



**GRUPO VII
GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS – GPL**

**AS INTERLIGAÇÕES DE SISTEMAS ELÉTRICOS REGIONAIS – UM ENFOQUE MUNDIAL E AS
POSSIBILIDADES NO BRASIL**

**Paulo Cesar Magalhães Domingues*
ELETRONORTE**

RESUMO

Os avanços tecnológicos na transmissão de grandes blocos de energia a longa distância, associados ao crescente processo de globalização da economia mundial e ao esgotamento das fontes de energia, estão ampliando a integração elétrica e energética entre países e regiões.

No estudo realizado, procurou-se fazer uma abordagem da experiência mundial e brasileira em projetos de interconexão elétrica entre regiões e uma avaliação das possibilidades de novos projetos no Brasil.

O estudo demonstra a viabilidade da interligação de alguns sistemas isolados da Amazônia ao Sistema Interligado Nacional e destaca as principais vantagens e os problemas que a interligação desses sistemas proporciona.

PALAVRAS-CHAVE

Interconexão Elétrica, Interligação, Transmissão, Sistemas Isolados, Amazônia.

1.0 - INTRODUÇÃO

A experiência mundial tem demonstrado que as interconexões elétricas regionais constituem um importante instrumento para a promoção do desenvolvimento econômico das regiões envolvidas, proporcionando benefícios tais como: melhorias no suprimento elétrico, otimização dos investimentos, desenvolvimento dos recursos energéticos regionais, aumento da competitividade, estímulo ao desenvolvimento econômico, mitigação dos impactos ambientais negativos, entre outros.

Em alguns países mais desenvolvidos, seja devido à formação de blocos geopolíticos ou geo-econômicos, como também pelo fato de terem iniciado mais cedo suas reformas no setor elétrico, as interconexões elétricas iniciaram-se mais cedo.

No Brasil, devido à sua grande extensão territorial, as interligações entre regiões ocorreram com relativo atraso em relação aos países mais desenvolvidos e ainda hoje, uma grande parte do país encontra-se isolada eletricamente.

A experiência brasileira tem demonstrado que a interconexão dos sistemas elétricos torna possível a troca otimizada de energia elétrica entre regiões. Segundo informações do Operador Nacional do Sistema - ONS, os ganhos sinérgicos de energia no Brasil devido à interligações entre as regiões são de 25% em energia assegurada, implicando um investimento evitado de R\$ 68 bilhões.

Além disso, a expansão dos sistemas interligados brasileiros proporcionou uma melhor utilização da capacidade de geração instalada, o aproveitamento da diversidade hidrológica entre as diversas bacias hidrográficas e uma melhoria na qualidade dos serviços, por meio de menores variações de frequência e maior controle de tensão.

Não obstante os benefícios auferidos com as interligações já implementadas, grande parte da Amazônia ainda é suprida por diversos sistemas isolados. O custo da energia elétrica produzida nesses sistemas é extremamente elevado, por ser ela, predominantemente, de origem térmica. Por outro lado, no Sistema Interligado Nacional - SIN, a energia elétrica é produzida, majoritariamente, por usinas hidrelétricas, muitas delas já amortizadas, implicando custos de produção bem abaixo dos verificados nos sistemas isolados.

No presente estudo procurou-se, inicialmente, fazer uma descrição sucinta da experiência mundial em projetos de interconexão elétrica entre regiões. Em seguida é feita uma abordagem da experiência brasileira em projetos de interligações elétricas e avaliadas as possibilidades de novos projetos entre regiões brasileiras, em particular

aqueles que possibilitam a integração da Região Amazônica ao SIN, de modo a se obter um fornecimento de energia elétrica a menor custo e maior confiabilidade.

2.0 - AS INTERLIGAÇÕES DE SISTEMAS ELÉTRICOS NO MUNDO

2.1 - As Interconexões Elétricas na Europa

O sistema elétrico europeu é formado por uma variedade de interconexões elétricas de âmbito regional, nacional e internacional. Alguns desses sistemas são operados centralizadamente sob o mesmo regime de controle de frequência, sendo interconectados por um grande número de linhas de transmissão, formando um único e denso sistema que permite o intercâmbio energético entre diferentes regiões e países. Outros sistemas, devido às condições geográficas, são operados como sistemas isolados. Além disso, existem interconexões fora dos limites geográficos da Europa, o que transforma o sistema elétrico europeu como o mais amplo e abrangente do mundo. A Figura 1 apresenta de forma simplificada, os sistemas elétricos interconectados da Europa, seus “tamanhos” elétricos em termos de consumo e os elos físicos de intercâmbio de energia elétrica, bem como as estruturas organizacionais sob as quais se reúnem esses sistemas.

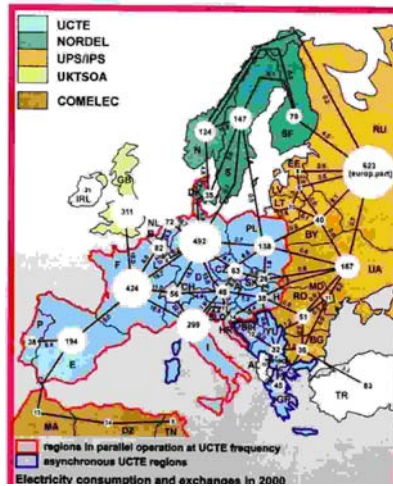


FIGURA 1 – Sistema Elétrico Interligado Europeu

A parte central da Europa é constituída pelo sistema denominado *Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity* (UCTE), que engloba os sistemas de transmissão de 23 países europeus, onde se concentra uma população superior a 450 milhões de pessoas, correspondendo a uma demanda de energia elétrica de aproximadamente 2.300 TWh. Trinta e cinco *Transmission System Operators* (TSOs) operam mais de 200.000 km de extensão de linhas de transmissão de alta tensão (110 a 400 kV) e mantêm um forte controle de frequência comum (50 Hz) de forma a mantê-la estável, mesmo em caso de uma perda de geração de 3.000 MW.

Com a interconexão do sistema CENTREL (que supre a Polônia, República Tcheca, Eslováquia e Hungria) ao UCTE em 1997, cerca de 60 GW de capacidade geradora instalada foram acrescidos aos 400 GW da UCTE.

Como consequência da guerra na ex-Yugoslávia, grande parte da península balcânica (incluindo o sistema da Grécia), apesar de fazer parte do UCTE, ainda não se encontra sincronizada com o restante do sistema.

Em 1997, com a construção de um cabo submarino em 400 kV, em corrente alternada, através do Estreito de Gibraltar, foi possível a conexão da Espanha com o Marrocos. As interconexões entre Marrocos, Argélia e Tunísia possibilitaram que a região norte da África fosse sincronizada ao sistema UCTE.

Dentro do sistema UCTE existem alguns subsistemas menores, tais como os das ilhas da Sardenha e Córsega, que são interconectados com o sistema principal do UCTE através de cabos submarinos em corrente contínua. No início de 2002 entrou em operação a interconexão entre a Itália e a Grécia, através de um cabo submarino em corrente contínua, que possibilitou a ampliação do intercâmbio energético entre o sistema helênico e o UCTE.

Enquanto o sistema UCTE está baseado na geração termelétrica (54% de geração termelétrica convencional e 33% de geração termonuclear), dos 516 GW de capacidade instalada, os quatro países escandinavos – Noruega, Suécia, Finlândia e Dinamarca – juntamente com a Islândia, caracterizam-se por uma forte representatividade da geração hidrelétrica (61% de um total de 89 GW de capacidade instalada). Os TSOs nórdicos operam dentro de uma organização semelhante ao UCTE, chamada NORDEL. O sistema NORDEL está conectado ao UCTE (inclusive a parte continental da Dinamarca), por cabos submarinos em corrente contínua de grande capacidade.

As trocas de energia inter-países no sistema NORDEL podem alcançar 2.700 MW, na interligação entre Noruega e Suécia, e 1.070 MW, entre Noruega e Suécia. Os países da NORDEL se interconectam à Rússia através da Finlândia (conexão elétrica de 1.000 MW, *back-to-back*), e do norte da Noruega (conexão fraca de 50 MW).

O sistema elétrico britânico, organizado através da *United Kingdom TSO Association* (UKTSOA), inclui os sistemas de transmissão da Inglaterra, País de Gales e Escócia. Esse sistema se interliga com a França (UCTE) por um cabo submarino em corrente contínua com capacidade de 2.000 MW. Na República da Irlanda o sistema

elétrico é operado por concessionárias de eletricidade que se reúnem através da *Association of TSOs in Ireland* (ATSOI). Esse sistema é isolado, apresentando apenas uma conexão fraca com a Irlanda do Norte.

Além do limite da fronteira oriental da UCTE, há poucas interconexões elétricas atualmente em operação. O regime de controle da frequência em alguns países da Europa Oriental difere amplamente da filosofia da UCTE, o que dificulta a interconexão elétrica em corrente alternada com esses países. Somente uma pequena parte do sistema elétrico ucraniano ocidental está conectada por corrente alternada ao sistema UCTE/CENTREL.

Na década de 60, os sistemas elétricos dos países do leste europeu, denominado *Interconnected Power System* (IPS), foram interconectados com o sistema elétrico da ex-União Soviética, formando o *Unified Power System* (UPS). Durante muitos anos o UPS/IPS foi o maior sistema elétrico do mundo. Em 1989, ano em que foi segmentado, o UPS/IPS apresentava uma capacidade de 287.000 MW e operava em diferentes frequências, o que dificultava a operação centralizada. O sistema elétrico da Rússia está também conectado aos sistemas elétricos da Ásia Central e do leste asiático.

Encontra-se em estudo pelos TSOs europeus a interconexão da Turquia ao UCTE e a interconexão dos dois maiores sistemas da Europa (UCTE e IPS/UPS).

2.2 - As Interconexões Elétricas na América do Norte

O grande sistema interconectado norte-americano é formado por quatro sistemas principais, independentes entre si, que abrangem o Canadá continental, os Estados Unidos (apenas os estados contíguos) e o norte do México:

- *Eastern Interconnected Network* (leste das Montanhas Rochosas): é um dos maiores sistemas interconectados do mundo. Possui milhares de fontes geradoras, centenas de milhões de quilômetros em linhas de transmissão e mais de um bilhão de cargas individuais. Apesar de sua complexidade, esta rede opera em perfeito sincronismo, como um sistema único. Fazem parte deste sistema quase todos os conselhos regionais de confiabilidade norte-americanos, com exceção do ERCOT, WECC e parte do NPCC.
- Quebec: abrange parte da região do NPCC.
- Texas: abrange toda a região do ERCOT.
- *Western Interconnected Network* (oeste das Montanhas Rochosas): abrange toda a região do WECC.

Estes quatro sistemas, que são assíncronos e se interligam somente por interconexões em corrente contínua, são geridos atualmente por dez conselhos regionais de confiabilidade, que foram formados após o blecaute de 1965 no Nordeste dos Estados Unidos. A associação desses conselhos regionais de confiabilidade resultou na criação, em 1968, do *North American Electric Reliability Council* (NERC). A Figura 2 apresenta a distribuição geográfica dos sistemas interconectados da América do Norte e dos conselhos regionais de confiabilidade.

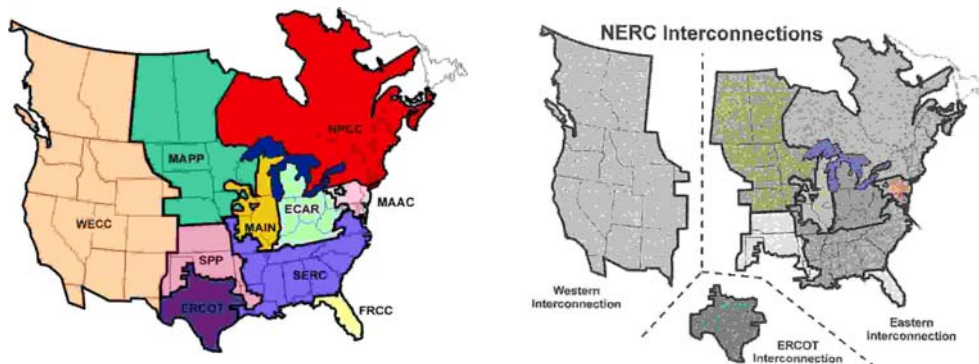


FIGURA 2 – Sistemas Interconectados da América do Norte

Os sistemas interconectados norte-americanos geridos pelo NERC são constituídos por cerca de 252.500 km de linhas de transmissão em alta tensão (> 230 kV), dos quais 5.300 km são em corrente contínua e o restante em corrente alternada. Embora a organização e o funcionamento de cada conselho seja diferente, todos eles estabelecem padrões mínimos de confiabilidade, segundo seus próprios critérios, e trocam informações entre si para análise, planejamento e operação dos sistemas.

Além desses quatro sistemas, existem os sistemas elétricos do Alasca, do México e do Labrador (no Canadá), que não fazem parte dos NERC.

Os intercâmbios energéticos entre os Estados Unidos e o Canadá são constantes, principalmente nas províncias canadenses de Quebec, Ontário e New Brunswick com os estados americanos de New England e New Iorque. Intercâmbios menores de energia ocorrem também entre a Colúmbia Britânica e Manitoba com os estados de Washington, Minnesota, Califórnia e Oregon.

Existem nove pontos de conexão entre os sistemas elétricos do México e dos Estados Unidos. Duas dessas conexões são com o estado da Califórnia e sete conexões são com o Estado do Texas. O sul do México está também interconectado através de um sistema em 69 kV com Belize.

Canadá, México e Estados Unidos estão discutindo atualmente uma estratégia comum para a completa integração dos sistemas de transmissão dos três países, visando eliminar as restrições de intercâmbio existentes.

2.3 - As Interconexões Elétricas na América Central

São ainda poucas as interconexões elétricas existentes entre os países da América Central. Os sistemas de transmissão da Guatemala e de El Salvador são interligados através de uma linha de transmissão em 230 kV. Outro sistema de transmissão em 138 kV, porém já velho e com baixa confiabilidade, interconecta Honduras, Nicarágua, Costa Rica e Panamá.

Os seis países acima citados planejam a construção de um grande sistema interconectado na América Central, a fim de suprir eventuais déficits de energia, reduzir custos operacionais, otimizar o uso racional da energia hidrotérmica, criar um mercado competitivo na região e atrair o investimento estrangeiro. O sistema proposto totalizará 1.800 km em linhas de transmissão em 230 kV e requererá investimentos da ordem de US\$ 300 milhões para a sua implementação, que serão financiados pelo Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID.

2.4 - As Interconexões Elétricas na América do Sul

Durante muitos anos os países sul-americanos recream implementar projetos de interligação elétrica em parceria com seus vizinhos. A principal barreira a essa integração foi a ideologia da "segurança nacional", cultivada pelos regimes autoritários que governaram a região nas décadas de 60 e 70. A partir da década de 80, com a escassez dos recursos para investimentos em infraestrutura, os países sul-americanos passaram a implementar projetos de interligações internacionais visando o uso mais racional dos seus investimentos em energia elétrica.

A energia hidráulica responde por cerca de 73% da produção de eletricidade na região. A grande diversidade dos ciclos hidrológicos permite uma perfeita complementaridade energética. Países como a Venezuela, o Peru, a Colômbia, a Bolívia e a Argentina possuem abundantes reservas de gás natural. Os dois processos de integração da eletricidade e gás natural se desenvolvem em paralelo na região. A interligação elétrica é geralmente uma forma indireta de comércio do gás natural, pois este é utilizado, em sua maioria, na geração termelétrica.

Estudos desenvolvidos pela CIER indicam que a completa interconexão elétrica entre os países da América do Sul proporcionaria um ganho energético de 13,5 GW para os sistemas interconectados. Este acréscimo de potência instalada é superior a todo o parque gerador instalado na Bolívia, no Equador, no Peru e no Uruguai.

Os principais exemplos de intercâmbio de energia elétrica na América do Sul são relativos às parcerias em projetos de usinas hidrelétricas binacionais. A usina hidrelétrica de Itaipu, com 12.600 MW, construída pelo Brasil e Paraguai, a usina hidrelétrica de Yacyreta, com 3.000 MW, construída pela Argentina e Paraguai, e Salto Grande, com 1.890 MW, construída pela Argentina e Uruguai, são exemplos de projetos significativos na região.

A Tabela 1 apresenta a capacidade das interconexões elétricas existentes entre os países da América do Sul.

Tabela 1 - Capacidade das Interconexões Elétricas Existentes na América do Sul

PAÍSES	CAPACIDADE DA INTERCONEXÃO (MW)
Brasil - Paraguai	6.350
Brasil - Argentina	2.200
Brasil - Venezuela	200
Brasil - Uruguai	70
Argentina - Uruguai	2.000
Argentina - Paraguai	800
Argentina - Chile	643
Peru - Equador	60
Colômbia - Venezuela	380
Colômbia - Equador	260

2.5 - As Interconexões Elétricas na África

Apesar dos problemas financeiros e políticos, existem diversas interconexões elétricas entre os países africanos. Na África Central, dois terços da energia gerada pela usina hidrelétrica de Inga, da República Popular do Congo, é exportada para a região norte de Zâmbia, através de uma linha de transmissão em 500 kV/220 kV.

No leste da África, uma linha de transmissão de aproximadamente 420 km de extensão em 500 kV supre a capital do Quênia, Nairobi, com a energia gerada pela usina hidrelétrica *Uganda Owen Falls*, localizada em Uganda.

No oeste da África, um sistema de transmissão interconecta a usina hidrelétrica *Ghana's Akosombo Dam*, situada em Ghana, com os países vizinhos Togo e Benin. O sistema consiste de uma linha de transmissão de 130 km em 220 kV entre Akosombo (Ghana) e Lome (Togo) e outra de 176 km entre Akosombo e Cotonou (Benin).

No norte da África, desde 1998 encontra-se em operação a interconexão elétrica entre Egito e Líbia. Líbia, Tunísia, Argélia e Marrocos são eletricamente interligados por uma linha de transmissão em 220 kV, que deverá ser ampliada para 400 kV. Este sistema interliga-se também com o sistema elétrico europeu, através da Espanha.

Em março de 2001 foi inaugurado um sistema de transmissão que interliga os continentes africano e asiático. Esta interconexão apresenta diferentes voltagens (220 kV, 400 kV e 500 kV) e interliga três países: Egito (na África) e Jordânia e Síria (na Ásia).

2.6 - As Interconexões Elétricas na Ásia

No sul da Ásia, existe uma cooperação elétrica entre Índia, Butão e Nepal. Desde 1998 a Índia importa 240 MW de uma usina hidrelétrica *Chukka Hydropower Station*, do Butão, constituindo-se na maior fonte de renda do Butão. O

sistema elétrico indiano também está conectado com o do Nepal. Encontra-se em estudo a interconexão elétrica dos sistemas de transmissão de Bangladesh, Butão, Índia e Nepal. Esta interconexão, a ser implementada entre 2005 e 2010, permitirá um intercâmbio de até 500 MW entre esses países, possibilitando ainda uma redução nas perdas na transmissão de cerca de 90 MW.

No leste da Ásia, a Malásia encontra-se conectada com Tailândia e Singapura.

Na Ásia Central, os sistemas elétricos que atendem o Uzbequistão, Quirguistão, Tadjiquistão, Turcomenistão e cinco distritos no sudeste do Cazaquistão, foram interligados em 1960, sob a administração soviética. Metade da região norte do Cazaquistão é parte integrante do sistema elétrico russo. Apesar de um acordo assinado em 1992 para a exportação de 1.000 MW de energia hidrelétrica do Tadjiquistão para o Paquistão, esta interconexão ainda não ocorreu, devido aos conflitos internos no Tadjiquistão. Os conflitos no Afeganistão têm também obstruído a implementação da integração energética do Paquistão com os países da Ásia Central.

No Oriente Médio, desde 2001, a Jordânia, a Síria e a Turquia estão interconectadas por uma linha de transmissão (LT) em 400 kV. Este sistema também está interligado ao norte da África através do Egito. Uma LT em 220 kV interliga também a Síria e o Líbano.

3.0 - AS PRINCIPAIS INTERLIGAÇÕES ELÉTRICAS REGIONAIS NO BRASIL

3.1 - A Interligação entre as Regiões Sul e Sudeste

Até o início da década de 80, os sistemas elétricos das regiões Sul e Sudeste eram fracamente interligados por meio de uma conexão em 230 kV através da UHE Xavantes e na subestação (SE) de Assis. Com a construção da UHE Itaipu foi possível escoar a sua energia e, ao mesmo tempo, reforçar a interligação entre as regiões Sul e Sudeste. Parte desse sistema entrou em operação no ano de 1982 com a construção da LT 750 kV Ivaiporã-Tijucu Preto e das LTs 500 kV Salto Santiago-Ivaiporã e Foz do Areia-Ivaiporã. Em 1984 entrou em operação o sistema de transmissão em 750 kV-AC, com 900 km de extensão, interligando Itaipu à SE Tijucu Preto (SP). Este sistema foi reforçado em 1986, com a construção da LT Foz do Iguaçu-Ivaiporã em 750 kV.

A maior integração energética do Brasil com o Uruguai e a Argentina, possibilitou intercâmbios de energia com esses países, através da implantação da conversora em Garabi 50/60 Hz de 2.000 MW e a construção da UTE Uruguaiana. Esses novos acréscimos de energia elevaram a oferta de energia no subsistema Sul, o que exigiu o reforço da interligação Sul-Sudeste através da construção da LT 500 kV Bateias-Ibiúna, em circuito duplo, além da conversão para 500 kV da LT Ibiúna-Campinas.

Em janeiro de 2006 está prevista ainda a implantação da LT 500 kV Londrina-Araraquara, que aumentará a confiabilidade do sistema e permitirá a exploração do grande potencial hidrelétrico da região Sul.

3.2 - A Interligação entre as Regiões Norte e Nordeste

Em outubro de 1981 entrou em operação uma LT interligando as regiões Norte e Nordeste de cerca de 800 km de extensão em circuito simples de 500 kV. Inicialmente este sistema de transmissão permitia que o excedente de energia do Nordeste fosse utilizado para o suprimento à Belém e aos consumidores eletrointensivos instalados no Pará e Maranhão. Com a entrada em funcionamento da UHE Tucuruí, em novembro de 1984, foi possível estabelecer o pleno intercâmbio energético entre as regiões Norte e Nordeste.

Até recentemente esta interligação era constituída por duas LTs que interligavam Tucuruí à Presidente Dutra (MA). Com a construção da 2ª etapa da UHE Tucuruí, tornou-se necessária a expansão desse sistema. Em março de 2003 entrou em operação mais um circuito em 500 kV interligando Tucuruí à Presidente Dutra. Em janeiro de 2005 será concluído o 4º circuito interligando Tucuruí à Açailândia (MA), também em 500 kV. Presidente Dutra se interliga à São Luiz (MA), através de dois circuitos em 500 kV, à Teresina (PI) e Fortaleza (CE), através de um circuito em 500 kV e à UHE Boa Esperança, também através de uma LT em 500 kV.

Em janeiro de 2006 está prevista a entrada em operação do segundo circuito em 500 kV entre Teresina e Fortaleza e em maio de 2007 prevê-se a entrada em operação da LT Colinas-Sobradinho, também em 500 kV.

O atual limite de intercâmbio energético entre as regiões Norte e Nordeste é de 1.300 MW.

3.3 - A Interligação entre as Regiões Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste

Até 1998 o sistema elétrico brasileiro era constituído pelos sistemas de transmissão Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste, que operavam separadamente até a entrada em operação da interligação Norte-Sul.

A interligação Norte-Sul, que promoveu a integração dos sistemas Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste, formando o Sistema Interligado Nacional, é constituída atualmente de dois circuitos simples em 500 kV que interligam a SE Imperatriz (MA) a SE Samambaia (DF). Esta interligação apresenta uma capacidade de 2400 MW.

O reforço da interligação Norte-Sul se tornou uma necessidade devido à construção da 2ª etapa da UHE Tucuruí. Em maio de 2007 está prevista a entrada em operação do terceiro circuito da interligação Norte-Sul, que ampliará sua capacidade para 3.600 MW.

3.4 - A Interligação entre as Regiões Sudeste e Nordeste

Em abril de 2003 entrou em operação a LT 500 kV Serra da Mesa (GO) – Governador Mangabeira (BA) que permite o escoamento da energia da região Sudeste para a região Nordeste num montante de até 1.000 MW.

4.0 - AS POSSIBILIDADES DE NOVOS PROJETOS DE INTERLIGAÇÕES ELÉTRICAS REGIONAIS NO BRASIL

Em geral, projetos que promovem as interligações entre sistemas elétricos são acompanhados, em sua maioria, por economias de escala e de escopo, ao mesmo tempo em que criam pólos de geração.

Existem atualmente no Brasil cerca de 290 sistemas elétricos que se encontram isolados do SIN, a maioria deles de pequeno porte (até 5.000 kW) e situados na região amazônica. Os sistemas isolados da Amazônia estão distribuídos numa área que representa 45% do território nacional, ocupada por cerca de 4,8 milhões de habitantes (3% da população do país), resultando em uma baixíssima densidade demográfica (1,5 hab./km²). Portanto, o aproveitamento de economias de escala nessas áreas fica comprometido devido à baixa densidade populacional.

A maior parte desses sistemas isolados localiza-se distantes das redes de transmissão existentes ou previstas num futuro próximo e apresentam mercados consumidores de energia elétrica bastante reduzidos. Tais fatores não proporcionam possibilidades de receitas e/ou redução de despesas que promovam a recuperação do capital investido em obras de interligação, inviabilizando, por ora, qualquer tentativa de interligar esses sistemas ao SIN. As exceções são os sistemas que atendem as capitais dos estados do Amazonas, Acre, Amapá e Rondônia e localidades a elas interligadas. Nestes sistemas se concentra cerca de 77% do mercado de energia dos sistemas isolados da Amazônia, que responde atualmente por 74% das despesas com combustíveis na geração térmica.

A solução imediata para os demais sistemas isolados do interior seria, pelo lado da geração, promover melhorias de eficiência, através de investimentos em manutenção e substituição de equipamentos obsoletos por outros de menor consumo específico e, pelo lado da transmissão, reduzir as perdas de energia, que na maioria dos sistemas, ultrapassam 30%. A utilização de fontes não convencionais de geração de energia elétrica, como a energia solar, a biomassa e as pequenas centrais hidrelétricas, por exemplo, são alternativas interessantes para o suprimento de eletricidade a esses pequenos sistemas isolados, num contexto de desenvolvimento sustentável.

4.1 - A Interligação dos Sistemas Elétricos de Manaus, Amapá e Margem Esquerda do Rio Amazonas ao SIN

A interligação Tucuruí-Macapá-Manaus constitui-se num importante projeto de desenvolvimento regional, uma vez que estará atendendo três estados brasileiros – Pará, Amapá e Amazonas – onde o insumo energia elétrica ainda hoje é fator inibidor de desenvolvimento econômico e social.

O mercado atendido por esse projeto representa 58% do mercado total dos sistemas isolados e a população a ser beneficiada é da ordem de 2 milhões de habitantes.

Os estudos dessa interligação foram concluídos em 2004 pelo Comitê Coordenador de Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos - CCPE. O projeto de interligação proposto compreende a implantação de uma linha de transmissão em circuito duplo na tensão de 500 kV, com 1.472 km de extensão, ligando a UHE Tucuruí à cidade de Manaus, com 4 subestações intermediárias nas proximidades de Altamira (PA), Almeirim (PA), Oriximiná (PA) e Itacoatiara (AM). A partir da SE Oriximiná está previsto o atendimento às comunidades da margem esquerda do rio Amazonas. O atendimento ao Amapá se dará a partir da SE Jurupari (próxima à cidade de Almeirim), através da extensão de uma linha de transmissão de 339 km de extensão em 230 kV, circuito simples, até a cidade de Macapá, via Monte Dourado (Projeto Jari).

Este sistema terá capacidade de transmissão suficiente para suprir uma carga de até 1.730 MW sem compensação de reativos e de até 2.530 MW com a instalação de compensação de 70% em cada trecho da linha.

O investimento total previsto nesse sistema de transmissão é de US\$ 1,472 bilhões. Segundo dados do Grupo Técnico Operacional da Região Norte – GTON, caso este projeto já estivesse implantado, a redução na Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC de 2005 seria de cerca de R\$ 1,9 bilhões (incluindo o reembolso de 80% do ICMS sobre o combustível), que representa 52% do orçamento da CCC deste ano.

As análises energético-econômicas elaboradas pelo CCPE demonstraram a atratividade desse projeto, uma vez que o suprimento ao mercado por meio de geração local utilizando gás natural em Manaus e óleo diesel no Amapá e localidades do Pará, é 23% mais oneroso que a alternativa com a LT. Além disso, o atraso no uso do gás natural em Manaus implica em um aumento anual do custo operacional de US\$ 390 milhões.

O grande benefício econômico desse empreendimento é a economia em geração térmica evitada ao longo da sua vida útil. Por outro lado, os investimentos neste projeto irão onerar ainda mais os encargos na rede básica. Na Tabela 2 é apresentada uma comparação entre os benefícios advindos do projeto e os encargos na rede básica.

TABELA 2 – Comparação entre os Custos e Benefícios da Interligação Tucuruí-Macapá-Manaus

ANO	ENCARGO ANUAL NA REDE BÁSICA (R\$ milhão)	ECONOMIA ANUAL COM CCC EVITADA (R\$ milhões)	DIFERENÇA (R\$ MILHÕES)
2007	279,74	256,62	-23,12
2008	279,74	280,00	0,27
2009	279,74	303,52	23,78
2010	279,74	329,11	49,37
2011	279,74	353,35	73,61
2012	279,74	385,20	105,46
2013	279,74	414,13	134,39
2014	279,74	440,78	161,04
:	:	:	:
2022 a 2036	139,87	0,00	- 139,87
VPL (2007) período 2007-2036	2.328,81	3.034,40	705,60

Os encargos considerados foram os referentes à Receita Anual Permitida – RAP devida ao concessionário da LT e como benefício, considerou-se apenas a economia em combustível evitado (por simplificação desprezou-se os custos de O&M e investimentos evitados). Adotou-se janeiro de 2007 como a data para a implantação do projeto. Como existe a possibilidade concreta de Manaus vir a ser suprida com o gás natural de Urucu a partir de 2007, considerou-se na análise elaborada o suprimento a esta capital com este combustível, sendo o suprimento aos demais sistemas do Amapá e Pará com o óleo diesel.

Os resultados apresentados demonstram que a partir do segundo ano de implantação do empreendimento a economia proporcionada pela CCC evitada já supera os encargos na rede básica. Os benefícios se ampliam na medida em que o mercado cresce. Ao longo da vida útil do projeto, a diferença entre benefícios e custos é de US\$ 705 milhões.

4.2 - A Interligação dos Sistemas Elétricos do Acre e de Rondônia ao SIN

O projeto da interligação dos estados do Acre e de Rondônia ao SIN, através do Mato Grosso, foi concluído pelo CCPE no início de 2004. A chamada interligação Rondônia – Mato Grosso compreende a implantação de dois circuitos simples em 230 kV, com 354 km de extensão, interligando as cidades de Vilhena (RO) à Jauru (MT). Encontra-se em construção, pela Eletronorte, o trecho Ji-Paraná – Pimenta Bueno – Vilhena, circuito simples em 230 kV, com previsão de energização em dezembro de 2006. Com a conclusão deste trecho, o Sistema Acre-Rondônia contará com uma linha de transmissão em 230 kV, circuito simples, com 1.137 km de extensão, desde Rio Branco, no Acre, até Vilhena, em Rondônia. Por conta dessa interligação, será necessário também duplicar o trecho da LT Samuel–Ariquemes–Ji-Paraná–Pimenta Bueno–Vilhena, em 230 kV.

O mercado beneficiado por esse projeto representa 22% do mercado total dos sistemas isolados, onde se concentra atualmente uma população de 1,2 milhões de habitantes.

Esta interligação possibilitará um intercâmbio energético com o SIN de 260 MW e os recursos necessários para a sua implementação estão orçados em US\$ 162,65 milhões, incluindo os reforços no sistema Acre-Rondônia.

O grande benefício econômico desse empreendimento é a economia em geração térmica evitada ao longo da sua vida útil. Por outro lado, os investimentos neste projeto irão onerar ainda mais os encargos na rede básica.

A Tabela 3 apresenta uma comparação entre os benefícios advindos do projeto e os encargos na rede básica. Os encargos considerados foram os referentes à RAP devida ao concessionário da LT e como benefício, considerou-se apenas a economia em combustível evitado (por simplificação desprezou-se os custos de O&M e investimentos evitados). Adotou-se janeiro de 2007 como a data para a implantação do projeto. Como existe a possibilidade do Sistema Acre-Rondônia vir a ser suprido com o gás natural de Urucu, este combustível também foi considerado na análise, além do óleo diesel, atualmente utilizado.

TABELA 3 - Comparação entre os Custos e Benefícios da Interligação Rondônia – Mato Grosso

ANO	ENCARGO ANUAL NA REDE BÁSICA (R\$ milhão)	ECONOMIA ANUAL COM CCC EVITADA (R\$ milhões)		DIFERENÇA (R\$ milhões)	
		Diesel	Gás	Diesel	Gás
2007	31,35	177,99	19,40	146,64	-11,95
2008	31,35	193,78	22,08	162,43	-9,27
2009 a 2021	31,35	207,33	24,76	175,98	-6,59
2022 a 2036	15,67	0,00	0,00	-15,67	-15,67
VPL (2007) período 2007-2036	260,96	1.540,13	181,12	1.279,14	-79,84

Os resultados demonstram que a economia de óleo diesel e recursos da CCC em menos de dois anos de operação da LT já seriam suficientes para cobrir o custo do investimento no empreendimento, mesmo considerando os encargos na rede básica devido ao pagamento da RAP. O atraso em um ano da chegada do gás natural em Porto Velho já justificaria a interligação pela economia que ela proporciona com a CCC evitada.

5.0 - CONCLUSÃO

Em todo o mundo as interligações elétricas entre países e regiões têm proporcionado vários benefícios, tais como: melhorias no suprimento elétrico, otimização dos investimentos, melhor aproveitamento dos recursos energéticos, estímulo ao desenvolvimento econômico, mitigação dos impactos ambientais negativos, entre outros.

Não obstante esses benefícios, no Brasil existem ainda centenas de sistemas elétricos que se encontram isolados do SIN. A maioria desses sistemas está localizada na Amazônia, não proporcionando possibilidades de receitas e/ou redução de despesas que promovam a recuperação do capital investido em obras de interconexão elétrica.

Os projetos de interligação entre o SIN e os sistemas isolados mais expressivos, além de apresentarem viabilidade econômica, possibilitam a integração da Região Amazônica ao processo de desenvolvimento nacional.

A interligação ao SIN dos sistemas isolados que suprem Manaus, Amapá e localidades do Pará e Amazonas situadas na margem esquerda do rio Amazonas, constitui-se em um abrangente projeto de desenvolvimento regional, uma vez que estará atendendo três estados amazônicos. A economia proporcionada pela CCC evitada a partir do segundo ano de implantação do empreendimento já supera os encargos na rede básica.

Outro projeto de grande importância para a integração regional da Amazônia é a interconexão elétrica dos Estados do Acre e Rondônia ao SIN, via Mato Grosso.

Em menos de dois anos de operação, a interligação Rondônia – Mato Grosso já apresenta benefícios proporcionados pela economia de combustíveis e recursos da CCC que superam o investimento total no empreendimento.

A possibilidade da utilização do gás natural de Urucu em Porto Velho e Manaus nos próximos anos não inviabiliza os projetos de interligação elétrica Tucuruí-Macapá-Manaus e Rondônia-Mato Grosso, uma vez que estas interligações além de apresentarem viabilidade econômica, permitirão o intercâmbio energético do excedente de geração entre os sistemas que serão interligados e o SIN.

Com a interconexão elétrica ao SIN, estes sistemas isolados podem ser operados e expandidos como parte de um grande sistema elétrico interligado, alcançando, em consequência disso, economias de escala. Os benefícios da economia de escala são obtidos através do compartilhamento das reservas operativas e da capacidade instalada, evitando assim investimentos adicionais em infraestrutura. Além desses benefícios, estes projetos de interconexão elétrica possibilitarão a melhoria e a confiabilidade no suprimento de energia elétrica aos estados amazônicos, o aumento da competitividade da Região e o estímulo ao desenvolvimento econômico, se constituindo, portanto, em importantes instrumentos de desenvolvimento regional.

Vale lembrar que, apesar do crescimento econômico vivenciado pela Amazônia nas últimas décadas, a dinâmica de desenvolvimento da Região está ainda muito aquém das demais regiões do país. Uma prova disto é a participação da Amazônia no PIB brasileiro, que é de aproximadamente 6,4% e se mantém estável por mais de uma década, ainda que sua área territorial corresponda a 58% do território brasileiro.

Outra atratividade da interconexão elétrica dos sistemas isolados da Amazônia ao SIN é a facilitação do desenvolvimento de outros recursos energéticos da Região, como o gás natural de Urucu, além de possibilitar a interligação elétrica com outros países, como a Venezuela e Bolívia, por exemplo.

Embora os projetos de interconexões regionais propostos tenham o potencial de promover benefícios econômicos, alguns problemas técnicos, fiscais, políticos, comerciais e ambientais, certamente deverão ser superados.

Apesar da experiência brasileira na construção de grandes obras de transmissão, a travessia do rio Amazonas é um desafio técnico importante a ser superado. Nada, porém, que seja impossível de ser realizado.

A perda na arrecadação de ICMS que alguns estados possam sofrer, devido à brusca redução na compra de combustível para a geração de energia termelétrica, pode ocasionar restrições aos projetos de interligação elétrica propostos, com implicações políticas, uma vez que em vários estados da Amazônia, a receita proveniente da aplicação deste imposto sobre a compra de combustíveis é bastante representativa.

Outros potenciais prejudicados com a redução do consumo de derivados de petróleo na Amazônia, como a Petrobrás, por exemplo, certamente procurarão fazer pressões políticas para inviabilizar os projetos propostos, haja vista o provável prejuízo que ela terá com a redução na produção de combustíveis na Refinaria de Manaus – Reman. Vale ressaltar que a Petrobrás é a maior beneficiária dos recursos da CCC.

Outro problema a ser solucionado refere-se à questão comercial. Distorções na avaliação dos projetos propostos podem ocorrer ao se tentar comparar os preços da energia elétrica praticada no SIN, com os preços praticados pelas concessionárias que atuam nos sistemas isolados, devido aos subsídios embutidos na estrutura de preços destas últimas.

Embora os projetos de interconexão elétrica promovam também impacto ao meio ambiente, este impacto precisa ser comparado aos problemas ambientais provocados pela queima de combustível fóssil para a produção de eletricidade. A crescente emissão de poluentes pelas usinas termelétricas numa região tão sensível quanto a Amazônia é motivo de grande preocupação.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) SCHWARZ, Jürgen. *Recent Developments in the European Interconnected Power System*. Revue ELECTRA/CIGRÉ 197:16-21, Août 2001.
- (2) UCTE - Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity. *Dados diversos*. Disponível em <http://www.ucte.org>.
- (3) DOE – U.S. Department of Energy. *National Transmission Grid Study*. Disponível em <http://www.eia.doe.gov>.
- (4) DOE – U.S. Department of Energy. *Country Analysis Briefs*. Disponível em <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs>.
- (5) SERGENT, Hugo Rincón. *Prospects for Integration of the Power Sector in South America*. Revue ELECTRA/CIGRÉ Numéro Spécial: 53-63, 2000
- (6) PEGADO, Paulo A. S.; BERER, Ricardo; LIMA, Moacir P. & ESMERALDO, Paulo Cesar V. *Large International Interconnections in South América and in Brazil*. CIGRÉ 2000 International Conference. Paris, 2000.
- (7) GTON – Grupo Técnico e Operacional da Região Norte. *Plano Anual de Combustíveis dos Sistemas Isolados – Ano 2005*. Rio de Janeiro, 2005.
- (8) CCPE – Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos. *Estudo de Viabilidade Técnico e Econômico da Interligação Acre-Rondônia-Mato Grosso -Relatório R1-CCPE/CTET.016.2004*, 2004.
- (9) CCPE – Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos. *Interligação Tucuruí-Macapá-Manaus – Estudos Elétricos e de Viabilidade Técnico-Econômica-Relatório R1-CCPE/CTET.026.2004*, 2004.