



**SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

GPL 11
14 a 17 Outubro de 2007
Rio de Janeiro - RJ

GRUPO VII

GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL

AValiação DA POSSIBILIDADE DE AMPLIAÇÃO DA INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA ENTRE O BRASIL E A VENEZUELA

**Paulo Cesar Magalhães Domingues*
Isabela dos Reis Costalonga**

**Vania Maria Ferreira
Luiz Cláudio de Oliveira Coutinho**

ELETRONORTE

RESUMO

Nos últimos anos, os governos do Brasil e da Venezuela têm ampliado as discussões para uma maior integração energética entre os dois países. Desde julho de 2001 os sistemas elétricos dos dois países estão interligados através de uma linha de transmissão em 230 kV, com capacidade de 200 MW.

O presente trabalho foi elaborado com o objetivo de avaliar a possibilidade de ampliação dessa interligação, tendo em vista a grande diversidade hidrológica existente entre as bacias hidrográficas brasileiras e venezuelanas, associada à possibilidade de integração da eletricidade com o gás natural.

PALAVRAS-CHAVE

Interligação Elétrica, Brasil, Venezuela, Intercâmbio Energético, Linha de Transmissão

1.0 - INTRODUÇÃO

Devido à escassez de recursos para investimentos em infraestrutura, nos últimos 20 anos os países sul-americanos passaram a implementar projetos conjuntos de cooperação internacional na área energética, de forma a utilizar mais racionalmente os seus investimentos. Dentre esses projetos destacam-se as interligações elétricas regionais.

Em julho de 2001 entrou em operação a interligação Brasil-Venezuela. Este projeto de interligação elétrica consiste de um sistema de transmissão interligando o complexo hidrelétrico de Guri/Macagua, na Venezuela, com a cidade de Boa Vista, capital do estado de Roraima, numa extensão de 676 km. O trecho venezuelano, de propriedade da empresa Edelca, compreende uma linha de transmissão em 400 kV que interliga as subestações Macagua e Las Claritas, passando em seguida para a tensão de 230 kV até a fronteira com o Brasil, próximo à cidade de Santa Elena de Uiarén. O trecho brasileiro, com 191 km de extensão, liga a fronteira a Boa Vista, na tensão de 230 kV. Sua propriedade e responsabilidade de operação são da Eletronorte. A capacidade de transmissão desta linha está projetada para um suprimento de uma demanda de até 200 MW, suficiente para atender o Estado de Roraima até o ano de 2017, aproximadamente.

Durante as negociações entre os governos brasileiro e venezuelano para a implantação desta interligação, avaliou-se também a possibilidade da implantação de um sistema de transmissão mais robusto (400 kV em território venezuelano e 500 kV em território brasileiro) que possibilitasse interligar também a cidade de Manaus ao sistema elétrico da Venezuela. No entanto, devido à decisão do Governo Federal de priorizar o uso do gás natural de Urucu e Juruá para o atendimento do mercado de Manaus, essa alternativa de interligação foi abandonada.

Com a elaboração do projeto da interligação Tucuruí-Macapá-Manaus pelo antigo Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos-CCPE, do Ministério de Minas e Energia, a possibilidade de interligar os sistemas elétricos do Brasil e da Venezuela voltou a ser cogitada, de modo a se tirar proveito da diversidade hidrológica entre as bacias hidrográficas dos dois países.

(*) SCN Quadra 6 Conj A Edifício Venâncio 3.000 Bloco B sala 805 – CEP 70.716-000 Brasília, DF – Brasil
Tel: (+55 61) 3429-6295 – Fax: (+55 61) 3328-6093 – Email: paulocesar@eln.gov.br

No dia 09 de dezembro de 2005 foi assinado, na cidade de Montevideo/Uruguai, um Memorandum de Entendimento entre o Ministerio de Energia y Petroleo da Venezuela e o Ministério de Minas e Energia do Brasil tendo como objeto a avaliação detalhada dos aspectos técnicos, econômicos, ambientais e financeiros dos possíveis projetos de interconexão entre os sistemas elétricos de ambos os países, explorando, entre outras opções, a complementaridade hidrológica das bacias venezuelanas e brasileiras, bem como as fontes de energia primária.

Apesar das tratativas oficiais entre os dois governos, até o presente momento não foram iniciadas as avaliações da possibilidade de uma interconexão elétrica de maior porte entre o Brasil e a Venezuela.

O presente trabalho foi elaborado com o objetivo de obter alguns resultados que permitissem avaliar, ainda que preliminarmente, a possibilidade de ampliação da interligação elétrica entre o Brasil e a Venezuela, servindo de subsídio a futuros estudos mais aprofundados que deverão ser realizados.

Foram verificadas as disponibilidades energéticas e as demandas de energia elétrica, atuais e futuras, dos dois países. Através de simulações energéticas foi determinada a magnitude do intercâmbio energético entre os sistemas elétricos do Brasil e da Venezuela e analisadas as características desse intercâmbio (sazonalidade, sentido e permanências dos fluxos). Foram determinados também o benefício marginal da transmissão, o ganho de energia garantida e a redução do custo total de operação com a ampliação da interligação.

Adicionalmente, foi efetuada uma análise de sensibilidade em relação ao custo de operação termelétrica, visando verificar a influência deste parâmetro nas transferências de energia entre os dois países.

2.0 - O SISTEMA ELÉTRICO VENEZUELANO

O sistema elétrico venezuelano conta com uma capacidade nominal instalada de 22.216 MW, sendo 14.597 MW de usinas hidrelétricas e 7.619 MW de usinas termelétricas. Esse sistema atende cerca de 96% da população total do país, estimada em 27 milhões no final de 2006.

A energia elétrica gerada no sistema elétrico venezuelano no ano de 2006 foi de 110.958 GWh. Do total gerado, 73,3% foi de origem hidráulica e 26,7% de origem térmica. A demanda máxima registrada no mesmo ano foi de 15.945 MW.

A Tabela 1 resume alguns dados estatísticos do sistema elétrico venezuelano referidos ao ano de 2006 e faz uma comparação com o sistema elétrico brasileiro.

Tabela 1 – Dados Estatísticos dos Sistemas Elétricos Venezuelanos e Brasileiro – Ano 2006

Estatísticas (2006)	Venezuela	Brasil
Capacidade Instalada (MW)	22.216	96.975
Hidrelétrica (MW)	14.597 (66,7%)	74.338 (76,7%)
Termelétrica (MW)	7.619 (34,3%)	22.400 (23,1%)
Eólica (MW)	-	237 (0,2%)
Energia Gerada	110.958	416.342
Hidrelétrica (GWh)	81.410 (73,4%)	382.233 (91,8%)
Termelétrica (GWh)	29.548 (26,6%)	33.881 (8,1%)
Eólica (GWh)	-	228 (0,1%)
Demanda Máxima (MW)	15.945	61.782

Os dados apresentados na Tabela 1 demonstram uma forte participação da geração termelétrica na matriz da eletricidade venezuelana, notadamente a geração com o gás natural. Esta participação tem crescido ao longo dos últimos anos. Segundo informações obtidas junto a Edelca, apresentadas na Figura 1, prevê-se que a expansão da oferta de energia elétrica com térmicas a gás natural deverá continuar crescendo nos próximos anos.

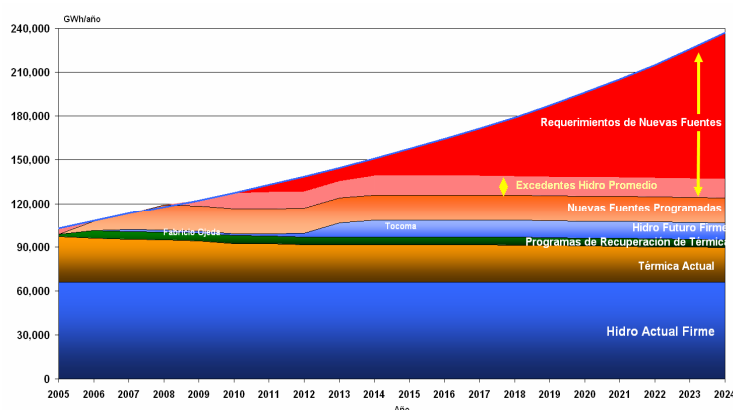


FIGURA 1 – Balanço de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Venezuelano - Período 2005-2024

As principais empresas de energia elétrica da Venezuela são: a Cadafe, a Edelca e a Enelven, de propriedade do Estado, e a Electricidad de Caracas (EDC), empresa privada que atende Caracas. A Edelca é a principal empresa geradora de hidreletricidade, sendo responsável por cerca de 63% da oferta de energia elétrica do país.

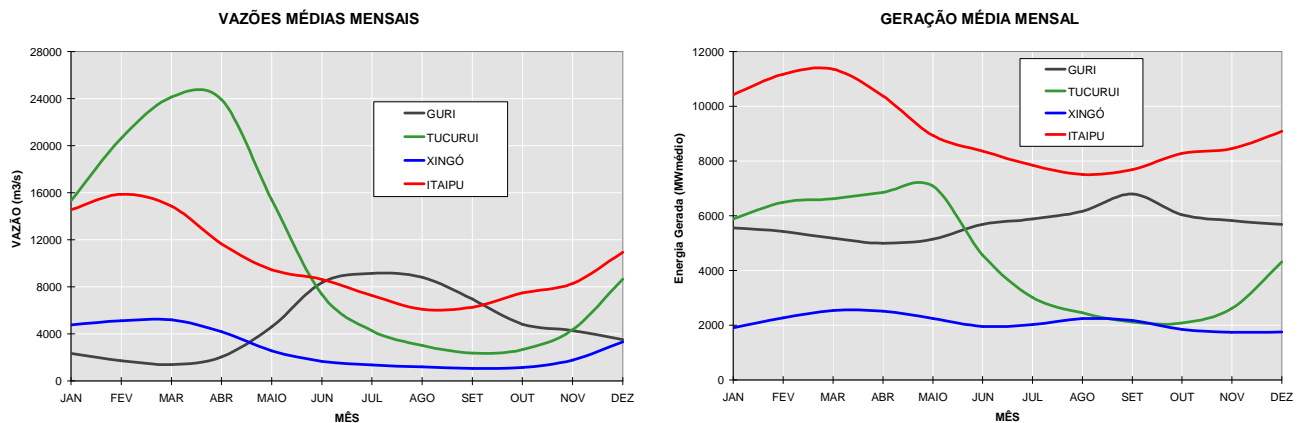
As usinas geradoras, tanto térmicas como hidrelétricas, estão interconectadas mediante um sistema de linhas de transmissão e subestações que operam em 765, 400, 230, 138 e 115 kV, que em conjunto totalizam um comprimento de 22.574 km.

O sistema elétrico venezuelano está interligado com a Colômbia, através de duas interconexões em 230 kV e uma outra em 115 kV, e com o Brasil, por intermédio de uma interconexão em 230 kV.

Na Venezuela, a geração hidráulica se encontra localizada nas regiões administrativas da Guayana e Andina, enquanto que os maiores parques termelétricos estão instalados nas regiões Capital, Central e Zuliana.

O maior potencial hidrelétrico do país concentra-se na bacia hidrográfica do rio Orinoco, que tem como principal afluente o rio Caroní. No rio Caroní, devido ao seu volume (vazão média anual de 4.850 m³/s) e seus desníveis, situam-se as maiores usinas hidrelétricas da Venezuela - Macagua I, II e III (2.933 MW), Caruachi (2.196 MW) e Guri (9.025 MW).

A bacia hidrográfica do rio Caroní apresenta um potencial hidrelétrico de 24.920 MW, dos quais cerca de 14.000 MW encontram-se aproveitados. Com um desnível total de 912 m desde a sua nascente até a desembocadura no rio Orinoco, o rio Caroní apresenta um ciclo hidrológico com seca nos meses de fevereiro, março e abril e cheias nos meses de junho, julho e agosto. Esse ciclo hidrológico possui um comportamento distinto dos ciclos hidrológicos das principais bacias hidrográficas brasileiras. As Figuras 2 e 3 apresentam as vazões médias mensais e a geração média mensal das três maiores usinas hidrelétricas brasileiras – Itaipu (rio Paraná), Tucuruí (rio Tocantins) e Xingó (rio São Francisco), confrontadas com a usina hidrelétrica de Guri (rio Caroní), a maior da Venezuela.



FIGURAS 2 e 3 – Vazões Médias Mensais e Geração Média Mensal das UHEs Itaipu, Tucuruí, Xingó e Guri

Essa diversidade hidrológica existente entre as bacias hidrográficas do Brasil e da Venezuela sempre foi vista como um fator motivador para a interligação dos sistemas elétricos dos dois países.

3.0 - METODOLOGIA

Para análise dos fluxos de intercâmbio de energia, benefícios marginais de transmissão e valor esperado do custo total de operação, resultantes da interligação elétrica entre os sistemas Brasil e Venezuela, foram efetuadas simulações dinâmicas com o Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes – NEWAVE – versão 12.3. A configuração básica utilizada neste estudo foi a do Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica - PDEE 2006-2015, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, estendida até 2022.

Nas simulações dinâmicas foram considerados no modelo NEWAVE os seguintes parâmetros:

- Período de estudo de 17 anos (2006 a 2022);
- 2000 séries sintéticas de energias afluentes;
- Números mínimo e máximo de iterações para convergência da política: 2 e 6;
- Número de simulações “forward” = 200;
- Ordem máxima PAR(P) = 6;
- Taxa de desconto = 12 % a.a;
- Patamares de carga pesada, média e leve;
- Consideração de racionamento preventivo, outros usos da água e curva de aversão ao risco;
- Não consideração de tendência hidrológica.

Para avaliação do ganho de energia garantida foram efetuadas simulações estáticas, também com o modelo NEWAVE – versão 12.3, contemplando-se as alternativas sem e com interligação elétrica entre o Brasil e a Venezuela. Nessas simulações foram consideradas:

- Oferta ajustada a um risco pré-fixado de 5%;
- Proporcionalidade da carga entre os subsistemas Sul e Sudeste/Centro-Oeste e proporcionalidade da carga entre os subsistemas Norte e Nordeste (caso sem interligação) e entre Norte, Nordeste e Venezuela (caso com interligação);
- 2000 séries sintéticas de energias afluentes;
- Números mínimo e máximo de iterações para convergência da política: 3 e 6;
- Número de simulações “forward” = 60;
- Ordem máxima PAR(P) = 6;
- Taxa de desconto = 12 % a.a;
- Patamares de carga pesada, média e leve;
- Consideração de racionamento preventivo, outros usos da água e curva de aversão ao risco;
- Não consideração de tendência hidrológica.

4.0 - DESENVOLVIMENTO DO ESTUDO

O horizonte de estudo considerado foi de janeiro de 2006 a dezembro de 2022. Adotou-se janeiro de 2012 como a data mais cedo para a ampliação da interligação Brasil – Venezuela (mesma data prevista no Plano Decenal de Expansão 2006-2015 para a interligação Tucuruí-Macapá-Manaus).

As simulações dinâmicas consideraram, para representação no modelo NEWAVE, nove subsistemas, a saber: Sul, Sudeste/Centro-Oeste/Acre/Rondônia, Nordeste, Norte/Amapá/Manaus, Itaipu, Belo Monte, Tapajós, Madeira e Venezuela. Para ajuste da oferta de energia, foi utilizado o critério econômico (igualdade entre os custos marginais de operação e da expansão). As datas consideradas para a interligação dos subsistemas Madeira, Belo Monte e Tapajós foram, respectivamente, e fevereiro/2011, janeiro/2014 e julho/2015.

Comparativamente ao Plano Decenal de Expansão 2006-2015, foram incluídos na configuração do presente estudo o subsistema Tapajós, com as usinas do rio Teles Pires e do rio Tapajós, e o subsistema Venezuela, com todo o sistema elétrico venezuelano. Os dados do sistema elétrico venezuelano foram obtidos junto a Edelca.

A Figura 4, a seguir, mostra a representação esquemática das interligações entre os subsistemas no final do horizonte (2022), considerada para fins de simulação energética. As interligações e subsistemas representados em traços pontilhados são previstos para se incorporarem ao SIN durante o período analisado (2006-2022), dentre eles, o subsistema Venezuela, objeto desta análise.



FIGURA 4 – Representação esquemática das interligações entre subsistemas

Com os resultados obtidos através das simulações dinâmicas foram analisados os fluxos de intercâmbio energético na interligação Brasil-Venezuela, para os meses de abril (cheia no Brasil e estiagem na Venezuela), junho (início de estiagem no Brasil e cheia na Venezuela) e outubro (seca no Brasil e início de estiagem na Venezuela) dos seguintes anos: 2012, 2017 e 2022. A permanência dos fluxos energéticos foi analisada para três patamares de carga – pesada, média e leve.

Para amparar a análise da interligação do sistema venezuelano ao brasileiro, foram elaborados os estudos segundo os três critérios: acréscimo de energia garantida, redução do custo operativo e benefícios marginais da interligação.

Através dos resultados das simulações dinâmicas foram observados os benefícios marginais da interligação e a redução do custo operativo obtida com a interligação.

O custo da operação termelétrica considerado para as usinas indicativas a gás natural da Venezuela foi de R\$ 137,44/MWh (preço médio da energia vendida por usinas termelétricas do 3º Leilão de Energia Nova, ocorrido em 10/10/2006). Para uma análise de sensibilidade, foram igualados os custos de operação das térmicas indicativas a gás da Venezuela aos custos das térmicas indicativas a gás do Brasil do PDEE 2006-2015 (R\$ 90,00/MWh) e observados os impactos no custo total de operação, fluxos de intercâmbio e benefícios marginais da interligação.

Para avaliação do ganho de energia garantida obtido com a interligação do Sistema Elétrico da Venezuela ao Sistema Interligado Brasileiro, foram realizadas simulações estáticas para os dois casos: sistema venezuelano operando isolado (limite de interligação igual a zero) e interligado ao sistema brasileiro. Neste caso foi considerado um limite de intercâmbio na LT Brasil-Venezuela de 2.500 MW. O corte temporal foi considerado em dezembro de 2012, sendo representados cinco subsistemas no modelo NEWAVE: Sul, Sudeste/Centro-Oeste/Acre/Rondônia, Nordeste, Norte/Amapá/Manaus, Itaipu e Venezuela.

O Custo Marginal de Expansão (CME) para a convergência dos casos foi de R\$ 120,00/MWh, o mesmo utilizado pela EPE para o PDEE 2006-2015.

Os custos totais de transmissão foram estimados com base na concepção preliminar de um sistema de transmissão, cujas características são apresentadas na Figura 5:

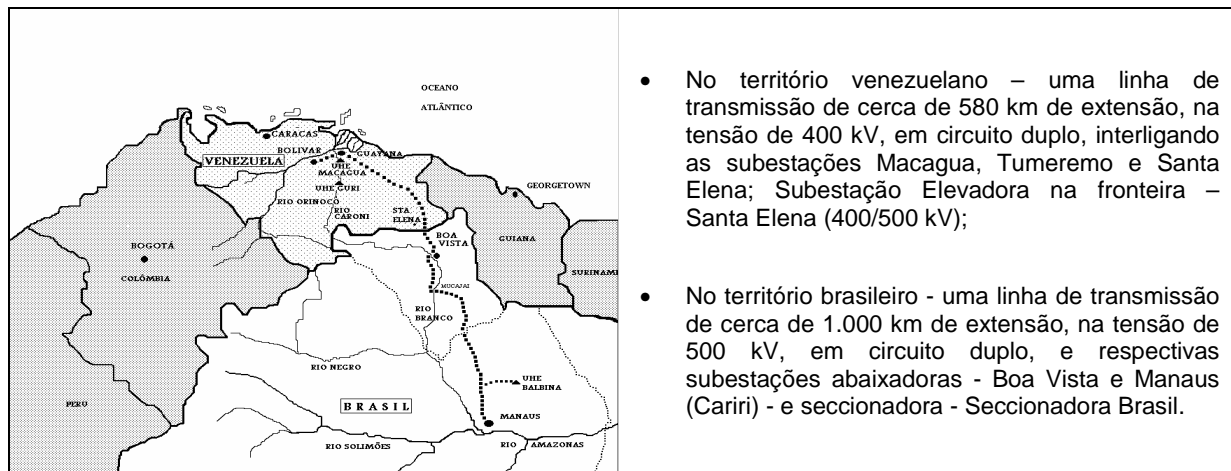


FIGURA 5 – Mapa eletrogeográfico da interligação Brasil – Venezuela estudada

Esses custos foram baseados em valores praticados pelo Setor Elétrico brasileiro, sendo anualizados a uma taxa de desconto de 12% ao ano, considerando-se a vida útil de 30 anos para a linha de transmissão. O custo anual foi dividido pela capacidade de transmissão da LT obtendo-se o custo anual por MW, conforme apresentado na Tabela 2 abaixo:

Tabela 2 – Custos Totais e Anuais de Transmissão

Empreendimento	Extensão (Km)	Custo Total (R\$ bilhões)	Capacidade (MW)	Custo Anual (R\$ milhões)	Custo Anual por MW (R\$/MW/ano)
LT Venezuela (Macagua) – Brasil (Manaus)	1.580	2,50	2.500	310,25	124.100

Referência: Março/2007 (US\$ 1,0 = R\$ 2,10)

5.0 - RESULTADOS OBTIDOS

5.1 Energia Garantida

A Tabela 3 apresenta o ganho de energia garantida obtido pela interligação dos sistemas Brasil e Venezuela, para o ajuste da oferta ao risco de 5%. É apresentado também o índice de mérito da interligação, o qual consiste na relação entre o custo anual do investimento e o acréscimo de energia garantida proporcionado pela interligação.

Tabela 3 – Ganho de Energia Garantida e Índice de Mérito

Alternativa	Carga Crítica* (MWmédios)	Ganho de Energia Garantida (MWmédios)	Índice de Mérito (R\$/MWh)
Caso Base (sem LT)	83.028	-	-
LT em 2012 (2500 MW)	83.927	899	39,4

(*) Custo de operação das térmicas a gás da Venezuela = R\$ 137,44/MWh

O ganho de energia garantida obtido com a interligação é de 899 MW médios. Como o índice de mérito resultante é inferior ao custo marginal de expansão do sistema (R\$ 120,00/MWh), a interligação é atrativa de acordo com esse critério.

5.2 Custo Total de Operação

A Tabela 4 apresenta os valores de custos de operação esperados, custos de investimento para a interligação e benefícios líquidos resultantes da diferença entre os custos totais dos casos sem LT e com LT, nos dois cenários analisados, Caso Base (custo de operação das térmicas a gás da Venezuela = R\$ 137,44/MWh) e Sensibilidade (custo de operação das térmicas a gás da Venezuela = R\$ 90,00/MWh).

Tabela 4 – Custos Totais e Benefícios Líquidos (R\$ bilhões)

Alternativa	Custo de Operação 2006-2022 (VPL)	Investimentos em LT * (VPL)	Custo Total	Benefício Líquido
Caso Base (sem LT)	103,039	-	103,039	-
Caso Base + LT em 2012	97,862	1,046	98,908	4,131
Caso Sensibilidade (sem LT)	83,306	-	83,306	-
Caso Sensib. + LT em 2012	80,536	1,046	81,582	1,724

(*) Para o cálculo do investimento no sistema de transmissão, foram considerados: investimentos (R\$ 2,5 bilhões), vida útil de 30 anos, taxa de desconto de 12% ao ano e VPL calculado para janeiro/2006, a partir do valor salvo em 2022.

Verifica-se que os dois cenários, Base e Sensibilidade, apresentam benefícios líquidos de operação superiores aos custos de investimento na LT Brasil – Venezuela.

5.3 Benefício Marginal da Interligação

Os benefícios marginais de transmissão representam os benefícios proporcionados pela redução do custo de operação do sistema devido à interligação.

Os benefícios marginais anuais calculados para os cenários Base e Sensibilidade estão apresentados nas Tabelas 5 e 6, a seguir.

Tabela 5 – Benefícios Anuais da LT Brasil – Venezuela (R\$/MW) – Caso Base

Ano	Caso Base	LT em 2012	Ano	Caso Base	LT em 2012
2006	1.136.688	1.132.620	2015	698.969	557.175
2007	1.197.073	1.231.329	2016	742.270	511.434
2008	1.237.323	1.263.002	2017	810.641	480.900
2009	778.565	780.811	2018	711.678	428.733
2010	884.513	926.926	2019	848.587	456.746
2011	809.461	858.337	2020	736.539	409.159
2012	776.885	596.413	2021	672.487	345.865
2013	739.025	607.309	2022	604.033	292.611
2014	728.707	583.421			
			Custo Anual da LT	R\$ 124.100/MW	

Tabela 6 – Benefícios Anuais da LT Brasil – Venezuela (R\$/MW) - Sensibilidade

Ano	Caso Sensib	LT em 2012	Ano	Caso Sensib	LT em 2012
2006	918.385	916.068	2015	710.235	718.059
2007	938.614	1.156.546	2016	874.036	757.834
2008	964.554	962.537	2017	945.608	706.990
2009	929.689	934.992	2018	947.276	493.392
2010	1.076.553	990.309	2019	713.768	631.513
2011	968.278	953.082	2020	673.866	406.420
2012	609.675	406.792	2021	627.139	434.473
2013	537.756	424.169	2022	723.496	373.880
2014	494.662	402.935			
			Custo Anual da LT	R\$ 124.100/MW	

Pelos resultados apresentados nas Tabelas 5 e 6, verifica-se que os benefícios anuais da LT são muito superiores ao custo anual da interligação, tanto no caso Base como no caso Sensibilidade.

5.4 Fluxos de Intercâmbio

As Tabelas 7 e 8 apresentam, respectivamente, o comportamento dos fluxos de intercâmbio na LT Brasil-Venezuela, considerando-se custos de operação das térmicas a gás da Venezuela iguais a R\$ 137,44/MWh (Caso Base) e R\$ 90,00/MWh (Sensibilidade).

Tabela 7 – Permanência dos Fluxos de Intercâmbio na Interligação Brasil-Venezuela (%) ⁽¹⁾
Caso Base ⁽²⁾

Ano	Patamar (3)	Abril		Junho		Outubro	
		Bra>Ven	Ven>Bra	Bra>Ven	Ven>Bra	Bra>Ven	Ven>Bra
2012	1	96 / 94	4 / 3	98 / 97	2 / 2	83 / 62	14 / 10
	2	96 / 96	4 / 3	99 / 99	1 / 1	88 / 67	12 / 3
	3	58 / 55	42 / 21	44 / 39	56 / 53	24 / 20	76 / 62
2017	1	96 / 94	4 / 1	95 / 94	5 / 4	77 / 58	23 / 13
	2	96 / 95	4 / 1	95 / 95	5 / 4	89 / 84	11 / 8
	3	90 / 84	10 / 4	53 / 47	47 / 43	25 / 20	75 / 60
2022	1	100 / 99	0 / 0	98 / 96	2 / 1	77 / 65	21 / 15
	2	100 / 99	0 / 0	98 / 98	2 / 1	89 / 86	10 / 6
	3	97 / 91	3 / 2	84 / 82	16 / 14	53 / 48	47 / 18

Notas: (1) O primeiro valor corresponde ao percentual total de exportação de um país para o outro, enquanto o segundo valor corresponde ao percentual de exportação que atinge o limite da LT (2.500 MW);

(2) Caso Base = custo de operação das térmicas a gás da Venezuela = R\$ 137,44/MWh;

(3) Patamar 1 = carga pesada, Patamar 2 = carga média, Patamar 3 = carga leve.

Tabela 8 – Permanência dos Fluxos de Intercâmbio na Interligação Brasil-Venezuela (%) ⁽¹⁾
Sensibilidade ⁽²⁾

Ano	Patamar (3)	Abril		Junho		Outubro	
		Bra>Ven	Ven>Bra	Bra>Ven	Ven>Bra	Bra>Ven	Ven>Bra
2012	1	95 / 94	5 / 0	97 / 93	3 / 0	100 / 81	0 / 0
	2	95 / 95	5 / 5	96 / 96	4 / 3	94 / 92	6 / 4
	3	62 / 60	38 / 8	45 / 41	54 / 51	30 / 15	70 / 57
2017	1	100 / 0	0 / 0	100 / 0	0 / 0	100 / 0	0 / 0
	2	85 / 81	15 / 7	76 / 74	24 / 20	66 / 55	34 / 24
	3	66 / 63	34 / 12	43 / 40	56 / 53	39 / 32	61 / 53
2022	1	68 / 9	31 / 11	40 / 10	55 / 0	98 / 1	0 / 0
	2	55 / 50	45 / 13	33 / 26	67 / 59	6 / 4	94 / 92
	3	73 / 47	27 / 19	14 / 10	86 / 79	6 / 3	94 / 91

Notas: (1) O primeiro valor corresponde ao percentual total de exportação de um país para o outro, enquanto o segundo valor corresponde ao percentual de exportação que atinge o limite da LT (2.500 MW);

(2) Caso Base = custo de operação das térmicas a gás da Venezuela = R\$ 90,00/MWh;

(3) Patamar 1 = carga pesada, Patamar 2 = carga média, Patamar 3 = carga leve.

A Tabela 7 mostra uma predominância dos fluxos no sentido Brasil>Venezuela, com altos valores de permanência, em todos os meses e anos observados. Os fluxos no sentido oposto (Venezuela>Brasil) são significantes somente no patamar de carga leve, nos meses de junho e outubro.

A Tabela 8 mostra que, a redução do custo de operação das térmicas indicativas a gás da Venezuela para valores próximos ao das térmicas indicativas do Brasil, proporcionou um aumento do fluxo no sentido Venezuela>Brasil nos patamares de carga média e leve nos anos 2017 e 2022, permanecendo uma forte exportação de energia elétrica do Brasil para a Venezuela no patamar de carga pesada praticamente em todos os meses e anos analisados.

6.0 - CONCLUSÕES

A ampliação da interligação Brasil-Venezuela em 2012 apresenta benefícios segundo os três critérios avaliados: Custo Total de Operação, Benefício Marginal da Interligação e Energia Garantida. No primeiro, a redução do custo total de operação supera o valor de investimento na interligação. No segundo critério, para todo o período avaliado, os benefícios anuais da LT são muito superiores ao custo anual da interligação. Com relação ao acréscimo de energia garantida proporcionado, o índice de mérito obtido indica a atratividade da interligação.

A análise de sensibilidade quanto ao preço de operação das térmicas a gás natural da Venezuela confirmou a atratividade da interligação segundo os critérios de Custo Total de Operação e Benefício Marginal.

Apesar da interligação mostrar-se atrativa, quando se analisa o sentido e permanência dos fluxos de intercâmbio, verifica-se uma predominância de exportação de energia elétrica do Brasil para a Venezuela, principalmente nos anos 2012 e 2017. Isto pode ser explicado pelo fato da expansão da oferta de energia elétrica na Venezuela ter sido feita quase que exclusivamente (à exceção da UHE Tocoma - 2.160 MW) por termelétricas a gás natural. Enquanto isso, no sistema brasileiro, a expansão até 2017 é predominantemente hidrelétrica, implicando a transferência de energia proveniente de geração hidrelétrica para o sistema venezuelano.

Após 2017, a expansão da oferta no sistema brasileiro ocorre exclusivamente por termelétricas, por isso, em 2022 verifica-se um intercâmbio de energia um pouco mais equilibrado entre os dois países e muito dependente do custo de operação das térmicas a gás natural.

A redução do custo de operação das térmicas indicativas a gás da Venezuela para valores próximos aos das térmicas indicativas a gás do Brasil, resultou numa maior transferência de energia da Venezuela para o Brasil nos patamares de carga leve e média. No entanto, mesmo nesse cenário, a exportação do Brasil para a Venezuela ainda é significativa no patamar de carga pesada, devido à disponibilidade de potência do sistema brasileiro.

A participação da geração termelétrica no suprimento do mercado venezuelano de eletricidade, que atualmente é da ordem de 34%, poderá alcançar 50% em 2013, caso novos aproveitamentos hidrelétricos não sejam instalados naquele país. Neste caso, é provável que a Venezuela não disponha de geração hidrelétrica suficiente, mesmo nos períodos de cheia, para a exportação de energia hidrelétrica para o Brasil, devendo esse intercâmbio ser proveniente da geração termelétrica a gás natural.

Conclui-se, portanto, que a ampliação da interligação elétrica Brasil-Venezuela pode apresentar benefícios energéticos para os dois países, justificando sua implantação, desde que, ao invés de se adotar diretamente o despacho de intercâmbio otimizado pelo modelo NEWAVE, sejam contempladas também outras políticas de trocas mais equilibradas de energia, tais como contratos de intercâmbios de energia sazonal pré-fixada, ou até mesmo contratos de compra e venda de energia, desde que o preço de venda de energia produzida em cada país seja competitivo no outro país.

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) ELETRONORTE – Centrais Elétricas do Norte do Brasil. *Estudo Preliminar da Interligação Elétrica dos Sistemas Brasileiro e Venezuelano. Nota Técnica EPEE – s/nº*. Brasília, outubro de 1997.
- (2) ELETRONORTE – Centrais Elétricas do Norte do Brasil. *Análise da Interligação Elétrica entre os Sistemas Manaus e Boa Vista. Nota Técnica PTEE - 05/00*. Brasília, setembro de 2000.
- (3) ELETRONORTE – Centrais Elétricas do Norte do Brasil. *Informações Técnicas sobre a Interligação Venezuela - Brasil. Nota Técnica PTEE - 05/01*. Brasília, agosto de 2001.
- (4) CVG – Corporación Venezolana de Guayana e C.V.G. EDELCA C.A. – Electrificación del Caroní. *Estudio Plan Maestro de la Cuenca del Rio Caroní*. Febrero, 2004.
- (5) ELETRONORTE – Centrais Elétricas do Norte do Brasil. *Interligação Elétrica Brasil – Venezuela: Avaliação Preliminar da Ampliação da Interligação dos Sistemas Elétricos do Brasil e da Venezuela. Nota Técnica EPEE - 05/2006*. Brasília, maio de 2006.
- (6) MME – Ministério de Minas e Energia e EPE – Empresa de Pesquisa Energética. *Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015*. Brasília, maio de 2006
- (7) OPSIS – Oficina de Operación de Sistemas Interconectados. *Estadísticas Mensales por Empresas Eléctricas – Año 2006*. Disponível em <http://www.opsis.org.ve> , 28.02.2007.
- (8) ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. *Banco de Informações de Geração – BIG*. Disponível em <http://www.aneel.gov.br>, 28.02.2007.
- (9) ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. *Histórico de Operação*. Disponível em <http://www.ons.org.br>, 28.02.07.