0
Sul	Referência	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	4,0	4,8
	Proibição da Amazônia	0,0	0,0	0,0	0,8	1,5	14,5	16,8
	Adicional	0,0	0,0	0,0	0,8	0,7	10,5	12,0
SE/ C.Oeste	Referência	0,0	0,0	0,0	0,0	11,3	46,0	57,3
	Proibição da Amazônia	0,0	0,0	2,3	18,0	52,8	84,5	157,6
	Adicional	0,0	0,0	2,3	18,0	41,5	38,5	100,3
Nordeste	Referência	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,8	8,8
	Proibição da Amazônia	0,0	0,0	0,0	6,0	24,5	55,3	85,8
	Adicional	0,0	0,0	0,0	6,0	24,5	46,5	77,0
Brasil	Referência	0,0	0,0	0,0	0,0	12,1	58,8	70,9
	Proibição da Amazônia	0,8	2,5	6,3	32,3	91,6	171,3	304,8
	Adicional	0,8	2,5	6,3	32,3	79,5	112,5	233,9

Caso a alternativa de referência se concretize, a implantação da capacidade térmica se dará com 75% localizada na Região Sudestel Centro-Oeste (19 GW), 19% na Região Nordeste (5,0 GW) e 6% na Região Sul (1,8 GW). Isso mostra que, mesmo sem a proibição da Amazônia, haverá uma necessidade significativa de capacidade térmica na Região Sudeste.

**Quadro 4.8 - Capacidade Instalada Adicional
de Usinas Térmicas (GW)
Proibição da Amazônia - Cenário II**

Região		1996 2000	2001 2005	2006 2010	2011 2015	2016 2020	2021 2025	Total
Norte	Referência	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Proibição da Amazônia	0,4	0,5	0,3	1,5	1,1	1,0	4,8
	Adicional	0,4	0,5	0,3	1,5	1,1	1,0	4,8
Sul	Referência	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	1,5	1,8
	Proibição da Amazônia	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	7,5	7,8
	Adicional	0,0	0,0	0,0	0,8	0,7	10,5	12,0
SE/ C.Oeste	Referência	0,0	0,0	0,0	0,3	-0,3	6,0	6,0
	Proibição da Amazônia	0,0	0,0	1,3	7,7	12,1	5,4	26,5
	Adicional	0,0	0,0	1,3	7,7	5,6	-8,0	6,6
Nordeste	Referência	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,0	5,0
	Proibição da Amazônia	0,0	0,0	0,0	3,4	7,1	10,5	21,0
	Adicional	0,0	0,0	0,0	3,4	7,1	5,5	16,0
Brasil	Referência	0,0	0,0	0,0	0,0	6,8	19,9	26,7
	Proibição da Amazônia	0,4	0,5	1,6	12,9	20,3	24,4	60,1
	Adicional	0,4	0,5	1,6	12,9	13,5	4,5	33,4

Na alternativa "Proibição da Amazônia", 44,1% da capacidade térmica, em 2025, estaria localizado na Região Sudeste/Centro-Oeste (26,5 GW), 35% na Região Nordeste (21 GW), 13%, na Região Sul (7,8 GW) e apenas 8% na Região Norte (4,8 GW). Estes valores mostram que, em termos absolutos, o maior impacto desta alternativa se dará na região Nordeste, uma vez que o acréscimo de capacidade térmica nesta região seria de 16 GW.

5 Repercussões Macroeconômicas

5.1 Aspectos Macroeconômicos Considerados

Para efeito das análises efetuadas neste trabalho, considerou-se apenas os aspectos macroeconômicos julgados mais restritivos à viabilização do plano de expansão face a uma proibição da utilização do potencial hidrelétrico da região amazônica: o efeito sobre o balanço de pagamentos do país e o impacto sobre a infra-estrutura portuária brasileira.

Com relação ao primeiro aspecto considerado, a preocupação centra-se no grau de comprometimento do saldo da balança comercial para atender às importações de tecnologia e combustível necessárias ao programa de expansão do sistema elétrico com base em termelétricas.

Com relação ao impacto sobre a infra-estrutura portuária brasileira enfoca-se a demanda futuro que o setor portuário deverá atender

5.2 Impactos Sobre a Balança Comercial

A determinação dos impactos sobre a balança de pagamentos a e correntes do acréscimo de capacidade térmica devido à proibição da Amazônia requer a definição das tecnologias a serem adotadas em cada região geoeletrica, para o horizonte de interesse.

A metodologia empregada pela ELETROBRÁS não diferencia as usinas térmicas quanto às suas tecnologias. Esta opção metodológica deve-se ao fato de que os custos de geração encontrado pela ELETROBRÁS para todas as tecnologias térmicas, a menos das opções ciclo combinado a gás natural dos poços de Urucu e Juruá e ciclo Rankine a óleo combustível, se situam dentro da faixa de US\$ 60 a 70/NiWh, quando operadas em regime de base, e US\$ 50 a 60/MWh, para operação em regime de complementação térmica, conforme mostram Quadro 5.1. Dada esta equivalência de custos e a incerteza associada aos mesmos, a ELETROBRÁS optou por não detalhar no seu planejamento as tecnologias termelétricas a serem implantadas.

Embora as usinas térmicas sejam equivalentes segundo seus custos de geração, existem algumas diferenças entre elas, tais como nos seus custos de investimento, combustível e operação e manutenção, bem como nos índices de nacionalização dos seus equipamentos, na origem de seus combustíveis, nos seus impactos ambientais, que são fundamentais para uma análise mais abrangente dos impactos do plano de expansão do setor elétrico.

Quadro 5.1 - Custos de Geração de Diferentes Tecnologias Térmicas

Opção Térmica	Tecnologia	Fator de Capacidade Esperado(%)	Custos Internacionais (US\$/MWh)		Custos Nacionais (US\$/MWh)	
			Base	Médio	Base	Médio
Carvão S. Catarina	AFBC	50	60	54	67	61
Carvão Jacuí	AFBC	50	64	57	71	64
Carvão Candiota	AFBC	50	55	51	62	57
Carvão Importado	PC	50	51	44	56	49
Combustível Nuclear	PWR	50	-	-	68	63
Coque/RASF	TV	40	62	49	68	54
G.N. Importado	CC	50	59	43	62	47
G.N. Jacuí e Juruá	CC	50	46	35	49	38
Óleo Combustível	TV	40	79	54	85	59
RASF/RESVAC	TV	40	56	43	61	48

Fonte: ELETROBRÁS. Plano 2015. Estratégia de Expansão do Sistema, 1994.

Simbologia:

AFBC - Leito Fluidizado Circulante Atmosférico; PC - Carvão Pulverizado Convencional; CC - Ciclo Combinado; TV - Vapor Convencional; PWR - Reator a Água Leve Pressurizado

Uma vez que o Plano 2015 não explicita as tecnologias termelétricas a serem utilizadas, adotou-se, neste trabalho, as seguintes hipóteses:

- Região Norte: tecnologia de ciclo combinado empregando gás proveniente do campo de Urucu ou óleo combustível, comunidades de capacidade de 150 MW;
- Regiões Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste: tecnologia de queima de carvão pulverizado, sem sistema de desulfurização de gases empregando carvão colombiano, com unidades de capacidade de 350 MW;
- Região Sul: tecnologia de queima de carvão em leito fluidizado atmosférico, empregando carvão nacional, com unidades de capacidade de 125 MW

Os custos de investimento correspondentes às tecnologias acima, bem como as suas parcelas relativas aos equipamentos a serem importados, encontram-se apresentados no Quadro 5.2.

Quadro 5.2 - Custos de Investimento em Termelétricas

Tecnologias	A Custo Global (Equipamento + Instalação) (US\$/Kw)	B Custo Instalação (US\$/Kw)	C=A-B Custo de Equipamento (US\$/Kw)	D Índice de Nacionalização(%))	E=(1-D)*C Bens e Serviços Importados
Carvão Pulverizado	1575	200	1375	62	523
AFBC Ciclo	2142	200	1942	48	1010
Combinado	1040	200	840	46	454

Para a elaboração do Quadro 5.2, foram consideradas as seguintes hipóteses:

- para os custos de equipamentos e instalação foram adotados os valores do Plano 2015.
- para os índices de nacionalização dos equipamentos das suínas térmicas a carvão pulverizado adotou-se 62%, que é aquele praticado para a UTE de Jorge Lacerda IV, de 350 MW, obtido a partir de Krause, 1990.
- para as termoelétricas AFBC, considerou-se o índice de nacionalização dos equipamentos similares ao de Jorge Lacerda IV, com exceção das caldeira e auxiliares, os quais representam, neste tipo de tecnologia, participação relativamente maior no custo total da mesma.
- para a tecnologia de ciclo combinado, o índice de nacionalização adotado foi obtido de PROMON, 1987.

A partir dos custos dos bens e serviços importados e do acréscimo de capacidade de usinas térmicas por quinquênio, este último apresentado no Quadro 4.10, pode-se estimar a necessidade de investimentos em moeda estrangeira para viabilizar a implantação das usinas termelétricas para a Alternativa de Referência e para a Alternativa de Proibição da Amazônia.

Realizando-se uma análise do Quadro 5.3, verifica-se a preponderância da Região Nordeste nos investimentos adicionais a serem realizados no horizonte de interesse, os quais representam 42% dos US\$ 20 bilhões adicionais a serem dispendidos em moeda estrangeira, caso se concretize a Alternativa de Proibição da Amazônia. Pode-se observar também que os investimentos adicionais em moeda estrangeira se darão a partir da década de 2020, quando alcançarão o valor de US\$ 6,79 bilhões, sendo 60% deste montante destinado à implantação de usinas na Região Sudeste e Centro-oeste.

A partir do período seguinte, o investimento adicional na Região Sudeste se reduz significativamente, inclusive tomando-se negativo no quinquênio 2021-2025, em função da antecipação da implantação ocorrida no quinquênio 2011-2015.

Deve-se observar que o montante de US\$ 20,06 bilhões será dispendido num período de 30 anos, representando uma média anual de apenas US\$ 669 milhões. Computando-se apenas o período 2011 a 2025 a média anual se eleva para US\$ 1,3 bilhões

Quadro 5.3 - Investimentos Quinquenais em Moeda Estrangeira para Implantação de Usinas Termelétricas (bilhões de US\$)

Região		1996 2000	2001 2005	2006 2010	2011 2015	2016 2020	2021 2025	Total
Norte	Referência	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Proibição da							
	Amazônia	0,18	0,23	0,14	1,68	0,50	0,45	2,18
	Adicional	0,18	0,23	0,14	1,68	0,50	0,45	2,18
Sul	Referência	0,00	0,00	0,00	0,00	0,30	1,52	1,82
	Proibição da							
	Amazônia	0,00	0,00	0,00	0,30	0,00	7,58	7,88
	Adicional	0,00	0,00	0,00	0,30	-0,30	6,06	6,06
SE/ C.Oeste	Referência	0,00	0,00	0,00	0,00	3,40	7,01	10,41
	Proibição da							
	Amazônia	0,00	0,00	0,68	4,03	6,33	2,83	13,87
	Adicional	0,00	0,00	0,68	4,03	2,93	-4,18	3,46
Nordeste	Referência	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,62	2,62
	Proibição da							
	Amazônia	0,00	0,00	0,00	1,78	3,71	5,49	10,98
	Adicional	0,00	0,00	0,00	1,78	3,71	2,88	8,37
Brasil	Referência	0,00	0,00	0,00	0,00	3,70	11,14	14,84
	Proibição da							
	Amazônia	0,18	0,23	0,82	6,79	10,54	16,34	34,90
	Adicional	0,18	0,23	0,82	6,79	6,84	5,21	20,06

Com relação ao combustível para as usinas térmicas, esta análise se concentra na importação de carvão colombiano para o atendimento das usinas térmicas a serem implantadas nas Regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, uma vez que adota-se como hipótese que as demais regiões utilizarão combustíveis nacionais.

As importações quinquenais de carvão colombiano é apresentada no Quadro 5.4, obtida a partir da geração de energia firme das usinas térmicas contidas no Quadro 4.7. No caso das importações de carvão colombiano, a Região Sudeste responderá por 57% do consumo total adicional no período 1996-2025, superando, portanto, o consumo da Região Nordeste. Este fato é explicado pela implantação antecipada das usinas da Região Sudeste, que assim contribuirão mais significativamente para o consumo de carvão para o período.

Quadro 5.4 - Importações Quinquenais de Carvão Colombiano (milhões de toneladas)*

Região		1996 2000	2001 2005	2006 2010	2011 2015	2016 2020	2021 2025	Total
SE/ C.Oeste	Referência	0,0	0,0	0,00	0,00	34,50	141,00	175,50
	Proibição da							
	Amazônia	0,0	0,0	7,00	55,25	161,75	259,00	483,00
	Adicional	0,0	0,0	7,00	55,25	127,25	118,00	307,50
Nordeste	Referência	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	27,00	27,00
	Proibição da							
	Amazônia	0,0	0,0	0,00	18,25	75,00	169,50	263,00
	Adicional	0,0	0,0	0,00	18,25	75,00	142,50	236,00
Brasil	Referência	0,0	0,0	0,00	0,00	34,75	168,00	202,75
	Proibição da							
	Amazônia	0,0	0,0	7,00	73,50	237,00	428,75	746,25
	Adicional	0,0	0,0	7,00	73,50	202,25	260,50	543,25

*Nota: Eficiência térmica = 0,35

Poder calorífico do carvão colombiano = 6.750 kcal/kg

Adotando-se o custo de US\$ 40,00 por tonelada (Queiroz,1991), determina-se os dispêndios quinzenais resultantes das importações de carvão colombiano, os quais são apresentados no Quadro 5.5. Este custo do carvão refere-se ao preço FOB deste energético, uma vez que adota-se como hipótese que as demais despesas de importação, tais como frete marítimo, seguro, taxas de cabotagem e impostos serão realizadas em moeda nacional, não acarretando, portanto, impactos sobre o balanço de pagamentos.

Verifica-se pelo Quadro 5.5 que as importações de carvão somente serão significativas a partir do quinquênio 2011-2025.

Em termos de valor médio anual, os gastos de US\$ 21,73 bilhões se traduzem em cerca de um dispêndio de US\$ 727 milhões, se forem considerados os 30 anos do período, e de US\$ 1,43 bilhões considerando apenas o período 2011 a 2025.

Quadro 5.5 - Dispêndios Quinquenais em Moeda Estrangeira para Importação de Carvão Colombiano(bilhões de US\$)

Região		1996 2000	2001 2005	2006 2010	2011 2015	2016 2020	2021 2025	Total
SE/ C.Oeste	Referência	0,00	0,00	0,00	0,00	1,38	5,64	7,02
	Proibição da	0,00	0,00	0,28	2,21	6,47	10,36	19,32
	Adicional	0,00	0,00	0,28	2,21	5,09	4,72	12,30
Nordeste	Referência	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,08	1,08
	Proibição da	0,00	0,00	0,00	0,73	3,00	6,78	10,52
	Adicional	0,00	0,00	0,00	0,73	3,00	5,70	9,44
Brasil	Referência	0,00	0,00	0,00	0,00	1,39	6,72	8,11
	Proibição da	0,00	0,00	0,28	2,94	9,48	17,15	29,85
	Adicional	0,00	0,00	0,28	2,94	8,09	10,42	21,73

*Nota: Preço do carvão colombiano (FOB) = US\$ 40/t

A partir dos investimentos em moeda estrangeira para a implantação de usinas térmicas adicionais, bem como dos gastos para sua operação que se darão com a importação de carvão colombiano, apresentados nos Quadros 5.3 e 5.5, respectivamente, pode-se calcular os dispêndios totais quinzenais em moeda estrangeira para a implantação e operação de usinas termelétricas para as Alternativas de Referência e de Proibição da Amazônia. Os resultados obtidos são apresentados no Quadro 5.6. Por este quadro, é possível deduzir que, caso se concretize a Alternativa de Proibição da Amazônia, o país arcará com um dispêndio adicional em moeda estrangeira de US\$ 41,81 bilhões, no horizonte 1996-2025, o que perfaz um valor médio anual de US\$ 1,40 bilhões.

É interessante notar que, dos dispêndios totais quinzenais em moeda estrangeira, 43% se realizarão na Região Nordeste, 38% na Região Sudeste/Centro-oeste, 14% na Região Sul e apenas 5% na Região Norte.

Verifica-se que os dispêndios anuais em moeda estrangeira, caso se concretize a Alternativa de Proibição da Amazônia, representariam apenas 11 % das importações totais brasileiras no ano de 1993 (US\$ 25,70 bilhões) e acarretariam uma redução de 21 % no saldo da balança comercial brasileira no mesmo ano (US\$ 13,00 bilhões).

Sob o aspecto do comprometimento do saldo da balança comercial, cabe tecer algumas considerações relevantes. As exportações brasileiras vêm apresentando uma taxa de crescimento anual de aproximadamente 8% a.a., nos últimos anos, enquanto que as importações uma taxa de crescimento de 25% nos últimos dois anos, o que demonstra, pelo menos no curto prazo, uma tendência de redução do saldo da balança comercial. Portanto, os dispêndios em moeda estrangeira podem vir a ter uma maior participação no saldo da balança comercial do que aquela calculada anteriormente.

Quadro 5.6 - Dispêndios Totais Quinquêniais em Moeda Estrangeira para Implantação e Operação de Usinas Termelétricas (bilhões de US\$)

Região		1996 2000	2001 2005	2006 2010	2011 2015	2016 2020	2021 2025	Total
Norte	Referência	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Proibição da							
	Amazônia	0,18	0,23	0,14	0,68	0,50	0,45	2,18
	Adicional	0,18	0,23	0,14	0,68	0,50	0,45	2,18
Sul	Referência	0,00	0,00	0,00	0,00	0,30	1,52	1,82
	Proibição da							
	Amazônia	0,00	0,00	0,00	0,30	0,00	7,58	7,88
	Adicional	0,00	0,00	0,00	0,30	-0,30	6,06	6,06
SE/ C.Oeste	Referência	0,00	0,00	0,00	0,00	4,78	12,65	17,43
	Proibição da							
	Amazônia	0,00	0,00	0,96	6,24	12,80	13,19	33,19
	Adicional	0,00	0,00	0,96	6,24	8,02	0,54	15,76
Nordeste	Referência	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,70	3,70
	Proibição da							
	Amazônia	0,00	0,00	0,00	2,51	6,71	12,27	21,50
	Adicional	0,00	0,00	0,00	2,51	6,71	8,58	17,81
Brasil	Referência	0,00	0,00	0,00	0,00	5,08	17,87	22,95
	Proibição da							
	Amazônia	0,18	0,23	1,10	9,73	20,01	33,49	64,75
	Adicional	0,18	0,23	1,10	9,73	14,93	15,63	41,81

Além disso, em coerência com o cenário macroeconômico do Plano 2015, de "Integração Condicional", que foi adotado neste estudo, pode-se antever uma maior liberação das transações comerciais internacionais do país, com um conseqüente aumento das importações, seja de bens de capital seja de bens de consumo duráveis e não duráveis, o qual induzirá uma redução ainda maior do saldo da balança comercial, caso não haja, em contrapartida, um aumento das exportações.

No tocante às exportações, porém, cabe observar que estas vêm apresentando, nos últimos anos, taxas de crescimento significativas. No entanto, não se deve atribuir esta tendência somente à competitividade da indústria brasileira no mercado internacional, mas também a uma estratégia empresarial para manter a produção industrial em níveis compatíveis com a capacidade financeira das empresas exportadoras, e governamental para se obter saldos positivos na balança comercial. Ocorre que, caso haja uma retomada do crescimento da economia brasileira, parcela da produção, hoje destinada ao mercado externo, poderá se destinar ao atendimento do mercado interno, o que se refletirá de forma negativa no saldo da balança comercial.

Deve se levar em conta que os índices de participação da indústria nacional no fornecimento de equipamentos para usinas termelétricas deverão aumentar, na ocorrência de um programa intensivo de termelétricas para expansão do setor. Tal fato permitirá não só a redução dos custos unitários provenientes de um aumento na escala de produção, como também uma maior capacitação da indústria nacional no fornecimento de tais equipamentos.

Finalmente, é necessário ressaltar que o Brasil apresenta, atualmente, níveis consideráveis de reservas internacionais (aproximadamente US\$3S,00bilhões), que poderão assegurar facilidades ao país não obtenção de créditos externos. Ainda sob este aspecto, cabe observar que tanto os organismos multilaterais de crédito como os exportadores de tecnologias de usinas termelétricas oferecem financiamento em condições compatíveis com as praticadas no mercado internacional.

Em suma, os dispêndios adicionais em moeda estrangeira para fazer face a um programa de expansão do setor elétrico, com base em usinas termelétricas, de corrente de uma eventual proibição da exploração do potencial hidrelétrico na Região Amazônica, podem ser equacionados de forma a não comprometer a balança comercial do país, caso ocorra as hipóteses adotadas neste estudo.

5.3 Impactos na Infra-estrutura Portuária

Os impactos decorrentes na infra-estrutura portuária devem entocar a tonelagem requerida para descarga e manuseio do carvão colombiano a ser importado, uma vez que os equipamentos das usinas

não oferecem maiores dificuldades para a execução destas atividades, considerando o porte da grande maioria dos portos brasileiros.

Como visto anteriormente, tanto a Região Sudeste/Centro-oeste quanto a Nordeste utilizarão a tecnologia de queima de carvão pulverizado, sem sistema de dessulfuração de gases, empregando carvão colombiano, com capacidade de 350 MW. O Quadro 5.4 apresenta as importações quinquenais de carvão colombiano para o horizonte 1996-2025. Neste quadro pode-se observar que é somente a partir de 2011 que se efetivará maciçamente estas importações. Comparando-se a Alternativa de Referência com a Proibição da Amazônia temos que as importações adicionais de carvão na primeira alternativa serão 2,7 vezes superiores a segunda, o que certamente exigirá uma infra-estrutura portuária adequada para atender esta importação adicional. Deste adicional, 57% serão destinadas à Região Sudeste/Centro-oeste (307,5 milhões de toneladas) e os restantes 43% à Região Nordeste (236,0 milhões de toneladas).

A média anual de importação adicional de carvão para a Região Sudeste/Centro-oeste será de 15,4 milhões de toneladas para o período 2006-2025. Enquanto que para a Região Nordeste esta média será de 15,7 milhões de toneladas, uma vez que a entrada em operação das usinas termelétricas nesta região ocorrerá no quinquênio seguinte à da Região Sudeste/Centro-oeste.

Para reduzir os custos com fretes, torna-se conveniente que a localização das usinas termelétricas a carvão importado próxima aos portos, que deverão possuir uma capacidade de ancoragem de navios de grande e média tonelagem (50.000 a 20.000 toneladas).

Com relação à Região Nordeste, a sua infra-estrutura portuária é apresentada no Quadro 5.7.

Quadro 5.7 - Infra-estrutura Portuária na Região Nordeste e Movimento Geral de Mercadorias - 1991

Estados(Portos)	Movimento de Mercadorias (milhões de toneladas)
Maranhão(Itaqui)	37,4
Rio Grande do Norte	7,3
Areia branca	3,2
Natal	4,1
Ceará(Fortaleza)	2,1
Paraíba(Cabedelo)	0,7
Pernambuco(Suape)	3,6
Alagoas(Maceió)	3,2
Sergipe(Aracaju)	3,4
Bahia	13,4
Aratu	11,5
Ilhéus	0,6
Salvador	1,3
Total	71,1

Fonte: Secretaria Nacional de Transporte - Dep. Nacional de Transporte Aquaviário

Cabe observar que do total de mercadorias, 63% referem-se ao tipo de carga a granel sólido (44,5 milhões de toneladas).

Com base nestes dados, pode-se deduzir que as importações adicionais de carvão na Região Nordeste representarão um acréscimo de 22% no movimento total de mercadorias, sendo que estas somente se realizarão a partir do ano de 2011. É necessário considerar, no entanto, que os portos que suportam a ancoragem de navios com estas toneladas são os de Aratu na Bahia, Suape em Pernambuco, Fortaleza no Ceará e Maceió em Alagoas. Com relação aos dois últimos, estes se situam-se em áreas urbanas, o que poderá acarretar sérios problemas ambientais. No caso dos portos de Natal e Aracaju, estes possuem pequena profundidade, o que impede a ancoragem de navios de grande porte (50.000 toneladas), mas permitem a ancoragem de navios de médio porte (20.000 a 40.000 toneladas).

Para os portos situados longe dos centros urbanos, tais como no caso dos portos de Aratu e Suape, caso se localize as usinas térmicas a menos de 6 km do porto, será interessante transportar o carvão através de correias transportadoras, eliminando-se, assim, os meios de transporte rodoviário e ferroviário. Nos outros portos as modalidades de transporte ferroviário e rodoviário terão que ser utilizados.

Cabe observar que, em todos os portos que receberão o carvão importado, serão necessários equipamentos adicionais para desembarque e manipulação do carvão.

Na Região Sudeste/Centro-Oeste, as importações adicionais de carvão colombiano (15,4 milhões de toneladas por ano no período 2006-2025) representam apenas 7,2% do movimento total de mercadorias para o ano de 1991, conforme demonstra o Quadro 5.7.

Quadro 5.8 - Infraestrutura Portuária e Movimentação de Mercadorias na Região Sudeste - 1991

Estados(Portos)	Movimento de Mercadorias (milhões de toneladas)
Espírito Santo(Vitória)	88,4
Rio de Janeiro	66,3
Angra dos Reis	23,9
Forno	0,9
Niterói	0,2
Rio de Janeiro	19,4
Sepetiba	21,9
São Paulo	59,0
Panorama	0,2
Santos	29,1
São Sebastião	29,7
Total	71,1

Fonte: Secretaria Nacional de Transporte - Dep. Nacional de Transporte Aquaviários.

Desta movimentação de mercadorias, 54,8 % referem-se ao tipo de carga a granel sólido. Nesta região, será necessário, também, investimentos adicionais para a descarga e manipulação do carvão, principalmente pelo fato dos principais portos estarem situados em áreas urbanas.

Dado o exposto anteriormente, pode-se concluir que a infraestrutura portuária brasileira oferece as condições mínimas para se efetuar as importações adicionais de carvão colombiano, principalmente, se for considerado o prazo disponível para se viabilizar os investimentos necessários para sua melhor desempenho.

Referências Bibliográficas

- MARTIN, Jean-Marie - A economia mundial de energia. Santa Catarina: editora UNESCO. 1992.
- ELETROBRÁS. Plano 2015. Estudos básicos, projetos 2, 3, 4 e 5. 1993.
- BRASIL/MME. Plano de suprimento dos requisitos de energia elétrica até o ano 2000. ELETROBRÁS. 1990.
- KRAUSE. Gilson Galvão. Avaliação tecnológica de sistemas integrados: gaseificação, ciclo combinado para geração termelétrica no Brasil. (dissertação de mestrado) PPE/COPPE/ UFRJ. 1990.
- Conjuntura Econômica. março-julho de 1994.
- Boletim Conjuntura. Rio de Janeiro: IPEA. n. 25, abril 1994.
- BEM/MME. Balanço Energético Nacional. 1993.
- QUEIROZ, L. Carlos. Cadernos do Plano 2015. ELETROBRÁS. 1991, v. 4, p. 101-113..
- PROMOM ENGENHARIA. Avaliação Técnico-Econômica das Usinas Termoelétricas em Ciclo Combinado. 1987.
- DPE/DPEH. informação Técnica. ELETROBRÁS, 48/93.