



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

Versão 1.0
XXX.YY
22 a 25 Novembro de 2009
Recife - PE

GRUPO - VII

GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL

METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO DE ALTERNATIVAS EQUIVALENTES EM ESTUDOS DE EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO EM AMBIENTE DE INCERTEZAS – ESTUDO DE CASO

Leonardo Cimino Junior (*)
Comp. de Transm. de Energia Elétrica Paulista – CTEEP

Jorge Coelho
Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC

RESUMO

A ocorrência de alternativas equivalentes (empate de desempenho técnico-econômico), associada a interesses divergentes entre os agentes envolvidos e as incertezas inseridas no processo de tomada de decisão, devido a cenários que podem ser modificados no decorrer do tempo, induz a morosidade e/ou impasse na etapa de decisão.

Este trabalho busca propor uma metodologia para o desempate de alternativas equivalentes de um estudo de expansão da transmissão, por meio da avaliação do potencial de atendimento às cargas (critério N-1), ótica probabilística e teoria de decisão sob incertezas – monocritério, de tal forma que minimize impasses devido a interesses divergentes entre agentes.

PALAVRAS-CHAVE

Planejamento da Expansão da Transmissão, Alternativas Equivalentes, Confiabilidade, Incertezas, Decisão.

1.0 - INTRODUÇÃO

A atividade de planejamento de sistemas elétricos, atualmente desenvolvida, pode ser definida como o estudo, elaborado por Critério Determinístico (N-1), do maior conjunto possível de alternativas que permitam uma prospecção do futuro, dentro de cenários previstos, onde a escolha da opção de expansão baseia-se na análise técnico-econômica, conforme estabelecido nos Critérios e Procedimentos para Planejamento dos Sistemas de Transmissão (1), das várias alternativas definidas no nível de planejamento estratégico, garantindo a escolha daquela que apresente a maior modicidade tarifária à sociedade e assegure um suprimento confiável sem prejuízo à continuidade de serviço.

A postergação de investimentos no Setor Elétrico Brasileiro, associada a cenários que podem ser modificados no decorrer do tempo devido aos aspectos políticos, sociais, econômicos ambientais e tecnológicos, bem como por interesses divergentes entre agentes, atualmente influencia fortemente o planejamento da expansão, tornando-se necessária a utilização de metodologias que possam avaliar a adequação do sistema por meio de índices que retratem a confiabilidade operativa do sistema, avaliada pela sua capacidade de minimizar a energia não suprida devido às interrupções programadas e/ou de emergência; ou ainda serem mantidos níveis operativos aceitáveis para que não ocorram condições que venham a comprometer a segurança do sistema (black-out).

Este trabalho tem como objetivo apresentar o desempate entre alternativas equivalentes de um estudo de expansão de transmissão, da região da Grande São Paulo, utilizando metodologia baseada na análise sob o ponto de vista do esgotamento do potencial de atendimento às cargas (critério N-1), de critério probabilístico e de teoria

(*) Rua Casa do Ator, n° 1.155 – 7º andar – CEP 04546-004 - São Paulo – SP - Brasil
Tel: (+55 11) 3138-7121 – Fax: (+55 11) 3138-7045 – Email: lcimino@ctEEP.com.br

de decisão (monocritério), de forma a obter a melhor solução considerando a necessidade de novas ampliações e de aspectos de confiabilidade operativa, minimizando o tempo de tomada de decisão de forma eficiente em ambiente competitivo.

2.0 - DESCRIÇÃO DO CASO ESTUDO

Este estudo de caso retrata a análise do reforço do sistema de transmissão da região sudoeste do município de São Paulo, por meio da expansão da SE Piratininga e baseia-se no Relatório Técnico – “SE PIRATININGA II rev:1 – RT/EPE/GET-SP-002/2006 de maio/2006” (2).

2.1 Apresentação do Sistema

A SE Piratininga é suprida pelas LTs 230 kV Interlagos-Piratininga e Henry Borden-Piratininga dispendo de dois sistemas: 230 e 88 kV, ambos com arranjo de barra dupla, interligados por meio de 4 bancos de transformadores 230/88 kV, com capacidade de 100 MVA cada, que atendem cargas da AES Eletropaulo, encontrando-se conectadas, também, a esses sistemas as Usinas Termoelétrica de Piratininga e Elevatória de Pedreira, de propriedade da EMAE, bem como a Termoelétrica Nova Piratininga do consórcio EMAE/Petrobrás.

Desde o final da década de 80, estudos de planejamento recomendavam reforço da transformação da SE Piratininga, por meio da implantação de 3 bancos de transformadores de 150 MVA, cada, a serem disponibilizados de outra subestação do sistema de transmissão da região da Grande São Paulo, que devido a sucessivos adiamentos na implantação da referida solução acabaram sendo utilizados como solução emergencial para alívio do carregamento de outra subestação.

Com o objetivo de adequar a solução inicial de planejamento às condições atuais do sistema elétrico da região em estudo, surgiu a necessidade de sua reavaliação, considerando:

- Indisponibilidade dos equipamentos destinados originalmente para reforço da SE Piratininga;
- Crescimento da carga da região de influência da SE Piratininga;
- Impossibilidade de ampliação da SE Bandeirantes;
- Alívio da transformação 345/138-88 kV da SE Baixada Santista e do sistema de 88 kV da CPFL Piratininga com a transferência para a SE Piratininga de carga da AES Eletropaulo (subestações Rio Bonito, Varginha e Imigrantes) atualmente suprida pela SE Baixada Santista.

2.2 Alternativas Analisadas

Na análise do desempenho elétrico foram considerados os regimes normal de operação e de contingências, para o período 2007-2014, sendo as alternativas analisadas para esse período divididas em dois grupos: 230 e 345 kV, sendo denominada de SE Piratininga II as ampliações consideradas, conforme apresentado na Tabela 1.

TABELA 1: Alternativas Analisadas

Alternativas	Capacidade de Transformação (Ref.: Bancos de Transformadores)			Observação
	SE Piratininga	SE Piratininga II		
	230 kV	230 kV	345 kV	
1	4x100 MVA + Fase Reserva	4x150 MVA + Fase Reserva	---	Solução Referencial
2	2x300 MVA (*)	2x300 MVA (*)	---	Caracteriza-se pela ampliação dos barramentos existentes (230 e 88 kV)
3	4x100 MVA + Fase Reserva	---	3x400 MVA+ Fase Reserva	Caracteriza-se pela implantação de uma nova SE (345/88 kV) suprida pela SE Interlagos 345 kV com a transferência das LTs 88kV Piratininga –Bandeirantes 1-2-3-4 e Piratininga –Sul 1-2 da SE Piratininga para a SE Piratininga II.

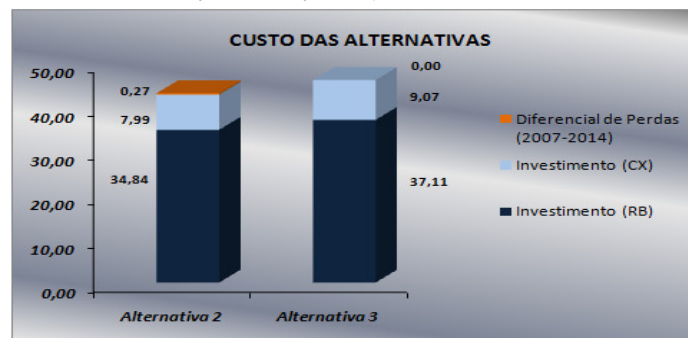
Nota: (*) Considerado apenas a utilização de 1 fase reserva para as duas subestações (SEs Piratininga e Piratininga II)

2.3 Resultado do Estudo

A partir das análises técnicas e econômicas realizadas, a alternativa 1 foi descartada por ter se mostrado inadequada técnica-economicamente para o atendimento do mercado da região.

As alternativas 2 e 3 asseguraram a confiabilidade operativa do sistema (desempenho elétrico satisfatório), mostrando-se equivalentes sob o ponto de vista econômico (investimento + diferencial de perdas resistivas igual ou inferior a 10%), embora a alternativa 3 tenha apresentado um valor presente superior de 7%.

A comparação do investimento estimado para a implantação das alternativas 2 e 3, é apresentada na Figura 1, onde verifica-se que a diferencial de perdas período considerado, equivalência entre as



parcela referente ao é desprezível, no não terminando com a alternativas.

FIGURA 1: Detalhamento do Investimento das Alternativas 2 e 3

3.0 - METODOLOGIA PROPOSTA

A metodologia abordada visa analisar as alternativas apontadas como equivalentes no Caso Estudo, avaliadas sob o Critério Determinístico (N-1), buscando o desempate entre as mesmas, de tal forma a se obter aquela que assegure maior viabilidade, minimizando o tempo de tomada de decisão.

Considerando o Caso Estudo, verifica-se que o comportamento das perdas resistivas é similar entre as alternativas, com uma pequena diferença a favor da alternativa 3, não sendo relevante a contribuição do diferencial de perdas para o desempate das alternativas. Dessa forma, na metodologia proposta esse fator foi desconsiderado (vide Figura 1).

A metodologia proposta baseia-se nos seguintes critérios:

- Esgotamento do potencial de atendimento às cargas (critério N-1);
- Probabilístico;
- Teoria de Decisão - Monocritério.

3.1 Esgotamento do Potencial de Atendimento às Cargas (Critério N-1)

A adoção do Esgotamento do Potencial de Atendimento às Cargas (Critério N-1), como parte da metodologia proposta, baseia-se nos fatores apresentados a seguir:

- A alternativa 3 embora tenha apresentado um valor presente 7% superior (ver Figura 1), representa uma capacidade instalada de 1.600 MVA (SE Piratininga + SE Piratininga II), contra uma capacidade de 1.200 MVA da alternativa 2, resultando em diferentes horizontes de esgotamento do potencial de atendimento às cargas da região tornando-se necessária uma análise do período subsequente ao horizonte de estudo (2007-2014), com o objetivo de assegurar que a alternativa escolhida não comprometa a modicidade tarifária, devido à novas ampliações dentro de um horizonte compatível com a implantação proposta;
- A alternativa 2 impossibilita o paralelismo dos bancos de transformadores entre os setores de 88 kV, da SE Piratininga, devido à necessidade de manter os níveis de curto-circuito em valores adequados;
- O esgotamento do potencial de atendimento da alternativa 2, representa uma nova subestação suprida em 345 kV, com no mínimo 2 bancos de transformadores de 400 MVA cada, mais respectiva fase reserva. Em contrapartida, a ampliação da alternativa 3 é prevista com a instalação de 1 banco de transformadores de 400 MVA.
- A análise da capacidade das linhas de transmissão supridoras, referentes a cada alternativa, não se faz necessária devido a previsão do dimensionamento dessas instalações de forma a estarem compatíveis com a capacidade final prevista das subestações consideradas.

Considerando-se que o critério (N-1) "baseia-se nas avaliações de desempenho elétrico e econômico de alternativas pré-selecionadas, dentro de cenários previstos, tendo como premissa básica para avaliação do desempenho elétrico, o atendimento ao mercado conforme legislação em vigor, regulamentada pela ANEEL" (1), sob essa ótica não deve haver cortes de carga durante todo o horizonte de estudo, seja provocado pela ocorrência de contingência simples no sistema em estudo, ou em outro sistema a ele interligado.

Dessa forma verifica-se que novas ampliações para atendimento às cargas da região implicam em diferenças significativas de investimento, entre alternativas, predominando no cálculo do custo a parcela referente ao investimento, uma vez que, como já mencionado, o diferencial de perdas resistivas não apresentou valores que pudessem contribuir para o desempate das alternativas.

Com o objetivo de assegurar que a alternativa escolhida não comprometesse a modicidade tarifária, devido às novas ampliações dentro de um horizonte compatível com a implantação proposta, foi elaborada análise do período subsequente ao horizonte de estudo (2007-2014), adotando-se o horizonte de vinte e cinco anos (2007-2032), por ser considerado, em termos de planejamento, o prazo necessário para a remuneração do capital investido e de provisão de fundo de depreciação, representando a vida útil de um equipamento de transmissão (1).

A partir de 3 cenários definidos (ver Tabela 2) e das projeções de carga, elaboradas a partir de 2014, por meio da tendência de crescimento da carga, considerando a previsão de mercado fornecida pelas distribuidoras (período 2007-2014), para os patamares de carga pesada, média e leve, buscou-se estimar a data de novas ampliações devido ao esgotamento de cada alternativa, representadas pela violação dos limites de carregamento das unidades transformadoras, considerando a capacidade firme das subestações (critério N-1), sendo estimados os investimentos, por meio do conceito de Custo Modular.

TABELA 2: Cenários

Cenários	Descrição	Taxa de Crescimento
Pessimista	Previsão de crescimento de carga mais acentuada	5%
Intermediário	Previsão de crescimento de carga, conforme experiência mercadológica do agente distribuidor	3%
Otimista	Previsão de crescimento de carga menos acentuada, fornecida pelas distribuidoras no Caso em Estudo	1%

Considerando como referência a potência nominal dos bancos de transformadores, para condição de operação em contingência, foram adotados como limites de carregamento, para as duas alternativas, os valores de 100%, 110% e 120%.

A comparação econômica das mesmas foi efetuada utilizando o método do Valor Presente dos Custos Anuais Equivalentes, sendo escolhida aquela de menor custo.

3.2 Critério Probabilístico

A utilização de técnicas probabilísticas para avaliação quantitativa da confiabilidade de sistemas de potência justifica-se segundo (3), “devido às várias fontes de incertezas associadas, tais como: tempo de ocorrência de falhas, tempo de saída forçada de um equipamento, tempo de reparo de falhas, a intensidade do pico de carga, a data de entrada de novas instalações em serviço, a frequência e duração de condições climáticas, etc.”

A aplicação desse critério visa apontar uma alternativa dentro de um conjunto considerado equivalente, sob o ponto de vista de desempenho técnico-econômico, por meio da análise dos índices de risco probabilístico de cada alternativa, onde a escolha da alternativa deve assegurar um padrão aceitável de atendimento às cargas, minimizando o tempo da escolha da melhor opção de maneira simples e rápida.

A contribuição da geração para a obtenção dos índices de risco probabilístico por meio de simulação direta, e a análise dos índices de risco probabilístico referentes às linhas de transmissão não foram consideradas nesta análise devido aos motivos apresentados a seguir:

- O ponto de suprimento (subestação Interlagos) é o mesmo para as duas alternativas;
- A configuração (circuito duplo) e o dimensionamento proposto das linhas de transmissão que suprem as subestações representadas pelas alternativas 2 e 3, atendem o final da capacidade instalada prevista dessas instalações;
- A implantação, recondução ou recapitação das linhas permite considerar essas instalações em início de vida útil, para ambas as alternativas em análise;
- O comprimento das linhas consideradas (aproximadamente 1,5 Km), bem como a localização de suas faixas de passagem (mesmo traçado), em terrenos de propriedade da CTEEP e EMAE, dificultam a ocorrência de queimadas e atos de vandalismo.

Dessa forma, adotou-se a utilização da modelagem probabilística, por meio da aplicação do método da Probabilidade de Perda de Carga (Loss of Load Probability - LOLP) para o cálculo dos índices de risco

probabilístico, os quais analisam a disponibilidade de um determinado número de equipamentos estarem funcionando (número de sucesso) em um conjunto de equipamentos.

O critério adotado baseia-se na comparação da reserva de transformação, entre alternativas, por meio de índices de risco probabilísticos obtidos da utilização da COPT (Capacity Outage Probability Table), uma vez que o arranjo previsto das SEs, para ambas as alternativas, é o mesmo.

Utilizando o cenário otimista (vide Tabela 2) e o patamar de carga pesada, definidos para a análise do esgotamento do potencial de atendimento às cargas (Critério N-1), comparou-se entre as alternativas os valores obtidos dos índices de risco probabilísticos considerados (Probabilidade de Perda de Carga – LOLP, Energia não Suprida – ENS, Severidade – SEV, Confiabilidade do Suprimento de Energia – ICE), calculados por meio da elaboração da COPT (Capacity Outage Probability Table), visando avaliar o esgotamento da reserva de transformação de cada alternativa, no período compreendido entre 2007 a 2032.

A escolha do cenário otimista prende-se ao fato de que caso uma das alternativas apresente desempenho inferior à outra, poderá ser considerado o término da equivalência entre alternativas, não havendo necessidade de simulações de cenários mais restritivos, uma vez que não haverá inversão de posições entre alternativas, apenas a piora do desempenho de ambas.

Ressalta-se que apesar da exigência de utilização de arranjo físico de barra dupla com disjuntor e meio, para novas subestações da Rede Básica na classe de tensão de 345 kV, conforme determina (4), a CTEEP sugeriu a adoção do arranjo barra dupla com disjuntor simples e cinco chaves seccionadoras, para a alternativa 3 (suprimento em 345kV), devido a inviabilidade física de implantação do arranjo disjuntor e meio na área disponível, uma vez que a opção por outra área, seria um fator desfavorável à viabilização do empreendimento no menor prazo possível, dada as características urbanas da região. Acrescenta-se a esse fato que essa subestação será alimentada radialmente a partir da SE Interlagos, a qual possui arranjo de disjuntor e meio e distante 1,5 Km da subestação a ser implantada.

Nas simulações foram utilizadas as configurações previstas para as alternativas 2 e 3, conforme já apresentado na Tabela 1.

Visando atender a condição de equipamentos idênticos para a utilização da COPT, tornou-se necessária a modelagem das configurações previstas (bancos de transformadores + fase reserva), para ambas as alternativas, por meio de Convolução Discreta (5).

Ressalta-se que a condição de impossibilidade de paralelismo dos bancos de transformadores da alternativa 2 não foi violada, uma vez que apenas a fase reserva prevista para esta alternativa pode substituir qualquer um dos bancos pertencentes às SEs Piratininga e Piratininga II.

Os valores da taxa de falha (λ) e do tempo médio de reparo – MTTR (Mean Time to Repair) utilizados nas simulações referem-se a bancos de transformadores e transformadores trifásicos, obtidos do cadastro da CTEEP, tendo sido necessária a definição de hipóteses, apresentadas a seguir, que permitissem sua utilização nas configurações previstas para as duas alternativas que contemplam a utilização de fase reserva.

- a. Taxa de Reparo $\rightarrow \mu_{1\phi} = 3\mu_{3\phi}$
- b. Taxa de Falha $\rightarrow 3\lambda_{1\phi} = \lambda_{3\phi}$

Dessa forma, considerando as configurações previstas (vide Tabela 1) e as hipóteses definidas, foram calculados os valores das taxas de falha e reparo, e por meio de Convolução Discreta os equipamentos foram modelados visando a utilização da COPT (equipamentos idênticos).

3.3 Teoria de Decisão sob Incertezas – Monocritério

Neste estudo de caso em decorrência das alternativas terem sido consideradas equivalentes, cada agente envolvido adotou um posicionamento, não formalizado, de acordo com seus interesses, onde o grau de importância das posições adotadas, conforme entendimentos dos autores deste trabalho, dependem do referencial adotado por cada um.

Apesar de ser possível a mensuração do grau de arrependimento de cada agente envolvido, o enfoque adotado neste trabalho baseia-se no ponto de vista do agente distribuidor, que mesmo sendo ressarcido no decorrer do tempo, irá arcar integralmente com o valor da parcela do investimento inicial do empreendimento referente ao Encargo de Conexão de Uso Exclusivo.

Para elaboração desta análise deve-se levar em consideração, conforme descrito em (6), que “decidir sob incertezas significa a escolha, com um dado critério, de uma dentre as várias estratégias disponíveis e motivadas por um conjunto de eventos, sem que se saiba qual evento irá ocorrer.”

Dessa forma, a Decisão sob Incertezas caracteriza-se pelo não conhecimento da distribuição de probabilidade. Em outras palavras, a distribuição de probabilidade não pode ser assegurada, sendo necessária no processo de decisão a estruturação de cenários, estratégias e conseqüências.

Para a elaboração da referida estruturação foi utilizada a Matriz de Decisão, sendo descartada a utilização da Árvore de Decisão, devido tratar-se de apenas duas alternativas.

Foram considerados os resultados obtidos referentes ao esgotamento do potencial de atendimento às cargas (Critério N-1) e ao Critério Probabilístico, sendo adotadas as seguintes metodologias:

- a. Laplace;
- b. Minimax (Maximini);
- c. Savage (Minimax Arrendimento);
- d. Hurwicz.

Para o esgotamento do potencial de atendimento às cargas (critério N-1), os cenários considerados foram os mesmos utilizados nesse critério: otimista, intermediário e pessimista, para projeções de carga de 1, 3 e 5%, respectivamente. As estratégias utilizadas consideraram a execução da obra adotando-se a alternativa 2 ou a alternativa 3 e as conseqüências consideradas foram os custos envolvidos na associação entre estratégia e cenário (investimento inicial + custo de novas ampliações).

Devido para o Critério Probabilístico ter sido simulado apenas o cenário otimista considerando o patamar de carga pesada (vide item 3.2), foram criados os cenários otimista, intermediário e pessimista, variando o valor da taxa de falha considerada, conforme apresentado a seguir:

- a. Cenário otimista: $0,5 \lambda$;
- b. Cenário Intermediário: λ ;
- c. Cenário Pessimista: 2λ .

A variação da taxa de falha considerada, neste caso específico, representa o grau de eficiência da manutenção do agente responsável pelo ativo referente ao empreendimento em questão, e as estratégias utilizadas consideraram a execução da obra adotando-se a alternativa 2 ou a alternativa 3.

Por fim, os custos adotados envolvidos na associação entre estratégia e cenário foi a valoração econômica da energia não suprida, considerando um valor médio de interrupção de 1,70US\$/KWh, conforme descrito em (7), calculado pela média da energia não suprida para o período 2007-2032, levando-se em consideração a ponta do sistema.

4.0 - RESULTADOS

4.1 Esgotamento do Potencial de Atendimento às Cargas (Critério N-1)

Conforme já mencionado, o esgotamento do potencial de atendimento da alternativa 2, representa uma nova subestação suprida em 345kV, composta de no mínimo 2 bancos de transformadores de 400MVA mais respectiva fase reserva, enquanto que o esgotamento da alternativa 3 é representado pela instalação de 1 banco de transformadores de 400MVA.

Os resultados apresentados na Tabela 3 indicam as datas mais restritivas de esgotamento do potencial de atendimento às cargas, para cada alternativa, por meio da violação dos limites de carregamento dos transformadores, devido à simulação de contingência simples, não simultânea, representada pela perda de 1 banco de transformadores nas SEs Piratininga e Piratininga II.

TABELA 3: Esgotamento do Potencial das Alternativas

Alternativas	Cenários	Data de Esgotamento da Alternativa		
		Limites de Carregamento - TRs		
		100%	110%	120%
2	Otimista	2011	2015	2026
	Intermediário	2011	2015	2018
	Pessimista	2011	2015	2017
3	Otimista	2032	---	---
	Intermediário	2021	2026	2030
	Pessimista	2019	2021	2024

Verifica-se que as condições mais restritivas, quanto ao esgotamento do potencial de atendimento às cargas para os três cenários, referem-se ao patamar de carga pesada, como era de se esperar, e que para os cenários e limites considerados, a alternativa 2 apresenta condições mais restritivas que a alternativa 3.

No Caso em Estudo, a alternativa 3 apresentou valor presente 7% superior ao da alternativa 2, porém ao analisarmos o desempenho dessas alternativas em um horizonte compatível com o empreendimento a ser implantado, verificamos que essa posição é invertida a favor da alternativa 3, ficando evidente que a equivalência entre as alternativas (custo entre alternativas menor ou igual a 10%) termina.

4.2 Critério Probabilístico

Considerando o modo de falha de perda de transformação e a previsão de fase reserva na configuração das alternativas, os resultados das simulações efetuadas por meio do método da Probabilidade de Perda de Carga (Loss of Load Probability – LOLP), com a utilização da COPT (Capacity Outage Probability Table), verificamos que a alternativa 3 apresentou desempenho superior à alternativa 2, para todos os índices de risco probabilísticos considerados.

A título de exemplificação apresentamos a seguir o resultado referente ao índice de Energia Não Suprida - ENS.

Conforme descrito em (7), este índice “diferencia a gravidade dos eventos e permite uma valoração econômica através dos custos da energia interrompida”.

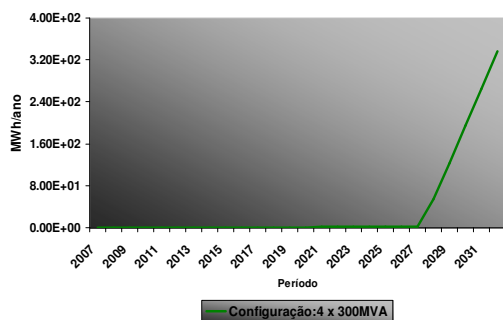


FIGURA 2: ENS - Alternativa 2

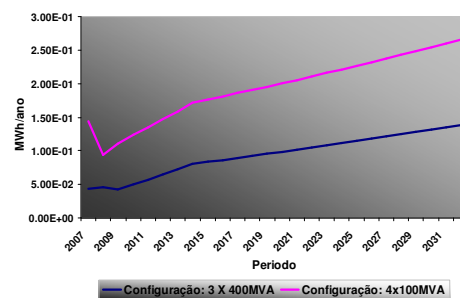


FIGURA 3: ENS - Alternativa 3

Verifica-se que para o período compreendido entre 2007-2027, todas as configurações apresentaram crescimento deste índice, acompanhando o crescimento da carga, conforme mostrado nas Figuras 2 e 3, porém a partir de 2028, a alternativa 2 apresenta um acréscimo significativo referente ao valor da energia não suprida, comparativamente a alternativa 3, de onde se conclui que a alternativa 2, sob este enfoque, ocasiona custos muito superiores ao da alternativa 3.

4.3 Teoria de Decisão sob Incertezas – Monocritério

São intrínsecos ao processo decisório fatores subjetivos que envolvem aspectos culturais e organizacionais, decorrentes de valores concebidos pelos agentes envolvidos.

Assim sendo, a escolha da metodologia a ser utilizada na tomada de decisão varia com o perfil do tomador de decisão e do ambiente onde o processo encontra-se inserido.

Apesar desse fato, entendemos que a utilização da Teoria de Decisão sob Incertezas – Monocritério trata-se de um indicativo adequado na escolha de uma alternativa, considerando os resultados obtidos sob as óticas determinística e probabilística.

A análise dos resultados obtidos por meio da Teoria de Decisão sob Incertezas mostrou que, para este caso específico, as metodologias utilizadas (LaPlace, Minimax, Savage e Hurwicz), os cenários elaborados (variações da projeção de carga ou da taxa de falha dos transformadores), custos envolvidos devido à necessidade de novas ampliações (para qualquer dos limites de transformação definidos neste trabalho) ou energia não suprida, indicam sempre como a melhor estratégia de expansão a escolha da alternativa 3.

Apesar das conseqüências (resultados) da Matriz de Decisão terem sido elaboradas, sob o ponto de vista do distribuidor, verifica-se que o perfil do tomador de decisão e o ambiente onde encontra-se inserido esse processo, não influenciam na escolha da alternativa, inclusive caso esse agente deseje minimizar o capital a ser investido no empreendimento, deve acabar optando pela alternativa 3.

5.0 - CONCLUSÃO

A metodologia abordada nesta monografia para o desempate de alternativas consideradas equivalentes, em estudos de expansão da transmissão, mostrou-se adequada, considerando a alternativa 3 como a melhor opção de expansão.

A sua utilização indica que o ciclo disponível utilizado nas simulações de fluxo de potência foi muito curto, considerando o empreendimento a ser implantado, uma vez que para o horizonte de 2007-2014, a alternativa 2 apresenta um desempenho econômico 7% superior em relação à alternativa 3.

Por meio da análise do ponto de vista do esgotamento do potencial de atendimento às cargas (critério N-1), de critério probabilístico e teoria de decisão – monocritério, utilizando um horizonte compatível com a expansão em estudo, verifica-se que a alternativa 3 apresenta desempenho técnico-econômico superior à alternativa 2, considerando as variações nas projeções de crescimento da carga, e nas taxas de falha dos bancos de transformadores, representadas pelos cenários otimista, intermediário e pessimista, com a utilização de limites de carregamento aplicados nos bancos de transformadores ou do custo da média da energia não suprida.

As simplificações adotadas nos critérios utilizados, em nosso entendimento, não interferem no resultado do desempate obtido.

Os interesses divergentes referentes à escolha da melhor opção de expansão, entre os agentes participantes do Caso em Estudo são minimizados com a aplicação da metodologia proposta, considerando o ponto de vista do agente distribuidor (implantação da alternativa 2), resultando na escolha da alternativa 3.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Comitê Técnico para Expansão da Transmissão – CTET. Critérios e Procedimento para o Planejamento dos Sistemas de Transmissão, Brasil, 2001.
- (2) Empresa de Pesquisas Energéticas. SE Piratininga II ver.:1 – RT/EPE/GET-SP-002/2006, Brasil, 2006.
- (3) CAMARGO, C. C. B. Confiabilidade Aplicada a Sistemas de Potência Elétrica, Eletrobrás/FEESC, Brasil, 1981.
- (4) Operador Nacional do Sistema – ONS. Requisitos Mínimos para Subestações e Equipamentos Associados, Procedimentos de Rede - submódulo 2.3, Brasil, 2002.
- (5) COELHO, J. Confiabilidade de Sistemas de Geração de Grande Porte na Presença de Incertezas nos Dados, Tese de Doutorado em Ciências em Engenharia Elétrica, PUC-RJ, Brasil, 1990.
- (6) LUDWIG, J. B., CARDOSO, L. Planejamento com Incertezas – O Desafio do Planejamento da Transmissão, XVII SNPTEE, Brasil, 2003.
- (7) Operador Nacional do Sistema – ONS. Confiabilidade da Rede Básica no Período 2003 - 2005 – Sumário Executivo – RE-ONS-2.1-029/2003 V2.0, Brasil, 2003.
- (8) SCHILLING, M. TH. Análise Probabilística de Confiabilidade – Tutorial, Brasil, 2004.
- (9) COELHO, J., OLGUIN, G., GAULKE, E. Etapas para Elaboração de Cenários Aplicados no Planejamento de Sistemas de Distribuição, XVII SENDI, Brasil, 2006.
- (10) BILLINTON, R. e W. LI. Reability Assessment of Eletric Power Systems Using – Monte Carlo Methods, Plenum Press, USA, 1994.
- (11) BARROS, J. R. P., MELO, A. C. G. Uma Abordagem Metodológica Baseada em Teoria dos Jogos para Contemplar Critérios Conflitantes no Dimensionamento de Expansão da Transmissão, XVII SNPTEE, Brasil, 2003.
- (12) IEE, Decision Theory and Games, Chapter 12, A. John Wiley & Sons, Canadá.
- (13) MANSO, L. A. F., SILVA, A. M. L. Planejamento da Expansão de Sistemas de Potência Baseado em Critérios de Confiabilidade, XVI SNPTEE, Brasil, 2001.
- (14) LI, W. Risk Assessment of Power Systems, A. John Wiley & Sons, Canadá, 2005.
- (15) ABS CONSULTING. Risk-Based Decision Making, USA, 2001.

