



**GRUPO VII
PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS (GPL)**

**AVALIAÇÃO DO IMPACTO DE PRODUTORES INDEPENDENTES NA CONFIABILIDADE
DE SISTEMAS DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO**

M. Alzira N. Silveira*
Furnas

J.C.O. Mello
Cepel

A.M. Leite da Silva
EFEI

RESUMO

Este trabalho propõe uma metodologia para identificar os melhores pontos da rede de transmissão para a entrada de novos geradores, levando-se em conta os aspectos de confiabilidade bem como o custo da transmissão. Esta avaliação é feita através do *custo marginal de confiabilidade por barra*, que indica a sensibilidade de uma injeção numa determinada barra em relação aos índices de confiabilidade. Neste trabalho são listadas as barras de custo marginal de confiabilidade mais elevado do Sudeste. Em seguida é mostrado o efeito, sobre a *EENS*, da consideração de novas gerações nas barras que apresentaram os mais elevados custos marginais no ano de 1999. Foi utilizado neste trabalho o sistema computacional *NH2* (Nível Hierárquico 2), que tem por objetivo calcular índices de confiabilidade de sistema de geração e transmissão sob o enfoque de regime permanente, ou seja, de adequação.

PALAVRAS-CHAVE

Custo Marginal de Confiabilidade, Produtor Independente de Energia, Sistema Sudeste.

1.0 - INTRODUÇÃO

A indústria de energia elétrica vem passando por uma reestruturação em, praticamente, todo o mundo. De modo geral, estas mudanças têm por objetivo alcançar uma maior eficiência na produção de energia elétrica através da competição. Na busca de uma maior eficiência e de modo a permitir a livre competição na geração, muitos países estão desagregando suas empresas de eletricidade separando as atividades de geração, transmissão e distribuição. Dentro desta

verdadeira revolução no setor elétrico, o número de agentes com acesso à rede cresce substancialmente.

Dois novos agentes surgem neste novo ambiente: o produtor independente de energia e o acessante da rede. A introdução de um modelo competitivo na geração é conceitualmente simples e direto. Agentes geradores, como produtores independentes, decidem a construção de novas usinas e competem para venda de energia a empresas distribuidoras ou a grandes consumidores. Entretanto, neste novo ambiente competitivo, o sistema de transmissão tem que ser levado em conta, principalmente no caso brasileiro, onde a rede é composta por linhas longas que interligam grandes bacias. Portanto, torna-se necessário desenvolver regras que permitam o compartilhamento da rede de transmissão por todas as empresas. As decisões quanto à localização e ao montante de novos geradores irão depender do custo e disponibilidade de combustível e do custo do serviço transmissão prestado pelas empresas provedoras deste serviço. Estas empresas serão responsáveis pelos investimentos na rede e pela diferença entre os custos de operação levando-se em conta as restrições de transmissão e o custo da operação tipo barra única, onde a transmissão não é considerada. Dentro destas diferenças do custo de operação, um dos pontos mais importantes para o sistema de transmissão é o impacto na confiabilidade do sistema. Este impacto pode ser medido através da variação da *EENS* do sistema com a entrada de novos agentes.

Neste artigo identificam-se algumas barras de custo marginal de confiabilidade mais elevado do Sudeste bem como o efeito sobre os índices *LOLP* e *EENS*, da consideração de novas gerações nestas barras.

2.0 - CUSTOS MARGINAIS DE CONFIABILIDADE

O custo marginal em cada barra corresponde ao multiplicador simplex [1] associado à equação de balanço de potência. O valor esperado dos custos marginais é estimado como a média sobre os estados selecionados.

O programa *NH2* [2,3], utilizado neste trabalho, calcula um índice de sensibilidade do montante de corte de carga com respeito a variações incrementais de demanda nas barras (multiplicadores de barra), e com respeito a reforços incrementais na transmissão (multiplicadores de circuito), que são os custos marginais de operação.

Os multiplicadores de um determinado estado analisado são obtidos a partir de um pós-processamento no modelo de otimização utilizado para o cálculo das medidas corretivas daquele estado. Os multiplicadores medem a sensibilidade do valor ótimo da função objetivo (mínimo corte de carga) em relação ao incremento de injeção de potência em todas as barras ou de transmissão.

Um multiplicador de barra representa o quanto variará o montante de corte de carga no sistema em função de um incremento de demanda na barra. Existe portanto uma parcela ativa (referente a um incremento de potência ativa) e uma parcela reativa (referente a um aumento de demanda reativa na barra) no multiplicador de barra. Estas parcelas podem ser compostas em um único valor supondo-se fator de potência constante na barra.

Normalmente os multiplicadores de barra são positivos, significando que um aumento na demanda provocará um aumento no montante de corte de carga. Os multiplicadores deverão ser maiores nas barras onde houve corte de carga e vizinhas, e menores nas barras mais distantes. Multiplicadores de barra negativos podem ocorrer, significando incoerência no sistema, tendo em vista algumas características próprias do sistema de transmissão (e.g., folgas e não linearidades).

As barras com os maiores multiplicadores indicam os melhores pontos para introdução de uma nova geração no sistema, pois seriam mais efetivas na redução da *EENS* por MW instalado.

2.1- Custos Marginais de Confiabilidade do Sistema Sudeste

O sistema Sudeste Brasileiro utilizado nas simulações realizadas neste trabalho, corresponde a um equivalente obtido a partir dos casos do *GTPD - 96 - Grupo de Trabalho do Plano Decenal* referentes ao

período 1999 – 2001 [4]. Adotou-se como referência o caso base de fluxo de potência de carga pesada onde foi incluído 2% de incerteza Gaussiana.

Ano de 1999

No ano de 1999 o custo marginal mais elevado do Sudeste está localizado no Rio de Janeiro, mais precisamente na região do vale do Paraíba. A seguir é feita uma análise por região para este ano.

A área Rio de Janeiro/Espírito Santo por ter sub-regiões de características distintas, foi dividida nas áreas: Vale do Paraíba Fluminense, Grande Rio, Sul Fluminense e Norte Fluminense/Espírito Santo. A Tabela 1 mostra os valores mais elevados de custos marginais da área do Vale do Paraíba Fluminense

Tabela 1 - Custos Marginais do Vale do Paraíba

BARRA	Multiplicador (pu)	$\Delta EENS$ (GWh/ano) por MW Adicionado
Funil-138	0.0820	0.7183
Itatia-138	0.0733	0.6421
Rsaudo-138	0.0731	0.6404
Concal-138	0.0559	0.4897
V.Redo-138	0.0390	0.3416
N.Peca-138	0.0258	0.2260
Fontes-138	0.0256	0.2243
P.Pass-138	0.0240	0.2102

O destaque na Tabela 1 mostra que o multiplicador mais elevado ocorre em Funil, atingindo 0.08 pu. Portanto, o custo marginal de confiabilidade desta barra é de 0.7183 MWh/ano (0.082×8.760) o que representa a variação esperada na *EENS* do sistema quando adiciona-se 1 MW de geração em Funil.

A Figura 1 mostra uma comparação entre os quatro pontos de custos marginais mais elevados das sub-regiões da área dos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo. Observa-se uma grande atratividade no Vale do Paraíba, mas também nas regiões do Grande Rio e de Rocha Leão, no Norte Fluminense.

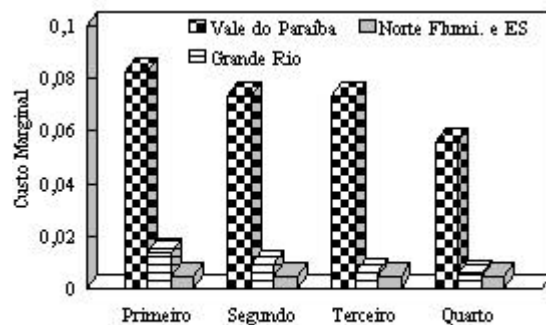


Figura 1 - Custos Marginais mais Elevados por Sub-Região da Área RJ/ES

As barras de custo marginal mais elevado da área São Paulo estão localizadas na região do Vale do Paraíba Paulista, como mostra a Tabela 2. Estas barras fazem parte de um tronco de 230 kV que parte de Taubaté em circuito simples até Santa Cabeça. Esta última é ligada com o Vale do Paraíba Fluminense através de um circuito singelo para Nilo Peçanha. Portanto estes pontos estão reforçando a atratividade da região do Vale do Paraíba.

Tabela 2 - Custos Marginais na Área São Paulo

BARRA	Multiplicador (pu)	$\Delta EENS$ (GWh/ano) por MW Adicionado
Stacab-2-230	0.0081	0.0710
Aparec-2-230	0.0056	0.0494
Taubat-2-230	0.0029	0.0251
S.Jose-2-230	0.0018	0.1612

A região Centro-Oeste em particular o estado do Mato Grosso apresenta custos marginais bem elevados, como mostra a Tabela 3.

Tabela 3 - Custos Marginais Região de Mato Grosso

BARRA	Multiplicador (pu)	$\Delta EENS$ (GWh/ano) por MW Adicionado
Cascas138	0.0472	0.4136
A Boa-138	0.0278	0.2436
Xavant-138	0.0250	0.2190
B.Garc-138	0.0250	0.2190
B.Peix-138	0.0250	0.2190
A Flores 138	0.0067	0.0587

As regiões Goiás/ Brasília e Minas Gerais não mostram grande atratividade para novas gerações, quando comparadas com o Rio de Janeiro e Mato Grosso onde os multiplicadores atingem valores 30 vezes maiores que os de Goiás /Brasília.

A Figura 2 mostra a comparação entre as cinco barras de custo marginal mais elevado nas regiões Rio, Mato Grosso, Goiás Brasília, São Paulo e Minas.

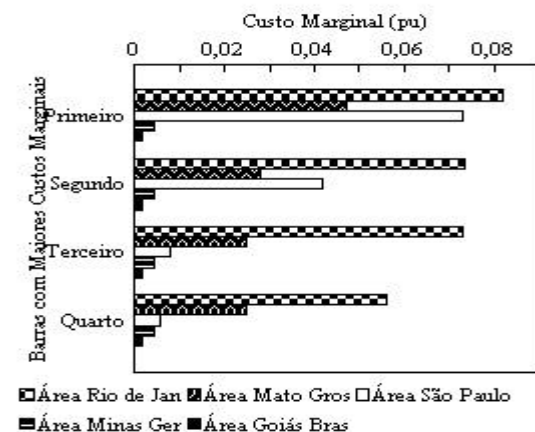


Figura 2 - Custos Marginais - Comparação entre áreas

Ano 2000

No ano de 2000 ocorre uma grande redução nos custos marginais da área Rio de Janeiro, principalmente na região do Vale do Paraíba. Esta redução é provocada pela entrada de geração (de 200 MW) na região de Volta Redonda prevista neste ciclo do *GTPD* para entrar em 2000.

A entrada desta geração muda completamente a situação da área Rio com relação aos custos marginais de confiabilidade. A redução drástica destes valores mostra a grande atratividade desta geração, e ao mesmo tempo demonstra o alto risco que novos investidores passam a correr com um empreendimento de geração. O custo marginal de uma barra pode cair de até 10^3 vezes, como ocorreu com a região do vale do Paraíba Fluminense.

No ano 2000 ocorre uma grande redução nos custos marginais da área Goiás / Brasília devido à entrada da interligação Sul/Sudeste-Norte/Nordeste, já na região de Mato Grosso permanecem bem elevados.

Ano 2001

Os custos marginais da área Rio em 2001 voltam a subir, e na área Mato Grosso estes valores continuam elevados como mostra a Figura 3.

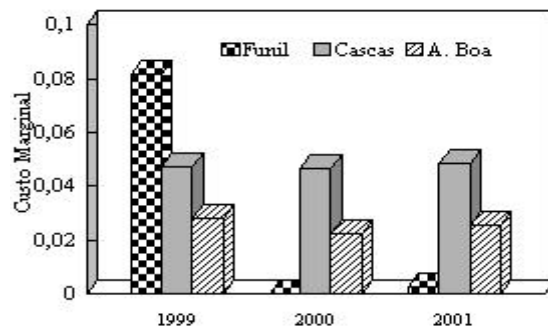


Figura 3 - Evolução dos custos marginais no período

Pode-se observar a queda dos valores da região do Vale do Paraíba, representada pela barra de Funil. Na área de Mato Grosso os custos marginais de confiabilidade permanecem constantes durante o período, pois não ocorrem mudanças significativas neste sistema. Mais detalhes na referência [5].

3.0 - O IMPACTO PROVOCADO POR NOVAS GERAÇÕES

A seguir o caso de 1999 foi reprocessado considerando uma geração de 50 MW em algumas barras escolhidas entre as que apresentaram os maiores custos marginais em cada região. A idéia deste trabalho é avaliar a precisão da informação fornecida pelo custo marginal de confiabilidade por barra. Evidentemente, como a informação marginal é linear, a mesma é dependente do montante de geração alocado por barra.

A Tabela 4 mostra a variação nos índices do patamar carga pesada do ano de 1999, após a adição de uma geração de 50 MW em algumas barras de diferentes regiões do sistema. É também apontado o novo valor do custo marginal da barra em questão. Os valores em destaque na Tabela 4, são respectivamente a *LOLP* e a *EENS* do caso original de 1999.

Tabela 4 - Variação nos Índices de Confiabilidade com a Introdução de Geração

Adição de 50 MW nas Barras:	Custo Marginal	Novo Custo Marginal	<i>LOLP</i> (%)	<i>EENS</i> (GWh/ano)
-			24.1	76.97
Funil	0.082	0.0064	13.74	53.9
Itatiaia	0.073	0.0078	13.9	54.22
Concal	0.056	0.0108	14.43	55.33
Cascas	0.047	0.046	19.29	67.71
V.Redon	0.039	0.013	15.27	57.21
B.Peixe	0.025	0.0005	17.38	60.68
SCab230	0.0081	0.0064	18.12	64.5
Grajaú	0.0066	0.0054	18.32	65.05
São José	0.006	0.0049	18.39	65.33
Itaorna	0.0054	0.0046	18.48	65.48
R.Leão	0.0049	0.0042	18.55	65.69
Cam345	0.0044	0.0038	18.65	65.92
Mnhu38	0.0043	0.0036	19.04	66.07
Masc230	0.0043	0.0036	18.82	65.98
Mesq500	0.0041	0.0034	19.14	66.23

Observa-se que o *ranking* foi mantido, com exceção da barra de Cascas. A barra de Cascas é radial e eletricamente fraca tornando 50 MW um valor muito elevado para este ponto. O oposto ocorre com as barras de Grajaú e São José, por exemplo, que são pontos eletricamente fortes com um sistema extremamente malhado. Para estas barras a injeção de 50 MW foi baixa, provocando uma redução da *EENS* superior à esperada.

A informação do custo marginal de barra não *enxerga* a rede vinculada àquela barra. O valor do custo marginal deve ser complementado com informações sobre a rede vinculada a cada barra, como a capacidade total das linhas que confluem para mesma, e o seu nível de curto circuito. A injeção de geração deve ser compatível com o sistema ao qual a barra está conectada, para evitar violações de circuitos. Uma injeção não compatível com a capacidade do sistema receptor, requer um investimento na rede em novas linhas ou transformadores.

A Figura 4 mostra as variações, ocorridas e esperadas, na *EENS* do sistema, após a introdução de 50 MW de geração nas barras listadas na Tabela 4. Embora o *ranking* tenha praticamente se mantido, pode-se perceber que em algumas barras a variação ocorrida foi inferior à esperada, como Funil e Itatiaia. O oposto

ocorre em Grajaú e Rocha Leão, por exemplo, onde a introdução de 50 MW provocou variações superiores à esperada.

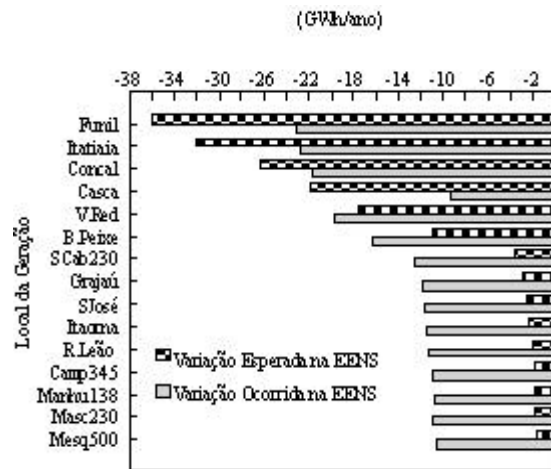


Figura 4 - Variação na *EENS* com a adição de 50 MW

A Figura 5 mostra a variação ocorrida nos custos marginais dos casos listados na Tabela 4. Pode-se perceber que em algumas barras, como a região do Vale do Paraíba, o custo marginal reduz significativamente. Este fato mostra que 50 MW foi o suficiente para resolver o problema local e tornar esta região menos atrativa para novas gerações.

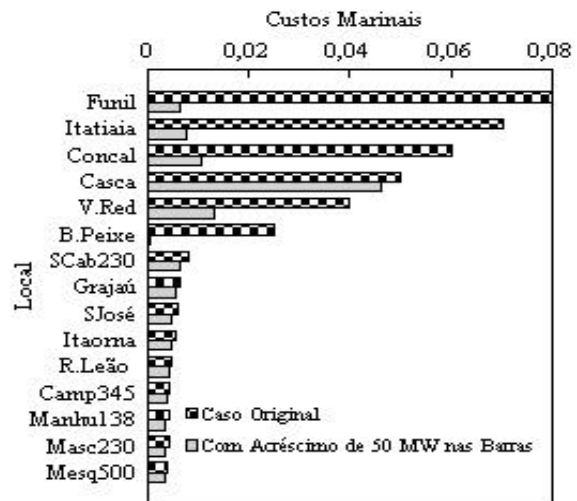


Figura 5 - Variação nos Custos Marginais de Confiabilidade com a adição de 50 MW - 1999

Analisando-se as Figuras 4 e 5, percebe-se que as barras onde o custo marginal se manteve praticamente inalterado são as mesmas onde ocorreram variações na *EENS* superiores à esperada. A única exceção ocorre em Barra do Peixe, onde o custo marginal reduziu drasticamente, embora a variação na *EENS* indique que esta barra comporta mais geração.

Estes resultados reforçam a necessidade de informações complementares sobre a barra candidata a novas gerações. Para analisar melhor a questão do montante ideal para cada barra, bem como a influência por região, os itens seguintes detalham melhor os pontos de Funil, e Rocha Leão.

3.1 - Avaliação em Funil

A geração, na barra de Funil, foi incrementada de 5 MW até 400 MW, e pode-se observar um saturamento seguido de uma inversão na tendência de redução da *EENS*, quando a transmissão local começa a se esgotar. Para valores baixos a precisão da informação do custo marginal é mais elevada. No caso de Funil a faixa de 15 a 40 MW de geração não necessitaria investimento em transmissão, como mostram a Figura 6.

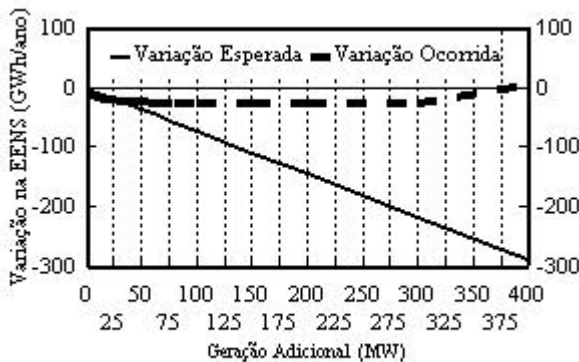


Figura 6 - Impacto na EENS com a Elevação de Geração em Funil

Para valores de geração acima de 100 MW o custo marginal de Funil fica abaixo de 10^{-5} , tornado-se negativo para valores acima de 300 MW, que indicam incoerência do sistema.

A Figura 7 mostra a influência sobre a *EENS* por região após a inclusão de 50 MW em Funil, mostrando que a barra de Funil, é sensível para a redução da *EENS* de todas as áreas.

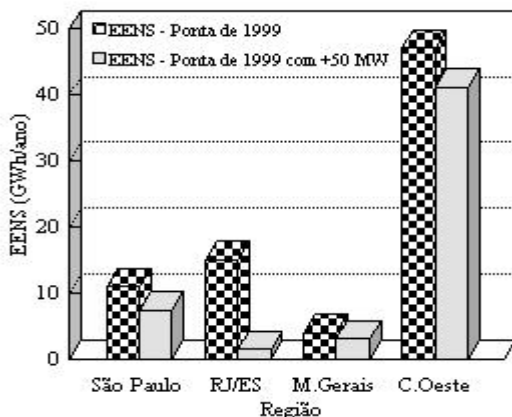


Figura 7 - Influência de um acréscimo de 50 MW em Funil na EENS por Região

A introdução de 50 MW em Funil reduziu a *EENS* da área Rio de Janeiro /Espírito Santo (onde foi instalada a nova geração) consideravelmente, e trouxe benefícios também para outras regiões como está ilustrado na Figura 7, sugerindo uma possível parceria com outras áreas que estão sendo beneficiadas com a nova geração.

3.2 - Avaliação em Rocha Leão

A Figura 8 mostra que o limite de geração para barra de Rocha Leão, que reduz a *EENS* sem impactar a transmissão local está entre 400 e 500 MW. Acima deste valor é necessária uma expansão da rede local. Embora Rocha Leão seja uma barra mais fraca que Grajaú, as linhas que chegam a esta barra estão com sua capacidade parcialmente ociosa, o que a torna uma barra com grande capacidade de recepção à geração sem impactar o sistema existente.

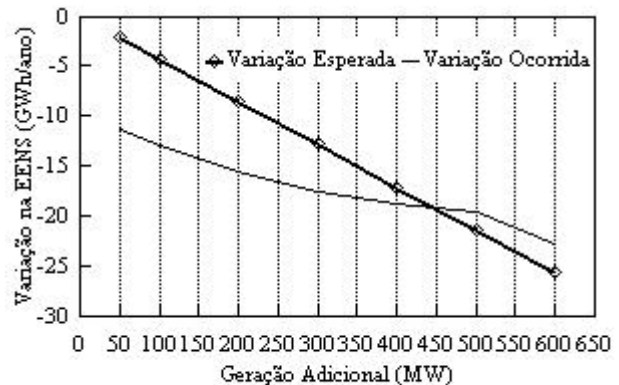


Figura 8 - Impacto na EENS com a elevação de Geração em Rocha Leão -1999

A Tabela 5 mostra a evolução da ordem de grandeza dos custos marginais dos circuitos que partem de Rocha Leão, após a inclusão de geração nesta barra.

Tabela 5 – Impacto Causado pela Introdução de Geração em Rocha Leão

Geração (MW)	Custo Marginal de Circuito	Custo Marginal	<i>EENS</i> (GWh/ano)
0	-	0.0049	76.97
100	-	0.0035	64.03
200	-10^{-4}	0.0027	61.34
300	-10^{-4}	-	59.33
400	-10^{-3}	-	58.14
500	-10^{-2}	0.01	57.36
600	-0.23	0.69	54.15
700	-0.29	-0.76	1159

A evolução dos custos marginais de circuito, que indicam a necessidade de reforço na rede, demonstram o esgotamento da rede local para valores acima de 500 MW.

A introdução de novas gerações pode mudar a contribuição das parcelas Geração, Transmissão e Composta nos índices de confiabilidade. A Tabela 6 mostra as novas parcelas de contribuição após a inclusão de 400 MW em Rocha Leão. Observa-se que, embora todas as parcelas tenham reduzido em valor absoluto, ocorre um significativo aumento relativo na parcela Transmissão. Este resultado é esperado uma vez que foram adicionados 400 MW em Rocha Leão, sem reforço na rede local.

Tabela 6 - Impacto nas Contribuições Transmissão/Geração/Composta

	Caso Original		Com 400 MW em R.Leão	
	EENS (GWh/ano)	(%)	EENS (GWh/ano)	(%)
Geração	1.37	1.779	0.07	0.12
Transmissão	54.73	71.105	53.3	91.67
Composta	20.87	27.114	4.77	8.204
Total	76.97	100	58.14	100

4.0 - INFLUÊNCIA DA DEMANDA NOS CUSTOS MARGINAIS

Um dos fatores que muito contribuem para o custo marginal de confiabilidade é a incerteza na carga. Para representação das incertezas, foi adotada uma dispersão em torno da média baseada numa distribuição normal. Todos os resultados deste trabalho consideram uma incerteza de 2%.

Para exemplificar o impacto da incerteza na demanda nos custos marginais das barras, foram realizadas simulações de confiabilidade composta, variando-se a incerteza relativa da distribuição normal de 0 a 7%. A Figura 9 apresenta os resultados.

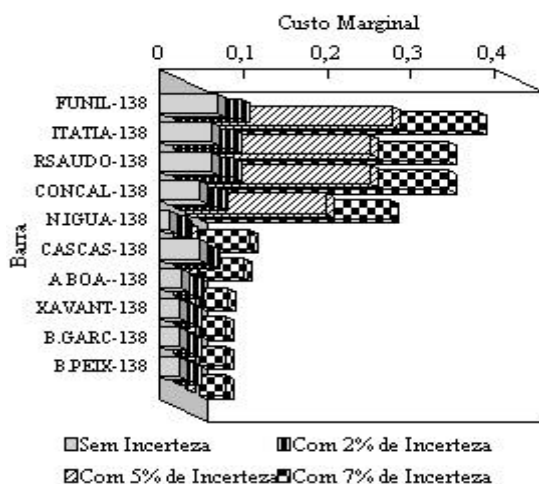


Figura 9 - Influência da Demanda

De acordo com os resultados, o impacto das incertezas de demanda não são uniformemente distribuídos no

sistema, pois existem regiões do sistema que são mais solicitadas com um pequeno aumento de demanda. Portanto, uma análise de incertezas com o mercado é importante para uma seleção dos melhores pontos de injeção.

5.0 - CONCLUSÕES

Foi concluído que o sinal informado pelo custo marginal de confiabilidade é bom em termos de ordenação, perdendo entretanto a precisão para valores elevados de geração, por se tratar de uma informação linear. Deve-se também salientar a importância da rede local para se determinar o montante de geração máxima que a referida barra suporta.

Foi também constatada a mudança de um ano para outro dos custos marginais por barra, devido à entrada de novos agentes no sistema, tornando a informação pura do custo marginal de confiabilidade incompleta para uma tomada de decisão.

Uma informação mais completa teria que apontar o montante de geração que a rede local suportaria sem reforços, para que o investidor possa analisar melhor o seu risco de uma redução drástica do custo marginal da barra em questão.

Foi mostrado o impacto das incertezas na carga no custo marginal das barras, foram realizadas simulações de confiabilidade composta variando-se a incerteza relativa da distribuição normal.

6.0 - REFERÊNCIAS

- [1] J. C. O. Mello, S. Granvile, M. V. F. Pereira, Maria Candida A. Lima, Stênio Alvarenga F., "Cálculo de Custos Marginais em Sistemas Compostos de Geração e Transmissão - Uma Abordagem Probabilística" XIII SNPTEE, Florianópolis, Outubro, 1995.
- [2] J. C. O. Mello, A. C. G. Melo, S. Romero, G. C. Oliveira, R. N. Fontoura, "A Composite System Reliability Evaluation Model for Large Scale Power Systems", 4th PMAPS, Rio de Janeiro, 1994.
- [3] CEPEL, "Sistema Computacional NH2 para Análise de Confiabilidade de Sistemas Geração/Transmissão de Grande Porte- Manual de Metodologia.
- [4] ELETROBRÁS, "Programa Decenal de Transmissão da Região Sudeste/Centro-Oeste-Período 1997/2006", GCPS/CTST/GTPD/ 1996.
- [5] Silveira M. Alzira Noli, Avaliação do Impacto de Produtores Independentes na Confiabilidade de Sistemas de Geração e Transmissão, Dissertação de M. Sc., EFEI, Itajubá, 1998