



**GRUPO VII
PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL**

**UMA METODOLOGIA PARA ELABORAÇÃO DE PLANOS ALTERNATIVOS DE TRANSMISSÃO
PARA O SISTEMA CHESF BASEADOS EM CENÁRIOS DE IMPORTAÇÃO DE ENERGIA DO
NORTE E TERMELETRICIDADE NO NORDESTE**

Jurandir A. Cavalcanti*
CHESF

Sílvio Binato
CEPEL

Marcelo J. A. Maia
ELETROBRÁS

RESUMO

O objetivo deste trabalho é apresentar a abordagem metodológica que foi utilizada na elaboração de planos alternativos de transmissão para as áreas leste, norte e oeste do sistema CHESF, baseados em cenários de importação de energia das regiões Norte e Sudeste do Brasil, através da expansão das interligações Norte/Sul para 2500 MW e Norte/Nordeste para 3000MW, no ano 2002, e implantação de um parque térmico no Nordeste no montante de 2140 MW, até o ano 2007.

Os resultados alcançados naquele estudo[1] só foram possíveis, devido a utilização do programa ANASIN desenvolvido pelo CEPEL, que tem algoritmos heurísticos de síntese de rede, que facilitam a construção de alternativas de transmissão para cada cenário de oferta e mercado analisados, a partir da utilização de índices de sensibilidade de rede do tipo mínimo esforço (MESF), ou mínimo corte de carga (MMCC), reordenando o elenco de candidatos, assim escolhidos, pelo critério do benefício/custo. A utilização dessa ferramenta mostrou a necessidade de repensar a forma tradicional de fazer planejamento de sistemas de transmissão.

PALAVRAS CHAVE : Planos Alternativos, Cenários de Fontes e Incertezas.

1.0 ASPECTOS ASSOCIADOS A METODOLOGIA

A seguir estão relacionados vários pontos de vista que foram utilizados na reavaliação da metodologia tradicional de planejamento da transmissão para adequar as potencialidades da ferramenta utilizada, o programa ANASIN, a saber: mudança importante na

velocidade na obtenção dos resultados; maior abrangência da análise com a construção de cenários de geração e mercado; redução dos tempos associados a realização de estudos dessa natureza, normalmente muitos demorados; flexibilidade de migração para outros programas, dados que, o ANASIN é um conjunto integrado de programas; e, finalmente, um produto final com qualidade bastante superior em vista dos seguintes fatos:

- ✓ Utilização de índices de sensibilidade de rede para subsidiar o planejador na decisão de quais obras devem se adicionadas ao sistema, para resolver passo a passo as violações de um sistema em operação, para atendimento ao crescimento da demanda e instalação de novas plantas de geração;
- ✓ Possibilidade de relacionar obras comuns a diversos cenários de geração e demanda, dando informações ao decisor sobre quais obras são mais robustas e que representam uma decisão mais adequada, independente do cenário que venha a ocorrer no futuro;
- ✓ Necessidade de explicitar um critério de aceitação de obras adicionadas pelos índices de sensibilidade disponíveis no programa ANASIN, levando em conta, por exemplo, no ano de sua implantação o carregamento ao qual a mesma estará submetida, em relação a sua real capacidade de transportar energia. Evitar portanto, a tomada de decisão sobre obras que

ficam no início de sua operação com alta ociosidade;

- ✓ Flexibilidade na elaboração de planos alternativos de transmissão utilizando os conceitos de intensificação e diversificação, utilizado na técnica de busca TABU;
- ✓ Implementação de algoritmos que dão maior flexibilidade para o engenheiro de planejamento tomar decisões de recapacitação da rede em operação, antes de visualizar alternativas de expansão futura;
- ✓ Explicitação dos benefício/custo dos circuitos candidatos, como indicadores comparativos para a seleção do mais adequado, ao invés de dizer que um dado candidato tem melhor desempenho em regime permanente, do que um outro, sem explicitação do custo dos mesmos no momento de tomar a decisão de adicioná-lo à rede;
- ✓ Consideração dos custos das perdas na seleção do candidato;
- ✓ Explicitação de candidatos seguindo as rotas da rede existente e novas faixas de passagens, assim como integração de novas cargas e geradores;
- ✓ Possibilidade de contar com uma variedade de tecnologias para linhas de transmissão, como alternativa para futuros circuitos a serem adicionados a rede em operação.

3.0 OS CONCEITOS DE INTENSIFICAÇÃO E DIVERSIFICAÇÃO NO PROCESSO DE EXPANSÃO

Na processo de expansão aqui proposto é definido um conjunto de obras para atendimento ao crescimento da oferta e demanda de um sistema, selecionadas pela utilização de índices de sensibilidade de rede tipo MESF ou MMCC, vide Figura 1. Nessa figura além do processo de expansão estão relacionados os aspectos relacionados a intensificação e diversificação, descritos a seguir.

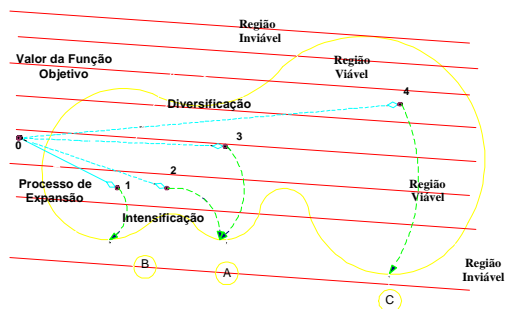


Figura 1: Conceitos de Expansão, Intensificação e Diversificação

A primeira pergunta que se faz é: Foram encontradas as melhores obras para atendimento ao crescimento referenciado? A resposta é **não**. O conceito de *intensificação* indica que deve-se retirar uma a uma, as obras desse conjunto, e verificar se existe uma outra obra mais atrativa, dado que existem n-1 obras presentes no sistema, diferentes daquelas que existiam quando a mesma foi adicionada, para a seleção de sua eventual substituta.

A segunda questão é: E agora tem-se a melhor seqüência? Mais uma vez, a resposta é **não**. O conceito de *diversificação* indica a necessidade de verificar se o ponto de mínimo encontrado com a seqüência de obras anteriores, melhorada pelo conceito de *intensificação*, não se trata de um ponto local. Deve-se então proibir uma a uma as obras da seqüência anterior e verificar se existe uma outra seqüência melhor. Caso afirmativo, aplica-se novamente os passos de *intensificação* e *diversificação*, até obter uma seqüência pior que a anterior, quando então o processo será encerrado obtendo-se assim o plano de transmissão associado ao cenário de oferta e demanda considerados.

4.0 PROCESSO TRADICIONAL E A NOVA METODOLOGIA

Os avanços em termos de novos algoritmos relacionados anteriormente, a saber: uso de índices de sensibilidade de rede para a expansão e os procedimentos de intensificação e diversificação associados a uma melhor busca local, por si só não são suficiente para se obter bons planos de transmissão. Há, portanto, a necessidade de se estabelecer novos procedimentos de tratamento de dados e informações associados ao processo de expansão.

O processo tradicional de estudo da transmissão é equivalente a um sistema de controle em malha aberta ilustrado na Figura 2. No qual para uma única saída há a necessidade de termos várias entradas. Isto é, para ajustarmos um caso de fluxo de potência temos que atuar nas tensões internas de equipamentos de regulação de tensão, assim como em tap de transformadores, locais e remotos. Para concebermos alternativas de expansão de transmissão, do mesmo modo, temos que propor e testar o desempenho de diversas obras, a partir da visão de um especialista em planejamento da expansão daquela rede, num processo de tentativas e erros.

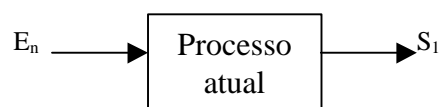


Figura 2: Processo atual de estudo

A nova abordagem é ilustrada na Figura 3 através de um sistema de controle em malha fechada. A saída (variáveis de estado tipo tensão, fluxo e aberturas angulares entre subestações) é influenciada pelas entradas, porém com compensações (variáveis de controle tipo tensões internas de equipamentos de regulação e tap de transformadores) cujos valores são ajustados através de sensibilidades de rede (método dos pontos interiores, MESF, MMCC, etc.)

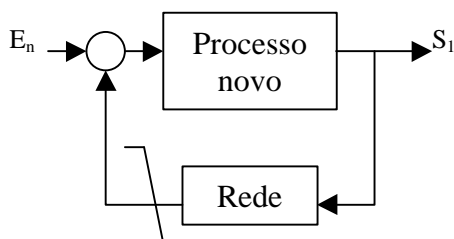


Figura 3: Novo processo

5.0 CENÁRIOS ANALISADOS

Para aplicação da citada metodologia, foram considerados vários cenários de importação de energia do Norte no país e termelétricidade no Nordeste. Em todos eles foi contemplada a ampliação da Interligação Norte/Sul de 1000 MW para 2500 MW e a Interligação Norte/Nordeste de 1000 MW para 3000 MW e estão a seguir relacionados. A Figura 4 apresenta o mapa eletrogeográfico das regiões Norte e Nordeste do Brasil mostrando as principais interligações regionais no horizonte 2007.

- **CENÁRIO “A”:** Ampliação da Interligação Norte/Sul através da rota Miracema – Sobradinho, no ano 2003, e implantação de térmicas em Fortaleza (Pecém) de 240 MW e em Salvador (RLAN) de 400 MW, no ano 2000;
- **CENÁRIO “B”:** Idem cenário A, mais térmicas em Açu (Guamaré) de 100 MW, Natal de 200 MW e Recife de 240 MW, também no ano 2000;
- **CENÁRIO “C”:** Idem cenário B, ampliando o parque térmico de Recife para 1200 MW, no ano 2000, e considerando a previsão de mercado alto do CTEM (quem é?), que considera um acréscimo de

6,7% em relação ao cenário de referência, no ano 2007, partindo de valores coincidentes no ano 2002;

- **CENÁRIO “D”:** Idem cenário C, postergando a ampliação da térmica de Recife, do ano 2000 para o ano 2006, mantendo o mesmo crescimento de mercado referenciado.

6.0 CONCLUSÃO

Como conclusão, pode-se dizer que a aplicação dessa nova metodologia, incorporando todos os aspectos relacionados anteriormente, apresentou resultados significativos na elaboração de planos alternativos de transmissão para a região Nordeste do Brasil.

A nova abordagem metodológica foi indispensável para explicitar as potencialidades da ferramenta ANASIN, associadas à velocidade de obtenção de respostas, abrangência dos resultados com a possibilidade de elaboração de planos de transmissão vinculados a cenários de mercado e geração.

Os prazos para elaboração de estudos dessa natureza foram substancialmente reduzidos, sem contudo perder-se a consistência das informações necessárias para a tomada de decisão.

Os planos de transmissão associados aos cenários A e B de fontes de geração, a partir da aplicação da metodologia proposta nesse trabalho, estão apresentados nas Tabelas 1 a 2, em anexo.

7.0 REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

NT 01-12-98 “PLANOS ALTERNATIVOS DE TRANSMISSÃO PARA O SISTEMA CHESF – ÁREAS LESTE, NORTE E OESTE” CHESF 1998.

Tabela 1 – OBRAS NECESSÁRIAS NO ANO 2007 PARA O CENÁRIO “A”

TENSÃO	OBRAS	QUANT.	CUSTO US\$ milhões
500 kV	AT 500/230/13.8 kV-600 MVA na SE Angelim	3	39.3
	AT 500/230/13.8 kV-300 MVA na SE Recife	1	10.6
	LT em 500 kV Xingó - Messias	1	69.6
	LT em 500 kV Paulo Afonso - Angelim	1	74.3
	LT em 500kV Itaparica – Milagres	1	76.8
230 kV	TRAFO 230/69 kV-100 MVA na SE Natal	1	2.9
	TRAFO 230/69 kV-100 MVA na SE Limoeiro	1	2.9
	LT em 230 kV Angelim - Tacaimbó	1	13.7
	LT em 230 kV Tacaimbó - Limoeiro	1	22.1
	LT em 230 kV Tacaimbó - C.Grande	1	18.3
	LT em 230 kV Banabuiu - Russas	1	16.9
	LT em 230 kV Russas - Mossoró	1	12.2
	LT em 230 kV Limoeiro - C. Grande	1	13.7
	LT em 230 kV C.Grande - Goianinha	1	19.4
	LT em 230 kV Recife - Goianinha	1	14.5
	LT em 230 kV Goianinha - Mussurú	1	11.1
	LT em 230 kV Cauipe – Sobral (*)	1	26.3

(*) Esse reforço foi definido para a condição do elo em 230 kV Teresina – Fortaleza, aberto.

Tabela 2 – OBRAS NECESSÁRIAS NO ANO 2007 PARA O CENÁRIO “B”

TENSÃO	OBRAS	QUANT.	CUSTO US\$ milhões
500 kV	AT 500/230/13.8 kV-600 MVA na SE Angelim	3	39.3
	LT em 500 kV Xingó – Angelim	1	58.6
230 kV	TRAFO 230/69 kV-100 MVA na SE Natal	1	2.9
	TRAFO 230/69 kV-100 MVA na SE Limoeiro	1	2.9
	LT em 230 kV Angelim - Tacaimbó	1	13.7
	LT em 230 kV Tacaimbó - Limoeiro	1	22.1
	LT em 230 kV Banabuiu - Russas	1	16.9
	LT em 230 kV Limoeiro - C. Grande	1	13.7
	LT em 230 kV Recife - Goianinha	1	14.5
	LT em 230 kV Goianinha - Mussuré	1	11.1
	LT em 230 kV Cauipe - Sobral (*)	1	26.3
	LT em 230 kV P.Afonso - B.Nome	1	31.5

(*) Esse reforço foi definido para a condição do elo em 230 kV Teresina – Fortaleza, aberto.

Figura 4: Mapa Eletrogeográfico da Norte e Nordeste do B

