



**XXI SNPTTE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

Versão 1.0
23 a 26 de Outubro de 2011
Florianópolis - SC

GRUPO VII

GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL

**DISPERSÃO ESPACIAL DE CUSTOS MARGINAIS DE OPERAÇÃO POR BARRA ELÉTRICA COMO
INDICADOR PARA A AVALIAÇÃO DE ALTERNATIVAS DE EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO:
EXEMPLO DE APLICAÇÃO AO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO**

**Rafael Ferreira* Martha Carvalho Luiz Carlos da Costa Jr. Ricardo Perez Luiz Maurício Thomé
PSR**

RESUMO

Neste trabalho, investiga-se a utilização de informações oriundas de simulações da operação energética de sistemas hidrotérmicos, com a representação detalhada da rede elétrica, no contexto do planejamento da expansão do sistema de transmissão. Analisa-se o emprego de indicadores da dispersão de custos marginais de operação (CMOs) por barra do sistema elétrico para a construção de índices de desempenho de alternativas de expansão da transmissão, com atenção à adequação dos índices à realidade brasileira. São fornecidos exemplos do emprego de perfis de CMOs por barra no auxílio à criação e avaliação preliminar de circuitos candidatos para planos de expansão da transmissão.

PALAVRAS-CHAVE

Custos marginais de operação por barra, planejamento da expansão da transmissão, análise de sensibilidade

1.0 - INTRODUÇÃO

Dado um plano de expansão de um sistema elétrico de potência, o custo marginal de suprimento de um MW adicional de carga em uma determinada barra é dependente não apenas do parque gerador, mas também de perdas ôhmicas na rede elétrica e restrições de transporte de potência pelo sistema de transmissão. Para as análises deste artigo, perdas ôhmicas na rede de transmissão serão desconsideradas, sem perda de generalidade das principais conclusões. Neste contexto, diferenças de custos marginais entre barras são explicadas por restrições de transporte de potência (congestionamento das instalações de transmissão), sendo o custo marginal de operação das barras de uma região superavitária quanto à disponibilidade de geração de baixo custo inferior àquele das barras de uma região deficitária sob este ponto de vista, em que a geração está disponível a custos elevados e cuja importação de potência é limitada por restrições de transmissão. Tais restrições de transmissão levam a um aumento da *dispersão espacial* de custos marginais de operação (CMO) entre as barras do sistema.

Ao limitar a utilização do sistema de transporte de potência pelos agentes, tais restrições conduzem a um aumento dos custos operativos totais de um sistema de energia elétrica, uma vez que ocorre o deslocamento de geração mais barata pela produção de geradores mais caros. Dependendo do arranjo regulatório vigente e do tratamento dado a restrições de transmissão pelo mecanismo de formação de preços de curto prazo, restrições de transmissão podem também levar a oportunidades para que geradores exerçam poder de mercado, ofertando sua geração a preços distintos do seu custo de produção e portanto reduzindo a eficiência do mercado do ponto de vista da competitividade [1, 2]. No Brasil o esquema *zonal* de formação de preços de curto prazo, aliado a outros mecanismos previstos em regulação, reduz ou mesmo elimina as oportunidades de que geradores se utilizem de restrições de transmissão locais e de caráter conjuntural [3] para exercer poder de mercado.

(*) Praia de Botafogo, nº 228 - sala 1701 - Ala A - CEP 22.250-906 Rio de Janeiro, RJ, Brasil
Tel: (+55 21) 3906-2050 - Fax: (+55 21) 3906-2121 - Email: ferreira@psr-inc.com

Este trabalho trata da utilização de informações da dispersão espacial de custos marginais por barra no contexto do planejamento da expansão da transmissão. Trata-se, em particular, de restrições de transmissão *internas* aos submercados definidos para fins de contabilização financeira e sobre os quais se apoia o mecanismo *zonal* de formação de preços de curto prazo. É avaliada a viabilidade de utilizar, como atributo de um determinado plano de transmissão, índices de desempenho baseados na dispersão espacial de custos marginais de operação por barra, que visam a capturar os benefícios econômicos da redução ou mitigação do congestionamento de circuitos internos a submercados. A adequação destes índices à realidade brasileira é discutida. As informações para o cálculo destes índices são obtidas de simulações da operação eletroenergética de longo prazo do Sistema Interligado Nacional (SIN), considerando incertezas hidrológicas, modelagem individualizada de geradores e representação detalhada da rede de transmissão, através do modelo de fluxo de potência linearizado. As simulações são executadas com o modelo de despacho hidrotérmico SDDP, desenvolvido pela PSR. A abordagem dos indicadores de desempenho mencionados no parágrafo anterior é seguida de um exemplo de como a informação dos custos marginais de operação por barras pode ser utilizada para a criação e a análise preliminar de circuitos candidatos para o planejamento da expansão da rede de transmissão, estabelecendo uma *ponte* entre as funções de planejamento de expansão da transmissão e de planejamento da operação energética.

As discussões deste trabalho baseiam-se em exemplos numéricos, construídos a partir da análise de um sistema apresentado de forma breve na seção 2. Na seção 3, são abordados índices de desempenho de planos de expansão da transmissão baseados na dispersão espacial dos custos marginais de operação por barra. Na seção 4, é apresentado um exemplo da utilização de custos marginais de operação por barra, oriundos de simulações da operação eletroenergética de longo prazo, para a criação e avaliação preliminar de candidatos para o planejamento da expansão da transmissão. Ao final do trabalho, apresenta-se as conclusões obtidas.

2.0 - BREVE DESCRIÇÃO DO SISTEMA CONSIDERADO

Conforme mencionado na introdução, opta-se por abordar restrições de transmissão *internas* aos submercados definidos para mecanismos de contabilização financeira. Ainda que a operação eletroenergética de todo o SIN tenha sido considerada para as simulações executadas, o foco das análises recai sobre a região Sul, e em particular sobre o sistema nas imediações da Subestação (SE) Monte Claro 230kV, destacado na Figura 1. A opção por tratar este sistema justifica-se pela verificação de que, no período entre Jul/2012 e Dez/2014, há diferenças consideráveis entre custos marginais de barras da região e de barras vizinhas, como ilustrado na Figura 1. Nesta figura, os valores de custos marginais das barras podem ser identificados através das cores da escala fornecida. Utiliza-se este recurso gráfico no restante deste documento. As escalas de cores das figuras seguintes não indicarão de forma explícita a unidade R\$/MWh, devido a restrições de espaço.

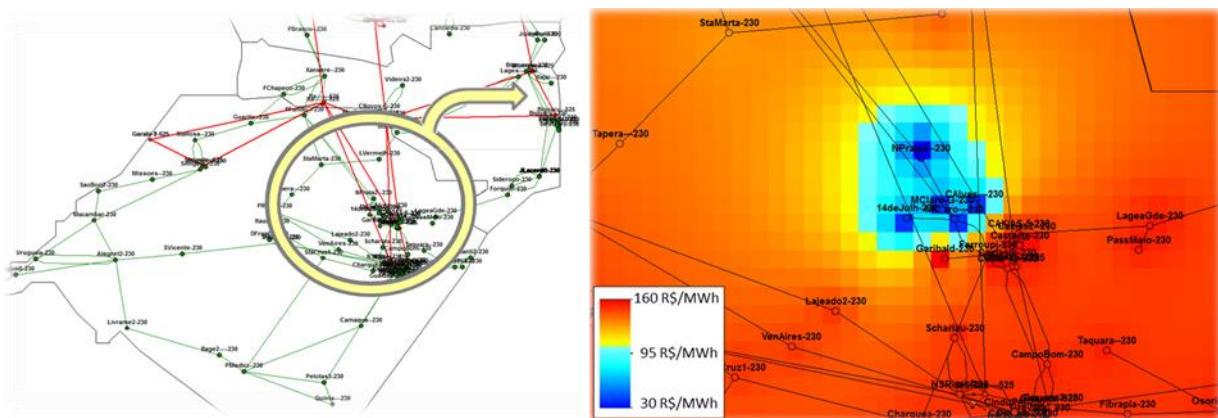


FIGURA 1 – Indicação da região de interesse primário do trabalho e ilustração de custos marginais por barra

A Figura 2 indica a configuração do sistema de transmissão da região de interesse no mês de Jul/2012. A cor verde indica instalações no nível de tensão de 230kV e a cor vermelha instalações em 525kV.

Para os exemplos da seção seguinte deste trabalho, será necessário considerar duas alternativas distintas da expansão do sistema de transmissão local. A primeira alternativa, denominada daqui em diante de A1, compreende a construção da linha de transmissão (LT) 230kV M.Claro-Garibaldi em Out/2012, e corresponde à expansão efetivamente programada para o sistema local, segundo a base de dados do Plano de Ampliações e Reforços 2011-2013 [5]. A segunda alternativa, ou alternativa A2, compreende a construção de pátios 525kV na SE M.Claro e na SE Caxias-5, a implantação das transformações 230/525kV associadas, o seccionamento da LT 525kV Itá-Caxias em local próximo à SE M.Claro 525kV (dando origem à LT 525kV Itá-M.Claro e à LT 525kV M.Claro-Caxias) e a construção da LT 525kV M.Claro-Caxias-5. Considera-se que a entrada em operação das obras desta segunda alternativa ocorre em Jul/2012. A alternativa A2 foi criada de forma a ilustrar conceitos discutidos na seção 3 deste documento. A Figura 3 ilustra a configuração obtida após a entrada em operação das alternativas A1 e A2.

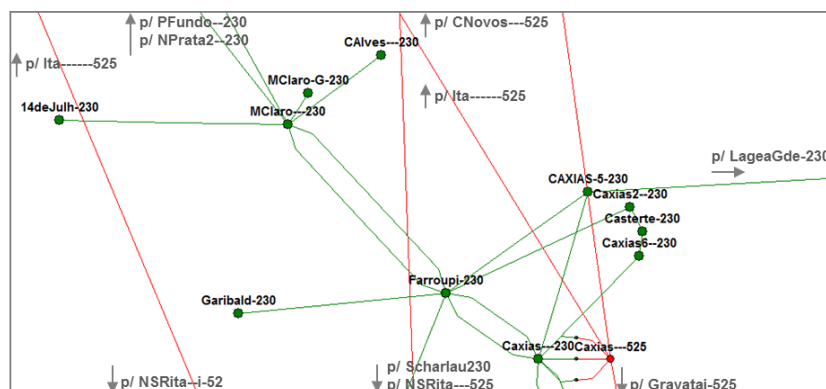


FIGURA 2 – Configuração do sistema de transmissão da região de Monte Claro e Caxias, Jul/2012

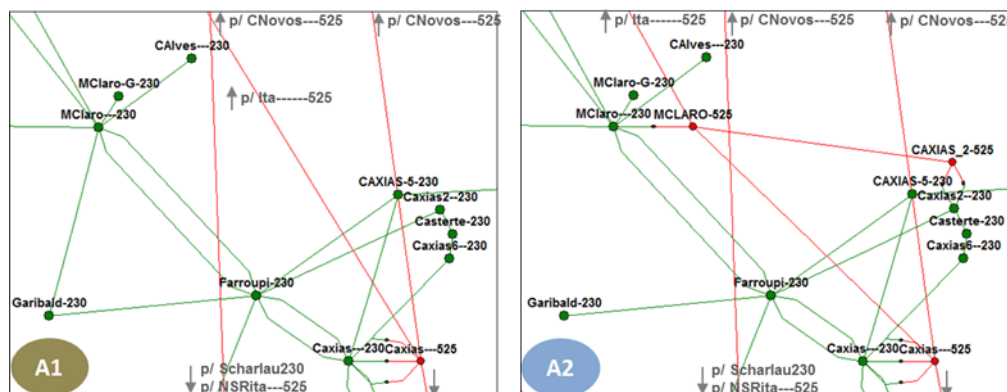


FIGURA 3 – Configuração do sistema de transmissão obtida após a entrada em operação das obras de A1 e A2

As estimativas dos investimentos associados a A1 e A2 são, respectivamente, de R\$ 17,4 milhões e R\$ 187,1 milhões, em valores referidos a Julho de 2012. Algumas das análises da seção seguinte envolvem o cálculo de benefícios incrementais obtidos quando da adoção da alternativa A1 ou da alternativa A2 em relação a uma situação em que se mantém a configuração indicada na Figura 2 durante todo o horizonte de simulação. A situação em que a configuração da Figura 2 é mantida durante todo o horizonte de simulação será denominada de alternativa A0 no restante deste documento.

3.0 - DISPERSÃO ESPACIAL DE CUSTOS MARGINAIS E ÍNDICES DE DESEMPENHO

Conforme mencionado na introdução deste documento, diferenças de custos marginais de operação de barras indicam que restrições de transporte de potência pela rede de transmissão levam ao deslocamento da geração de uma planta com baixos custos de produção pela geração de uma planta com custos menos competitivos, o que resulta em um aumento dos custos operativos totais de um sistema elétrico. Dado uma determinada alternativa de expansão da transmissão, pode-se argumentar que índices baseados na dispersão espacial de custos marginais por barra obtidos de simulações da operação eletroenergética podem indicar ao planejador o quanto a alternativa sob análise está alinhada com os objetivos de permitir o acesso de consumidores a geração a preços competitivos e incentivar a competição, permitindo que todos os agentes acessem o mercado [1].

Neste capítulo, ilustra-se o cálculo de índices de desempenho baseados nos conceitos mencionados no parágrafo anterior. Considerando-se a necessidade de representar incertezas no processo de simulação da operação eletroenergética que serve de base para as análises deste item, pode-se calcular da seguinte forma um índice de desempenho baseado na dispersão espacial de CMOs por barra [1]:

- Calcula-se os valores de custos marginais por barra para um determinado conjunto de possíveis padrões de carga, geração e topologia de rede a serem verificados no horizonte de simulação, para diferentes alternativas de expansão da transmissão e para uma alternativa de base (por exemplo, a alternativa A0 da seção anterior);
- Calcula-se, para cada uma das alternativas de expansão consideradas, para cada barra e em cada etapa de simulação, os CMOs médios, considerando-se os valores individuais resultantes de cada cenário simulado. Determina-se uma medida da dispersão espacial - por exemplo, o desvio padrão - destes CMOs médios para cada uma das alternativas. A redução desta medida de dispersão espacial verificada para cada alternativa, em relação à alternativa de base, é tomada como um indicador do benefício a ela associada;

c. Ao considerar-se que o custo total de suprimento é composto tanto do custo de operação quanto do custo de expansão do sistema (neste caso, expansão do sistema de transmissão), constata-se que índices de desempenho devem levar em conta não apenas os benefícios da adoção de uma determinada alternativa de expansão, mas também os custos de investimento a ela associados [1]. Assim, determina-se como índice de desempenho de uma alternativa a razão entre os benefícios obtidos com sua adoção e o custo de investimento necessário para sua implantação.

A seguir, apresenta-se o processo de cálculo do índice de desempenho definido para as alternativas da seção 2. Embora se considere apenas incertezas hidrológicas nas simulações que servem de base a este exemplo, a metodologia discutida permite incorporar também incertezas relacionadas a perfis de carga e mesmo à disponibilidade de equipamentos da rede. Para as simulações executadas, considera-se 200 séries hidrológicas e três patamares de demanda. O horizonte de simulação compreende etapas mensais entre os meses de Dez/2010 e Dez/2014¹. O horizonte de análise compreende apenas o período Jul/2012-Jul/2014, uma vez que a entrada em operação das obras das alternativas A1 e A2 só ocorre a partir de Jul/2012.

Considere-se inicialmente a dispersão de CMOs por barra ilustrada na Figura 4, para as etapas mensais de Dez/2012, Out/2013 e Jul/2014. Os perfis de CMOs mostrados são obtidos pela simulação da operação do sistema considerando-se a alternativa A0, e indicam que restrições de transmissão limitam o escoamento da potência dos geradores da região da SE M.Claro 230kV em uma parcela significativa dos cenários simulados. Reforços ao sistema de transmissão local através da implantação das alternativas A1 e A2 criam condições favoráveis ao escoamento da potência dos geradores da região, resultando em uma redução significativa da dispersão espacial dos valores médios de CMOs por barra, conforme ilustrado na Figura 5 para a etapa mensal de Out/2013.

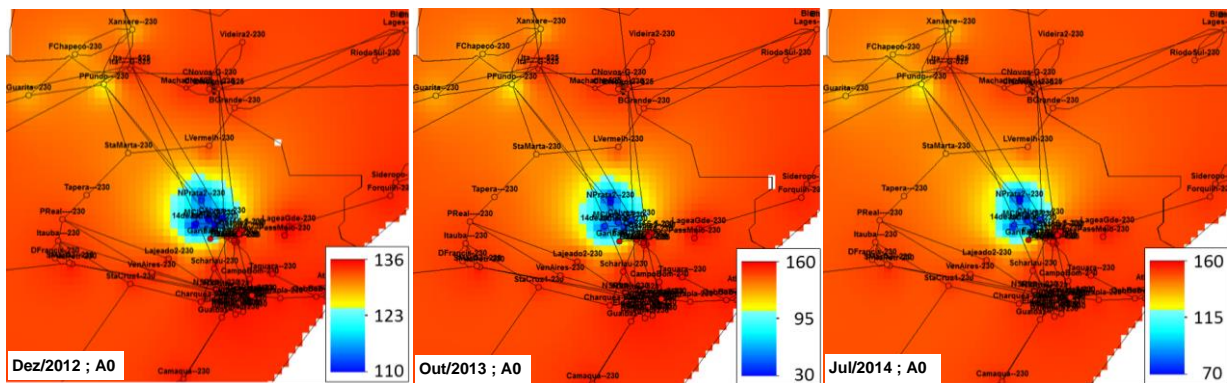


FIGURA 4 – Perfis de custos marginais por barra da região de interesse para A0 em Dez/12, Out/13 e Jul/14

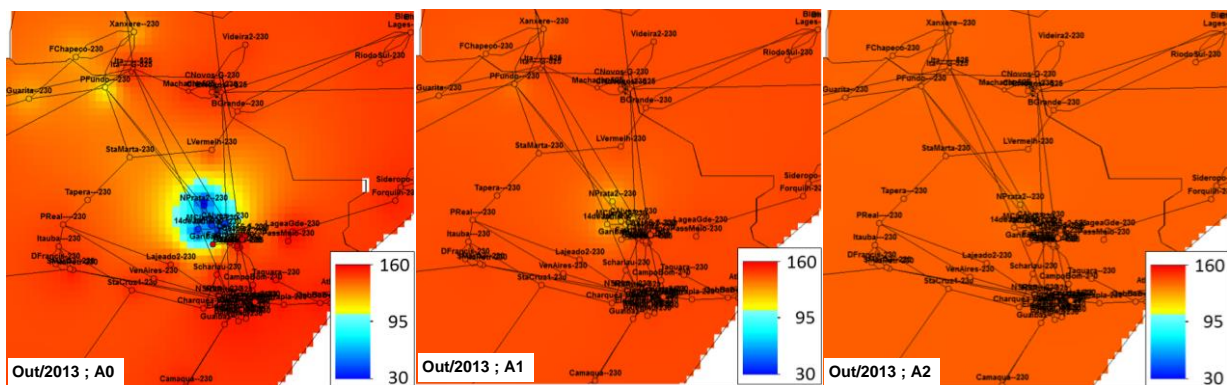


FIGURA 5 – Perfis de custos marginais por barra da região de interesse em Out/13 para A0, A1 e A2

Os impactos da redução da dispersão de custos marginais por barra mostrados na Figura 5 são verificados para outros meses do horizonte de análise, como indicado pelo primeiro gráfico da Figura 6, que indica a evolução do desvio padrão (medida da dispersão espacial) dos CMOs médios para as barras da região Sul². O gráfico da parte direita da Figura 6 indica o impacto das obras no custo marginal de operação médio³ da região Sul.

¹ Para a construção da base de dados das simulações da operação eletroenergética do SIN, utilizou-se informações da base correspondente ao Programa Mensal da Operação de Dez/2010, de autoria do ONS. Este fato justifica a escolha do horizonte de simulação.

² Para o cálculo dos indicadores de dispersão e outros índices da simulação, considerou-se não apenas o subconjunto de barras da região da SE M.Clara 230kV, mas todas as barras da região Sul.

³ O valor indicado no gráfico à direita da Figura 6 corresponde à média ponderada dos CMOs das barras, em que é a carga de cada uma das barras é utilizada como fator de ponderação.

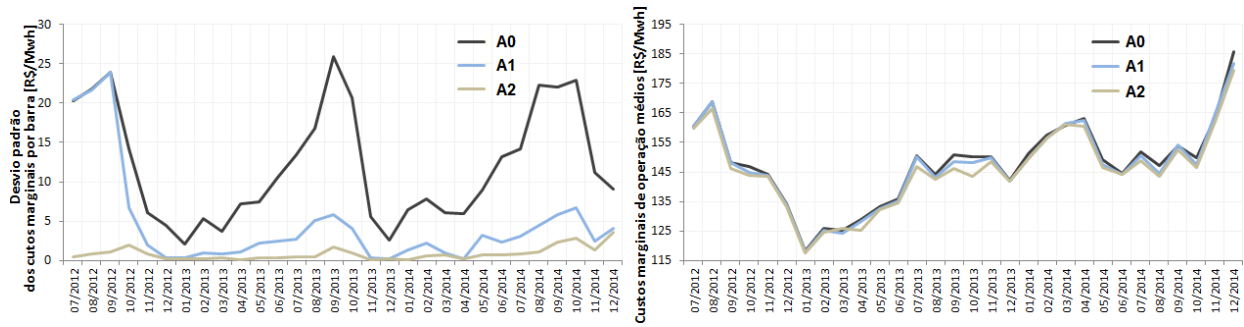


FIGURA 6 – Desvio padrão e média ponderada dos CMOs por barra da região Sul

Da análise das Figuras 5 e 6, percebe-se que uma redução mais significativa da dispersão espacial dos custos marginais por barra do sistema analisado seria obtida com a adoção da alternativa A2. De posse destes resultados ilustrativos, procede-se ao cálculo dos índices de desempenho mencionados no início da seção. Para os índices considerados a seguir, considera-se como indicador de benefício não apenas a redução da dispersão espacial dos custos marginais por barra, mas também a redução do valor esperado do custo operativo térmico e/ou do valor esperado do custo de déficit associado a diferentes alternativas de expansão. Os gráficos da Figura 7 mostram, para cada etapa do horizonte de análise, a redução dos valores das seguintes grandezas quando da adoção de A1 ou A2, em relação aos valores verificados para a alternativa A0: valor esperado da redução do desvio padrão dos custos marginais de operação das barras da região Sul (parte superior esquerda); valor esperado da redução do custo marginal de operação médio das barras da região Sul (parte superior direita); valor esperado da redução da soma dos custos operativos térmicos e custos de déficit da região Sul (parte inferior esquerda); valor esperado da redução do custo operativo térmico total da região Sul (parte inferior direita).

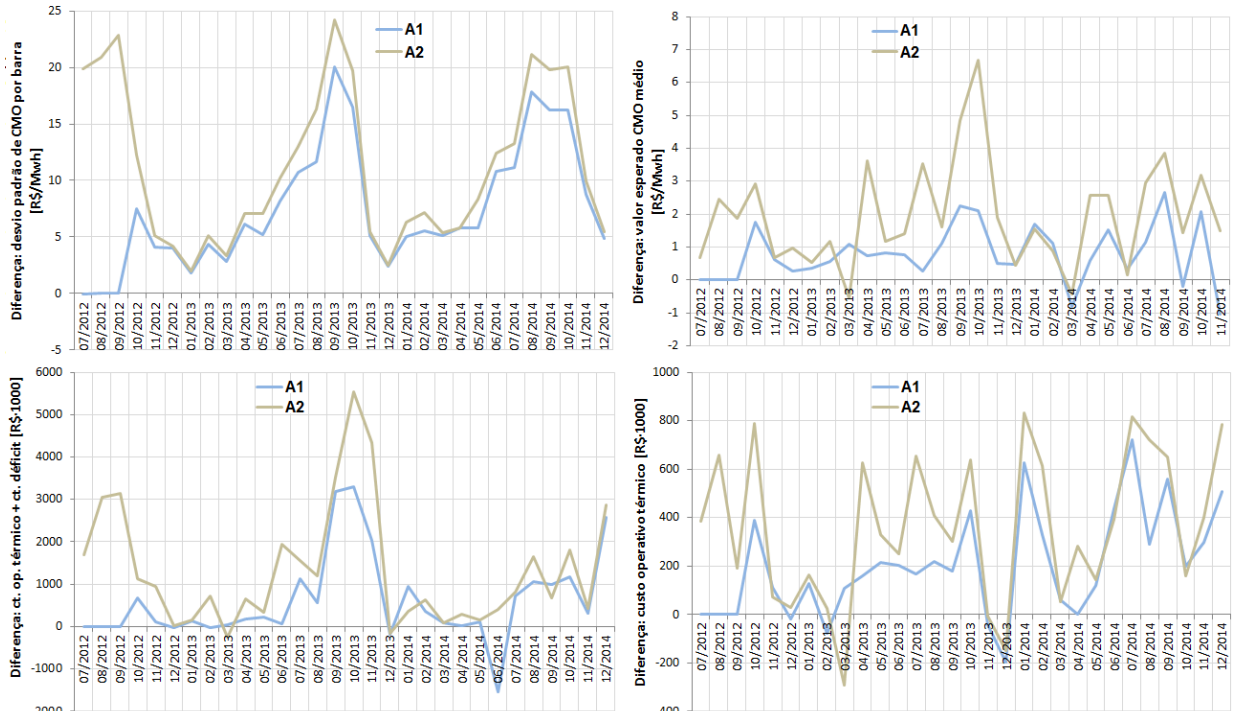


FIGURA 7 – Redução de grandezas obtida com a adoção de A1 e A2, em relação aos valores verificados para A0

Pode-se determinar índices de desempenho para cada uma das alternativas utilizando-se as seguintes equações:

$$\text{Índice}_1 = \text{VPL}(\Delta C_{\text{Term}}) / \text{PA}_{\text{INV}} \quad (1)$$

$$\text{Índice}_2 = \text{VPL}(\Delta C_{\text{Term}+\text{Déf}}) / \text{PA}_{\text{INV}} \quad (2)$$

$$\text{Índice}_3 = M_{\text{Pd},\Delta\sigma} / \text{PA}_{\text{INV}} \quad (3)$$

Na expressão (1), $\text{VPL}(\Delta C_{\text{Term}})$ corresponde ao valor presente líquido, referido a Jul/2012, dos benefícios associados à redução do custo operativo térmico médio com a entrada em operação da alternativa sob análise, em comparação a A0. A definição de $\text{VPL}(\Delta C_{\text{Term}+\text{Déf}})$ é análoga, considerando-se no entanto os benefícios associados à redução do valor esperado da soma do custo operativo térmico e do custo de déficit. A grandeza $M_{\text{Pd},\Delta\sigma}$ é a média

ponderada (média *ao longo* das etapas mensais) dos valores de redução da medida de dispersão espacial dos custos marginais por barra. Os fatores de ponderação utilizados para o cálculo da média são correspondentes a $1/(1+i)^t$, em que i é a taxa de desconto mensal utilizada na análise e t dá a posição da etapa mensal correspondente em relação a Julho de 2012⁴. Utiliza-se para os cálculos uma taxa de desconto de 11% ao ano (equivalente a uma taxa de desconto de 0,8735% ao mês).

Para o cálculo de PA_{INV} , primeiramente calcula-se o valor da parcela de uma série de pagamentos mensais cujo valor presente corresponde ao investimento total associado à alternativa, considerando período de acumulação de 30 anos. O valor de PA_{INV} corresponde ao valor presente, referido a Julho de 2012, dos pagamentos realizados apenas no horizonte Jul/2012-Dez/2014. Seria possível utilizar como denominador das expressões (1) a (3) simplesmente os valores dos custos de investimento associados à implantação de cada alternativa, referidos a Jul/2012. A utilização destes custos de investimento, ao invés de PA_{INV} , implicaria apenas na multiplicação dos denominadores dos índices associados a cada uma das alternativas por um mesmo fator, não afetando a relação entre os índices obtidos para A1 e A2 e não alterando, portanto, a decisão por uma ou outra alternativa.

Os valores dos índices para ambas as alternativas são dados na Tabela 1. Percebe-se que a relação entre os índices obtidos para A1 e A2 aponta para a adoção de A1. Esta alternativa, apesar de resultar em benefícios comparativamente menores, demanda investimentos significativamente reduzidos para sua implantação.

TABELA 1 – Índices de desempenho associados a A1 e A2

Índice	Unidade do índice	Valor para A1	Valor para A2	Relação A2/A1
$Índice_1 = VPL(\Delta C_{Term})/PA_{INV}$	[kR\$ / kR\$]	1.25	0.21	17%
$Índice_2 = VPL(\Delta C_{Term+Défc})/PA_{INV}$	[kR\$ / kR\$]	3.75	1.34	36%
$Índice_3 = M_{Pd,\Delta\sigma}/PA_{INV}$	[(R\$/MWh) / MR\$]	1.74	0.25	14%

Para o exemplo em questão, o comportamento do $Índice_3$ mostrou-se aderente àquele verificado para o $Índice_1$. De fato, a inspeção da Figura 7 e da Tabela 1 indica que, para este exemplo, a informação associada à dispersão espacial dos custos marginais por barra não mudaria a decisão sobre a alternativa de expansão a ser escolhida. Isto suscita a seguinte pergunta: *por que, então, considerar a informação da dispersão espacial de custos marginais por barra ao avaliar-se alternativas de expansão da transmissão* (em situações em que outras informações, como aquelas utilizadas neste trabalho, estariam disponíveis)? A necessidade de considerar-se a informação da dispersão espacial dos CMOs como indicador da *competitividade* (na acepção da palavra segundo a teoria econômica) de um mercado, no caso de sistemas em que restrições conjunturais de transmissão resultam em oportunidades para que os agentes exerçam poder de mercado, é uma das justificativas centrais da referência [1]. No contexto do mercado brasileiro, as vantagens associadas à avaliação da competitividade se diluem, devido aos fatores mencionados na introdução deste texto. Benefícios associados à utilização deste índice no contexto brasileiro podem ser relacionar, entretanto, à sua utilização combinada com outras informações, por exemplo para a identificação de planos que, embora resultem em valores médios aceitáveis da soma de custos operativos e de déficit, exponham um conjunto reduzido de barras a elevados custos de suprimento ou déficit (caso em que o desvio padrão dos custos marginais se apresentaria comparativamente elevado).

4.0 - DIFERENÇAS ENTRE CUSTOS MARGINAIS DE BARRAS E PROPOSIÇÃO E AVALIAÇÃO PRELIMINAR DE CANDIDATOS PARA PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

Informações de custos marginais por barra podem auxiliar o planejador do sistema na proposição e na avaliação preliminar de circuitos candidatos para planos de expansão da transmissão. A seguir, apresenta-se, a partir de um exemplo numérico que utiliza novamente como objeto de análise o sistema da seção 2, métodos simples através dos quais planejadores da expansão da transmissão podem incorporar informações da operação eletroenergética ao repertório de técnicas que possuem para a criação e a seleção preliminar (*screening*) de candidatos.

A simples inspeção visual de perfis de custos marginais por barra, como aqueles mostrados nas figuras anteriores, permite identificar regiões que se beneficiariam da adição de circuitos. Por exemplo, a verificação de um gradiente elevado no perfil de custos marginais entre as barras da região da SE M.Claro 230kV e da região das SEs Farroupilha 230kV e Caxias 230kV, através da inspeção visual dos perfis de custos das Figuras 1 e 4, indica que a adição de circuitos entre as subestações poderia aliviar o congestionamento do sistema de transmissão e permitir o escoamento da potência dos geradores da região de Monte Claro. Este fato, aliado à pequena distância entre os conjuntos de barras para os quais se identifica elevadas diferenças de custos marginais, permite que o planejador classifique a região como uma candidata à inclusão de reforços.

⁴ Calcular a grandeza $M_{Pd,\Delta\sigma}$ do modo apresentado é análogo a calcular o *valor presente líquido* da série de reduções de desvios padrões dos custos marginais por barra e dividir o resultado pelo *valor presente líquido* de uma série de valores unitários. Opta-se por utilizar este índice para indicar que reduções na dispersão dos desvios padrão dos custos marginais por barra que ocorram em etapas mais próximas ao início do horizonte de análise tem maior peso no processo de decisão do que reduções verificadas ao final deste horizonte. De acordo com os objetivos do planejador, seria possível definir o atributo associado à redução da dispersão espacial dos custos marginais por barra de outra forma: por exemplo, como a média simples das reduções, caso se deseje dar o mesmo peso a reduções ocorridas em qualquer instante de tempo do horizonte de análise.

Uma vez identificada uma região de interesse, o planejador depara-se com a tarefa de propor circuitos candidatos, que serão submetidos a análises detalhadas em fases posteriores do processo. Neste ponto, análises de sensibilidade da solução do problema de planejamento da operação eletroenergética de longo prazo podem auxiliar a avaliação preliminar um grande número de circuitos candidatos e a seleção de um conjunto reduzido de circuitos que será submetido posteriormente a análises detalhadas. De modo a ilustrar a execução destas análises, considere-se novamente a região de Monte Claro. A Figura 8 mostra um conjunto de 24 circuitos que serão submetidos a uma análise preliminar, de forma a pré-selecionar candidatos para etapas posteriores do processo.

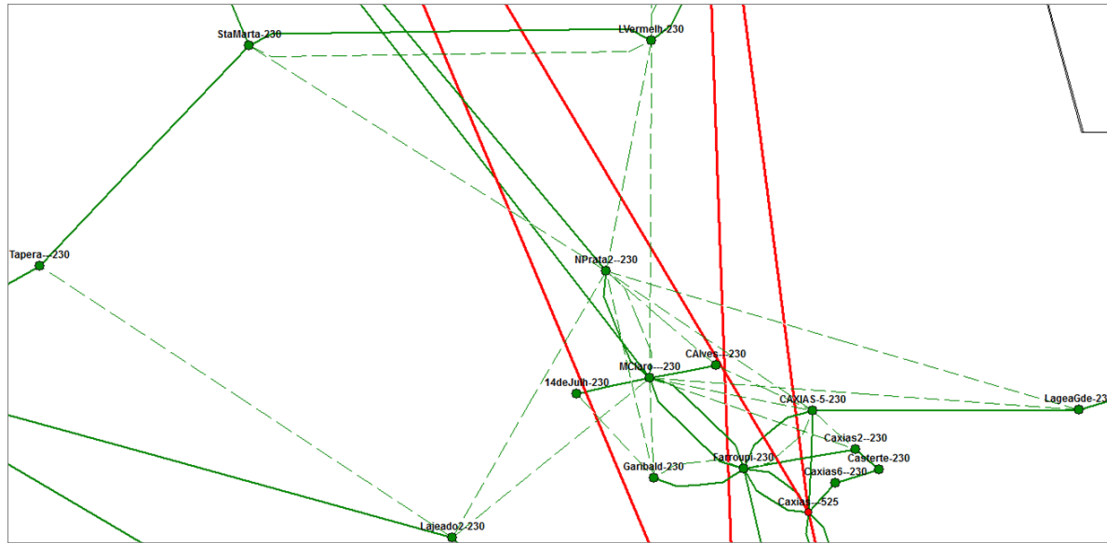


FIGURA 8 – Conjunto de candidatos para avaliação preliminar

A solução do problema de planejamento da operação eletroenergética de longo prazo com a ferramenta utilizada neste trabalho envolve a resolução, para cada etapa t e série hidrológica s , de um problema de programação linear (PPL) com a representação da rede de transmissão através do modelo de fluxo de potência linearizado [6]. Neste PPL, há restrições específicas correspondentes à representação de rede de transmissão para cada patamar de carga b em separado, embora algumas restrições, como as de balanço hídrico, tornem necessário acoplar em um mesmo problema todos os patamares de carga. Os custos marginais de operação $\pi_{k,t,s,b}$ para a barra k são as variáveis duais associadas às restrições de balanço de potência por barra destes problemas de programação linear. É possível realizar análises de sensibilidade da variação da função objetivo de minimização de custos operativos totais⁵ em relação à adição de circuitos. A adição de circuitos pode ser interpretada como a adição de uma susceptância γ_{km} entre as barras k e m do sistema [4]. A variação do custo operativo Δz quando da adição desta susceptância pode ser estimada [4] por:

$$\Delta z_{t,s,b} \approx (\partial z_{t,s,b} / \partial \gamma_{km}) \cdot \Delta \gamma_{km} = [(\pi_{k,t,s,b} - \pi_{m,t,s,b}) \cdot (\theta_{m,t,s,b} - \theta_{k,t,s,b})] \cdot \Delta \gamma_{km} \quad (4)$$

Em que π_k e θ_k indicam respectivamente o custo marginal de operação e o ângulo da barra k e os índices t , s e b indicam respectivamente a etapa mensal, a série hidrológica e o patamar de carga em questão. Utilizando-se a expressão acima⁶, estimou-se o benefício associado à adição de cada um dos circuitos indicados na Figura 8, para cada etapa do horizonte Jul/2012-Dez/2014, e para cada série hidrológica e patamar simulado (considerando para as simulações da operação eletroenergética a alternativa A0 definida na seção anterior). De posse destes valores, pode-se estimar o benefício médio (redução nos custos totais de suprimento da carga) associado à adição dos circuitos em cada etapa mensal do horizonte de análise.

O valor presente destes benefícios, referido à data de Jul/2012 (data de referência para a entrada em operação dos circuitos), é utilizado como estimativa do benefício total associado à entrada em operação do circuito candidato. De forma a realizar uma classificação preliminar dos circuitos, é necessário ainda obter uma estimativa dos custos de investimento associados a cada um deles. Para esta estimativa, utilizou-se custos de referência para instalações de transmissão em 230kV retirados de bases de dados públicas. De posse destas informações, foram calculados índices de benefício/custo associados a cada um dos circuitos, o que permitiu sua classificação, como indicado na Figura 9. Os circuitos candidatos com os índices de benefício/custo mais positivos são indicados com cores quentes (vermelho), sendo as cores frias (azul) utilizadas para indicar os circuitos com os menores índices de benefício/custo. Os 6 candidatos com os índices de benefício/custo mais positivos são indicados na Tabela 2. Com base em análises de sensibilidade como esta, um planejador da expansão da transmissão poderia selecionar um subconjunto de circuitos para análises posteriores, descartando circuitos com desempenho inferior (por exemplo, aqueles com relação benefício/custo menor que 1). Cabe ressaltar que a LT 230kV M.Claro-Garibaldi, que compõe a alternativa A1 analisada na seção anterior, está entre os circuitos de melhor desempenho na avaliação preliminar.

⁵ Compreendendo também custos de déficit de energia.

⁶ Anteriormente à utilização da expressão (4), é necessário estimar as susceptâncias γ_{km} dos circuitos candidatos.

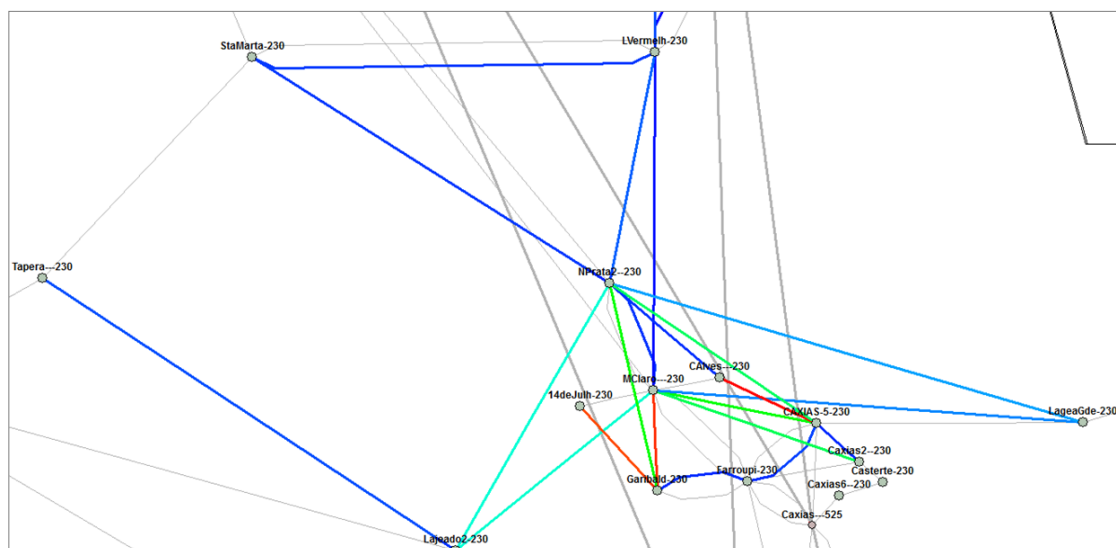


FIGURA 9 – Indicação do índice benefício/custo associado aos circuitos candidatos

TABELA 2 – Circuitos candidatos com melhores desempenhos e índices benefício/custo

Ranking	Instalação candidata	Índice	Ranking	Instalação candidata	Índice
1	LT 230kV C. Alves - Caxias 5	3,87	4	LT 230kV N. Prata 2 - Garibaldi	1,80
2	LT 230kV M. Claro - Garibaldi	3,67	5	LT 230kV M. Claro - Caxias 5	1,74
3	LT 230kV 14 de Julho - Garibaldi	3,57	6	LT 230kV M. Claro - Caxias 2	1,43

5.0 - CONCLUSÃO

Neste trabalho, investigou-se a utilização de informações oriundas do planejamento da operação energética de longo prazo, com a representação da rede de transmissão através do modelo de fluxo de potência linearizado, no contexto do planejamento da expansão da transmissão. Analisou-se o emprego de indicadores de benefício/custo baseados na dispersão espacial de CMOs por barra, conforme propostos em [1], como índices de desempenho para alternativas de expansão da transmissão. Características específicas da regulação brasileira evitam situações em que restrições conjunturais de transmissão levem a oportunidades para geradores exercerem poder de mercado, reduzindo a importância relativa do emprego dos índices investigados como indicadores da competitividade do mercado (pelo menos no caso da avaliação de alternativas para a expansão do sistema de transmissão interno a cada submercado). Ainda que as vantagens da utilização dos índices como indicadores de competitividade seja colocada sob perspectiva, verificou-se que a informação embutida em índices de desempenho baseados na dispersão espacial de CMOs por barra é consistente com a de outros índices avaliados. Mostrou-se também como a informação de perfis de CMOs por barra oriundos de simulações da operação eletroenergética pode auxiliar o planejador do sistema de transmissão na proposição e avaliação preliminar de circuitos candidatos para a expansão da transmissão. Foram executadas avaliações preliminares, baseadas em análises de sensibilidade análogas às apresentadas em [4], de um conjunto de candidatos construído para o sistema estudado, obtendo-se resultados coerentes com o plano de expansão efetivamente determinado para a região.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) BUYGI, M.O., BALZER, G., SCHANECHI, H.M., SHAHIDEHPOUR, M. Market-based transmission expansion planning. *Power Systems, IEEE Transactions on*. 2004, EUA.
- (2) MENDES, D.P., KIRSCHEN, D.S. Assessing pool-based pricing mechanisms in competitive electricity markets. *Power Engineering Society Summer Meeting*, 2000. IEEE. 2000, EUA.
- (3) GRANVILLE, S., OLIVEIRA, G.C., THOME, L.M., CAMPODONICO, N., LATORRE, M.L., PEREIRA, M.V.F., BARROSO, L.A. Stochastic optimization of transmission constrained and large scale hydrothermal systems in a competitive framework. *Power Engineering Society General Meeting*. 2003, EUA.
- (4) PEREIRA, M.V.F., PINTO, L.M.V.G. Application Of Sensitivity Analysis Of Load Supplying Capability To Interactive Transmission Expansion Planning. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*. 1985, EUA.
- (5) OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. Casos de Referência - Regime Permanente – PAR 2011-2013. Disponível em www.ons.org.br, acessado em 15/12/2010. Brasil.
- (6) PSR. Programa SDDP, versão 10.2 – Manual de Metodologia. 2010, Brasil.

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Rafael de Sá Ferreira é mestrando em Engenharia Elétrica pela COPPE/UFRJ e atua em estudos de transmissão na PSR.



Martha Rosa Martins Carvalho é mestranda em Engenharia Elétrica pela COPPE/UFRJ e atua em estudos de transmissão na PSR.



Ricardo Cunha Perez é mestrando em Engenharia Elétrica pela COPPE/UFRJ e atua em estudos de transmissão na PSR.



Luiz Carlos da Costa Jr. é doutorando em Otimização pela COPPE/UFRJ e atua em desenvolvimento de modelos na PSR.



Luiz Maurício Thomé é Engenheiro Eletricista graduado pela UFRJ, com créditos de pós-graduação e cursos de especialização na Alemanha, e coordenador da área de estudos de transmissão na PSR.