



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

GPL - 16
16 a 21 Outubro de 2005
Curitiba - Paraná

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

**UM NOVO PARADIGMA PARA O PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO: A FUNÇÃO OTIMIZAÇÃO DA
TRANSMISSÃO NUM CONTEXTO DE DIVERSIFICAÇÃO DA MATRIZ ENERGÉTICA NACIONAL**

Pedro Alves de Melo*

Murilo S. Lucena Pinto

Jurandir de Almeida Cavalcanti

Valdson Simões de Jesus

Eduardo de Aguiar Sodré

CHESF – COMPANHIA HIDROELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO

RESUMO

Com a inserção crescente das fontes de energias renováveis na Matriz Energética Brasileira e, com o aumento do uso gás natural, como fonte primária para a geração de energia elétrica, é de se esperar uma maior diversificação na composição do Parque Gerador brasileiro. Assim, diante dessa perspectiva, o objetivo deste trabalho é ressaltar esse novo desafio para o planejamento expansão da transmissão, sugerindo alguns aperfeiçoamentos no atual processo de planejamento, envolvendo uma maior integração das metodologias atualmente existentes para as análises elétricas e energéticas. Os resultados apresentados consideram o Programa Decenal de Expansão 1999 – 2010 do CCPE.

PALAVRAS-CHAVE

Planejamento, Matriz energética, Estudos Elétricos, Estudos Energéticos, Expansão.

1.0 - INTRODUÇÃO

O sistema de transmissão, especialmente da região Nordeste, foi originalmente planejado para o atendimento a áreas específicas, com seus contornos geográficos e população beneficiadas bem definidas. Nesse contexto, o papel do sistema de transmissão era caracterizado, apenas com a função de transporte, pois, os estudos contemplavam redes elétricas de configuração radial, associadas às grandes usinas hidrelétricas, localizadas principalmente no Rio São Francisco, distantes dos principais centros de carga da região. Dessa forma, o dimensionamento da rede elétrica dependia tão somente da potência a transmitir. Portanto, era aceitável, embora conceitualmente de modo imperfeito, uma certa estanqueidade entre os estudos elétricos e os estudos energéticos.

Com a necessidade de implantação das interligações regionais, o sistema de transmissão passou a ser planejado não apenas para cumprir o papel de transporte, mas, também, para cumprir um novo papel, o de otimização da operação do sistema hidrotérmico interligado. O que caracterizou este novo papel do sistema de transmissão foi a possibilidade de transferência dos excedentes de geração hidrelétrica, durante o período úmido, das regiões preponderantemente exportadoras para as regiões importadoras, visando a otimização da operação do Sistema Interligado Nacional, com benefícios para o país como um todo, devido ao aproveitamento da sinergia entre as diferentes fontes geradoras hidráulicas proporcionado pelo sistema de transmissão.

Esta sinergia, entre as diferentes fontes geradoras hidráulicas, tenderá para a uma saturação a medida que forem sendo reduzidos os excedentes de geração hidráulica nas regiões, hoje, tipicamente exportadoras. Por outro lado, as Fontes Alternativas, especialmente as fontes eólica e biomassa, apresentam um potencial tecnicamente viável, bastante superior aos requisitos de demanda local para algumas regiões do país. Além disso, o gás natural apresenta reservas potenciais, capazes de garantir uma penetração mais intensa da geração termelétrica. Com

*Rua Delmiro Gouveia, 333 – Sala D203 - CEP 50751-901 - Recife - PE - BRASIL
Tel.: (081) 3229-3518 - Fax: (081) 3229-2471 - e-mail: pedrom@chesf.gov.br

isso, um cenário de implementação mais acentuada dessas fontes, no médio e longo prazos trará impactos para o planejamento do sistema de transmissão, no sentido de garantir a otimização da matriz energética nacional.

Assim, sob a ótica do planejamento da expansão da transmissão, a perspectiva de diversificação da matriz energética, cria um novo desafio para esse planejamento, que além da otimização do sistema hidrotérmico deverá propiciar também a gestão ótima da utilização do estoque de todas as fontes primárias para a geração de energia elétrica disponível no país.

Este desafio exigirá análises cada vez mais detalhadas do comportamento temporal dessas fontes de energia e de suas interações, através do sistema de transmissão, uma vez que, diferentes cenários para o parque gerador podem implicar em mudanças substanciais nas decisões referentes à expansão da rede de transmissão, de forma a garantir o ótimo global do sistema eletroenergético interligado.

2.0 - PROPOSTA DE APERFEIÇOAMENTO NO PROCESSO DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO

A prática atual do planejamento da expansão do sistema eletroenergético recomenda que as análises sejam feitas em duas etapas :

- a primeira, de caráter estrutural, onde se procura definir a estrutura do parque gerador e do sistema de transmissão associado em determinado ano horizonte – meta de longo prazo (Figura 4).
- a segunda, de caráter conjuntural, objetiva indicar a alocação temporal dos investimentos em geração e transmissão, a partir da meta de longo prazo definida na etapa anterior – programa de expansão (Figura 5).

Os aperfeiçoamentos sugeridos neste artigo técnico focalizam apenas a primeira etapa e, têm como fundamento os seguintes princípios:

- sob a ótica do planejamento, a expansão do sistema de transmissão consiste em minimizar as ampliações e reforços na rede elétrica, de forma a não comprometer a eficiência global do sistema de geração, considerando as características de flexibilidade e despachabilidade de todas as fontes primárias de energia, disponíveis para geração de energia elétrica; os requisitos de segurança e confiabilidade da demanda a ser atendida.
- visto sob essa ótica, os despachos de referência para os estudos de transmissão devem ser representativos da dinâmica de operação do sistema de geração. Isto é, devem refletir precisamente a alocação na curva de carga do sistema, das metas energéticas indicativas da otimização energético-econômica do sistema de geração;
- tendo em vista a capacidade de regularização pluriannual do sistema de geração, as metas energéticas a nível mensal, obtidas a partir de uma representação a subsistemas equivalentes, são indicadores suficientes para garantir a otimização energético-econômica do sistema de geração;
- os despachos de referência associados a alocação das usinas na curva de carga, obtida através de princípios de otimização, são indicadores suficientes da otimização físico-operativa do sistema de geração;
- a aderência dos despachos de referência, base para os estudos elétricos, às metas energéticas, resultado dos estudos energéticos, garantem a coerência entre as decisões de investimentos no sistema de geração, com as decisões de investimentos no sistema de transmissão.

Considerando os princípios relacionados anteriormente, foi estabelecida uma proposta de aperfeiçoamento do processo de planejamento da expansão de maneira a levar em conta os aspectos elétricos e energéticos de forma integrada. Esse processo contempla as seguintes etapas principais:

- obter cenários que sejam representativos da composição do Parque Gerador em um determinado instante, no futuro (ano horizonte). Assim, são obtidos os custos relativos à expansão da geração, para cada um dos cenários formulados;
- Obter para cada um desses cenários, os principais parâmetros, representativos da dinâmica da operação do sistema de geração, tais como: intercâmbio entre subsistemas, geração hidráulica e geração térmica, por subsistema. Para isso, é usado o Modelo NEWAVE, através de simulações estáticas em base mensal e com limites abertos. Nessas simulações as fontes alternativas eólica e biomassa (bagaço de cana), são representadas como geração externa, considerando seu comportamento típico em termos sazonais;
- Simular com esses parâmetros, comumente chamados de metas energéticas obtidas de uma representação a Subsistemas Equivalentes, a alocação das usinas na curva de carga, obtendo-se despachos para dois períodos típicos do ano (período úmido e período seco). São considerados três patamares de carga e uma representação a usinas individualizadas. As fontes alternativas são representadas, também como geração externa, através do seu comportamento típico, em um ciclo diário. Nessa etapa, é considerado um aspecto, da geração, que é determinante para a expansão da transmissão: a questão da flexibilidade das usinas de poder variar o despacho ao longo do dia para acompanhar a curva de carga do sistema, levando em conta as seguintes restrições:
 - geração hidráulica mínima obrigatória para atender as restrições de vazão mínima a jusante das usinas hidrelétricas;
 - variação máxima de vazão a jusante das usinas hidrelétricas ao longo de um ciclo diário;

- inflexibilidade da geração hidráulica das usinas da região Norte, durante o período úmido;
 - redução substancial da geração hidráulica das usinas da região Norte, durante o período seco;
 - nível de inflexibilidade das usinas termelétricas de ciclo combinado, ao longo de um ciclo diário;
 - nível de flexibilidade das usinas termelétricas de ciclo simples ou das usinas hidrelétricas de ponta, para atender o despacho no período de carga pesada;
 - nível de inflexibilidade das usinas eólicas e biomassa (bagaço de cana) ao longo de um ciclo diário;
- Simular, com os despachos obtidos na etapa anterior, o desempenho da rede elétrica, usando um modelo de síntese e análise de redes, nesse caso, o modelo ANASIN. Para todos os despachos, devem ser consideradas todas as rotas existentes, como rotas candidatas. As obras de transmissão associadas aos vários cenários de fontes de geração são escolhidas com base em indicadores de rede do tipo mínimo esforço ou mínimo corte de carga;
 - Reordenar, pelo índice benefício/custo, as obras selecionadas na etapa anterior, com base em indicadores de rede do tipo mínimo esforço ou mínimo corte de carga; para fins de adição. Assim, são obtidos os custos mínimos da expansão da transmissão, que garantam a operação otimizada do sistema de geração, para cada um dos cenários formulados;
 - Adicionar os custos de expansão da geração, obtidos na primeira etapa, a os custos de expansão da transmissão, obtidos na etapa anterior, obtendo-se assim os custos globais da expansão do sistema eletroenergético, para cada um dos cenários de oferta formulados.

A Figura 1 apresenta um fluxograma do processo proposto de planejamento da expansão de forma integrada. É importante ressaltar que a proposta apresentada está centrada na integração das ferramentas atualmente existentes para análises elétricas e energéticas.

3.0 - ALOCAÇÃO DAS USINAS NA CURVA DE CARGA

Conforme mencionado anteriormente, as ferramentas utilizadas no processo proposto são as usuais do planejamento da expansão. Para as análises energéticas foi considerado o programa NEWAVE e para as análises elétricas o programa ANASIN. Já para o modelo de alocação na curva de carga, foi desenvolvido um módulo especificamente para esta aplicação, utilizando um algoritmo de Programação Linear. Dentro dos procedimentos sugeridos, este módulo promove, de fato, a ligação entre os aspectos elétricos e os aspectos energéticos nos estudos de planejamento da expansão. Esta ligação, a nosso ver, será imprescindível para o planejamento da expansão da transmissão num contexto de diversificação do parque gerador. No desenvolvimento desse módulo foram consideradas as seguintes hipóteses:

- a geração hidráulica, a geração térmica e o intercâmbio, definidos como meta energética, devem ser integralmente alocados nos três patamares de carga, respeitadas as restrições físico-operativas das unidades geradoras, bem como os vínculos hidráulicos entre as usinas em cascata;
- esta meta energética corresponde ao mercado residual obtido após subtrair-se do mercado global a geração hidráulica mínima obrigatória, a geração hidráulica a fio d' água, a geração térmica inflexível, o intercâmbio, considerado inflexível e o despacho da geração eólica e da biomassa, previamente definidos como geração externa;
- a geração termelétrica, dependendo do cenário arbitrado, pode ser considerada como duas fontes: geração inflexível, despachada na base, que corresponderia as usinas a Ciclo Combinado e geração flexível, cujo despacho pode ser modulado em conjunto com as usinas hidrelétricas, que corresponderia as usinas térmicas a Ciclo Simples;
- os intercâmbios com os demais subsistemas, definidos como injeções de potência nas barras de fronteira, são considerados como fontes inflexíveis durante o período úmido e, como fontes flexíveis durante o período seco;
- a produtividade das usinas hidrelétricas é considerada constante independente da altura de queda e do despacho, sendo, também, desprezadas a perda de capacidade por redução de altura de queda, nas usinas com reservatório;
- representação das usinas hidrelétricas por unidade geradora e das usinas térmicas por usina;
- limites de variação do despacho das usinas hidrelétricas entre os diferentes patamares de carga;
- consideração da capacidade de regularização diária e horária dos reservatórios.

Com a finalidade de facilitar a obtenção das metas energéticas, após a execução dos modelos NEWAVE/NWLSTOP, para a execução da alocação na curva de carga, foi desenvolvido uma interface gráfica, conforme mostrado na Figura 2.

4.0 ESTUDO DE CASO

Com o objetivo de demonstrar os aspectos conceituais levantados foi realizado um estudo de caso. Para isso, foram arbitrados cenários diferentes para a expansão da oferta de energia elétrica na região Nordeste, sendo

mantido o cenário de referência para as demais regiões, conforme o PDG – 1999/2010. As Figuras 3 a 5 apresentam as possibilidades para esses cenários. A seguir, estão descritos de forma sucinta os cenários analisados:

- Cenário A: Cenário de natureza estrutural, onde os intercâmbios mais freqüentes são no sentido Norte → Sudeste e Norte → Nordeste, com prioridade para o Nordeste. Este cenário é representativo do período úmido do ano.
- Cenário B: Cenário associado ao cenário A, representativo do período seco do ano, onde o intercâmbio seria máximo no sentido Sudeste → Norte e nulo no sentido Norte → Nordeste.
- Cenário C: Cenário onde se considera a segunda etapa de Itaparica e Xingo, visando o atendimento aos requisitos de ponta da região Nordeste.
- Cenário D: Este cenário não considera as usinas do médio Tocantins. Estas fontes foram substituídas pôr aumento de importação das regiões Sul/Sudeste tanto para atender os requisitos de energia, quanto os requisitos de ponta da Nordeste.
- Cenário E: Este cenário não considera as usinas do médio Tocantins. Estas fontes foram substituídas pôr aumento de geração térmica na região Nordeste, tanto para atender os requisitos de energia, quanto os requisitos de ponta da região Nordeste.
- Cenário F: Cenário de referência com térmica mínima no NE. Estas fontes foram substituídas por reforços na interligação Norte → Nordeste.
- Cenário G: Cenário de referência, sem as usinas do médio Tocantins. Estas fontes foram substituídas pôr aumento de geração térmica na região Nordeste e motorização adicional nas usinas hidrelétricas no rio São Francisco, visando o atendimento aos requisitos de ponta da região Nordeste.

As Fontes Alternativas eólica e biomassa foram definidas, de acordo com a primeira etapa do PROINFA. Os intercâmbios com os outros subsistemas foram definidos, em cada cenário, como injeções de potência nas barras de fronteira. Essas injeções foram obtidas a partir dos resultados das simulações realizadas, considerando o Sistema Interligado Nacional – SIN. Em todos os cenários, os despachos obtidos estão associados à metas energéticas em condições hidrológicas médias.

Os resultados dessas análises estão mostrados na Tabela 1 e correspondem ao patamar de carga pesada. Nesses resultados, os custos de transmissão correspondem aos custos de investimentos e mais os o custo das perdas. Os despachos para o patamar de carga pesada foram obtidos, conforme descrito anteriormente. As obras de transmissão dos planos associados aos diversos cenários foram concebidas pela aplicação do critério de atendimento ao mercado em condição normal de operação e durante emergência.

Como não se trata de um estudo de planejamento da expansão, os resultados apresentados devem ser analisados, apenas, sob a ótica qualitativa uma vez que estes resultados procuram só demonstrar a validade das hipóteses levantadas com relação as melhorias sugeridas para o processo de planejamento da expansão da transmissão.

CENÁRIOS	CUSTOS DOS PLANOS (US\$ milhões)		
	INVESTIMENTO	PERDAS	TOTAL
A	1080	175	1255
B	1080	166	1246
C	1041	169	1210
D	1374	180	1554
E	832	125	957
F	1881	239	2120
G	901	151	1052

TABELA 1 – Custos da Expansão do Sistema de transmissão para os diferentes cenários de oferta considerados

5.0 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Com base nos resultados apresentados podemos concluir que, a medida que o Parque Gerador for se tornando cada vez mais diversificado, como consequência de mudanças na matriz energética nacional, o processo de planejamento da expansão da transmissão necessitará considerar de forma mais precisa, alguns aspectos de natureza energética, que serão importantes para o cumprimento de seu novo papel.

Mesmo com o aproveitamento do potencial hidrelétrico remanescente e ainda economicamente competitivo, da região Nordeste, o abastecimento de energia elétrica a essa região estará, no futuro, na dependência de forte componente de importação de energia hidrelétrica de outras regiões (Norte e Sudeste) e da introdução expressiva de geração local, seja de origem termelétrica e de fontes alternativas (eólica e biomassa). Destaca-se que a região, até o momento, não é detentora de grandes reservas de gás natural e nem de outros combustíveis fósseis, mas o é, de fato, de elevado potencial das ditas energias alternativas, que possuem o importante atributo de serem renováveis (ver Figuras 3 e 4).

Com isso, apresentar-se-á o desafio de se definir e perseguir a composição ótima do mix energético da matriz de oferta da produção de energia elétrica regional, no longo prazo, integrada à matriz nacional, e subordinada aos condicionantes técnicos das alternativas que sejam viáveis de expansão do sistema de transmissão nacional. Ou seja, o planejamento integrado da expansão do sistema eletro-energético será imprescindível.

Isto tudo, exige um aprofundado estudo de perspectiva de planejamento de longo prazo e de ampla natureza, considerando, sobretudo, a incerteza das múltiplas variáveis, definidas nos diversos espaços a serem trabalhados – o hídrico, o elétrico, o energético, o econômico, o social e o político -, sujeitas a diversas restrições – físicas, financeiras e políticas -, buscando definir trajetórias ótimas ou as viáveis mais favoráveis que consigam otimizar um conjunto balanceado de diferentes objetivos, tais como, pelo menos, custo mínimo, adequada segurança de abastecimento eletro-energético e impacto ambiental mais reduzido.

Tal problema de análise multicritério, associado a utilização de técnicas de programação matemática de otimização multi-objetivo, é de grande dimensão, cujo desafio de modelagem e solução tem-se a enfrentar. Com esse objetivo, estão em curso na CHESF ações, que, buscam a melhor forma de abordagem desse problema, tendo em vista a formulação de cenários que sinalizem alternativas para o futuro suprimento de energia para a região Nordeste, de modo a permitir usá-los no suporte às decisões de definição da trajetória e dos alvos ótimos a serem perseguidos. Nesse caso, o objetivo é substituir o primeiro o primeiro passo, descrito nesse trabalho, onde os cenários foram arbitrados, por uma abordagem multicritério para definição do mix-energético e a respectiva transmissão associada, considerando as seguintes fontes candidatas (ver Figuras 3 e 4):

- Biomassa - geração dispersa localizada na Zona da Mata dos estados PB, PE e AL;
- Eólica – geração dispersa localizada, principalmente, no Litoral dos estados CE e RN;
- Alto São Francisco – Potencial hidrelétrico inventariado 1200 MW;
- Jequitinhonha – Potencial hidrelétrico inventariado 1100 MW;
- Paranaíba – Potencial hidrelétrico inventariado 800 MW;
- GNL – Suape – Pólo Gerador com usinas térmicas a gás natural liquefeito importado – 2000 MW;
- GNL – Aratú – Pólo Gerador com usinas térmicas a gás natural liquefeito importado – 2000 MW;
- GNL – Pecem – Pólo Gerador com usinas térmicas a gás natural liquefeito importado – 2000 MW;
- Geração Termelétrica dispersa com usinas a gás natural, localizadas nas Regiões Metropolitanas – 3000 MW;
- Importação de Energia da região Sudeste;
- Importação de energia da região Norte;
- Importação do Xingu – Madeira/Tapajós.

6.0 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) PLANO 2015 – Projeto 5 – Estudos de Transmissão – ELETROBRÁS – 1992.
- (2) MME. SEN. CCPE – Plano Decenal de Expansão 2003 – 2012 – Dezembro de 2002.
- (3) DESELP – Modelo de Expansão da Geração a Longo Prazo – ELETROBRÁS – 1992.
- (4) MODPIN – Modelo de Planejamento da Expansão da Geração Sob Incertezas – OLADE/BID/ELETROBRÁS – 1993.
- (5) MME. SEN. DNPE – Plano de Longo Prazo – Projeção da Matriz 2022 – Dezembro de 2002.
- (6) PLANO 2015 – Projeto 4 – Oferta de Energia Elétrica – Tecnologias, Custos Disponibilidades – 1992.
- (7) PLANOS ALTERNATIVOS DE TRANSMISSÃO PARA O ATENDIMENTO ELETROENERGÉTICO DA REGIÃO NORDESTE – CHESF – 1998.
- (8) A MULTIPLE OBJECTIVE MIXED INTEGER LINEAR PROGRAMMING MODEL FOR POWER GENERATION EXPANSION PLANNING – Antunes, C. Henggeler – INESC – Coimbra, Portugal

- (9) DESAFIOS PARA O PLANEJAMENTO ELETROENERGÉTICO DA REGIÃO NORDESTE CONSIDERANDO A INSERÇÃO DE GRANDES BLOCOS DE GERAÇÃO EÓLICA – Melo, P.A – V Congresso Brasileiro de Planejamento Energético – Itajubá – 2004.

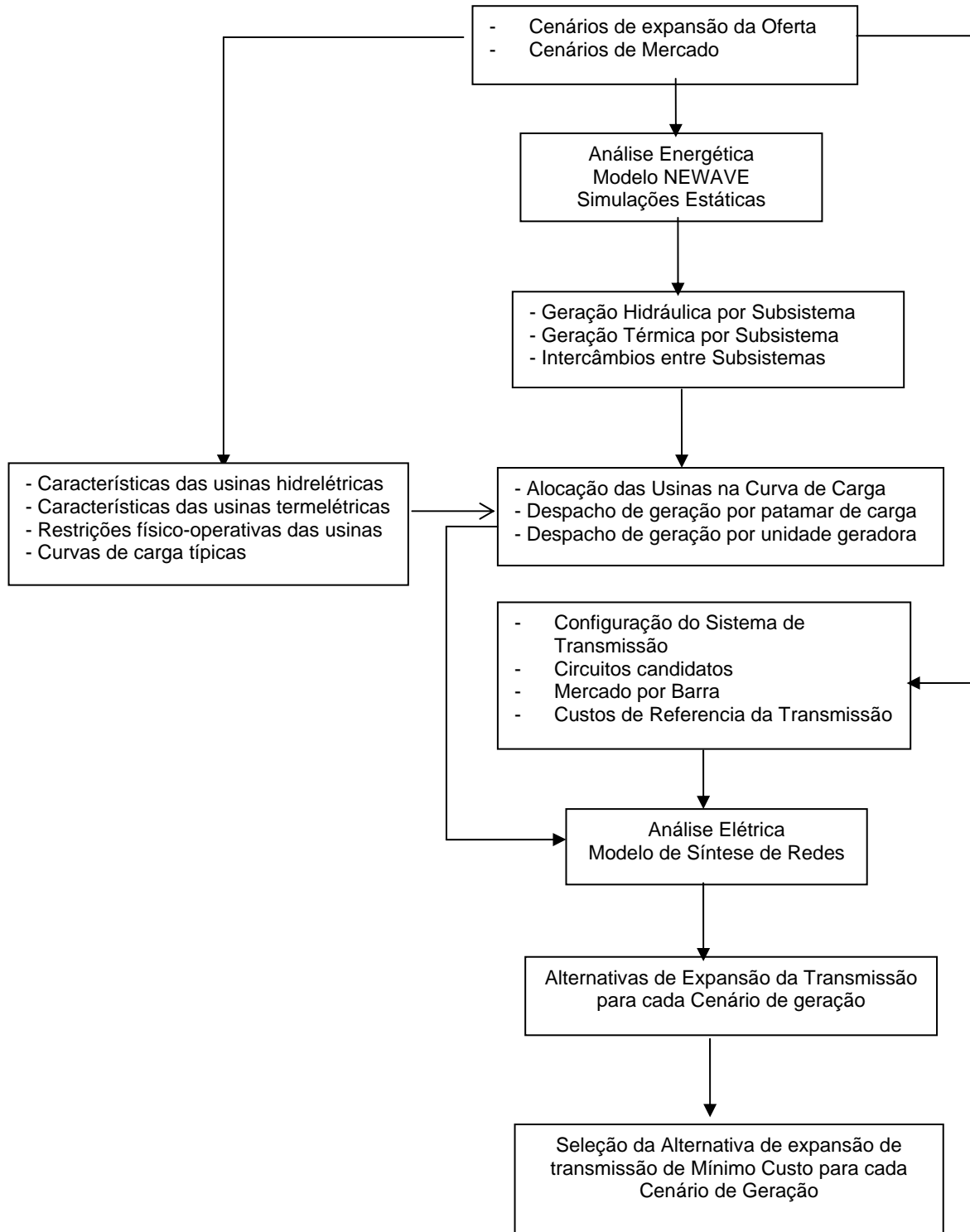


FIGURA 1 – Fluxograma do processo de planejamento da expansão de forma integrada

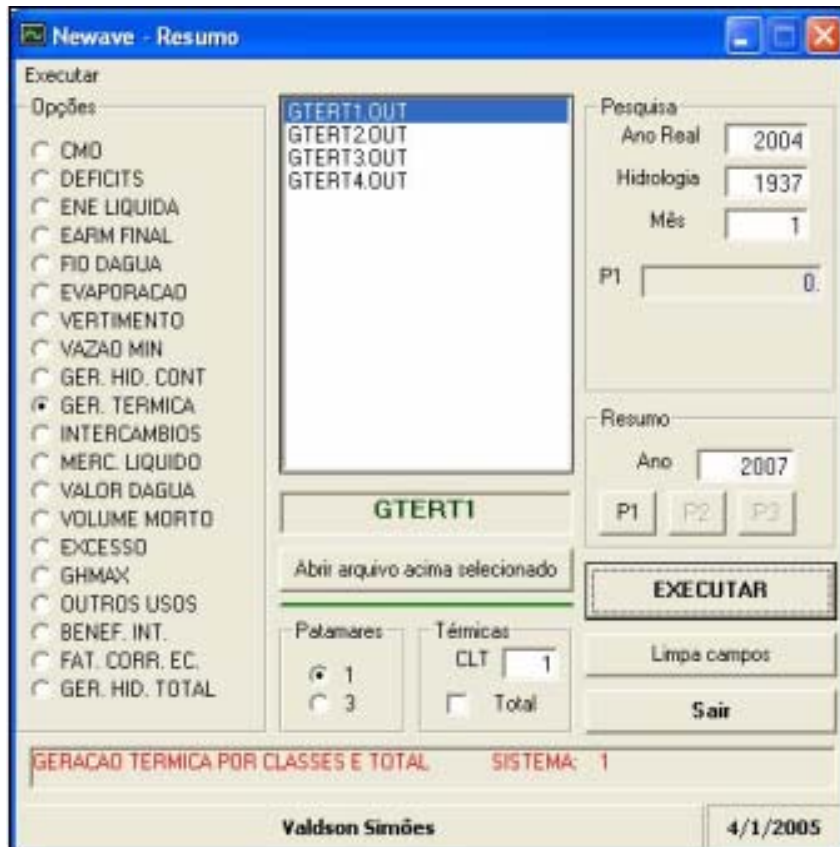


FIGURA 2 - Interface gráfica NEWAVE/NWLSTOP

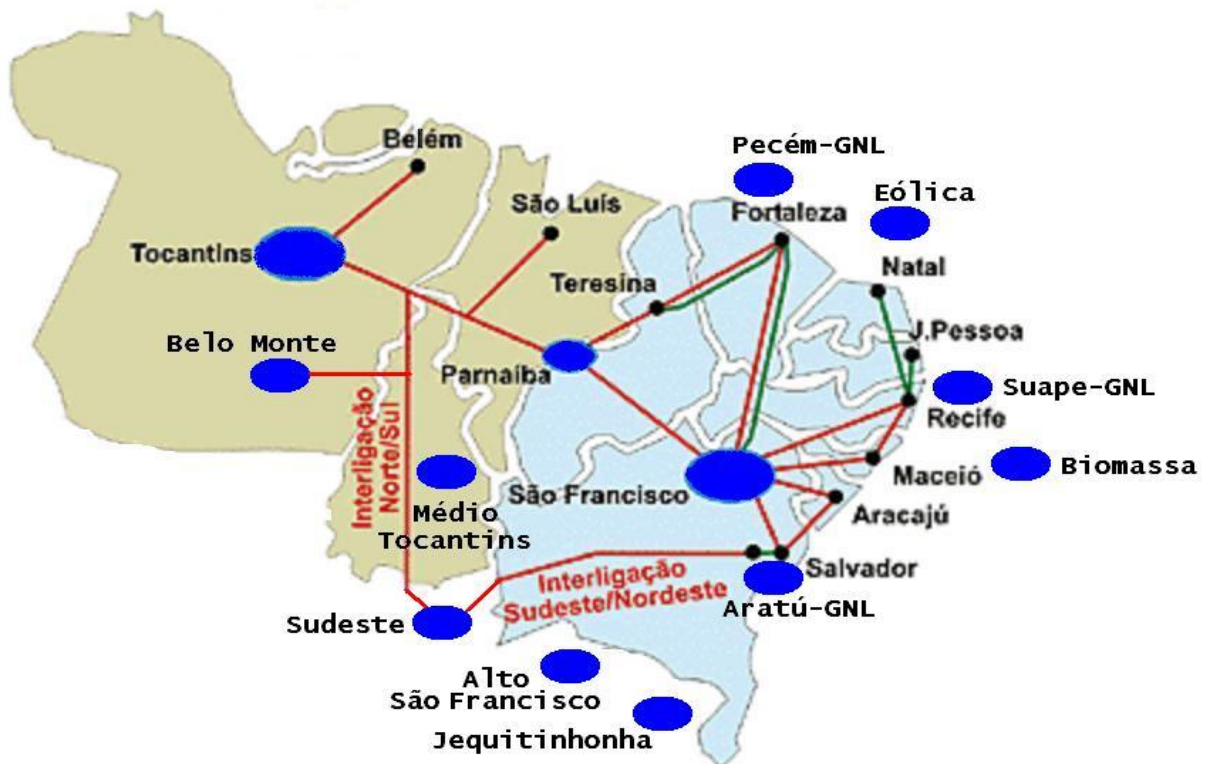


figura 3 - Visão da Localização Espacial das Fontes Candidatas

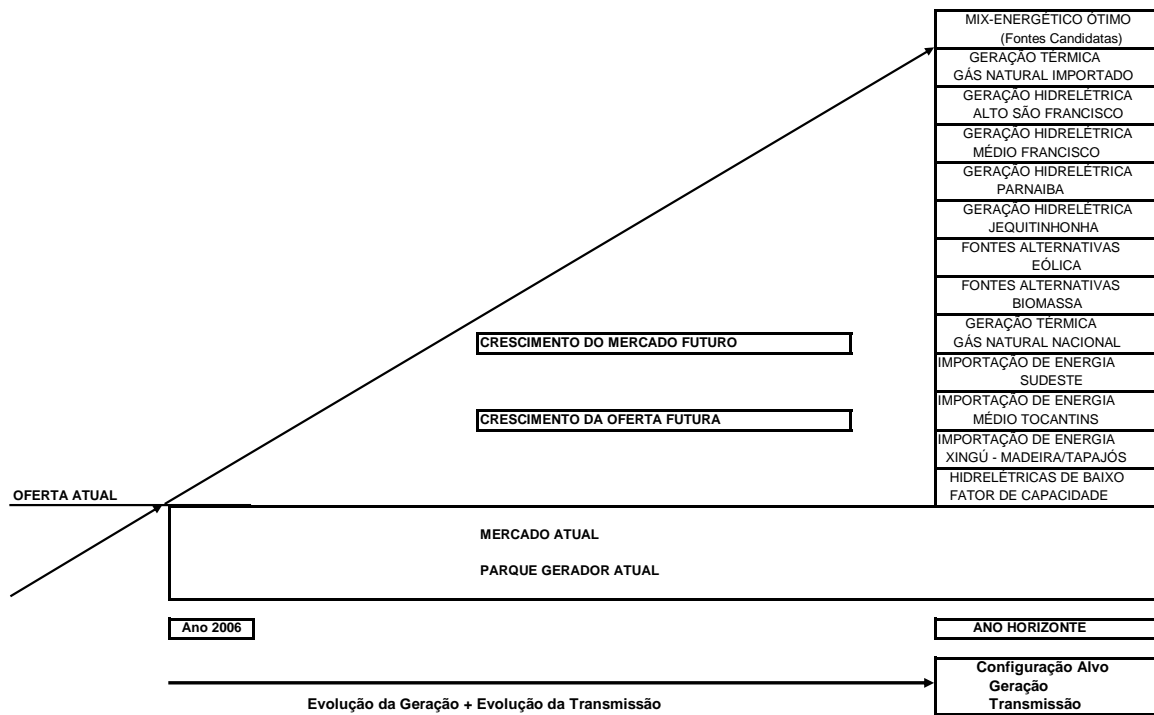


FIGURA 4 – Mix-energético da Região Nordeste no Longo Prazo

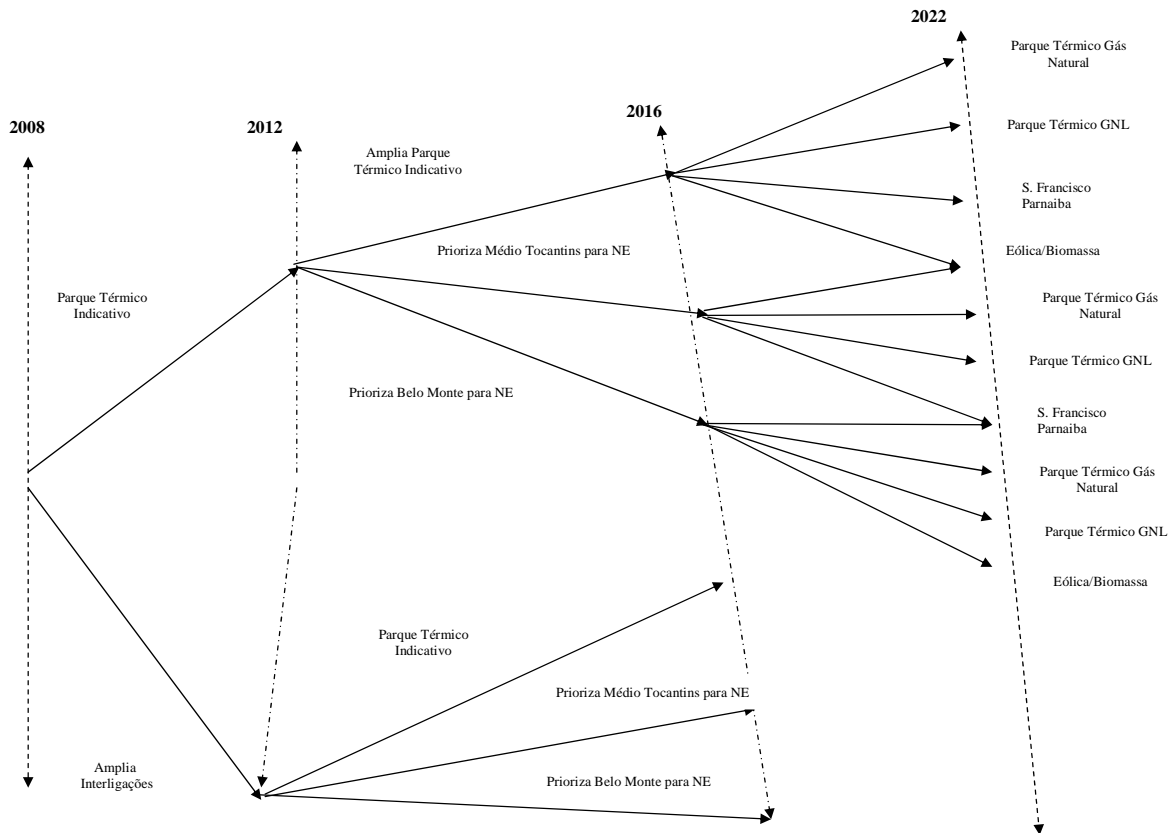


FIGURA 5 – Alternativas para a Evolução da Oferta de Energia Elétrica na Região Nordeste