



APLICAÇÃO DA TÉCNICA DE DECOMPOSIÇÃO DE BENDERS PARA CÁLCULO DA RESERVA GIRANTE CONSIDERANDO A CURVA DE CAPABILIDADE DOS GERADORES

Marcelo de Souza Aleixo, Edimar José de Oliveira, Leonardo Willer de Oliveira

Universidade Federal de Juiz de Fora

Rua José Lourenço Kelmer, s/n - Campus Universitário, Bairro São Pedro

marcelo.aleixo@engenharia.ufjf.br, edimar.oliveira@ufjf.edu.br,
leonardo.willer@edu.ufjf.br

RESUMO

Este trabalho apresenta uma metodologia para cálculo da reserva girante do sistema elétrico de potência. A proposta inclui a curva de capacidade dos geradores bem como falhas no sistema de geração e transmissão. O fluxo de potência ótimo é utilizado para determinar as condições iniciais do sistema, caso base. A partir daí o problema é resolvido de forma interativa entre dois estágios: O primeiro utiliza programação linear inteira para determinar o número mínimo de unidades de geração disponíveis (ligadas); O segundo corresponde ao Fluxo de Potência Ótimo com o objetivo de obter o mínimo corte de carga para cada condição operativa. O corte de Benders é produzido para cada cenário e o processo termina quando não ocorrer corte de carga. A metodologia é testada utilizando um sistema teste de 4 barras e os resultados mostram que o método é promissor para aplicação em sistemas reais.

PALAVRAS CHAVE. Decomposição de Benders, Curva de Capacidade, Reserva Girante.

Tópico: EN - PO na Área de Energia

ABSTRACT

This work presents an application of the Benders decomposition technique for the calculation of the spinning reserve of the electric power system. The proposed methodology includes the capability generation curve, as well as failures in the generation and transmission system. The Optimal Power Flow is used to determine the initial conditions of the system, as a base case. From this point, the problem is solved interactively between two stages: The first uses integer linear programming to determine the minimum number of available generation units (turned on). The second corresponds to the Optimal Power Flow in order to obtain the minimum load shedding. The Benders cut are produced for each contingency and the process ends when there is no load shedding. The methodology is tested using the 4 bus test system and the results show that the method is promising for application in real electrical power systems.

KEYWORDS. Benders Decomposition, Capability Generation Curve, Spinning Reserve.

Paper topic: EN - OR Area of Energy



1. Introdução

A técnica de Decomposição de Benders, [Benders \[1962\]](#), vem sendo amplamente utilizada na literatura para solucionar diversos problemas na área de engenharia e em outras áreas da ciência. Esta metodologia consiste basicamente no particionamento de variáveis, dividindo o problema original em subproblemas de dimensões menores de modo a reduzir o esforço computacional em problemas de múltiplas variáveis e de dimensões elevadas. A referência [Rahmaniani et al. \[2016\]](#) apresenta o estado da arte desta poderosa ferramenta matemática.

Em um cenário com mercados energéticos cada vez mais competitivos a Decomposição de Benders (DB) é aplicada a diversos estudos de otimização buscando resolver problemas em engenharia elétrica tais como: coordenação hidrotérmica, cujo objetivo é encontrar a melhor forma de gerenciar os recursos energéticos disponíveis. Em [Ansari et al. \[2014\]](#), o autor considera o modelo CA completo para a rede elétrica, reserva girante, cenários de contingências probabilísticos de carga e afluência de modo a determinar o despacho hidrotérmico. Além disso, problemas de análise de reforço, expansão e planejamento do sistema elétrico, [Oliveira et al. \[2008\]](#); [de Oliveira et al. \[2015a\]](#); e análise de contingência, [de Oliveira et al. \[2003\]](#). Já em [Cobos et al. \[2016\]](#) o autor faz uso de diferentes cenários de injeção de potência em um modelo linear (CC) do Sistema Elétrico de Potência (SEP) no qual também faz uso de otimização robusta para determinar a programação da operação e sua reserva girante.

Por outro lado, com a penetração de geração eólica no sistema elétrico, a questão relacionada ao suporte de potência reativa ganha mais importância devida à intermitência desta geração. Além disso, o sistema se encontra próximo ao ponto de colapso resultando em uma menor confiabilidade na continuidade do fornecimento de energia elétrica [Rawat e Vadhera \[2016\]](#). Frente a essas adversidades e também as falhas que podem ocorrer na rede, tais como: saída de linhas de transmissão, perda de equipamentos, queda de geradores, erro de previsão de carga etc, a definição da quantidade de reserva girante ou reserva operativa de geração tem sido amplamente estudada na literatura através de técnicas de otimização.

Neste sentido, a referência [Khazali e Kalantar \[2015\]](#) utiliza a técnica de otimização baseada em uma abordagem estocástica-probabilística híbrida para avaliar a reserva girante do sistema com alta penetração de geração eólica.

Seguindo, o trabalho [Morales et al. \[2009\]](#) utiliza a técnica de programação estocástica para verificar a viabilidade da utilização de geradores eólicos associados a otimização dos reservatórios das usinas hidroelétricas. Já o trabalho de [Reddy et al. \[2015\]](#) envolve as incertezas relacionadas com a demanda e com a geração eólica e a contribuição da reserva girante no despacho econômico do sistema através da técnica de algoritmo genético e Monte Carlo. Também são incluídos sistemas de armazenamento de energia em [Jin et al. \[2016\]](#).

Em [Zhao et al. \[2016\]](#) o autor utiliza critérios probabilísticos para otimizar a reserva girante considerando o impacto do consumo dos veículos elétricos. No trabalho [Aghaei et al. \[2009\]](#), a metodologia baseada em programação matemática multiobjetiva busca minimizar o custo de geração e otimizar a segurança do sistema através de índices de confiabilidade composta. Análise similar pode ser observada nos trabalhos de [Gazafroudi et al. \[2015\]](#); [Rejc e Čepin \[2014\]](#).

O trabalho [Ela et al. \[2010\]](#) relata a importância da reserva girante em meio ao aumento da geração eólica na matriz energética e descreve métodos que são utilizados nas avaliações.

Também foi realizado um estudo baseado em diferentes cenários de ventos através de análises probabilísticas utilizando dados históricos de velocidade de ventos, a programação do despacho de usinas térmicas e a reserva girante a fim de contribuir com a confiabilidade do sistema em relação a incerteza da fonte eólica [de Oliveira et al. \[2015b\]](#).

Tendo em vista a penetração de geração eólica no sistema elétrico associado ao carregamento das linhas de transmissão, principalmente no horário de pico, o aspecto relacionado ao suporte de potência reativa ganha importância na medida em que pode afetar o número de geradores disponíveis para gerar esta energia extra. Neste sentido, o presente trabalho tem por objetivo



avaliar a influência da Curva de Capabilidade dos Geradores (CCG) no processo de otimização de Reserva Girante do sistema. Conforme descrito anteriormente, os trabalhos existentes nesta área não incluem a CCG nos cálculos. Portanto, esta é a principal contribuição deste trabalho.

A metodologia proposta utiliza a técnica de decomposição de Benders para dividir o problema em dois subproblemas, sendo que o primeiro determina através da técnica de programação linear inteira, o número mínimo de unidades de geração que deve ser ligada; e o segundo subproblema verifica através do fluxo de potência ótimo, se o sistema opera corretamente mesmo considerando uma falha pré-estabelecida em uma lista de cenários de contingência. Estudos realizados em sistemas testes mostram que a metodologia proposta é adequada para aplicação em sistemas reais tendo em vista a utilização de ferramenta de fluxo de potência ótimo que é bastante utilizada pelo setor elétrico.

2. Metodologia Proposta

O cálculo ótimo da reserva girante pode ser escrito como um problema de Programação Não Linear Inteiro Misto (PNLIM), conforme descrito a seguir:

$$fob = \min \left(c_p \cdot Perdas + \sum_{j=1, j \in \Omega_u}^{N_u} c_{j,k} \cdot x_{j,k} \right) \quad (1)$$

Sa/

$$x_{j,k} \cdot Pg_{j,k} - P_{Load,k} - \sum_{m \in \Omega_k} P_{km} = 0 \quad (2)$$

$$x_{j,k} \cdot Qg_{j,k} - (Q_{Load,k} + Q_k^{shunt}) - \sum_{m \in \Omega_k} Q_{km} = 0 \quad (3)$$

$$P_{km} = g_{km} V_k^2 - V_k V_m (g_{km} \cos \theta_{km} + b_{km} \sin \theta_{km}) \quad (4)$$

$$Q_{km} = - (b_{km} + b_{km}^{sh}) V_k^2 + V_k V_m (g_{km} \sin \theta_{km} - b_{km} \cos \theta_{km}) \quad (5)$$

$$Perdas = \sum_{j=1, j \in \Omega_u}^{N_u} x_{j,k} Pg_{j,k} - \sum_{k=1}^{N_b} P_{Load,k} \quad (6)$$

$$0 \leq Pg_{j,k} \leq Pg_{j,k}^{max} \quad (7)$$

$$Qg_{j,k}^{min} \leq Qg_{j,k} \leq Qg_{j,k}^{max} \quad (8)$$

$$V_k^{min} \leq V_k \leq V_k^{max} \quad (9)$$

$$|P_{km}| \leq |P_{km}^{cap}| \quad (10)$$

$$Pg_{j,k}^2 + Qg_{j,k}^2 \leq (S_{j,k}^{max})^2 \quad (11)$$

$$x_{j,k} \in \mathbb{N} \mid x_{j,k} \in [0, x_{j,k}^{max}] \quad (12)$$

Onde:



k	1, ..., N° de barras do sistema;
N_u	Número de usinas;
N_b	Número de barras;
f_{ob}	Função objetivo (\$);
c_p	Custo das perdas (\$/pu-Mw);
$c_{j,k}$	Custo operativo das unidades x ligadas na usina j situada na barra k ;
$x_{j,k}$	Número de unidades x ligadas na usina j situada na barra k ;
$x_{j,k}^{max}$	Número máximo de unidades x da usina j situada na barra k ;
Ω_u	Conjunto de usinas do sistema;
Ω_k	Conjunto de barras do sistema conectadas à barra k ;
$P_{g_{j,k}}$	Geração ativa de uma unidade da usina j situada na barra k ;
$P_{Load,k}$	Carga ativa na barra k ;
$Q_{g_{j,k}}$	Geração reativa de uma unidade da usina j situada na barra k ;
$Q_{Load,k}$	Carga reativa na barra k ;
Q_k^{shunt}	Banco Shunt conectado à barra k
P_{km}	Fluxo de potência ativa entre as barras k e m , linha $k-m$;
Q_{km}	Fluxo de potência reativa entre as barras k e m , linha $k-m$;
V_k	Tensão na barra k ;
V_m	Tensão na barra m ;
g_{km}	Condutância da linha entre as barras k e m ;
b_{km}	Susceptância da linha entre as barras k e m ;
b_{km}^{sh}	Susceptância shunt da linha;
θ_{km}	Ângulo entre as barras k e m ;
$P_{g_{j,k}}^{max}$	Potência ativa máxima de cada unidade da usina j situada na barra k ;
$Q_{g_{j,k}}^{min}, Q_{g_{j,k}}^{max}$	Potência reativa mínima e máxima de cada unidade da usina j situada na barra k ;
V_k^{min}, V_k^{max}	Tensão mínima e máxima da barra k ;
P_{km}^{cap}	Capacidade da linha de transmissão $k-m$;
$S_{j,k}^{max}$	Capacidade de geração (pu-MVA) de cada unidade da usina j situada na barra k ;

A equação (1) representa a função objetivo do problema que consiste em minimizar as perdas do sistema e o número de unidades ligadas em cada usina. As equações (2) e (3) representam os balanços de potência ativa e reativa na barra k , respectivamente. Seguindo, as Equações (4) e (5) definem os fluxos de potência ativa e reativa, respectivamente, que percorrem a linha $k-m$. Os limites das linhas de transmissão são representados pelas restrições (10). A equação (6) representa as perdas de potência ativa nas linhas de transmissão.

É importante considerar a curva de capacidade das unidades de geração, Equação (11), porque elevado aporte de potência reativa pode ser necessário em cenários operativos desfavoráveis. Este trabalho considera a curva de capacidade aproximada conforme ilustrado na Figura 1 sendo essa representação suficiente para o objetivo da análise proposta neste artigo tendo vista que as unidades operam nesta região. Uma curva detalhada pode ser encontrada na referência [Viana et al. \[2013\]](#). Já a equação (12) garante que a variável $x_{j,k}$ assumam valores inteiros até o limite de geração da usina.

O Fluxo de Potência Ótimo (FPO) definido pelas equações (1) a (12) é um problema de Programação Não Linear Inteiro Misto (PNLIM). Portanto, a solução torna-se muito complexa devido à regiões não convexas. Desta forma a solução de decomposição de Benders proposta neste trabalho pode ser representada conforme mostra a Figura 2. A seguir será descrito cada passo do processo.

Inicialmente, é utilizado um FPO para determinar as condições iniciais, caso base. Neste sentido, a função objetivo corresponde somente a minimização das perdas, onde c_p é considerado igual a 1 \$/pu-Mw. Adicionalmente, a variável $x_{j,k}$ assume valor igual $x_{j,k}^{max}$. Como resultado,

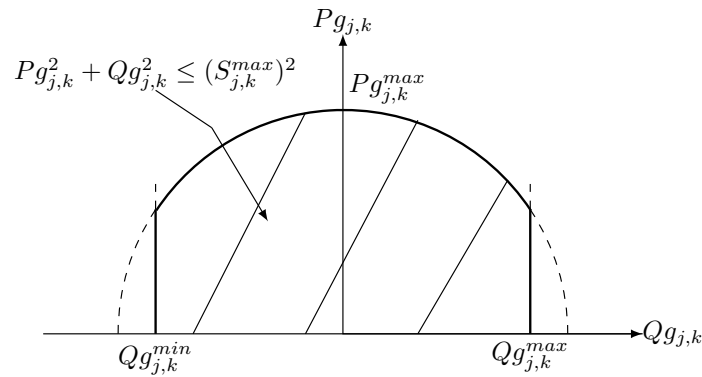


Figura 1: Curva de Capabilidade Adotada.

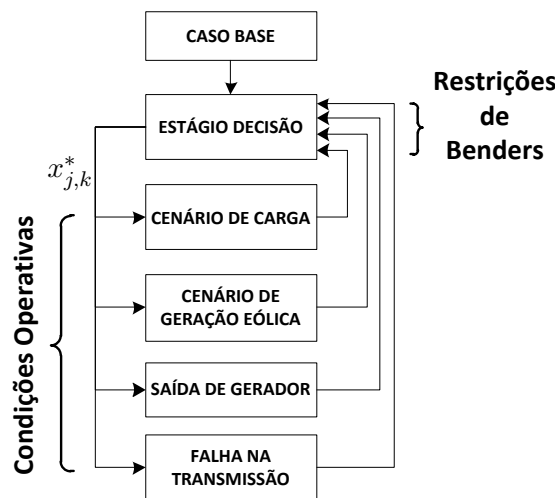


Figura 2: Diagrama da modelagem proposta.

tem-se um problema de programação não linear envolvendo somente variáveis contínuas que pode ser resolvido via técnica de Programação Não Linear (PNL) sendo que neste trabalho foi utilizado a “ToolBox” *fmincon* do MatLab[©], MATLAB [2016]. Com o resultado deste FPO, pode-se definir o número mínimo de unidades que devem estar ligadas de modo a atender o caso base. Isto é realizado através da equação (13) onde é utilizado a função *round-up* para o arredondamento superior dos valores de $x_{j,k}$.

$$x_{j,k}^{min} = \text{round-up}\left(\frac{\sqrt{P_{g_{j,k}}^2 + Q_{g_{j,k}}^2}}{S_{j,k}^{max}} x_{j,k}^{max}\right) \quad (13)$$

Seguindo, o **Estágio Decisão** resolve o problema de Programação Linear Inteira (PLI) para minimizar o número de unidades de geração, $x_{j,k}$, que devem ser ligadas em cada usina, veja problema (14). No entanto, na primeira iteração não há Restrições de Benders pois, nenhuma condição operativa em contingência foi aplicada ao sistema. Portanto, o resultado será o valor mínimo de $x_{j,k}$, $x_{j,k}^{min}$, que foi definido como limite inferior no **Caso Base**. Neste artigo, este PLI foi resolvido utilizando-se a “ToolBox” *intlinprog* do MatLab[©], MATLAB [2016].

$$\begin{aligned} & \min \sum_{j=1}^{N_u} c_{j,k} \cdot x_{j,k} \\ & \text{sa/} \\ & \text{Restrições de Benders} \\ & x_{j,k}^{min} \leq x_{j,k} \leq x_{j,k}^{max} \end{aligned} \quad (14)$$



A solução do problema (14) resulta na variável de decisão, $x_{j,k}^*$, que é utilizada na fase seguinte do algoritmo para verificar se a operação dos cenários é viável. Neste trabalho adotou-se os seguintes cenários: variação da carga, variação de geração eólica, perda de unidade de geração e saída de linha de transmissão. Portanto, para cada cenário deve-se minimizar o corte de carga para obter a convergência do FPO. Neste caso, a função objetivo (1) é trocada pela função objetivo (15) e as variáveis de decisão são fixas resultando em vários problemas de programação não linear com variáveis contínuas resolvidas através da “ToolBox” *fmincon* do MatLab[©], [MATLAB \[2016\]](#).

$$fob_2 = \min \sum_{k=1}^{N_b} lsh_k \quad (15)$$

Onde:

lsh_k : Representa o corte de carga ativa e reativa na carga na barra k ;

Para cada cenário operativo que resulta em corte de carga, deve-se construir uma restrição de Benders conforme mostra a equação (16), [Benders \[1962\]](#), onde λ_k^P e λ_k^Q representam os multiplicadores de Lagrange associados, respectivamente, às equações de balanço de potência ativa e reativa da barra k . Deve-se destacar que as variáveis desta equação são o número de unidades a serem ligadas em cada usina, $x_{j,k}$. Este corte é, então incluído no problema de Programação Linear Inteira (PLI) do **Estágio Decisão** para um reajuste no número de unidades que devem estar disponíveis. Depois de algumas interações entre **Estágio Decisão** e avaliação da operação, o processo converge quando não ocorrer corte de carga para nenhuma condição operativa. Esta abordagem tem sido amplamente utilizada na literatura como, por exemplo, em [Viana et al. \[2013\]](#).

$$\sum_{j \in \Omega_u} x_{j,k} (\lambda_k^P \cdot Pg_{j,k} + \lambda_k^Q \cdot Qg_{j,k}) \geq \sum_{k=1}^{N_b} lsh_k + \sum_{j \in \Omega_u} x_{j,k}^* (\lambda_k^P \cdot Pg_{j,k} + \lambda_k^Q \cdot Qg_{j,k}) \quad (16)$$

3. Estudo de Casos

A metodologia proposta é aplicada a um Sistema Teste de 4 barras a fim de avaliar a influência da curva de capacidade bem como dos cenários operativos no valor da reserva de potência girante. Para tanto, a magnitude do perfil da tensão pode variar de 0,95 a 1,05 pu. A capacidade de cada máquina da usina é considerada igual ao valor máximo de geração de potência ativa, ou seja, $S_{j,k}^{max} = Pg_{j,k}^{max}$.

A Figura 3 mostra o diagrama deste sistema. As tabelas 1, 2, 3 e 4 mostram os dados de barra, linha, geração da usina e geração das máquinas, respectivamente. Além disso, a Tabela 5 mostra a geração de energia eólica para a condição de operação do Caso Base. Por outro lado, a Tabela 6 apresenta os cenários adotados neste estudo. O custo de ligação da unidade na Usina 1 e 2 é de 10\$.

As restrições de Benders para o Sistema Teste de 4 barras com duas usinas é representada pela inequação (17).

$$x_{1,1} (\lambda_1^P Pg_{1,1} + \lambda_1^Q Qg_{1,1}) + x_{2,3} (\lambda_3^P Pg_{2,3} + \lambda_3^Q Qg_{2,3}) \geq \sum_{k=1}^4 lsh_k + x_{1,1}^* (\lambda_1^P Pg_{1,1} + \lambda_1^Q Qg_{1,1}) + x_{2,3}^* (\lambda_3^P Pg_{2,3} + \lambda_3^Q Qg_{2,3}) \quad (17)$$

Simulações, SEM considerar a curva de capacidade e COM a curva incluída nos FPO's, são utilizadas para mostrar as variações na reserva girante do sistema. Em ambos os estudos o tempo computacional foi de 8 segundos mostrando que a metodologia é promissora.

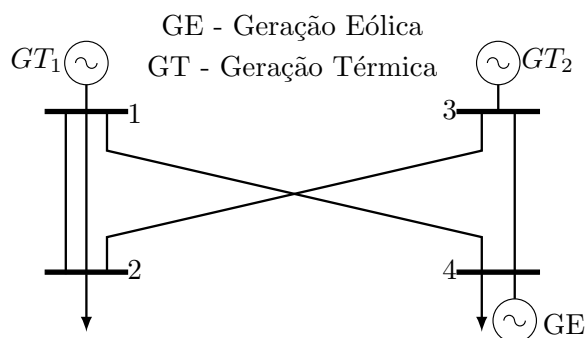


Figura 3: Sistema teste de 4 Barras.

Tabela 1: Dados de barra

Barra	Carga Ativa (MW)	Carga Reativa (Mvar)
1	0	0
2	10.0	6.0
3	0	0
4	30.0	18.0

Tabela 2: Dados de linha

De	Para	R (%)	X (%)	Capacitância (Mvar)	Limite de Fluxo (MW)
1	2	1	20	0	5.0
1	2	1	20	0	5.0
2	3	5	10	0	10.0
1	4	2	20	0	11.0
3	4	5	10	0	12.0

Tabela 3: Dados de geração das usinas

Barra	P_{gu}^{\min}	P_{gu}^{\max}	Q_{gu}^{\min}	Q_{gu}^{\max}	Nº de Unidades
1	0	48	-30.0	30.0	25
3	0	35	-25.0	25.0	25

Tabela 4: Dados de geração das máquinas das usinas

Barra	P_g^{\min}	P_g^{\max}	Q_g^{\min}	Q_g^{\max}	MVA^{\max}
1	0	1.92	-1.2	1.2	1.92
3	0	1.4	-1	1	1.4

3.1. Simulação SEM Curva de Capabilidade

A Tabela 7 mostra os resultados do FPO para o Caso Base sem considerar a curva de capabilidade. Neste caso, foram ligadas 9 máquinas na Usina 1 e 3 na Usina 2. Na Figura 4 é possível verificar o ponto de operação fora do limite estabelecido pela curva de capabilidade de uma máquina da Usina 1. Pode-se notar que a geração excede a capacidade aparente da máquina. Este aspecto mostra a necessidade de incluir a curva de capabilidade até mesmo no problema de caso base.

A seguir são analisados os efeitos da inclusão de cenários operativos na reserva girante, sem considerar a curva de capabilidade. Para tanto, o problema (14) de PLI e o FPO de mínimo corte de carga, (15), são resolvidos iterativamente até a eliminação do corte de carga para todos os cenários operativos.

A Figura 5 mostra a convergência do processo iterativo de Benders em duas iterações



Tabela 5: Dados de geração eólica

Barra	Pg (MW)	Qg (Mvar)
4	20	12

Tabela 6: Cenários operativos do Sistema Teste de 4 Barras

Cenário 1:	Crescimento de 50% da carga na barra 2.
Cenário 2:	Decréscimo de 50% na geração eólica da barra 4.
Cenário 3:	Queda de duas unidades de geração na Usina da Barra 1 e de uma unidade na Usina da Barra 3.
Cenário 4:	Saída da linha que liga as barras 1 e 2.

onde observa-se que o corte de carga foi eliminado para todos os cenários de operação quando o número de máquinas ligadas passou de 12 para 18 unidades. Pode-se observar na Tabela 8 o valor da reserva girante em cada usina.

Já a Figura 6 mostra os valores dos cortes de carga correspondentes a cada cenário operativo. O Cenário 2, correspondente à redução de 50% de geração eólica, foi o mais severo resultando em maior corte de carga. As inequações (18), (19), (20) e (21) representam os cortes de Benders para cada cenário. Deve-se destacar que estas restrições de Benders são adicionadas ao problema de PLI descrito na equação (14).

$$0 \cdot x_{1,1} + 104.21 \cdot x_{2,3} \geq 723.4 \quad (18)$$

$$192.98 \cdot x_{1,1} + 141.89 \cdot x_{2,3} \geq 3024.19 \quad (19)$$

$$192.98 \cdot x_{1,1} + 104.21 \cdot x_{2,3} \geq 2534.17 \quad (20)$$

$$1.46 \cdot x_{1,1} + 103.25 \cdot x_{2,3} \geq 719.71 \quad (21)$$

Tabela 7: Caso Base SEM curva de capacidade

Barra	Pg (MW)	Qg (Mvar)	MVA	MVA ^{max}	Nº Unidades Ligadas
1	1.79	1.09	2.09	1.92	9
3	1.31	0.79	1.53	1.4	3

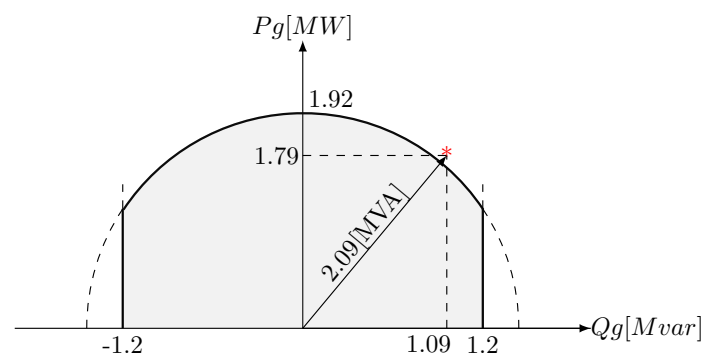


Figura 4: Caso Base-Ponto Fora da Curva de capacidade.

3.2. Simulação COM Curva de Capacidade

A Tabela 9 mostra os resultados do FPO para o Caso Base considerando o efeito da curva de capacidade. Neste caso foi necessário ligar 10 máquinas na Usina 1 e 4 na Usina 2 dado que

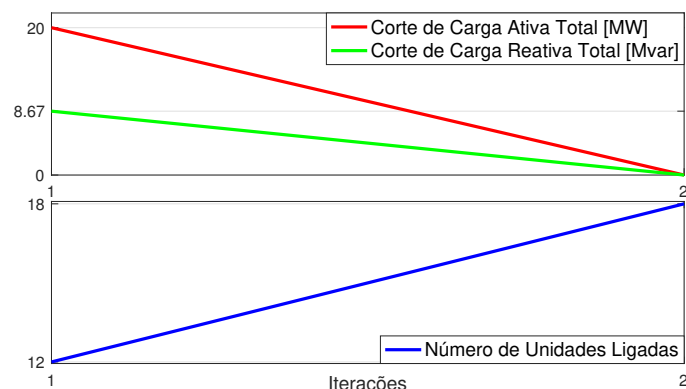


Figura 5: Evolução do Benders - SEM Curva de Capabilidade.

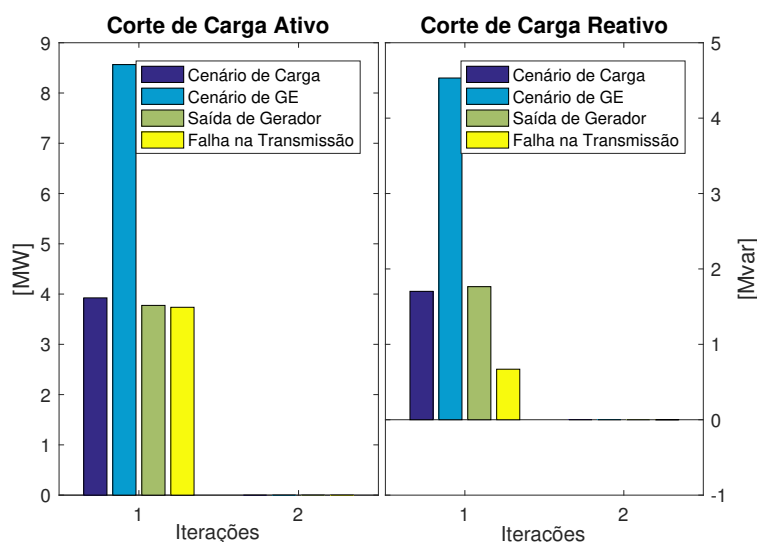


Figura 6: Cortes de Carga - SEM Curva de Capabilidade.

Tabela 8: Simulação 4 Barras SEM curva de Capabilidade

Barra	Nº Unidades ligadas Caso Base	Nº Unidades Ligadas Cenários	Reserva Girante
1	9	10	1
3	3	8	5
Total	12	18	6

Tabela 9: Caso Base COM Curva de capacidade ativa

Barra	Pg(MW)	Qg(Mvar)	MVA	MVA ^{max}	Nº de Unidades Ligadas
1	1.59	0.98	1.87	1.92	10
3	1.01	0.59	1.17	1.4	4

os limites das máquinas foram respeitados pela restrição de capacidade. Na Figura 7 pode-se verificar o ponto de operação dentro dos limites estabelecidos pela curva.

Aplicando os cenários operativos ao sistema, considerando-se a curva de capacidade, obteve-se os resultados demonstrados pela Figura 8. Os gráficos apresentados exibem o somatório das potências fictícias ativa e reativa realizadas em cada iteração de Benders versus o número total

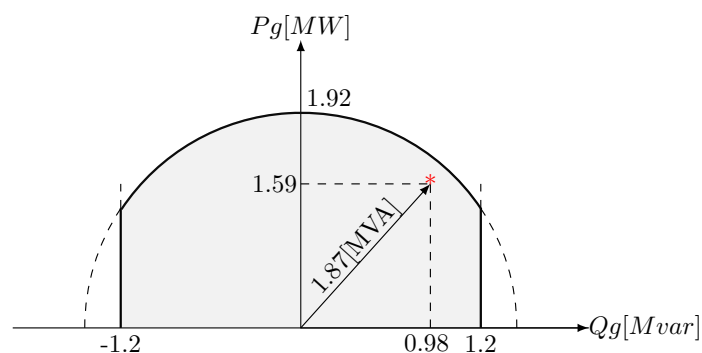


Figura 7: Efeito da Curva de capacidade - Caso Base.

de máquinas ligadas. É possível verificar a atuação efetiva dos cortes de benders a cada iteração da simulação. O número de unidades ligadas aumentou para 20.

A Figura 9 mostra o valor total do corte de carga ativo e reativo para cada iteração do processo. Pode-se observar que a parte correspondente a potência reativa demora mais para convergir devido à restrição de capacidade estar ativa. O problema convergiu na 5ª iteração com o corte total de carga reativo de 2 Mvar. Isto ocorreu porque o corte de reativo em cada barra é menor do que a tolerância adotada de um 1 Mvar. A Tabela 10 mostra o valor da reserva girante para cada unidade de geração necessário para suportar todos os cenários operativos.

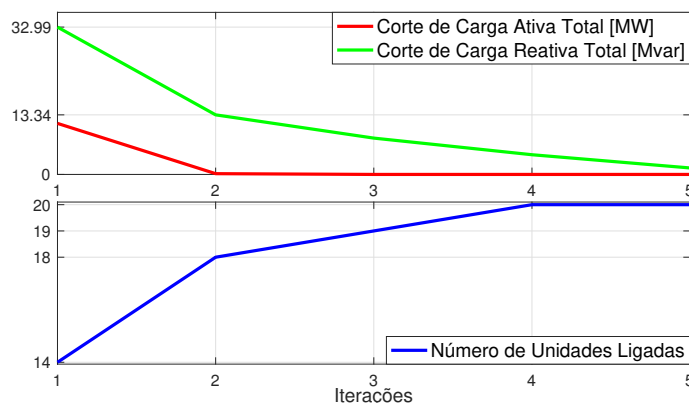


Figura 8: Evolução do Benders - COM Curva de Capacibilidade.

Tabela 10: Simulação 4 Barras com curva de Capacibilidade

Barra	Nº Unidades Ligadas Caso Base	Nº Unidades Ligadas Cenários	Reserva Girante
1	10	12	2
3	4	8	4
Total	14	20	4

Conclusão

Este trabalho apresentou uma metodologia para cálculo da reserva girante baseada na técnica de Decomposição de Benders. A metodologia proposta incluiu a curva de capacidade das unidades de geração bem como cenários operativos.

A curva de capacidade inserida no problema aumenta a reserva girante, tanto no caso base quanto no caso de cenários operativos. Este aspecto mostra a importância de representar com maior rigor o problema de suporte de potência reativa no cálculo da reserva girante.

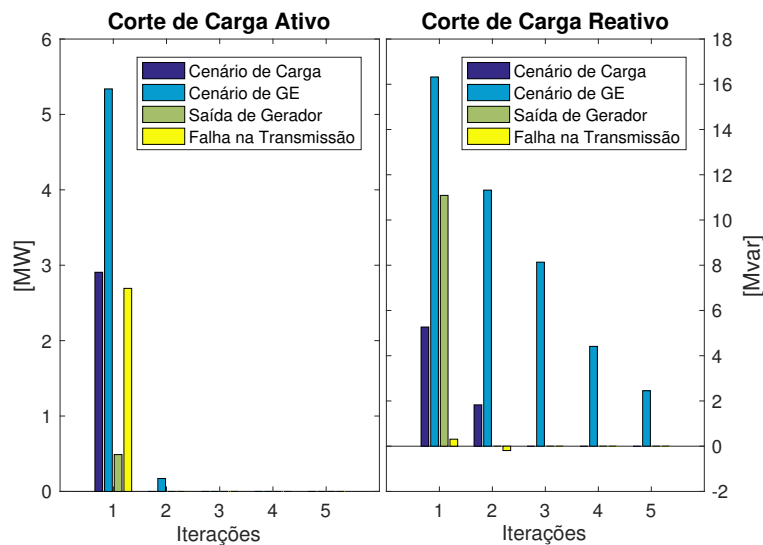


Figura 9: Corte de Carga nas Barras - 4 Barras - Com Curva de Capacidade.

A técnica de decomposição de Benders mostrou ser um método eficiente, com baixo número de iterações, para lidar com esta classe de problema de reserva girante com muitos cenários de operação. Assim, o algoritmo proposto mostrou ser promissor para aplicação em um sistema real.

Finalmente, a metodologia proposta mostrou ser robusta e eficiente para determinar o número de unidades a serem conectadas em cada usina que conduz o sistema de energia elétrica a um ponto seguro e confiável de operação do sistema mesmo utilizando um modelo simplificado da curva de capacidade das máquinas.

Agradecimentos

Os autores gostariam de agradecer ao apoio da CAPES, CNPq, FAPEMIG e INERGE.

Referências

- Aghaei, J., Shayanfar, H., e Amjady, N. (2009). Multi-objective market clearing of joint energy and reserves auctions ensuring power system security. *Energy Conversion and Management*, 50(4): 899–906.
- Ansari, M. R., Amjady, N., e Vatani, B. (2014). Stochastic security-constrained hydrothermal unit commitment considering uncertainty of load forecast, inflows to reservoirs and unavailability of units by a new hybrid decomposition strategy. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 8 (12):1900–1915.
- Benders, J. F. (1962). Partitioning procedures for solving mixed-variables programming problems. *Numerische mathematik*, 4(1):238–252.
- Cobos, N. G., Arroyo, J. M., e Street, A. (2016). Ensuring reserve deployment in network-constrained generation scheduling under uncertain nodal net power injections. In *Power Systems Computation Conference (PSCC), 2016*, p. 1–7. IEEE.
- de Oliveira, E. J., Crisafulli, V. M., Poubel, R. P., Honorio, L. M., e Marcato, A. L. (2015a). Transmission line reinforcements considering security constraints. In *PowerTech, 2015 IEEE Eindhoven*, p. 1–5. IEEE.



- de Oliveira, E. J., Pereira, J. L. R., Riani, L. M., Marcato, A. L. M., e Oliveira, L. W. (2003). Series compensation device allocation under contingency constraints. In *Power Tech Conference Proceedings, 2003 IEEE Bologna*, volume 4, p. 5–pp. IEEE.
- de Oliveira, E., Rodrigues, M., Dias, B., de Oliveira, L., Junior, I., et al. (2015b). Security constraints for wind power operation. In *PowerTech, 2015 IEEE Eindhoven*, p. 1–6. IEEE.
- Ela, E., Kirby, B., Lannoye, E., Milligan, M., Flynn, D., Zavadil, B., e O'Malley, M. (2010). Evolution of operating reserve determination in wind power integration studies. In *Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE*, p. 1–8. IEEE.
- Gazafroudi, A. S., Afshar, K., e Bigdeli, N. (2015). Assessing the operating reserves and costs with considering customer choice and wind power uncertainty in pool-based power market. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 67:202–215.
- Jin, H., Sun, H., Guo, Q., e Wu, J. (2016). Robust unit commitment considering reserve from grid-scale energy storage. In *Power Electronics and Motion Control Conference (IPEMC-ECCE Asia), 2016 IEEE 8th International*, p. 246–251. IEEE.
- Khazali, A. e Kalantar, M. (2015). Spinning reserve quantification by a stochastic-probabilistic scheme for smart power systems with high wind penetration. *Energy Conversion and Management*, 96:242–257.
- MATLAB (2016). *version 9.0.0.341360 (R2016a)*. The MathWorks Inc., Natick, Massachusetts.
- Morales, J. M., Conejo, A. J., e Pérez-Ruiz, J. (2009). Economic valuation of reserves in power systems with high penetration of wind power. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(2): 900–910.
- Oliveira, E. J. d., Fontoura, R. M., Martins, N., Oliveira, L. W. d., e Pereira, J. L. (2008). Inclusão de restrições dinâmicas no problema de planejamento de potência reativa. *Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica*, 19(1):53–62.
- Rahmaniani, R., Crainic, T. G., Gendreau, M., e Rei, W. (2016). The benders decomposition algorithm: A literature review. *European Journal of Operational Research*.
- Rawat, M. S. e Vadhera, S. (2016). Analysis of wind power penetration on power system voltage stability. In *Power Systems (ICPS), 2016 IEEE 6th International Conference on*, p. 1–6. IEEE.
- Reddy, S. S., Bijwe, P., e Abhyankar, A. (2015). Optimum day-ahead clearing of energy and reserve markets with wind power generation using anticipated real-time adjustment costs. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 71:242–253.
- Rejc, Ž. B. e Čepin, M. (2014). Estimating the additional operating reserve in power systems with installed renewable energy sources. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 62:654–664.
- Viana, E. M., de Oliveira, E. J., Martins, N., Pereira, J. L. R., e de Oliveira, L. W. (2013). An optimal power flow function to aid restoration studies of long transmission segments. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(1):121–129.
- Zhao, J., Wan, C., Xu, Z., e Wong, K. (2016). Spinning reserve requirement optimization considering integration of plug-in electric vehicles. *IEEE Transactions on Smart Grid*.