

Universidade Federal de Juiz de Fora
Faculdade de Engenharia
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Marcelo de Souza Aleixo

**Aplicação da Técnica de Decomposição de Benders para Cálculo da Reserva
Girante considerando a Curva de Capabilidade dos Geradores**

Juiz de Fora

2018

Marcelo de Souza Aleixo

**Aplicação da Técnica de Decomposição de Benders para Cálculo da Reserva
Girante considerando a Curva de Capabilidade dos Geradores**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora, na área de concentração em Sistemas de Energia Elétrica, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Edimar José de Oliveira, D.Sc.

Coorientador: Leonardo Willer de Oliveira, D.Sc.

Juiz de Fora

2018

Ficha catalográfica elaborada através do Modelo Latex do CDC da UFJF
com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

Aleixo, Marcelo de Souza.

Aplicação da Técnica de Decomposição de Benders para Cálculo da Reserva Girante considerando a Curva de Capabilidade dos Geradores / Marcelo de Souza Aleixo. – 2018.

95 f. : il.

Orientador: Edimar José de Oliveira, D.Sc.

Coorientador: Leonardo Willer de Oliveira, D.Sc.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2018.

Decomposição de Benders, Curva de Capabilidade, Reserva Girante, Cenários Operativos.

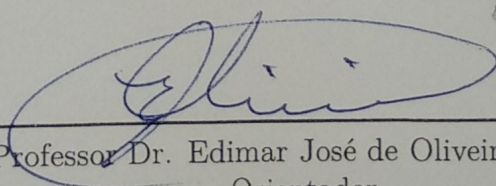
Marcelo de Souza Aleixo

Aplicação da Técnica de Decomposição de Benders para Cálculo da Reserva Girante considerando a Curva de Capabilidade dos Geradores

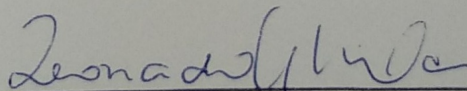
Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora, na área de concentração em Sistemas de Energia Elétrica, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em:

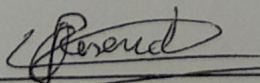
BANCA EXAMINADORA



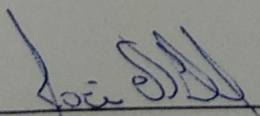
Professor Dr. Edimar José de Oliveira, D.Sc.-
Orientador
Universidade Federal de Juiz de Fora



Professor Dr. Leonardo Willer, D.Sc. - Coorientador
Universidade Federal de Juiz de Fora



Professor Dr. Leonidas Chaves de Resende, D.Sc.
Universidade Federal de São João del-Rei



Professor Dr. João Alberto Passos, D.Sc.
Universidade Federal de Juiz de Fora

*Dedico este trabalho à toda minha família, em especial aos meus pais Ciro e Rosângela, e
minha esposa Yasmin.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus por todas as coisas que tem colocado diante de mim.

Aos professores da UFJF, em especial meu orientador Dr. Edimar José de Oliveira e coorientador Dr. Leonardo Willer de Oliveira pela orientação e os ensinamentos que foram necessários para a realização deste trabalho.

Aos amigos que sempre me apoiaram.

Ao LABSPOT (Laboratório de Sistemas de Potência da Faculdade de Engenharia Elétrica) pelo suporte técnico.

Ao CNPq, CAPES, INERGE e FAPEMIG pelo apoio financeiro.

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 cenários de carga e de geração eólica 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 iterativa entre dois estágios em uma estrutura mestre e escravo: O problema mestre utiliza programação linear inteira para determinar o número mínimo de unidades de geração disponíveis (ligadas); O problema escravo verifica se o número de unidades ligadas é suficiente para operação do sistema. Este problema 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, alternativamente, será investigado a utilização da média dos cortes de Benders. O processo termina quando não ocorrer corte de carga. A metodologia é testada utilizando um sistema teste de 4 barras como exemplo tutorial e também aplicada nos sistemas IEEE 14, 39 e 118 barras.

Palavras-chave: Decomposição de Benders, Curva de Capacidade, Reserva Girante, Cenários Operativos.

ABSTRACT

This work presents a methodology for calculating the spinning reserve of the electric power system. The proposal includes the capability curve of the generators as well as errors of prediction of load, wind generation, failures in the system of generation and transmission. The optimal power flow is used to determine the initial conditions of the system, base case. From this point the problem is solved interactively between two stages in a master and slave structure: The first uses integer linear programming to determine the minimum number of available (turn on) generation units; The second corresponds to the Optimum Power Flow with the purpose of obtaining the minimum load shedding for each operative condition. The cut of Benders is produced for each scenario, alternatively, the use of the average of cuts will be investigated. The process ends when there is no load shedding. The methodology is tested using a 4-bar test system as a tutorial example and also applied in IEEE systems 14, 39 and 118 bars.

Key-words: Benders Decomposition, Capability Generation Curve, Spinning Reserve, Operating Scenarios.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Curva de Capabilidade Adotada.	25
Figura 2 – Estrutura Mestre e Escravo.	26
Figura 3 – Diagrama da modelagem proposta - Modelo Convencional.	26
Figura 4 – Diagrama da modelagem proposta - Corte de Benders Médio.	35
Figura 5 – Sistema teste de 4 Barras.	35
Figura 6 – Caso Base: Ponto Fora da Curva de Capabilidade - Usina 1 - Sistema 4 barras.	37
Figura 7 – Caso Base: Ponto Fora da Curva de Capabilidade - Usina 2 - Sistema 4 barras.	38
Figura 8 – Sistema Tutorial 4 Barras - Evolução Benders Convencional - Sem Curva de Capabilidade	39
Figura 9 – Cortes de Carga Ativa e Reativa em cada cenário operativo SEM Curva de Capabilidade - Benders Convencional - Sistema 4 barras.	40
Figura 10 – Região de Solução do PLI - SEM curva de capacidade - Corte de Benders Convencional	40
Figura 11 – Sistema Tutorial 4 Barras - Evolução com corte de Benders Médio - SEM Curva de Capabilidade	42
Figura 12 – Cortes de Carga Ativa e Reativa em cada cenário operativo SEM Curva de Capabilidade - Corte de Benders Médio - Sistema 4 barras.	42
Figura 13 – Região de Solução do PLI - Corte de Benders Médio - SEM curva de capacidade	43
Figura 14 – Caso Base: Ponto no Interior da Curva de capacidade - Usina 1 - Sistema 4 barras.	44
Figura 15 – Caso Base: Ponto no Interior da Curva de capacidade - Usina 2 - Sistema 4 barras.	44
Figura 16 – Sistema Tutorial 4 Barras - Evolução Benders Convencional - COM curva de capacidade	45
Figura 17 – Cortes de Carga Ativo e Reativo em cada cenário operativo considerando curva de capacidade - Benders Convencional.	46
Figura 18 – Sistema Tutorial 4 Barras - Evolução com corte de Benders Médio - COM Curva de Capabilidade	46
Figura 19 – Cortes de Carga Ativo e Reativo em cada cenário operativo considerando curva de capacidade - Corte de Benders Médio.	47
Figura 20 – Sistema 14 Barras - Evolução Benders Convencional - Sem Curva de Capabilidade	50
Figura 21 – Sistema 14 Barras - Evolução com corte de Benders Médio - SEM Curva de Capabilidade	51

Figura 22 – Sistema 14 Barras - Evolução Benders Convencional - COM Curva de Capabilidade	52
Figura 23 – Sistema 14 Barras - Evolução com corte de Benders Médio - COM Curva de Capabilidade	53
Figura 24 – Sistema 39 Barras - Evolução Benders Convencional - Sem Curva de Capabilidade	55
Figura 25 – Sistema 39 Barras - Evolução com corte de Benders Médio - SEM Curva de Capabilidade	56
Figura 26 – Sistema 39 Barras - Evolução Benders Convencional - COM Curva de Capabilidade	58
Figura 27 – Sistema 39 Barras - Evolução com corte de Benders Médio - COM Curva de Capabilidade	59
Figura 28 – Sistema 118 Barras - Evolução Benders Convencional - SEM Curva de Capabilidade	62
Figura 29 – Sistema 118 Barras - Evolução com corte de Benders Médio - SEM Curva de Capabilidade	64
Figura 30 – Sistema 118 Barras - Evolução Benders Convencional - COM Curva de Capabilidade	67
Figura 31 – Sistema 118 Barras - Evolução com corte de Benders Médio - COM Curva de Capabilidade	67

LISTA DE TABELAS

Tabela 3 – Dados de barra	36
Tabela 4 – Dados de linha	36
Tabela 5 – Dados de geração das usinas	36
Tabela 6 – Dados de geração das máquinas das usinas	36
Tabela 7 – Dados de geração eólica	36
Tabela 8 – Cenários operativos do Sistema Teste de 4 Barras	36
Tabela 9 – Caso Base SEM curva de capacidade - Sistema 4 barras	37
Tabela 10 – Simulação SEM curva de Capacibilidade - Benders Convencional - Sistema 4 barras	39
Tabela 11 – Simulação SEM curva de Capacibilidade - Corte de Benders Médio - Sistema 4 barras	41
Tabela 12 – Caso Base COM curva de capacidade - Sistema 4 barras	43
Tabela 13 – Simulação COM curva de Capacibilidade - Benders Convencional - Sis- tema 4 barras	45
Tabela 14 – Simulação 4 Barras COM curva de Capacibilidade - Corte de Benders Médio	47
Tabela 15 – Cenários operativos do Sistema IEEE-14M Barras	49
Tabela 16 – Caso Base SEM curva de capacidade	49
Tabela 17 – Simulação 14 Barras SEM curva de Capacibilidade com Corte Convencional	49
Tabela 18 – Simulação 14 Barras SEM curva de Capacibilidade com Corte de Benders Médio	50
Tabela 19 – Caso Base COM curva de capacidade	51
Tabela 20 – Simulação 14 Barras COM curva de Capacibilidade com Corte Convencional	52
Tabela 21 – Simulação 14 Barras COM curva de Capacibilidade com Corte de Benders Médio	53
Tabela 22 – Cenários operativos do Sistema IEEE 39 Barras	54
Tabela 23 – Caso Base SEM curva de capacidade	55
Tabela 24 – Simulação 39 Barras SEM curva de Capacibilidade com Corte Convencional	56
Tabela 25 – Simulação 39 Barras SEM curva de Capacibilidade com Corte de Benders Médio	57
Tabela 26 – Caso Base COM curva de capacidade	57
Tabela 27 – Simulação 39 Barras COM curva de Capacibilidade com Corte Convencional	58
Tabela 28 – Simulação 39 Barras COM curva de Capacibilidade com Corte de Benders Médio	59
Tabela 29 – Cenários operativos do Sistema IEEE 118 Barras	60
Tabela 30 – Caso Base SEM curva de capacidade	61
Tabela 31 – Simulação 118 Barras SEM curva de Capacibilidade com Corte Convencional	63

Tabela 32 – Simulação 118 Barras SEM curva de Capabilidade com Corte de Benders Médio	65
Tabela 33 – Caso Base COM curva de capacidade	66
Tabela 34 – Simulação 118 Barras COM curva de Capabilidade com Corte Conventional	68
Tabela 35 – Simulação 118 Barras COM curva de Capabilidade com Corte de Benders Médio	69
Tabela 36 – Resumo dos Resultados	70
Tabela 37 – Dados de Barra do Sistema IEEE 14 Barras	78
Tabela 38 – Dados de linha do sistema IEEE 14 barras	79
Tabela 39 – Dados de Geração do Sistema IEEE 14 barras	79
Tabela 40 – Dados de geração das máquinas das usinas	79
Tabela 41 – Dados de geração eólica do sistema IEEE 14 barras	79
Tabela 42 – Dados de Barra do Sistema IEEE 39 Barras	80
Tabela 43 – Dados de linha do sistema IEEE 39 barras	81
Tabela 44 – Dados de Geração do Sistema IEEE 39 barras	82
Tabela 45 – Dados de geração das máquinas das usinas - Sistema 39 barras	82
Tabela 46 – Dados de geração eólica do sistema IEEE 39 barras	83
Tabela 47 – Dados de Barra do Sistema IEEE 118 Barras	84
Tabela 48 – Dados de linha do sistema IEEE 118 barras	87
Tabela 49 – Dados de Geração do Sistema IEEE 118 barras	94
Tabela 50 – Dados de geração das máquinas das usinas - Sistema 118 barras	95
Tabela 51 – Dados de geração eólica do sistema IEEE 118 barras	95

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	<i>Agência Nacional de Energia Elétrica</i>
FPO	<i>Fluxo de Potência Ótimo</i>
ONS	<i>Operador Nacional do Sistema Elétrico</i>
PLI	<i>Programação Linear Inteira</i>
PNL	<i>Programação Não Linear</i>
PNLIM	<i>Programação Não Linear Inteira Mista</i>
SEB	<i>Sistema Elétrico Brasileiro</i>
SEP	<i>Sistema Elétrico de Potência</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	Considerações Iniciais	14
1.2	Motivação	15
1.3	Publicações Decorrentes da Dissertação	15
1.3.1	Participação em Congresso	16
1.4	Estruturação do Documento	16
2	ESTADO DA ARTE	17
2.1	Aspectos Gerais	17
2.2	Principais técnicas utilizadas	17
2.3	Considerações Finais	20
3	METODOLOGIA PROPOSTA	22
3.1	Considerações Iniciais	22
3.2	Modelagem	22
3.3	Estrutura Mestre e Escravo	25
3.3.1	Caso Base	27
3.3.2	Problema Mestre: Cálculo do Número de Unidades Ligadas	29
3.3.3	Problema Escravo: FPO's dos Cenários Operativos	30
3.4	Corte de Benders Convencional	33
3.5	Corte de Benders Médio	33
3.6	Exemplo Tutorial	34
3.6.1	Simulação SEM Curva de Capabilidade	37
3.6.2	Simulação COM Curva de Capabilidade	41
3.7	Considerações Finais	47
4	ESTUDO DE CASOS	48
4.1	Sistema IEEE-14M barras	48
4.1.1	Simulação SEM Curva de Capabilidade	48
4.1.2	Simulação COM Curva de Capabilidade	50
4.2	Sistema IEEE 39 barras	54
4.2.1	Simulação SEM Curva de Capabilidade	54
4.2.2	Simulação COM Curva de Capabilidade	57
4.3	Sistema IEEE 118 barras	60
4.3.1	Simulação SEM Curva de Capabilidade	60
4.3.2	Simulação COM Curva de Capabilidade	62

4.3.3	Resumo dos Casos Analisados	70
5	Conclusões	73
5.1	Considerações Finais	73
5.2	Trabalhos Futuros	73
	REFERÊNCIAS	74
	APÊNDICE A – DADOS DE SISTEMAS	78
A.1	Sistema IEEE 14 barras	78
A.2	Sistema IEEE 39 barras	80
A.3	Sistema IEEE 118 barras	84

1 INTRODUÇÃO

1.1 Considerações Iniciais

A crescente demanda energética e penetração de fontes renováveis no Sistema Elétrico de Potência (SEP) tem requerido uma análise mais criteriosa dos recursos disponíveis. De acordo com [1], fontes renováveis correspondem à 23% da potência instalada no mundo, no entanto, projeta-se que esta parcela chegue à 45% até 2030. Com isso, novos desafios aos planejadores de sistemas elétricos e operadores surgem com o crescente aumento da intermitência, da sazonalidade e da incerteza da sua matriz energética. Adicionalmente, o sistema se encontra próximo ao ponto de colapso resultando em uma menor confiabilidade na continuidade do fornecimento de energia elétrica [2]. Para isso, o operador do sistema faz uso de serviços auxiliares, conhecidos como serviços ancilares, que são importantes recursos do sistema para manutenção da confiabilidade do fornecimento de energia elétrica. Os serviços ancilares variam de acordo com as características e necessidades de cada sistema, porém no caso do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB), a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL estabeleceu os seguintes serviços ancilares: os controles primário e secundário de frequência, e suas reservas de potência associadas; a reserva de prontidão; o suporte de potência reativa e auto-restabelecimento das unidades geradores (Black Start), [3].

Após a regulamentação da ANEEL, cabe ao Operador Independente do Sistema (OIS), no caso do Brasil o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, definir os parâmetros destes serviços. Uma das principais obrigações do ONS é realizar a operação do sistema, sendo requisito fundamental a existência de reserva de geração que assegure a continuidade do fornecimento de energia aos consumidores dentro dos limites operativos, [4].

Na alocação da reserva de potência operativa, destaca-se a parcela da reserva girante que se refere às máquinas que são mantidas em sincronismo com o sistema para a entrada rápida em caso de necessidade, ou seja, desvio da geração em relação a demanda não prevista ou em caso de contingência, [5]. Neste contexto, grande montante de reserva girante agrega um alto custo de geração, em contrapartida, uma quantidade insuficiente acarreta em cortes de carga, gerando custo de não atendimento à demanda. Portanto, seu correto dimensionamento implica em otimização de custos de operação no sistema elétrico de potência e garantia de seu funcionamento dentro dos limites operacionais.

Historicamente, a análise da reserva girante era praticada utilizando critérios determinísticos, ou seja, determinava-se um montante de geração de valor igual ao da maior máquina do sistema, um percentual da demanda de pico ou uma combinação de ambas, não levando em consideração as possíveis contingências ou erros de previsão que poderiam ocorrer. Ou seja, o sistema permanece constante para um horizonte de

planejamento. Desta forma, este método acarreta em um alto custo associado a margem de capacidade de geração ou interrupção do fornecimento de energia em caso de déficit de geração, pois não considera a característica estocástica dos sistemas de potência.

Modelos probabilísticos utilizam índices de segurança de diferentes cenários de modo a buscar o de melhor índice de confiabilidade envolvendo variáveis aleatórias ou avaliam a probabilidade do sistema não suprir determinada demanda. Simulações de Monte Carlo também são utilizadas com o intuito de reduzir o custo de reserva onde são gerados e avaliados diferentes cenários de carga e reserva. Modelos estocásticos que verificam possíveis cenários que possam ocorrer ao sistema incorporam incertezas aos modelos em estudo. Técnicas como otimização robusta e decomposição de Benders também são utilizadas na obtenção da reserva.

Dentro do contexto da reserva girante, esta dissertação propõe uma abordagem que tem como objetivo estimar a reserva girante com base na determinação do número de unidades geradoras hidráulicas que devem operar em “stand-by”, de forma a suprir o sistema elétrico em possíveis condições operativas. As circunstâncias analisadas são devido às variações de carga ativa e reativa de energia não prevista, saída de linhas de transmissão, perdas de unidades geradores e redução na geração eólica. Além disso, a metodologia proposta inclui curvas de capacidade dos geradores e o modelo CA do sistema de elétrico para representar os limites de transmissão e de perfil de tensão. Assim sendo, identificam-se as seguintes contribuições desta dissertação:

- Influência da Curva de Capacidade (Simplificada);
- Abordagem alternativa utilizando corte de Benders médio;
- Solução de um problema de programação não linear inteiro misto;
- Aplicação em sistemas de médio e grande porte.

1.2 Motivação

Diante da necessidade que o operador do sistema tem de administrar a reserva de geração no qual auxilia no fornecimento contínuo de energia para o consumidor mesmo em cenários desfavoráveis, este trabalho busca quantificar a alocação de reserva girante do sistema elétrico de potência de forma otimizada, ou seja, reduzindo custos de operação.

1.3 Publicações Decorrentes da Dissertação

1. Aleixo, M. S., de Oliveira, E. J., de Oliveira, L. W. and Souza, M. B. (2017). Spinning reserve calculation considering the generator capability curve and load level

scenarios, XII Latin-American Congress On Electricity Generation And Transmission (CLAGTEE 2017), Mar Del Plata, Argentina.

2. de Souza Aleixo, M., de Oliveira, E. J. e de Oliveira, L. W. (2017). Aplicação da técnica de decomposição de benders para cálculo da reserva girante considerando a curva de capacidade dos geradores, XLIX Simposio Brasileiro de Pesquisa Operacional (SBPO 2017), Blumenau-SC.

1.3.1 Participação em Congresso

1. XLIX Simposio Brasileiro de Pesquisa Operacional (SBPO 2017), Blumenau-SC. Apresentação do artigo "Aplicação da técnica de decomposição de benders para cálculo da reserva girante considerando a curva de capacidade dos geradores"

1.4 Estruturação do Documento

Para a descrição completa do estudo desenvolvido, este documento encontra-se estruturado em quatro capítulos, além deste.

O Capítulo 2 trata do estado da arte sobre a Reserva Girante onde apresenta uma revisão bibliográfica dos principais trabalhos sobre o tema.

O desenvolvimento passo a passo da metodologia proposta neste trabalho será apresentado no Capítulo 3, desde a construção da função objetivo até as restrições consideradas no problema.

No capítulo 4 são apresentados os resultados aplicando a metodologia a vários sistemas teste encontrados na literatura.

Por fim, no Capítulo 5 são apresentadas as conclusões obtidas com o desenvolvimento deste trabalho, bem como os possíveis trabalhos futuros.

No Apêndice A são apresentados os dados referentes aos sistemas estudados.

2 ESTADO DA ARTE

2.1 Aspectos Gerais

Os primeiros cálculos de reserva girante eram realizados com técnicas determinísticas de fácil entendimento, no entanto, não levavam em conta o caráter estocástico dos sistemas de potência, [6], principalmente quando ocorre alta penetração de fontes intermitentes no sistema. Os métodos determinísticos que determinam certo montante de reserva estático para um horizonte de tempo maior não verificam as necessidades pontuais do sistema. Para contornar este problema, técnicas probabilísticas foram desenvolvidas de modo a incorporar as incertezas no sistema ou necessidades pontuais. Estes métodos são mais complexos e computacionalmente mais exigentes, [7].

2.2 Principais técnicas utilizadas

Em [8], o trabalho trata da importância de se determinar a reserva girante do sistema de modo a reduzir este recurso mantendo o sistema em segurança utilizando a técnica de algoritmo genético em busca da solução ótima global onde busca reduzir o custo do serviço em um sistema de 9 barras.

Baseado em critérios probabilísticos, calcula-se índices associados à provisão de reserva, tais como: energia esperada não atendida (Expected Energy Not Served - EENS) e probabilidade de perda de carga (loss-of-load probability - LOLP). Em [9] o autor busca reduzir a reserva girante de modo a atingir os valores de EENS e também LOLP aceitáveis através de uma simulação convencional de *Unit Commitment* em duas etapas em um sistema IEEE-RTS96. Incorporando o índice a tabela de probabilidade de perda de capacidade (Capacity Outage Probabilistic Table - COPT) e também LOLP, a reserva girante é obtida através do nível da otimização da confiabilidade do sistema teste de 10 barras, [10]. Já em [11], o autor utiliza critérios probabilísticos tais como EENS para otimizar a reserva girante considerando o impacto do consumo dos veículos elétricos para o sistema IEEE-RTS96.

Seguindo, o trabalho [12] determina a reserva girante e não girante utilizando a técnica de programação estocástica em um horizonte de tempo diário para verificar a viabilidade da utilização de geradores eólicos associados a otimização dos reservatórios das usinas hidroelétricas em um sistema IEEE-RTS96. Já o trabalho [13] relata a importância da reserva girante em meio ao aumento da geração eólica na matriz energética e descreve métodos que são utilizados nas avaliações. Utilizando uma abordagem de custo de alocação de reserva estocástica, em [14], o autor considera incertezas nas unidades de geração, linhas de transmissão, geração eólica e demanda para os sistemas de 3 barras e IEEE-RTS96.

Utilizando um modelo clássico CC linearizado e considerando um sistema teste

de três barras com as características do sistema Brasileiro, grande penetração de fonte hidroelétrica, em [15], o despacho global busca valorizar a reserva girante incorporando o custo de oportunidade e disponibilidade.

Considerando a variabilidade das fontes alternativas, em [16], o autor aborda diferentes regras na determinação da reserva girante em um modelo determinístico utilizando desvio padrão do erro de previsão do vento no sistema elétrico da Tunísia. A referência [17] também utiliza critérios estatísticos e compara a alocação estática e dinâmica para vários cenários em sistemas de diferentes países.

A referência [18] utiliza um modelo probabilístico da programação horária considerando restrições de operação com o objetivo de minimizar o custo de fornecimento de energia, reserva girante e também o corte de carga para o sistema IEEE-RTS96.

Utilizando lógica fuzzy e otimização por enxame de partícula, [19], resolve o problema multiobjetivo que busca reduzir a expectativa de corte de carga (loss of load expectation - LOLE) e a reserva girante em um modelo aplicado no sistema IEEE-RTS96. Já o trabalho [20] aplica critérios probabilísticos no sistema IEEE-RTS96.

Em [21], os autores consideram o modelo hidrotérmico estocástico de programação horária considerando restrições de segurança, cenários de incertezas na previsão da carga, previsões de aflúências e saída de unidade de geração nas quais são gerados através de técnica de Monte Carlo, incorporando a não linearidade do sistema elétrico a ser resolvido via decomposição de Benders em dois sistemas, IEEE 9 barras e IEEE 118 barras. No entanto, não é considerado a curva de capacidade e contingências.

Seguindo, a referência [22] quantifica a reserva girante baseada em um modelo híbrido probabilístico-estocástico com alta penetração de geração eólica onde verifica a confiabilidade do sistema utilizando o critério Total de Energia Esperado Não Suprida (Total Expected Energy Not Supplied - TEENS) para verificar saídas de unidades de geração em uma Programação Não Linear Inteira Mista - PNLIM para o sistema IEEE 30 barras modificado.

Já em [23] incorpora uma formulação probabilístico de *Unit Commitment* em um modelo determinístico na estimação do montante e alocação da reserva girante no sistema elétrico de potência da Bélgica. Utilizando distribuições de previsões de erros de previsão e também geração eólica e fotovoltaica, em [24], o autor utiliza o método das Cópulas para estimar a reserva operativa dinâmica para o sistema IEEE RTS79. Considerando o critério N-1, em [25], é considerado a probabilidade individual de cada contingência em uma análise de custo-benefício no sistema IEEE-RTS96.

No trabalho [26] são abordados técnicas de otimização robusta onde é determinada a reserva girante em programação da operação para um horizonte de tempo das unidades de geração considerando limites de transmissão e um intervalo de incerteza associado a

geração eólica para o sistema IEEE 30 barras. Utilizando a mesma técnica na resolução do Unit Commitment, em [27], considerando a reserva girante. Também são incluídos sistemas de armazenamento de energia em [28]. Já em [29] o autor faz uso de diferentes cenários de injeção de potência em um modelo linear (CC) do Sistema Elétrico de Potência no qual também faz uso de otimização robusta para determinar a programação da operação e sua reserva girante via decomposição de Benders no sistema IEEE-RTS96. No trabalho [30] é utilizada a técnica de otimização robusta onde é determinada a programação em um horizonte de tempo das unidades de geração considerando reserva girante, limites de transmissão e um intervalo de incerteza associado a geração eólica via decomposição de Benders para o sistema IEEE-RTS96.

A simulação de Monte Carlo é o método mais utilizado na geração de cenários baseado em distribuições probabilísticas, [31]. O trabalho [32] determina a reserva girante em um processo estocástico via técnica de Monte Carlo Sequencial onde determina por distribuição normal para prover valores de carga e geração alternativa testado em um sistema com 10 barras. Por outro lado, em [33], o autor propõe uma técnica baseada em Monte Carlo Não Sequencial e o índice probabilístico EENS para avaliar a reserva operativa do sistema considerando geração eólica no sistema teste baseado em *microgrid*. Considerando a técnica de Simulação de Monte Carlo Sequencial para gerar cenários de carga e geração eólica o qual incorpora a técnica de Algoritmo Genético para avaliar as possíveis soluções nos sistemas IEEE-RTS96, IEEE-RTS96H e IEEE-RTS96HW é utilizada em [34].

Em [35], o autor propõe um modelo estocástico de dois estágios considerando fator de demanda dos consumidores e também o índice valor de corte de carga flexível (Flexible Value of Loss Load-VOLL) aplicado em sistemas de 3 barras, Roy Billinton Test System (RBTS) e o sistema IEEE-RTS96.

O trabalho [36] estima a reserva girante de acordo com índices probabilísticos associados aos cenários de contingências onde são avaliados a capacidade de suprir diferente cenários de demanda minimizando simultaneamente o custo de geração, corte de carga e penaliza o não aproveitamento da energia eólica e emissão de carbono para o sistema IEEE 26 barras.

Já o trabalho de [37] envolve as incertezas relacionadas a demanda, geração eólica e a contribuição da reserva girante no despacho econômico do sistema através da técnica de Algoritmo Genético e Monte Carlo. Utilizando Simulação de Monte Carlo juntamente com o método da entropia cruzada para obter determinados eventos, em [38], o autor incorpora restrições de capacidade de geração e transmissão no sistema elétrico para o sistema IEEE-RTS79.

Já em [39], o autor utiliza co-otimização robusta em um modelo linear considerando variáveis contínuas para avaliar o mercado energético em tempo real considerando

penetração de energia eólica e reserva girante de modo a compensar contingências no sistema e variação de geração eólica para determinar um montante de reserva capaz de atender ao critério N-1 de contingência aplicado ao sistema IEEE 118 barras.

Outras técnicas tais como aprendizado adaptativo para otimizar a programação termo-eólica do sistema de modo encontrar o valor ótimo da alocação da reserva girante para os sistemas de 6 e 40 barras podem ser encontradas em [40].

Em [41], o autor determina alocação da reserva girante juntamente com o despacho da geração considerando limites operativos convencionais, de capacidade de transmissão e também diferentes condições hidrológicas em um horizonte diário utilizando um modelo não linear de fluxo de potência ótimo dinâmico em um sistema de 33 barras.

Após esta revisão, pode-se verificar que os trabalhos apresentados até o momento não incluem a curva de capacidade dos geradores, o que é importante em cenários de geração eólica. Além disso, os trabalhos apresentados estão limitados a análise de sistemas de pequeno porte. Assim sendo, o presente trabalho desenvolvido nesta dissertação apresenta uma contribuição nesta área, suprimindo aí a necessidade de inclusão da curva de capacidade e análise de sistemas considerando vários cenários operativos. Para tanto, a técnica de decomposição de Benders será aplicada para introduzir no sistema restrições de segurança relacionadas aos cenários. Adicionalmente, será proposto a utilização de corte de Benders médio para permitir a análise de muitos cenários em sistemas de maior porte.

Alguns resultados já foram obtidos com o presente trabalho. A referência [42] propôs uma análise da reserva girante em sistema não linear (AC), com diferentes cenários de demanda e considerou o maior número de unidades ligadas em cada usina de modo a suprir todos os casos, sendo uma abordagem conservadora. Por outro lado, a referência [43] utilizou a técnica de Decomposição de Benders [44], programação linear inteira e programação não-linear, incluindo o modelo simplificado da Curva de Capacidade dos geradores. Esta consideração tornou a modelagem mais realista e demonstrou a necessidade do suporte de reativo no sistema de modo a buscar o valor ótimo do número de unidades geradoras disponíveis. No entanto, a técnica foi apresentada apenas para um modelo tutorial de 3 barras. Portanto, o presente trabalho apresenta uma melhoria do método adotado em [43] para resolver o problema de reserva girante para sistemas de maior porte considerando vários cenários operativos.

2.3 Considerações Finais

De acordo com os trabalhos analisados, conclui-se que abordagens que não consideram possíveis cenários operativos que possam ocorrer ao sistema elétrico de potência podem estimar valores de reserva nos quais não correspondem com a demanda solicitada ou gerar um alto custo para as geradoras. Aqueles trabalhos com índices probabilísticos

são de difícil compreensão e aplicação. Por outro lado, uma abordagem mais simples, porém eficiente, utilizando a técnica de decomposição vem sendo bastante utilizada na resolução de problemas de grande dimensão com diferentes cenários operativos.

3 METODOLOGIA PROPOSTA

3.1 Considerações Iniciais

Neste trabalho é proposta uma nova abordagem determinística para a modelagem de um sistema elétrico de potência no qual é analisado o número de unidades que devem estar em sincronismo (reserva girante) de modo a suprir uma determinada lista de cenários operativos ou de contingências aplicada ao sistema em estudo. Para isso, foram utilizadas técnicas de decomposição de Benders, programação linear inteira e programação não linear. Os cenários operativos ou contingência considerados nesta dissertação foram:

- Erro de previsão de carga;
- Queda na geração eólica;
- Saída de unidade de geração;
- Perda de Linha de transmissão.

A metodologia proposta utiliza a técnica de decomposição de Benders para dividir um problema de Programação Não Linear Inteiro Misto (PNLIM) em dois subproblemas em uma estrutura conhecida como Mestre e Escravo, [45, 46]. O problema Mestre determina, através da técnica de programação linear inteira, o número mínimo de unidades de geração que devem ser ligadas; e o segundo subproblema, problema Escravo, verifica, através do Fluxo de Potência Ótimo (FPO), se o sistema opera corretamente mesmo considerando uma falha pré-estabelecida em uma lista de cenários operativos. Por se tratar de um problema com possíveis cenários operativos, a técnica de decomposição aplicada garante a conexão entre diferentes FPO's de modo a não resolvê-los simultaneamente.

3.2 Modelagem

A modelagem do FPO deve considerar equações de balanço de potência ativa e reativa, curva de capacidade dos geradores, bem como os limites de transmissão, tensão e limites de geração ativa e reativa. A formulação matemática do FPO pode ser observada pelas Equações (3.1) a (3.12).

O cálculo ótimo da reserva girante para um determinado cenário pode ser escrito como um problema de Programação Não Linear Inteiro Misto (PNLIM), conforme descrito nas Equações (3.1) a (3.12), no entanto, para cada cenário acrescido, o número de variáveis e equações aumenta drasticamente em sistemas de grande porte.

$$fob = \min \left(\sum_{t \in S} c_p \cdot \text{Perdas}_t + \sum_{j \in G, k \in B} c_{j,k} \cdot x_{j,k} \right) \quad (3.1)$$

Sujeito a:

$$x_{j,k} \cdot P g_{j,k,t} - P_{Load,k,t} - \sum_{m \in \Omega_k} P_{km,t} = 0 \quad (3.2)$$

$$x_{j,k} \cdot Q g_{j,k,t} - (Q_{Load,k,t} + Q_k^{shunt}) - \sum_{m \in \Omega_k} Q_{km,t} = 0 \quad (3.3)$$

$$P_{km,t} = g_{km} \cdot V_{k,t}^2 - V_{k,t} \cdot V_{m,t} \cdot (g_{km} \cdot \cos \theta_{km,t} + b_{km} \cdot \sin \theta_{km,t}) \quad (3.4)$$

$$Q_{km,t} = - (b_{km} + b_{km}^{sh}) \cdot V_{k,t}^2 + V_{k,t} \cdot V_{m,t} \cdot (g_{km} \cdot \sin \theta_{km,t} - b_{km} \cdot \cos \theta_{km,t}) \quad (3.5)$$

$$\text{Perdas}_t = \sum_{j \in G, k \in B} x_{j,k} \cdot P g_{j,k,t} - \sum_{k \in B} P_{Load,k,t} \quad (3.6)$$

$$P g_{j,k,t}^2 + Q g_{j,k,t}^2 \leq (S_{j,k}^{max})^2 \quad (3.7)$$

$$0 \leq P g_{j,k,t} \leq P g_{j,k}^{max} \quad (3.8)$$

$$Q g_{j,k}^{min} \leq Q g_{j,k,t} \leq Q g_{j,k}^{max} \quad (3.9)$$

$$V_k^{min} \leq V_{k,t} \leq V_k^{max} \quad (3.10)$$

$$|P_{km,t}| \leq |P_{km}^{cap}| \quad (3.11)$$

$$x_{j,k} \in \mathbb{N} \mid x_{j,k} \in [0, x_{j,k}^{max}] \quad (3.12)$$

$\forall j \in G, k \in B, t \in S$

Onde:

S	Conjunto de cenários operativos, incluindo o caso base;
B	Conjunto de barras do sistema;
G	Conjunto de usinas do sistema;
Ω_k	Conjunto de barras do sistema conectadas à barra k ;
t	índice do cenário operativo;
k	índice da barra;

j	índice da usina;
$x_{j,k}$	Número de unidades x ligadas na usina j situada na barra k ;
$Pg_{j,k,t}$	Geração ativa de uma unidade da usina j situada na barra k , no cenário t ;
$Qg_{j,k,t}$	Geração reativa de uma unidade da usina j situada na barra k , no cenário t ;
$P_{km,t}$	Fluxo de potência ativa entre as barras k e m , linha $k-m$, no cenário t ;
$Q_{km,t}$	Fluxo de potência reativa entre as barras k e m , linha $k-m$, no cenário t ;
$V_{k,t}$	Tensão na barra k , no cenário t ;
$V_{m,t}$	Tensão na barra m , no cenário t ;
$c_{j,k}$	Custo operativo das unidades ligadas na usina j situada na barra k ;
c_p	Custo das perdas (\$/pu-Mw);
$x_{j,k}^{max}$	Número máximo de unidades x da usina j situada na barra k ;
$P_{Load,k,t}$	Carga ativa na barra k , no cenário t ;
$Q_{Load,k,t}$	Carga reativa na barra k , no cenário t ;
Q_k^{shunt}	Banco Shunt conectado à barra k ;
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;
$\theta_{km,t}$	Ângulo entre as barras k e m , no cenário t ;
$Pg_{j,k}^{max}$	Potência ativa máxima de cada unidade da usina j situada na barra k ;
$Pg_{j,k}^{min}$	Potência ativa mínima de cada unidade da usina j situada na barra k ;
$Qg_{j,k}^{min}, Qg_{j,k}^{max}$	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 ;
f_{ob}	Função objetivo (\$) do problema, que representa o custo das perdas e o custo para ligar as máquinas das usinas;

A Equação (3.1) representa a função objetivo do problema que consiste em minimizar simultaneamente o valor das perdas para cada cenário operativo t e o número de unidades ligadas nas usinas do sistema. As Equações (3.2) e (3.3) representam os balanços de

potência ativa e reativa na barra k , respectivamente. Seguindo, as Equações (3.4) e (3.5) definem os fluxos de potência ativa e reativa, respectivamente, que percorrem a linha $k-m$. Destaca-se que o valor da potência ativa e reativa total gerada em cada barra geradora, no cenário t , são dados pelos produtos $x_{j,k} \cdot Pg_{j,k,t}$ e $x_{j,k} \cdot Qg_{j,k,t}$, respectivamente, apresentados nas Equações (3.2) e (3.3). Já a equação (3.6) representa as perdas de potência ativa nas linhas de transmissão. Além disso, é definida uma barra de referência, Barra $V\theta$, onde são especificados os valores de tensão e ângulo.

A curva de capacidade utilizada, apresentada pela Figura 1, representa um modelo simplificado, porém, um modelo mais detalhado da curva pode ser encontrado em [47]. O modelo simplificado que foi utilizado possui boa aproximação já que foi considerado que os geradores operam com alto carregamento. Na curva proposta são considerados limite de armadura, representado pela Equação (3.7), máquina primária, Equação (3.8), e limites de potência reativa máxima e mínima, Equação (3.9).

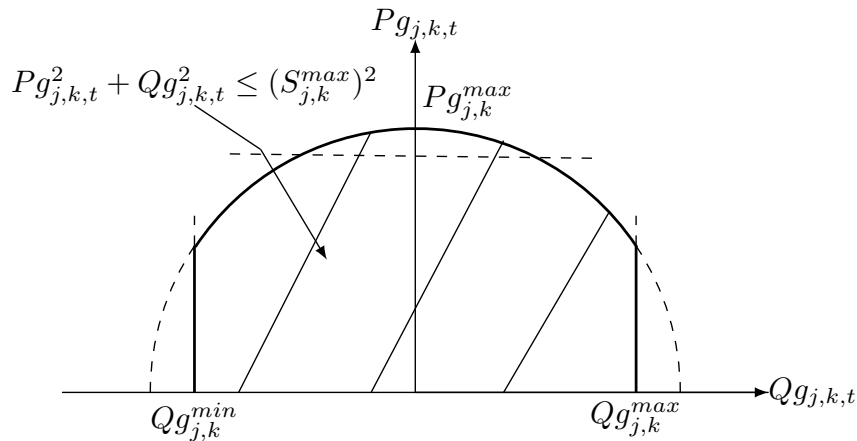


Figura 1 – Curva de Capacidade Adotada.

Os limites das linhas de transmissão são representados pela restrição (3.11) e a Equação (3.12) garante que a variável $x_{j,k}$ assumam valores inteiros até o limite do número de máquinas da usina, $x_{j,k}^{max}$.

3.3 Estrutura Mestre e Escravo

O FPO definido pelas Equações (3.1) a (3.12) é um problema de Programação Não Linear Inteiro Misto (PNLIM). Portanto, a solução torna-se muito complexa devido à região de busca não convexa, de difícil resolução e sem garantia de ótimo global. Desta forma, a solução de decomposição de Benders proposta neste trabalho busca dividir o problema em dois subproblemas, denominados Mestre e Escravo, no qual pode ser representada conforme mostra a Figura 2. O problema Mestre define um conjunto de variáveis que será enviada ao problema escravo para avaliação, ao passo que, após esta avaliação, caso não

seja atendido o critério estabelecido, o problema escravo retorna com uma inequação de restrição, corte de Benders, para o problema Mestre.

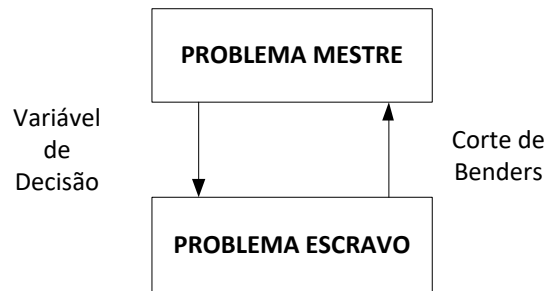


Figura 2 – Estrutura Mestre e Escravo.

O fluxograma da Figura 3 mostra as principais etapas da metodologia proposta:

ETAPA 1: Ocorre a introdução dos dados na modelagem;

ETAPA 2: é executado um Fluxo de Potência Ótimo (FPO) para o Caso Base;

ETAPA 3: Problema Mestre onde é executado o Estágio Decisão que determina o número de unidades a serem ligadas e;

ETAPA 4: Problema Escravo onde são simulados vários FPO's sendo um para cada cenário operativo.

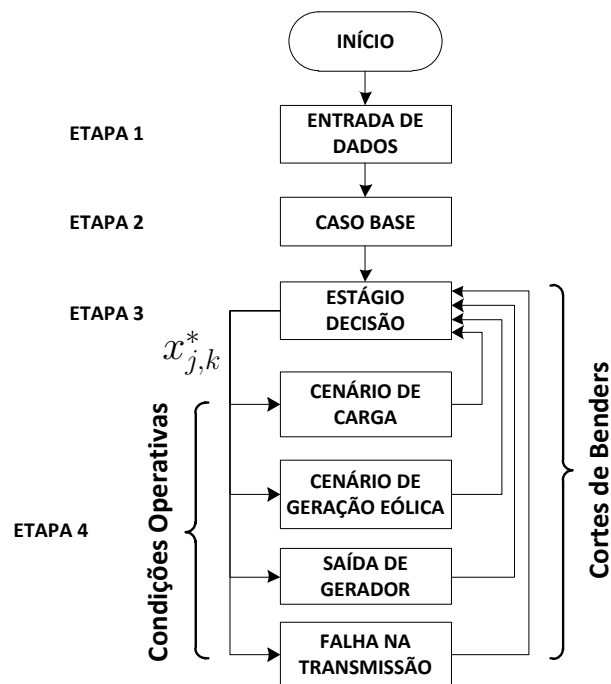


Figura 3 – Diagrama da modelagem proposta - Modelo Convencional.

Por fim, quando não houver mais cortes de carga em nenhum dos cenários listados, o processo se encerra. A seguir será detalhado os principais passos da metodologia.

3.3.1 Caso Base

Inicialmente, é utilizado um FPO para determinar as condições iniciais do processo, **Caso Base**, onde a função objetivo considerada foi a de minimização das perdas no sistema elétrico. Adicionalmente, a variável $x_{j,k}$ assume valor igual à $x_{j,k}^{max}$ de modo a tornar o problema envolvendo somente variáveis contínuas o qual pode ser resolvido via técnica de Programação Não Linear (PNL), sendo que neste trabalho foi utilizado a “ToolBox” *fmincon* do MatLab[®], [48]. Após a simulação desta etapa, com os valores das potências ativas e reativas dos geradores das usinas, pode-se definir o número mínimo de unidades que devem estar ligadas de modo a atender o caso base, ou seja, um ponto de operação inicial do sistema em condições operativas normais com menor valor de perdas elétricas. Deve-se destacar que qualquer outra função objetivo pode ser utilizada para definir o número mínimo de unidades que devem ser ligadas par atender o ponto ótimo operativo do caso base.

Da formulação matemática proposta pela Programação Não Linear Inteiro Misto (PNLIM), a função objetivo, Equação (3.1), é substituída pela função objetivo do caso base, $f_{ob_{CB}}$, Equação (3.13). As Equações de balanço de potência ativa e reativa, Equações (3.2) e (3.3), são substituídas pelas Equações (3.15) e (3.16), respectivamente.

$$f_{ob_{CB}} = \min(\text{Perdas}_{CB}) \quad (3.13)$$

Sujeito a:

$$\text{Perdas}_{CB} = \sum_{j \in G, k \in B} x_{j,k}^{max} \cdot P_{g_{j,k}} - \sum_{k \in B} P_{Load,k} \quad (3.14)$$

$$x_{j,k}^{max} \cdot P_{g_{j,k}} - P_{Load,k} - \sum_{m \in \Omega_k} P_{km} = 0 \quad (3.15)$$

$$x_{j,k}^{max} \cdot Q_{g_{j,k}} - (Q_{Load,k} + Q_k^{shunt}) - \sum_{m \in \Omega_k} Q_{km} = 0 \quad (3.16)$$

$$P_{km} = g_{km} \cdot V_k^2 - V_k \cdot V_m \cdot (g_{km} \cdot \cos \theta_{km} + b_{km} \cdot \sin \theta_{km}) \quad (3.17)$$

$$Q_{km} = - (b_{km} + b_{km}^{sh}) \cdot V_k^2 + V_k \cdot V_m \cdot (g_{km} \cdot \sin \theta_{km} - b_{km} \cdot \cos \theta_{km}) \quad (3.18)$$

$$P_{g_{j,k}}^2 + Q_{g_{j,k}}^2 \leq (S_{j,k}^{max})^2 \quad (3.19)$$

$$0 \leq Pg_{j,k} \leq Pg_{j,k}^{max} \quad (3.20)$$

$$Qg_{j,k}^{min} \leq Qg_{j,k} \leq Qg_{j,k}^{max} \quad (3.21)$$

$$V_k^{min} \leq V_k \leq V_k^{max} \quad (3.22)$$

$$|P_{km}| \leq |P_{km}^{cap}| \quad (3.23)$$

$$\theta_k^f = 0 \quad \forall j \in G, k \in B$$

As variáveis a serem otimizadas são: V_k , θ_k , $Pg_{j,k}$ e $Qg_{j,k}$. Além disso, é definido uma barra de referência, Barra $V\theta$ onde são especificados os valores de tensão e ângulo.

A Equação (3.24) apresenta os dados de entrada e saída da “ToolBox” *fmincon* do programa MatLab[®] utilizado para a solução dos FPO's, problemas de programação não linear.

$$(x, fval) = \mathcal{F}(fun, x0, Aeq, beq, lb, ub, nonlcon) \quad (3.24)$$

Onde:

- Entradas da função \mathcal{F} :

fun função objetivo: no caso base, pode-se utilizar qualquer função operacional, porém, neste trabalho foi adotado a minimização de perdas, (3.13) e (3.14);

x0 valor inicial das variáveis;

Aeq e *beq* restrições lineares do problema do tipo $Aeq \cdot x = beq$:

$$\theta_k^f = \theta^{especificado} \text{ e } V_k^f = V^{especificado};$$

lb e *ub* limites inferiores e superiores das variáveis, respectivamente;

nonlcon restrições não lineares do problema, Equações (3.15), (3.16), (3.17), (3.18), (3.19) e (3.23).

- Saídas da função \mathcal{F} :

fval valor associado a *fun* (fob_{CB});

x resultado das variáveis otimizadas;

O cálculo de $x_{j,k}^{min}$ de cada usina é realizado após a simulação do caso base e através das Equações (3.25), (3.26), (3.27) e (3.28) que combinadas definem uma região de operação que resulta no valor mínimo de unidades que devem estar ligadas de modo a atender, no mínimo, o caso base. As Equações (3.25) e (3.26) correspondem ao limite da

máquina primária e limites de excitação mínima e campo, respectivamente, e a Equação (3.27) descreve o limite de armadura da máquina. Destaca-se que $Pg_{j,k}$ e $Qg_{j,k}$ foram calculados pelo FPO do Caso Base, ETAPA 2.

- Limite da Máquina Primária

$$x_{j,k}^{min,1} = round-up\left(\frac{Pg_{j,k}}{Pg^{max}} \cdot x_{j,k}^{max}\right) \quad (3.25)$$

- Limites de Excitação e Campo (Simplificado)

$$x_{j,k}^{min,2} = round-up\left(\frac{|Qg_{j,k}|}{|Qg^{max}|} \cdot x_{j,k}^{max}\right) \quad (3.26)$$

- Limite de Armadura (Simplificado)

$$x_{j,k}^{min,3} = round-up\left(\frac{\sqrt{Pg_{j,k}^2 + Qg_{j,k}^2}}{S_{j,k}^{max}} \cdot x_{j,k}^{max}\right) \quad (3.27)$$

Nas Equações (3.25), (3.26) e (3.27) são utilizados a função *round-up* para o arredondamento superior e posteriormente calculado os maiores valores do número de unidades ligadas em cada usina do sistema, Equação (3.28).

$$x_{j,k}^{min} = max(x_{j,k}^{min,1}, x_{j,k}^{min,2}, x_{j,k}^{min,3}) \quad (3.28)$$

Caso a curva de capacidade não seja considerada, apenas as Equações (3.25), (3.26) e (3.28) serão utilizadas para o cálculo de $x_{j,k}^{min}$.

3.3.2 Problema Mestre: Cálculo do Número de Unidades Ligadas

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 (3.29). No entanto, na primeira iteração não há Cortes 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**. Nesta dissertação, este PLI foi resolvido utilizando-se a “ToolBox” *intlinprog* do MatLab[®], [48].

$$\min \left(\alpha + \sum_{j \in G} c_{j,k} \cdot x_{j,k} \right)$$

Sujeito a :

$$\text{Restrições de Benders} \tag{3.29}$$

$$x_{j,k}^{min} \leq x_{j,k} \leq x_{j,k}^{max}$$

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

$$0 \leq \alpha \leq \inf$$

Onde:

α Representa o custo do Problema Escravo;

Os parâmetros de entrada e saída da “ToolBox” *intlinprog* são apresentados pela Equação (3.30).

$$(x, fval) = \mathcal{I}(f, intcon, A, b, lb, ub) \tag{3.30}$$

onde,

- Entradas da função \mathcal{I} :

f vetor com o custo associado a cada variável a ser otimizada no PLI, (3.29), $[1 \cdots c_{j,k} \cdots]$;

$intcon$ definem as variáveis inteiras do PLI;

A e b restrições do tipo $A \leq b$ onde serão adicionados os cortes de Benders;

lb e ub limites inferiores e superiores das variáveis.

- Saídas da função \mathcal{I} :

$fval$ valor associado a função objetivo do PLI, (3.29);

x resultado das variáveis otimizadas.

3.3.3 Problema Escravo: FPO's dos Cenários Operativos

A solução do problema (3.29) 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:

- 1 - Variação da carga;

- 2 - Variação de geração eólica;
- 3 - Perda de unidade de geração; e
- 4 - Saída de linha de transmissão.

Os cenários utilizados neste trabalho não possuem um padrão bem definido em todos os sistemas e são equiprováveis, sendo estes determinados para que o modelo busque um ponto operativo que satisfaça qualquer um deles em um determinado período da operação.

Portanto, para cada cenário deve-se minimizar o corte de carga para obter a convergência do FPO. Neste caso, algumas modificações são feitas em relação à formulação utilizada no caso base:

1- A função objetivo (3.13) é substituída por (3.31), fob_{CTG} , que consiste no mínimo corte de carga. Neste trabalho não foram consideradas cargas prioritárias;

2- As variáveis de decisão são fixadas resultando em vários problemas de Programação Não Linear (PNL) com variáveis contínuas resolvidas através da “ToolBox” $fmincon$ do MatLab[®], [48] e

3- As equações de balanços de potência ativa e reativa, Equações (3.15) e (3.16), são substituídas pelas Equações (3.32) e (3.33), respectivamente, de modo a incluir o corte de carga ativo e reativo na modelagem, representado pela variável lsh_k e seus limites, Equação (3.41).

$$fob_{CTG} = \min \sum_{k \in B} lsh_k \cdot P_{Load,k} \quad (3.31)$$

Sujeito a:

$$x_{j,k}^* \cdot Pg_{j,k} - (1 - lsh_k) \cdot P_{Load,k} - \sum_{m \in \Omega_k} P_{km} = 0 \quad (3.32)$$

$$x_{j,k}^* \cdot Qg_{j,k} - (1 - lsh_k) \cdot (Q_{Load,k} + Q_k^{shunt}) - \sum_{m \in \Omega_k} Q_{km} = 0 \quad (3.33)$$

$$P_{km} = g_{km} \cdot V_k^2 - V_k \cdot V_m \cdot (g_{km} \cdot \cos \theta_{km} + b_{km} \cdot \sin \theta_{km}) \quad (3.34)$$

$$Q_{km} = -(b_{km} + b_{km}^{sh}) \cdot V_k^2 + V_k \cdot V_m \cdot (g_{km} \cdot \sin \theta_{km} - b_{km} \cdot \cos \theta_{km}) \quad (3.35)$$

$$Pg_{j,k}^2 + Qg_{j,k}^2 \leq (S_{j,k}^{max})^2, \quad (3.36)$$

$$0 \leq Pg_{j,k} \leq Pg_{j,k}^{max}, \quad (3.37)$$

$$Qg_{j,k}^{min} \leq Qg_{j,k} \leq Qg_{j,k}^{max}, \quad (3.38)$$

$$V_k^{min} \leq V_k \leq V_k^{max}, \quad (3.39)$$

$$|P_{km}| \leq |P_{km}^{cap}| \quad (3.40)$$

$$0 \leq lsh_k \leq 1 \quad (3.41)$$

$$\forall j \in G, k \in B$$

Onde:

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

As variáveis a serem otimizadas são: V_k , θ_k , $Pg_{j,k}$, $Qg_{j,k}$ e lsh_k . Além disso, é definido uma barra de referência, Barra $V\theta$, onde são especificados os valores de tensão e ângulo.

A Equação (3.42) apresenta os dados de entrada e saída da “ToolBox” *fmincon* do programa MatLab[®] utilizado para a solução dos FPO's, problemas de programação não linear.

$$(x, fval, lambda) = \mathcal{F}(fun, x0, Aeq, beq, lb, ub, nonlcon) \quad (3.42)$$

Onde:

- Entradas da função \mathcal{F} :

fun	função objetivo dos cenários operativos foi definida para mínimo corte de carga individual nas barras do sistema;
$x0$	valor inicial das variáveis;
Aeq e beq	restrições lineares do problema do tipo $Aeq \cdot x = beq$: $\theta_k^f = \theta^{especificado}$ e $V_k^f = V^{especificado}$;
lb e ub	limites inferiores e superiores das variáveis, respectivamente;
$nonlcon$	restrições não lineares do problema, Equações (3.32), (3.33), (3.34), (3.35), (3.36) e (3.40).

- Saídas da função \mathcal{F} :

lambda multiplicadores de lagrange das equações não lineares do problema, (3.32) e (3.33), onde são utilizados para a produção do corte de Benders, (3.43);

fval custo da função objetivo do problema, fun (fob_{CTG});

x resultado das variáveis otimizadas;

3.4 Corte de Benders Convencional

Para cada cenário operativo que resulta em corte de carga, deve-se construir um Corte de Benders conforme mostra a Equação (3.43), 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 , Equações (3.32) e (3.33). Além disso, as Equações (3.44) e (3.45) representam as expressões matemáticas da obtenção dos coeficientes de Benders, $E_{j,k}^P$ e $E_{j,k}^Q$. Deve-se destacar que as variáveis desta equação são o número de unidades a serem ligadas em cada usina, $x_{j,k}$.

$$\alpha + \sum_{j \in G} x_{j,k} \cdot (\lambda_k^P \cdot E_{j,k}^P + \lambda_k^Q \cdot E_{j,k}^Q) \geq \sum_{k \in B} lsh_k + \sum_{j \in G} x_{j,k}^* \cdot (\lambda_k^P \cdot E_{j,k}^P + \lambda_k^Q \cdot E_{j,k}^Q) \quad (3.43)$$

$$E_{j,k}^P = \frac{\partial \left(x_{j,k} \cdot Pg_{j,k} - (1 - lsh_k) \cdot P_{Load,k} - \sum_{m \in \Omega_k} P_{km} \right)}{\partial x_{j,k}} \quad (3.44)$$

$$E_{j,k}^P = Pg_{j,k}$$

$$E_{j,k}^Q = \frac{\partial \left(x_{j,k} \cdot Qg_{j,k} - (1 - lsh_k) \cdot (Q_{Load,k} + Q_k^{shunt}) - \sum_{m \in \Omega_k} Q_{km} \right)}{\partial x_{j,k}} \quad (3.45)$$

$$E_{j,k}^Q = Qg_{j,k}$$

Este corte de Benders é então incluído no problema de PLI do **Estágio Decisão** (Problema Mestre) para um reajuste no número de unidades que devem estar disponíveis. Depois de algumas interações entre **Estágio Decisão** e avaliação dos cenários operativos, 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 [45, 47].

3.5 Corte de Benders Médio

Outra abordagem proposta foi a utilização do **Corte de Benders Médio**. Esta proposta alternativa permite a utilização de um número maior de cenários operativos devido

a redução do número dos cortes de Benders. Este aspecto positivo facilita a convergência do processo de programação inteira. Após o término do processo do Problema Escravo, ou seja, quando todos os cenários operativos forem avaliados, em uma mesma iteração, obtém-se um número “ Z ” de cortes de Benders ativos, ou seja, os casos em que houve corte de carga.

Com base nos cortes obtidos, é extraída a média aritmética dos termos dos cortes de Benders resultando em um **Corte de Benders Médio** representado pela Equação (3.46). Isto é realizado para permitir a análise de um número maior de cenários tendo em vista que todos os cenários ativos são representados por um único corte em cada iteração. Este procedimento permite a análise de sistemas de maior porte com um grande número de cenários.

$$\alpha + \frac{1}{Z} \cdot \sum_{t \in S} \sum_{j \in G} (x_{j,k} \cdot \lambda_{k,t}^P \cdot Pg_{j,k,t} + x_{j,k} \cdot \lambda_{k,t}^Q \cdot Qg_{j,k,t}) \geq \frac{1}{Z} \cdot \sum_{t \in S} \sum_{k \in B} lsh_{k,t} + \frac{1}{Z} \cdot \sum_{t \in S} \sum_{j \in G} (x_{j,k}^* \cdot \lambda_{k,t}^P \cdot Pg_{j,k,t}^s + x_{j,k}^* \cdot \lambda_{k,t}^Q \cdot Qg_{j,k,t}) \quad (3.46)$$

Onde:

Z	Número de cortes gerados pelo problema Escravo;
$x_{j,k}^*$	Variável de decisão determinada pelo estágio decisão que representa o número de unidades x ligadas na usina j situada na barra k ;
$lsh_{k,t}$	Corte de carga na barra k do cenário operativo t ;
$\lambda_{k,t}^P, \lambda_{k,t}^Q$	Multiplicador de lagrange associado à barra k da equação de balanço de potência ativa e reativa, respectivamente, no cenário operativo t ;
$Pg_{j,k,t}, Qg_{j,k,t}$	Geração ativa e reativa, respectivamente, no sistema, no cenário operativo t ;

A Figura 4 apresenta o fluxograma da abordagem proposta para utilização do corte de Benders médio em vez de utilizar todos os cortes criados pelos cenários operativos em contingência.

3.6 Exemplo Tutorial

A metodologia proposta é melhor descrita através de um Sistema Teste de 4 barras considerando a influência da curva de capacidade bem como dos cenários operativos no valor da reserva de potência girante. Além disso, a ordem de merito considerada será em relação ao custo de ligação da cada máquina do sistema e não há prioridade nos cortes de carga.

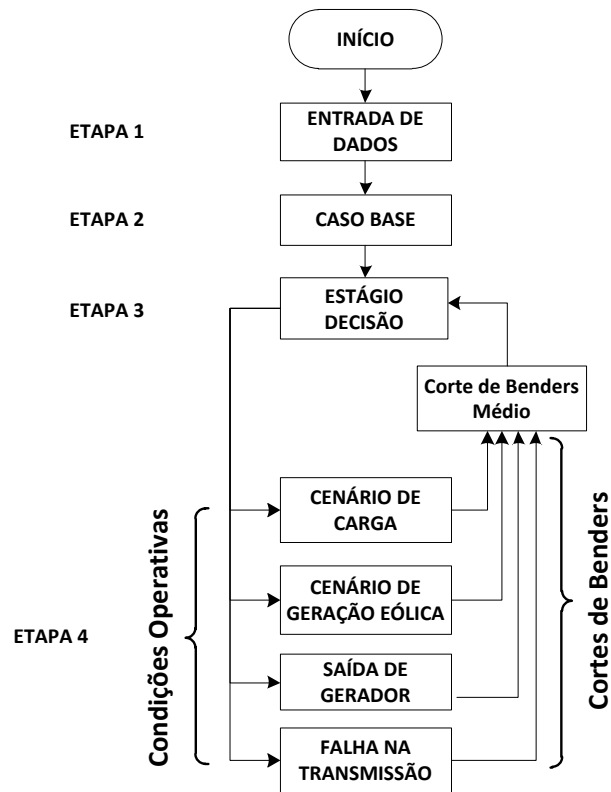


Figura 4 – Diagrama da modelagem proposta - Corte de Benders Médio.

A Figura 5 mostra o diagrama deste sistema no qual contém 2 barras de geração e 2 barras de carga sendo que a barra 3 possui um gerador eólico.

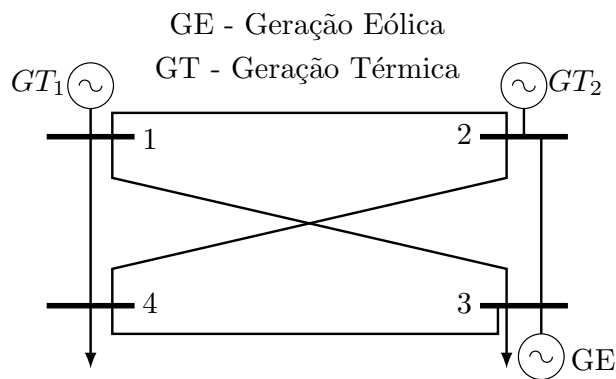


Figura 5 – Sistema teste de 4 Barras.

As Tabelas 3, 4, 5 e 6, mostram os dados de barra, linha, geração da usina e geração das máquinas, respectivamente. Além disso, a Tabela 7 mostra a geração de energia eólica para a condição de operação do Caso Base. O custo de ligação de uma unidade na Usina 1 é de 12\$ e da usina 2 é de 10\$.

A Tabela 8 apresenta os 5 cenários operativos adotados neste estudo. Os cenários foram determinados de modo a forçar determinadas linhas a atingirem seu valor máximo

Tabela 3 – Dados de barra

Barra	Carga Ativa (MW)	Carga Reativa (Mvar)
1	0	0
2	0	0
3	25	11
4	25	11

Tabela 4 – Dados de linha

De	Para	R (%)	X (%)	Susceptância Shunt (Mvar)	Limite de Fluxo (MW)
1	2	4	6	0	1
1	3	3	4	0	12
3	2	5	8	0	6
1	4	5	8	0	8
2	4	3	4	0	16
3	4	4	6	0	3

Tabela 5 – Dados de geração das usinas

Barra	P_g^{\min} (MW)	P_g^{\max} (MW)	Q_g^{\min} (Mvar)	Q_g^{\max} (Mvar)	Nº de Unidades
1	0	39,5	-30	30	16
2	0	37	-28	28	16

Tabela 6 – Dados de geração das máquinas das usinas

Barra	P_g^{\min} (MW)	P_g^{\max} (MW)	Q_g^{\min} (Mvar)	Q_g^{\max} (Mvar)	S^{\max} (Mvar)	Custo de Ligação
1	0	2,47	-1,88	1,88	2,47	12
2	0	2,31	-1,75	1,75	2,31	10

Tabela 7 – Dados de geração eólica

Barra	P_g (MW)	Q_g (Mvar)
3	10	-4

de transferência de potência e também alternar as gerações entre as usinas demandadas pelas cargas do sistema.

Tabela 8 – Cenários operativos do Sistema Teste de 4 Barras

Cenário 1:	Crescimento de 10% nas barras de carga 3 e 4.
Cenário 2:	Decréscimo de 50% na geração eólica da barra 3.
Cenário 3:	Queda de uma unidade de geração na Usina da Barra 1.
Cenário 4:	Queda de uma unidade de geração na Usina da Barra 2.
Cenário 5:	Saída da linha que liga as barras 1 e 3.

Os cortes de Benders para o Sistema Teste de 4 barras com duas usinas é representada pela inequação (3.47).

$$\alpha + x_{1,1} \cdot (\lambda_1^P \cdot Pg_{1,1} + \lambda_1^Q \cdot Qg_{1,1}) + x_{2,2} \cdot (\lambda_2^P \cdot Pg_{2,2} + \lambda_2^Q \cdot Qg_{2,2}) \geq \quad (3.47)$$

$$\sum_{k=1}^4 lsh_k + x_{1,1}^* \cdot (\lambda_1^P \cdot Pg_{1,1} + \lambda_1^Q \cdot Qg_{1,1}) + x_{2,2}^* \cdot (\lambda_2^P \cdot Pg_{2,2} + \lambda_2^Q \cdot Qg_{2,2})$$

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.

3.6.1 Simulação SEM Curva de Capacidade

Primeiramente é realizado a simulação do caso base não considerando a curva de capacidade, ou seja, o ponto de operação está limitando somente pelos limites operativos representados pelas Equações (3.8) e (3.9).

Os resultados para a situação em que a curva de capacidade simplificada não está ativa são apresentados pela Tabela 9.

Tabela 9 – Caso Base SEM curva de capacidade - Sistema 4 barras

Barra	Pg (MW)	Qg (Mvar)	S (MVA)	S ^{max} (MVA)	Nº Unidades Ligadas	Custo Total \$
1	2,44	1,68	2,96	2,47	8	96
2	2,30	1,42	2,70	2,32	9	90
					17	186

Neste caso, foram ligadas 8 máquinas na Usina 1 e 9 na Usina 2. Nas Figuras 6 e 7 é possível verificar o ponto de operação fora dos limites estabelecidos pela curva de capacidade de todas as máquinas das Usinas 1 e 2, respectivamente.

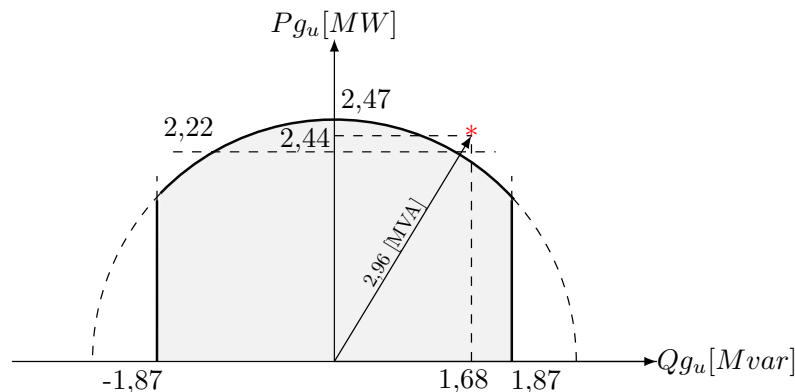


Figura 6 – Caso Base: Ponto Fora da Curva de Capacidade - Usina 1 - Sistema 4 barras.

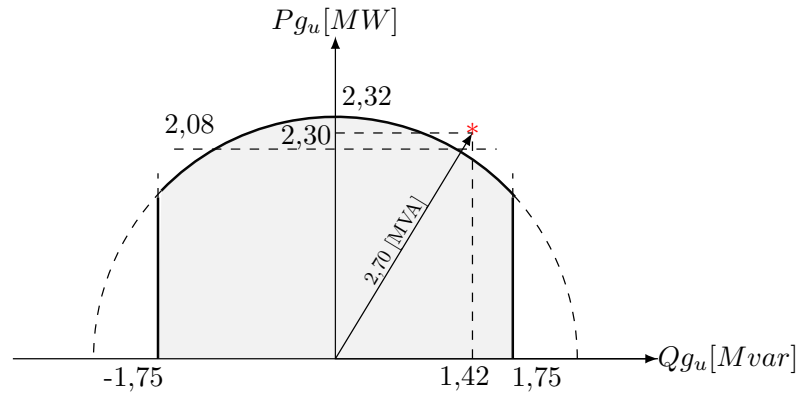


Figura 7 – Caso Base: Ponto Fora da Curva de Capabilidade - Usina 2 - Sistema 4 barras.

Pode-se notar que a geração excede a capacidade aparente das máquinas. Este aspecto mostra a necessidade de incluir a curva de capacidade 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 capacidade. Para tanto, o problema (3.29) de PLI e o FPO de mínimo corte de carga, (3.31), são resolvidos iterativamente até a eliminação do corte de carga para todos os cenários operativos.

As simulações foram realizadas utilizando duas técnicas de Benders diferentes, sendo a primeira, empregando o corte de Benders Convencional, e a segunda, o corte de Benders Médio:

CASO-A: Corte de Benders Convencional:

No corte de Benders convencional, os cortes de Benders gerados nos cenários operativos que convergiram com corte de carga são adicionados diretamente no PLI ou problema Mestre.

A Figura 8, mostra a convergência do processo iterativo de Benders em três iterações onde observa-se que o corte de carga foi eliminado para todos os cenários de operação quando o número de máquinas ligadas passou de 17 para 23 unidades com tempo computacional de 4 segundos. Pode-se observar na Tabela 10 o valor da reserva girante em cada usina. É possível verificar a atuação efetiva dos cortes de benders a cada iteração da simulação.

Já a Figura 9 mostra os valores dos cortes de carga correspondentes a cada cenário operativo. Pode-se observar que o cenário 5 apresentou o maior corte de carga.

As inequações apresentadas em (3.48) representam os cortes de Benders para cada cenário simulado. Deve-se destacar que estes cortes de Benders são adicionados ao problema de PLI (3.29).

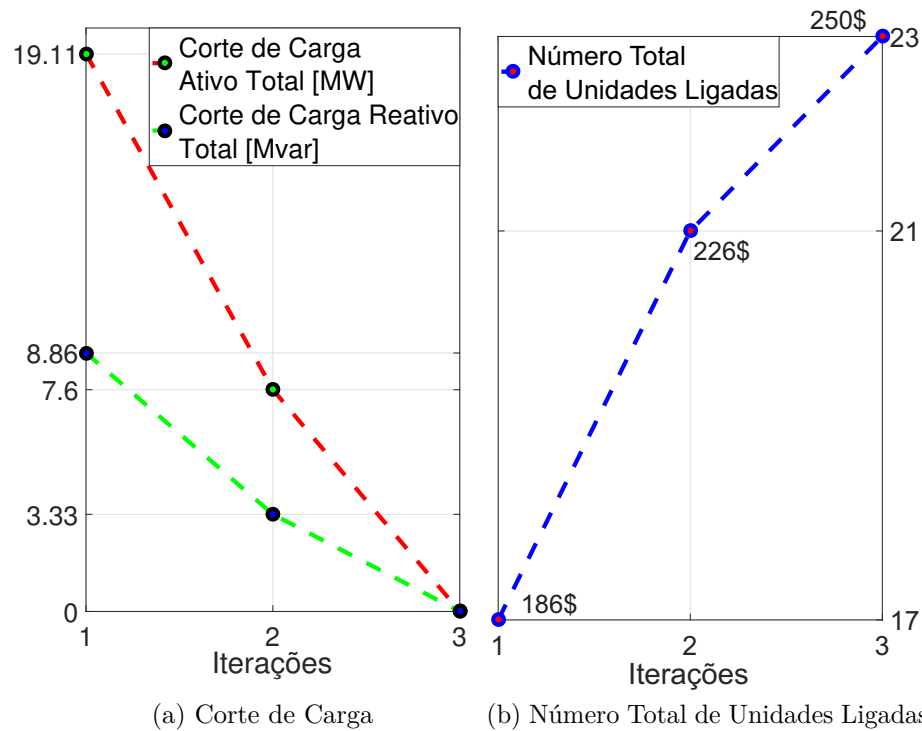


Figura 8 – Sistema Tutorial 4 Barras - Evolução Benders Convencional - Sem Curva de Capabilidade

Tabela 10 – Simulação SEM curva de Capabilidade - Benders Convencional - Sistema 4 barras

Barra	Nº Unidades Ligadas Caso Base	Custo Caso Base \$	Nº Unidades Ligadas Cenários	Custo Cenários \$	Reserva Girante	Custo Reserva \$
1	8	96	10	120	2	24
2	9	90	13	130	4	40
Total	17	186	23	250	6	64

Iteração 1	Cenário 1	$\alpha + 352,54 \cdot x_{1,1} + 330,2 \cdot x_{2,2} \geq 6457,7$
	Cenário 2	$\alpha + 434,38 \cdot x_{1,1} + 223,4 \cdot x_{2,2} \geq 5833,0$
	Cenário 3	$\alpha + 3,12 \cdot x_{1,1} + 406,25 \cdot x_{2,2} \geq 4060,2$
	Cenário 4	$\alpha + 223,04 \cdot x_{1,1} + 416,34 \cdot x_{2,2} \geq 6125,5$
	Cenário 5	$\alpha + 0 \cdot x_{1,1} + 217,11 \cdot x_{2,2} \geq 2765,1$
Iteração 2	Cenário 1	$\alpha + 244,21 \cdot x_{1,1} + 0 \cdot x_{2,2} \geq 2255,7$
	Cenário 2	$\alpha + 434,38 \cdot x_{1,1} + 1,99 \cdot x_{2,2} \geq 3814,1$
	Cenário 4	$\alpha + 539,20 \cdot x_{1,1} + 2,27 \cdot x_{2,2} \geq 4821,1$

(3.48)

A Figura 10 apresenta um plano cartesiano com as possíveis soluções do PLI. Os cortes de Benders, (3.48), formam retas que determinam a região do plano com possíveis soluções. Destaca-se a região de interseção de todas as retas em verde e o ponto da solução de menor custo. Neste exemplo, somente dois cortes foram efetivos no PLI.

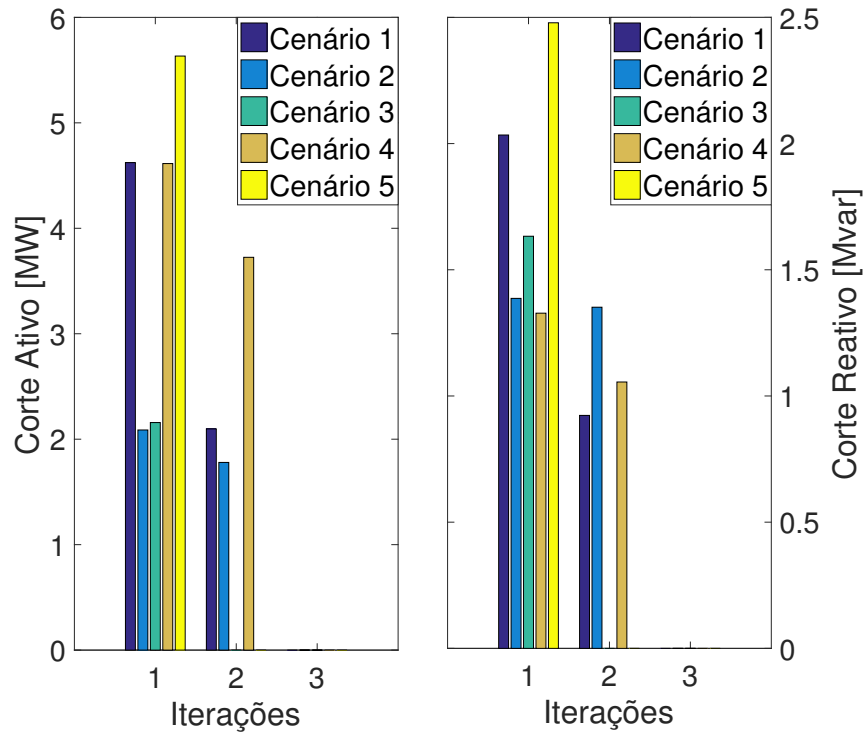


Figura 9 – Cortes de Carga Ativa e Reativa em cada cenário operativo SEM Curva de Capacidade - Benders Convencional - Sistema 4 barras.

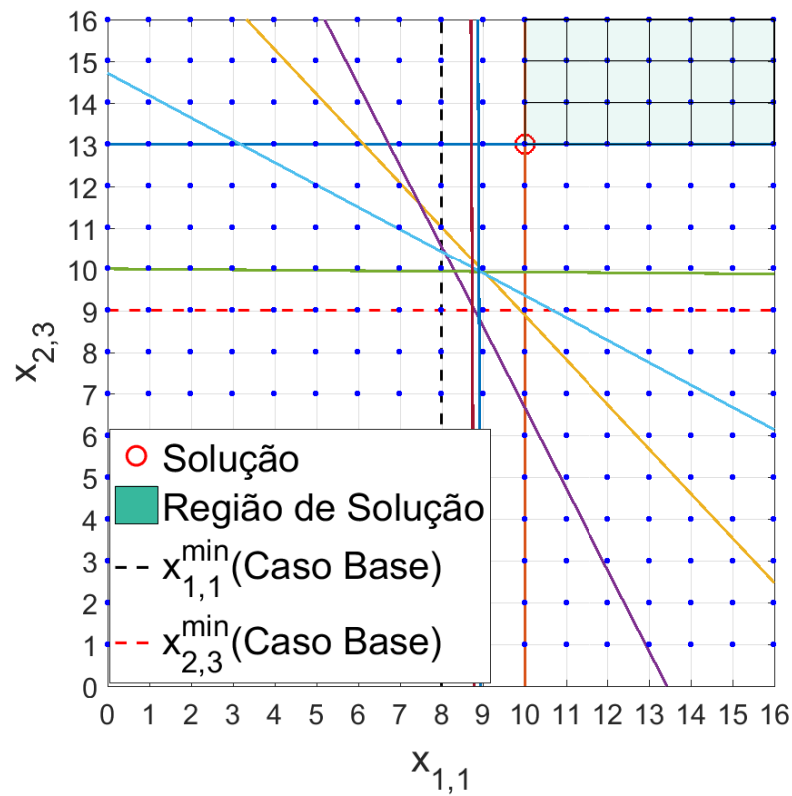


Figura 10 – Região de Solução do PLI - SEM curva de capacidade - Corte de Benders Convencional

CASO-B: Corte de Benders Médio:

Durante a simulação foram considerados os cortes médios a cada iteração, método descrito em 3.5. As inequações formadas pelas médias aritméticas dos cortes de Benders associados a cada cenário operativo são apresentadas em (3.49). Deve-se destacar que estes cortes de Benders médio são adicionadas ao problema de PLI descrito na Equação (3.29).

Iteração 1 Cenários: 1, 2, 3, 4 e 5	$\alpha + 202,61 \cdot x_{1,1} + 318,66 \cdot x_{2,3} \geq 5048,3$	(3.49)
Iteração 2 Cenários: 1, 2, 4 e 5	$\alpha + 304,36 \cdot x_{1,1} + 55,46 \cdot x_{2,3} \geq 3414,9$	
Iteração 3 Cenário: 4	$\alpha + 0 \cdot x_{1,1} + 216,8 \cdot x_{2,3} \geq 2762,1$	

A Figura 11 mostra a convergência do processo iterativo de Benders em quatro iterações onde observa-se que o corte de carga foi eliminado para todos os cenários de operação quando o número de máquinas ligadas passou de 17 para 22 unidades com tempo computacional de 5 segundos. Já a Figura 12, mostra os valores dos cortes de carga correspondentes a cada cenário operativo.

A Tabela 11 apresenta os resultados do modelo com corte de Benders médio, pode-se observar a redução de uma unidade de geração em relação ao caso convencional, reduzindo o custo de reserva de potência girante.

Tabela 11 – Simulação SEM curva de Capabilidade - Corte de Benders Médio - Sistema 4 barras

Barra	Nº Unidades Ligadas Caso Base	Custo Caso Base \$	Nº Unidades Ligadas Cenários	Custo Cenários \$	Reserva Girante	Custo Reserva \$
1	8	96	9	108	1	12
2	9	90	13	130	4	40
Total	17	186	22	238	5	52

A Figura 13 apresenta um plano cartesiano com as possíveis soluções do PLI. Os cortes de Benders, (3.49), formam retas que determinam a região do plano com possíveis soluções. Destaca-se a região de interseção de todas as retas em verde e o ponto da solução de menor custo. Neste exemplo, somente dois cortes foram efetivos no PLI.

3.6.2 Simulação COM Curva de Capabilidade

Primeiramente é realizado a simulação do caso base considerando a curva de capacidade, ou seja, o ponto de operação está restrito à região compreendida pelos limites operativos representados pelas Equações (3.8), (3.9) e (3.7).

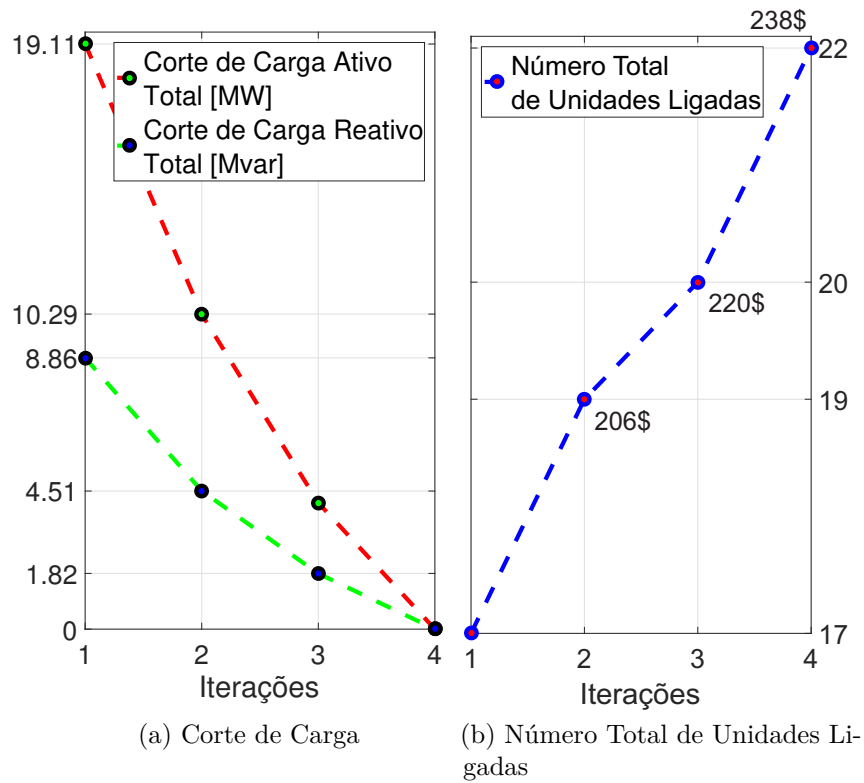


Figura 11 – Sistema Tutorial 4 Barras - Evolução com corte de Benders Médio - SEM Curva de Capacidade

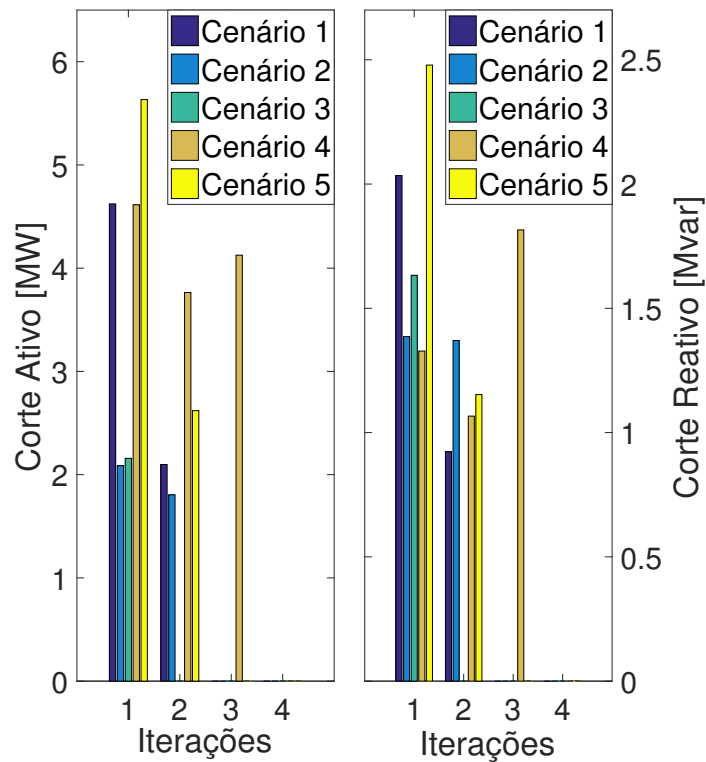


Figura 12 – Cortes de Carga Ativa e Reativa em cada cenário operativo SEM Curva de Capacidade - Corte de Benders Médio - Sistema 4 barras.

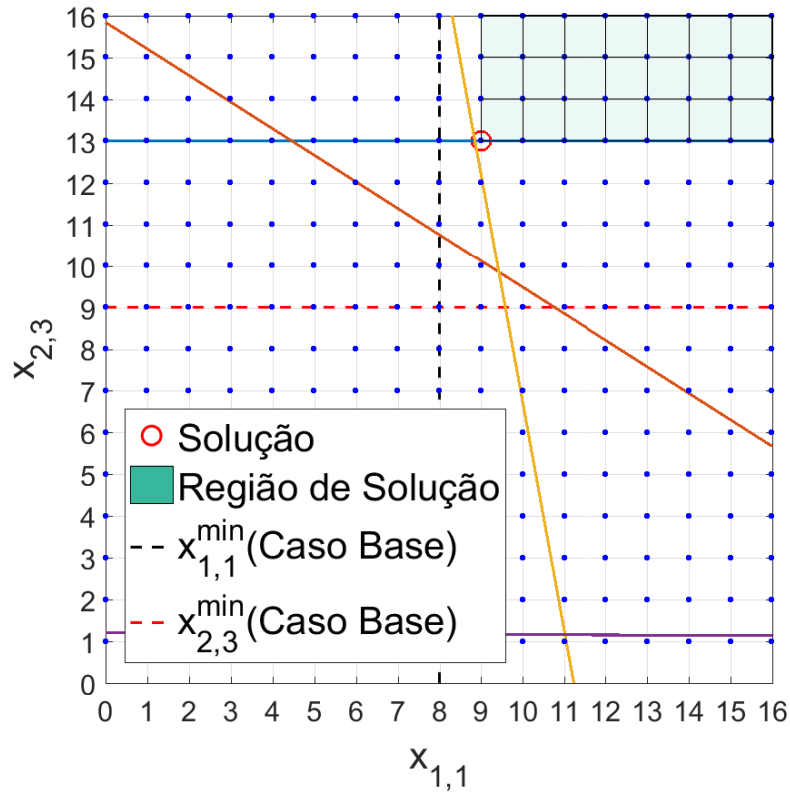


Figura 13 – Região de Solução do PLI - Corte de Benders Médio - SEM curva de capacidade

A Tabela 12 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 11 na Usina 2 dado que os limites das máquinas foram respeitados pela restrição de capacidade, (3.7). Nas Figuras 14 e 15 é possível verificar o ponto de operação dentro dos limites estabelecidos pela curva de capacidade de uma máquina da Usina 1 e 2, respectivamente.

Tabela 12 – Caso Base COM curva de capacidade - Sistema 4 barras

Barra	Pg (MW)	Qg (Mvar)	S (MVA)	S ^{max} (MVA)	Nº Unidades Ligadas	Custo Total \$
1	1,95	1,34	2,37	2,47	10	120
2	1,89	1,17	2,22	2,32	11	110
					21	230

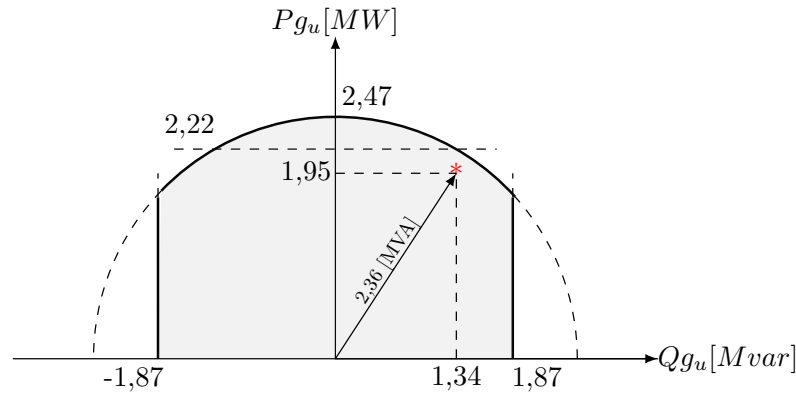


Figura 14 – Caso Base: Ponto no Interior da Curva de capacidade - Usina 1 - Sistema 4 barras.

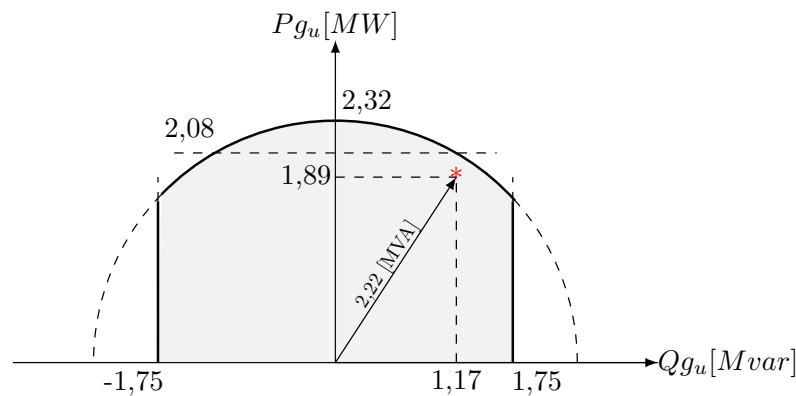


Figura 15 – Caso Base: Ponto no Interior da Curva de capacidade - Usina 2 - Sistema 4 barras.

As simulações foram realizadas utilizando duas técnicas de Benders diferentes, sendo a primeira, empregando o corte de Benders Convencional, e a segunda, o corte de Benders médio:

CASO-A: Corte de Benders Convencional:

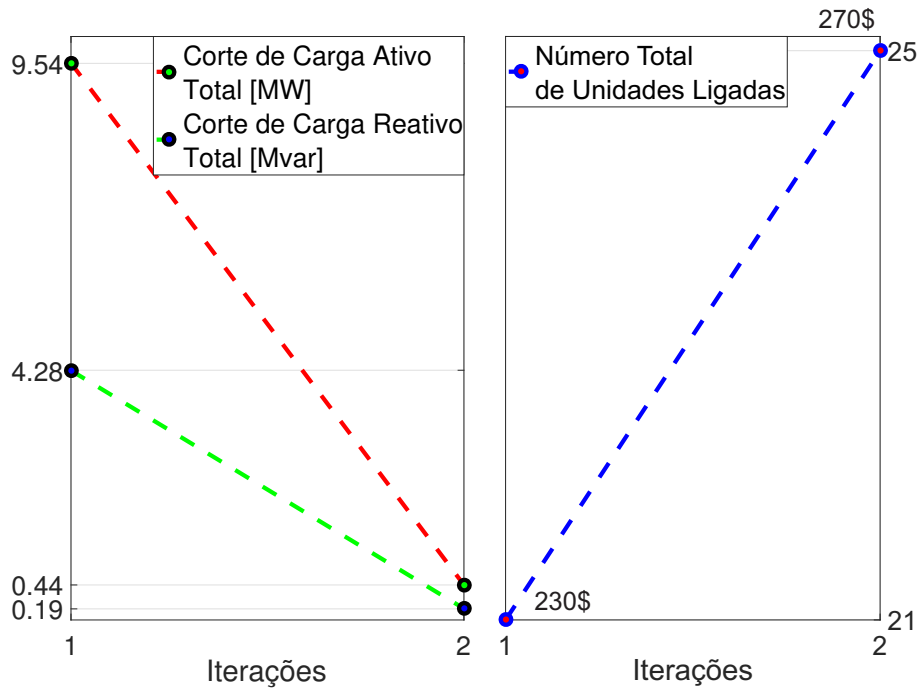
Aplicando os cenários operativos ao sistema, considerando-se a curva de capacidade, obtiveram-se os resultados demonstrados pela Figura 16. Os gráficos apresentados exibem o somatório dos cortes de carga ativo e reativo realizadas em cada iteração versus o número total de máquinas ligadas. A convergência do processo ocorreu em duas iterações e o número de unidades ligadas aumentou de 21 para 25 segundos com tempo computacional de 5 segundos. O problema convergiu com o corte total de carga ativa e reativa aproximadamente 0,44 MW e 0,19 Mvar, respectivamente. Isto ocorreu porque o corte de carga ativa é menor que a tolerância adotada de 1 MW e o corte de reativo em cada barra é menor que a tolerância adotada de 1 Mvar. Pode-se observar na Tabela 13 o valor da reserva girante em cada usina.

A Figura 17, mostra os valores dos cortes de carga correspondentes a cada cenário operativo.

CASO-B: Corte de Benders Médio:

Tabela 13 – Simulação COM curva de Capabilidade - Benders Convencional - Sistema 4 barras

Barra	Nº Unidades Ligadas Caso Base	Custo Caso Base \$	Nº Unidades Ligadas Cenários	Custo Cenários \$	Reserva Girante	Custo Reserva \$
1	10	120	10	120	0	0
2	11	110	15	150	4	40
Total	21	230	25	270	4	40



(a) Corte de Carga

(b) Número Total de Unidades Ligadas

Figura 16 – Sistema Tutorial 4 Barras - Evolução Benders Convencional - COM curva de capacidade

Considerando os cortes de Benders médio, a Figura 18, mostra a convergência do processo iterativo de Benders em duas iterações onde observa-se que o corte de carga foi eliminado para todos os cenários de operação quando o número de máquinas ligadas passou de 21 para 24 unidades com tempo computacional de 6 segundos, mostrado na Tabela 14. Deve-se destacar a redução de uma unidade de geração em relação ao caso convencional, reduzindo o custo de reserva de potência girante. O problema convergiu com o corte total de carga ativo e reativo aproximadamente 0,66 MW e 0,29 Mvar, respectivamente. Isto ocorreu porque o corte de carga ativo é menor que a tolerância adotada de 1 MW e o corte de reativo em cada barra é menor que a tolerância adotada de 1 Mvar. Já a Figura 19, mostra os valores dos cortes de carga correspondentes a cada cenário operativo.

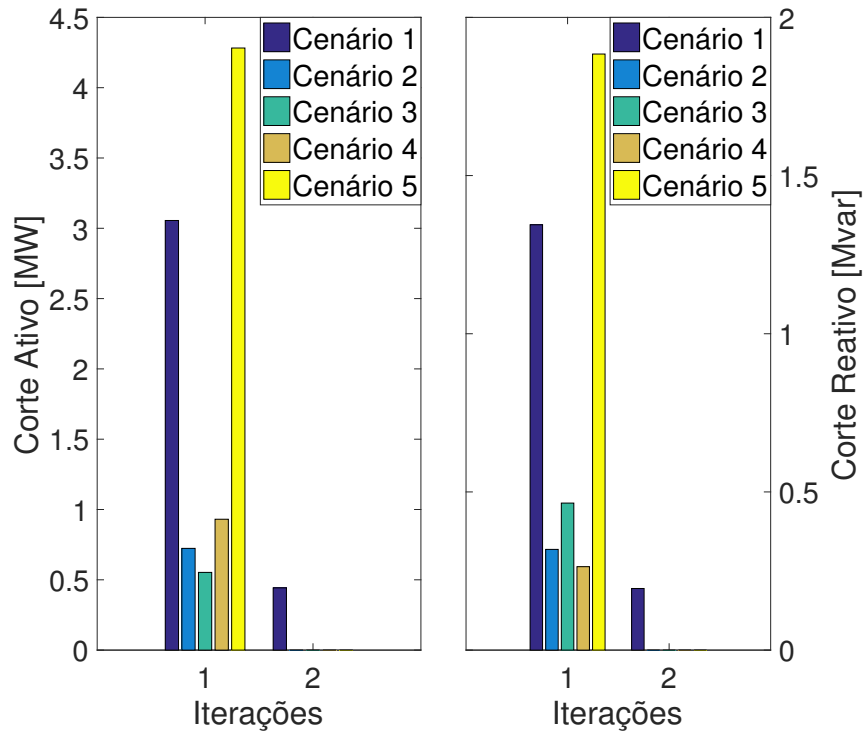
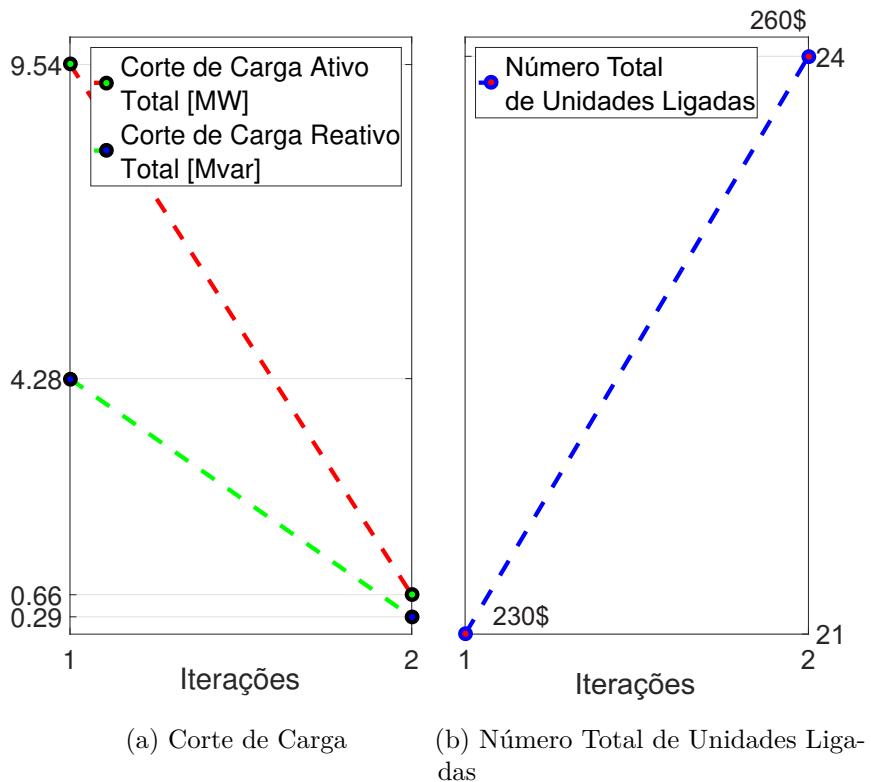


Figura 17 – Cortes de Carga Ativo e Reativo em cada cenário operativo considerando curva de capacidade - Benders Convencional.



(a) Corte de Carga

(b) Número Total de Unidades Ligadas

Figura 18 – Sistema Tutorial 4 Barras - Evolução com corte de Benders Médio - COM Curva de Capacidade

Tabela 14 – Simulação 4 Barras COM curva de Capabilidade - Corte de Benders Médio

Barra	Nº Unidades Ligadas Caso Base	Custo Caso Base \$	Nº Unidades Ligadas Cenários	Custo Cenários \$	Reserva Girante	Custo Reserva \$
1	10	120	10	120	0	0
2	11	110	14	140	3	30
Total	21	230	24	260	3	30

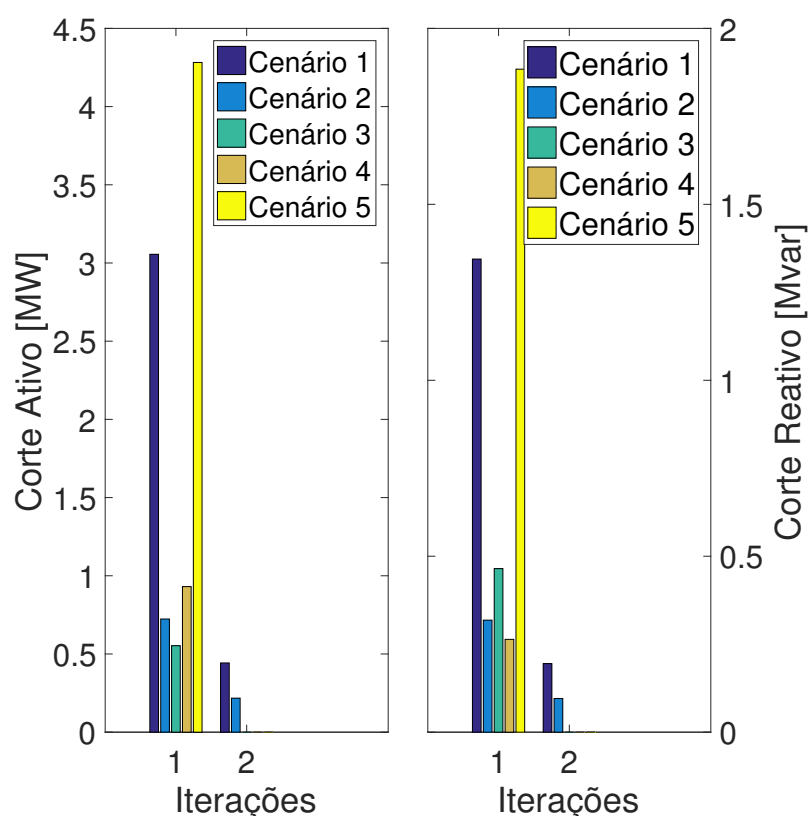


Figura 19 – Cortes de Carga Ativo e Reativo em cada cenário operativo considerando curva de capacidade - Corte de Benders Médio.

3.7 Considerações Finais

Neste capítulo foi apresentado a metodologia proposta para solução do problema da reserva girante utilizando o corte de Benders convencional e uma abordagem alternativa, o corte de Benders Médio. Além disso, foi apresentado a proposta da implementação da curva de capacidade simplificada e sua influência no número de unidades ligadas no sistema.

A proposta deste trabalho busca resolver o problema de grande dimensão e regiões não convexas da Programação Não Linear Inteira Mista (PNLIM) decompondo o problema em duas etapas denominadas Estrutura Mestre e Escravo onde são utilizados cortes de Benders para buscar a solução ótima do número de unidades que devem estar ligadas de modo a atender o caso base e as condições operativas em contingência.

4 ESTUDO DE CASOS

Este capítulo tem por finalidade apresentar os resultados obtidos nas simulações da metodologia proposta nesta dissertação. Com o intuito de buscar melhores soluções para o problema da reserva girante, este trabalho compara os mesmos casos utilizando o **Corte de Benders Convencional** e o **Corte de Benders Médio**.

O método proposto é aplicado a três sistemas modificados para acomodar geração eólica: Sistemas IEEE-14M, IEEE-39M e IEEE-118M. Os dados dos sistemas estão apresentados no Apêndice A. Nas análises realizadas, a magnitude do perfil da tensão pode variar de 0,9 a 1,1 pu e os limites de fluxo de potência ativa considerados são aqueles correspondentes aos fluxos resultantes do caso base aumentados em 20%.

Nos casos em que a curva de capacidade é utilizada na simulação, a potência ativa máxima de cada unidade, $P_{j,k}^{max}$, será reduzida à 90% de seu valor de modo a respeitar os limites da máquina primária.

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.

O critério de convergência utilizado foi o de maior corte realizado em alguma barra do sistema que não superasse 1 MW ou 1 Mvar.

As simulações foram realizadas em um notebook com processador Intel Core i7-7500U (2.7Ghz, 4MB cache) e 8GB de memória RAM.

4.1 Sistema IEEE-14M barras

A metodologia proposta é aplicada a um Sistema IEEE 14 barras modificado a fim de avaliar a influência da curva de capacidade bem como dos cenários operativos no valor da reserva de potência girante.

Os dados referentes a este sistema se encontram no Apêndice A.1, onde as Tabelas 37, 38, 39 e 40, mostram os dados de barra, linha, geração da usina e geração das máquinas, respectivamente. Além disso, a Tabela 41 mostra a geração de energia eólica para a condição de operação do Caso Base.

Cada usina possui um total de 20 máquinas com o custo de ligação de cada unidade igual à 15\$ para a usina da barra 3, 10\$ para a usina da barra 6 e 14\$ para a usina da barra 12. A Tabela 15 apresenta os cenários operativos adotados neste estudo.

4.1.1 Simulação SEM Curva de Capacidade

Primeiramente é realizado a simulação do caso base não considerando a curva de capacidade, ou seja, o ponto de operação está limitado somente pelos limites operativos

Tabela 15 – Cenários operativos do Sistema IEEE-14M Barras

Cenário 1:	Crescimento de 15% nas barras de carga 4 e 9.
Cenário 2:	Decréscimo de 50% na geração eólica da barra 2.
Cenário 3:	Queda de uma unidade de geração na Usina da Barra 3.
Cenário 4:	Queda de uma unidade de geração na Usina da Barra 6.
Cenário 5:	Queda de uma unidade de geração na Usina da Barra 8.
Cenário 6:	Saída da linha que liga as barras 7 e 8.

representados pelas Equações (3.8) e (3.9).

Os resultados para a situação em que a curva de capacidade simplificada não está ativa são apresentados pela Tabela 16.

Tabela 16 – Caso Base SEM curva de capacidade

Barra	Pg (MW)	Qg (Mvar)	S (MVA)	S ^{max} (MVA)	Nº Unidades Ligadas	Custo Total \$
3	8,63	1,79	8,81	8,65	11	165
6	4,71	1,89	5,07	4,78	10	100
8	8,00	1,47	8,13	8,03	12	168
					33	433

CORTE-A: Corte de Benders Convencional:

A Figura 20 mostra a convergência do processo iterativo de Benders em três iterações onde observa-se que o corte de carga foi eliminado para todos os cenários de operação quando o número de máquinas ligadas passou de 33 para 48 unidades com tempo computacional de 5 segundos. Pode-se observar na Tabela 17 o valor da reserva girante em cada usina.

Tabela 17 – Simulação 14 Barras SEM curva de Capacidade com Corte Convencional

Barra	Nº Unidades Ligadas Caso Base	Custo Caso Base \$	Nº Unidades Ligadas Cenários	Custo Cenários \$	Reserva Girante	Custo Reserva \$
3	11	165	20	300	9	135
6	10	100	14	140	4	40
8	12	168	14	196	2	28
Total	33	433	48	636	15	203

CORTE-B: Corte de Benders Médio:

Considerando os cortes de Benders médio, a Figura 21, mostra a convergência do processo iterativo de Benders em quatro iterações onde observa-se que o corte de carga foi eliminado para todos os cenários de operação quando o número de máquinas ligadas passou de 33 para 46 unidades com tempo computacional de 6 segundos. Deve-se destacar nesta simulação no que se refere as duas últimas iterações as quais possuem o mesmo número de

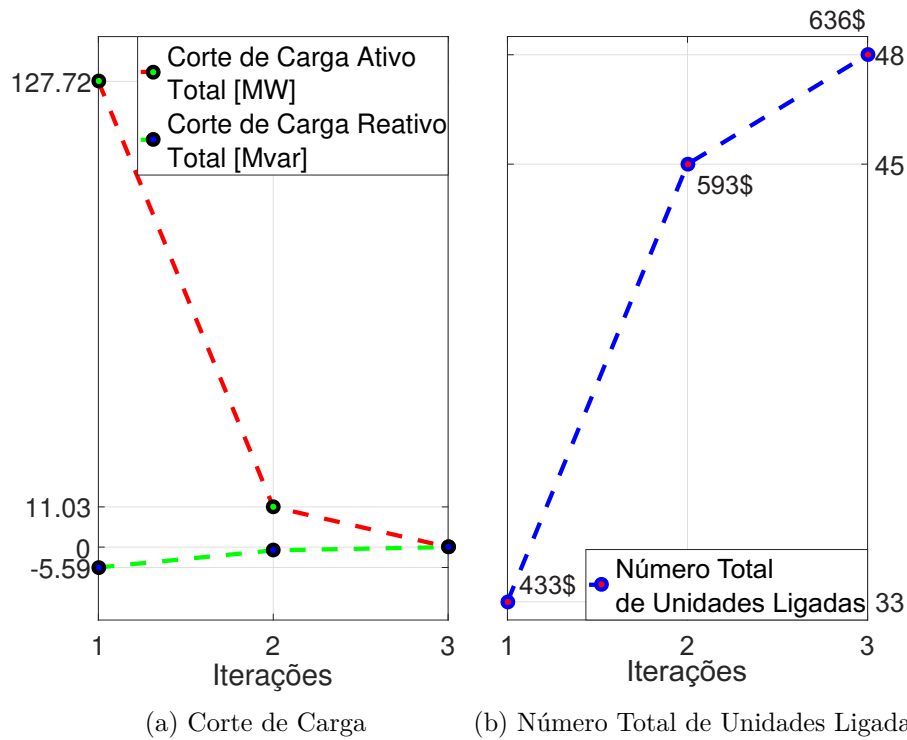


Figura 20 – Sistema 14 Barras - Evolução Benders Convencional - Sem Curva de Capabilidade

unidades ligadas, no entanto, houve a troca de unidades de menor potência para unidades de maior potência e, conseqüentemente, houve um aumento no custo final da reserva e que houve a redução de duas unidades de geração em relação ao caso correspondente ao modelo de Benders convencional, reduzindo o custo de reserva de potência girante. Pode-se observar na Tabela 18 o valor da reserva girante em cada usina.

Tabela 18 – Simulação 14 Barras SEM curva de Capabilidade com Corte de Benders Médio

Barra	Nº Unidades Ligadas Caso Base	Custo Caso Base \$	Nº Unidades Ligadas Cenários	Custo Cenários \$	Reserva Girante	Custo Reserva \$
3	11	165	20	300	9	135
6	10	100	14	140	4	40
8	12	168	12	168	0	0
Total	33	433	46	608	13	175

4.1.2 Simulação COM Curva de Capabilidade

Inicialmente é realizado a simulação do caso base considerando a curva de capacidade, ou seja, o ponto de operação está restrito à região compreendida pelos limites operativos representados pelas Equações (3.8), (3.9) e (3.7).

A Tabela 19 mostra os resultados do FPO para o Caso Base considerando o efeito da curva de capacidade. Neste caso foi necessário ligar 13 máquinas na usina da barra

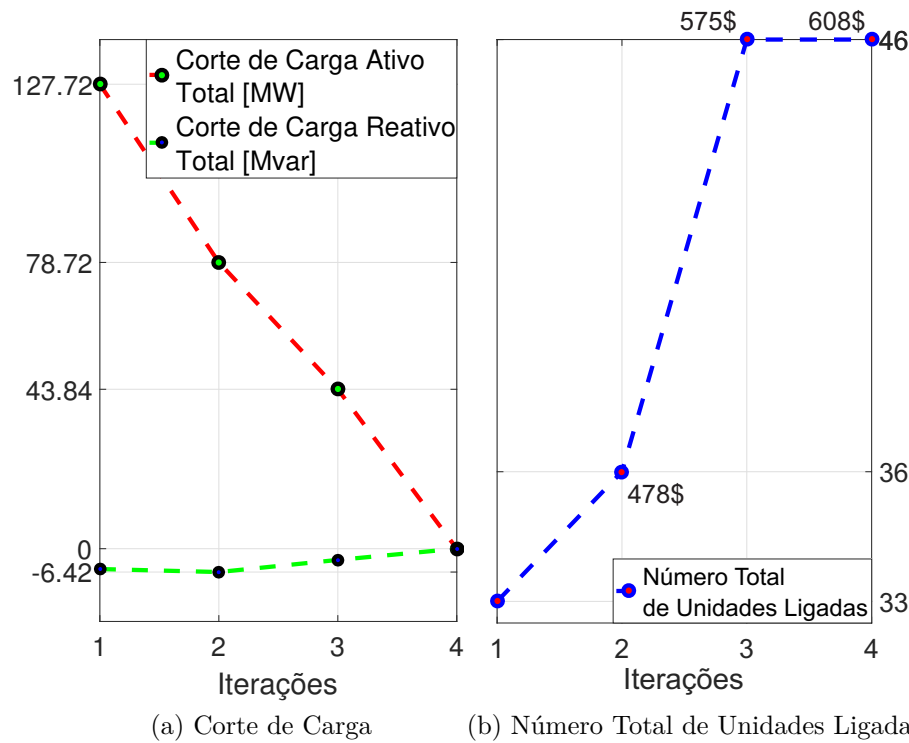


Figura 21 – Sistema 14 Barras - Evolução com corte de Benders Médio - SEM Curva de Capacidade

3, 11 da barra 6 e 14 na barra 12, dado que os limites das máquinas foram respeitados pela restrição de capacidade, (3.7), aumentando em 5 unidades em relação ao caso sem curva.

Tabela 19 – Caso Base COM curva de capacidade

Barra	Pg (MW)	Qg (Mvar)	S (MVA)	S ^{max} (MVA)	Nº Unidades Ligadas	Custo Total \$
3	7,30	1,52	7,46	8,65	13	195
6	4,28	1,72	4,61	4,78	11	110
8	6,85	1,26	6,97	8,03	14	196
					38	501

CASO-A: Corte de Benders Convencional:

A Figura 22 mostra a convergência do processo iterativo de Benders em três iterações onde observa-se que o corte de carga foi eliminado para todos os cenários de operação quando o número de máquinas ligadas passou de 38 para 55 unidades com tempo computacional de 4 segundos. Pode-se observar na Tabela 20 o valor da reserva girante em cada usina.

CASO-B: Corte de Benders Médio:

Considerando os cortes de Benders médio, a Figura 23 mostra a convergência do

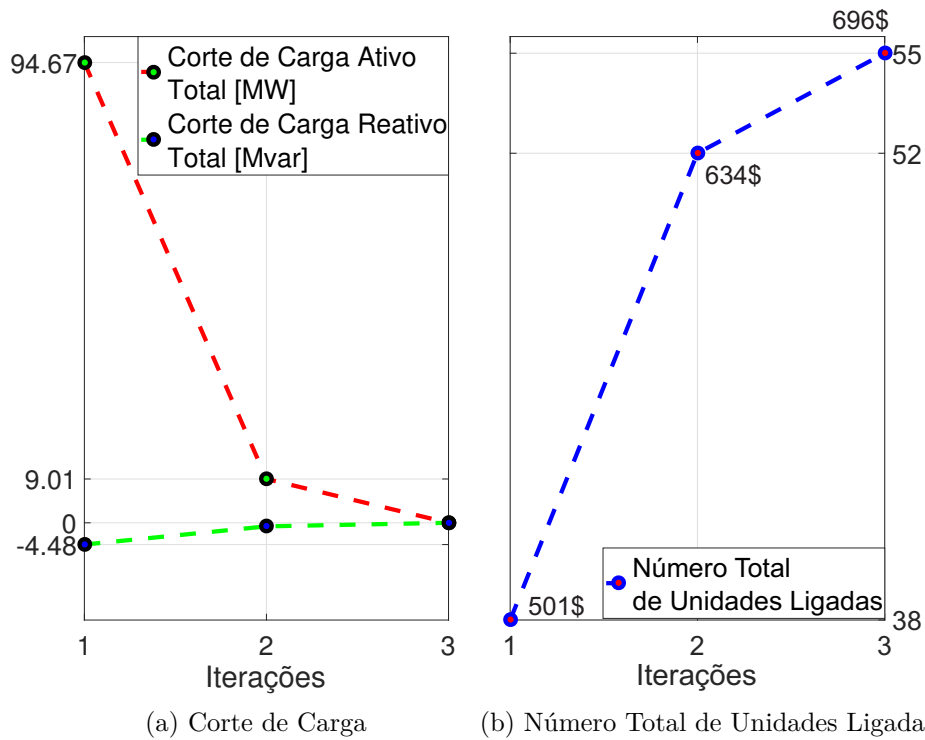


Figura 22 – Sistema 14 Barras - Evolução Benders Convencional - COM Curva de Capabilidade

Tabela 20 – Simulação 14 Barras COM curva de Capabilidade com Corte Convencional

Barra	Nº Unidades Ligadas Caso Base	Custo Caso Base \$	Nº Unidades Ligadas Cenários	Custo Cenários \$	Reserva Girante	Custo Reserva \$
3	13	195	20	300	7	105
6	11	110	20	200	9	90
8	14	196	15	210	1	14
Total	38	501	55	710	17	209

processo iterativo de Benders em três iterações onde observa-se que o corte de carga foi eliminado para todos os cenários de operação quando o número de máquinas ligadas passou de 38 para 54 unidades com tempo computacional de 4 segundos. Deve-se destacar a redução de uma unidade de geração em relação ao caso convencional, reduzindo o custo de reserva de potência girante. Pode-se observar na Tabela 21 o valor da reserva girante em cada usina.

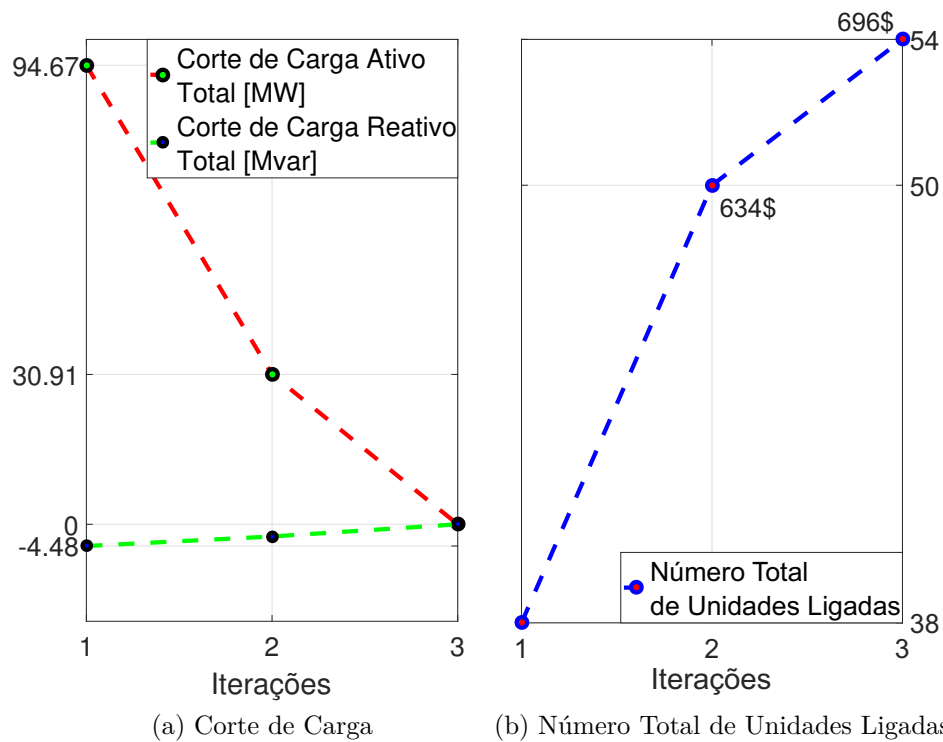


Figura 23 – Sistema 14 Barras - Evolução com corte de Benders Médio - COM Curva de Capabilidade

Tabela 21 – Simulação 14 Barras COM curva de Capabilidade com Corte de Benders Médio

Barra	Nº Unidades Ligadas Caso Base	Custo Caso Base \$	Nº Unidades Ligadas Cenários	Custo Cenários \$	Reserva Girante	Custo Reserva \$
3	13	195	20	300	7	105
6	11	110	20	200	9	90
8	14	196	14	196	0	0
Total	38	501	54	696	16	195

4.2 Sistema IEEE 39 barras

A metodologia proposta é aplicada a um Sistema IEEE 39 barras modificado a fim de avaliar a influência da curva de capacidade bem como dos cenários operativos no valor da reserva de potência girante.

Os dados referentes a este sistema se encontram no Apêndice A.2, onde as tabelas 42, 43 e 44, mostram os dados de barra, linha e geração da usina, respectivamente. Adicionalmente, a Tabela 45 apresenta os dados de geração das máquinas e o custo de ligação de cada uma. O número total de unidades em cada usina no sistema em estudo é de 20 unidades.

Além disso, a Tabela 46 mostra a geração de energia eólica para a condição de operação do Caso Base.

Nesta simulação foram adotados os cenários operativos apresentados pela Tabela 22.

Tabela 22 – Cenários operativos do Sistema IEEE 39 Barras

Cenário 1:	Crescimento de 15% na carga ativa e 17% na carga reativa nas barras 4, 5, 9, 10, 11, 12, 13 e 14.
Cenário 2:	Queda de uma unidade de geração na Usina da Barra 30.
Cenário 3:	Queda de uma unidade de geração na Usina da Barra 31.
Cenário 4:	Queda de uma unidade de geração na Usina da Barra 33.
Cenário 5:	Queda de uma unidade de geração na Usina da Barra 34.
Cenário 6:	Queda de uma unidade de geração na Usina da Barra 35.
Cenário 7:	Queda de uma unidade de geração na Usina da Barra 37.
Cenário 8:	Queda de uma unidade de geração na Usina da Barra 38.
Cenário 9:	Decréscimo de 50% na geração eólica da barra 36.
Cenário 10:	Queda de uma unidade de geração na Usina da Barra 39.
Cenário 11:	Saída da linha que liga as barras 16 e 19.

4.2.1 Simulação SEM Curva de Capacidade

Primeiramente é realizado a simulação do caso base não considerando a curva de capacidade, ou seja, o ponto de operação está limitando somente pelos limites operativos representados pelas Equações (3.8) e (3.9).

Os resultados para a situação em que a curva de capacidade simplificada não está ativa são apresentados pela Tabela 23.

CASO-A: Corte de Benders Convencional:

A Figura 24 mostra a convergência do processo iterativo de Benders em seis iterações onde observa-se que o corte de carga foi eliminado para todos os cenários de operação quando o número de máquinas ligadas passou de 117 para 136 unidades com

Tabela 23 – Caso Base SEM curva de capacidade

Barra	Pg (MW)	Qg (Mvar)	S (MVA)	S ^{max} (MVA)	Nº Unidades Ligadas	Custo Total \$
30	39,41	4,30	39,64	39,45	12	144
31	67,28	19,62	70,08	67,3	15	300
32	30,46	14,28	33,64	30,5	13	130
33	38,63	8,77	39,61	38,65	12	156
34	41,77	9,57	42,85	41,8	12	156
35	58,94	16,39	61,17	58,95	14	252
37	32,23	1,78	32,28	32,25	13	143
38	49,05	-2,32	49,10	49,05	12	180
39	87,18	4,76	87,31	87,2	14	350
					117	1811

tempo computacional de 48 segundos. Pode-se observar na Tabela 24 o valor da reserva girante em cada usina.

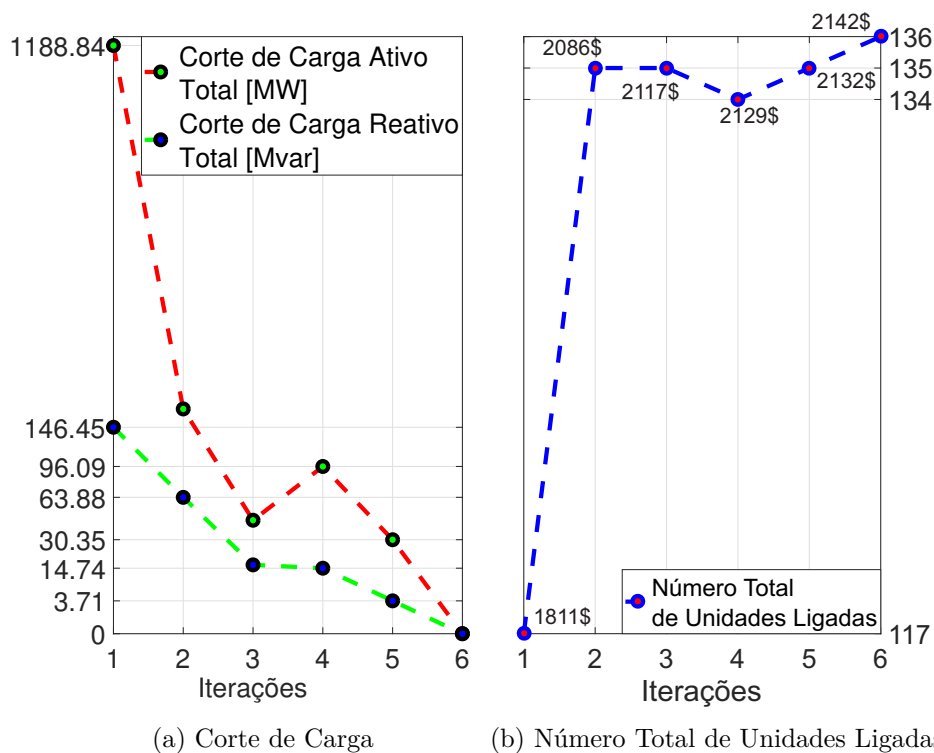


Figura 24 – Sistema 39 Barras - Evolução Benders Convencional - Sem Curva de Capacidade

CASO-B: Corte de Benders Médio:

Considerando os cortes de Benders médio, a Figura 25 mostra a convergência do processo iterativo de Benders em nove iterações onde observa-se que o corte de carga foi eliminado para todos os cenários de operação quando o número de máquinas ligadas passou de 117 para 134 unidades com tempo computacional de 68 segundos. Pode-se observar na

Tabela 24 – Simulação 39 Barras SEM curva de Capabilidade com Corte Convencional

Barra	Nº Unidades Ligadas Caso Base	Custo Caso Base \$	Nº Unidades Ligadas Cenários	Custo Cenários \$	Reserva Girante	Custo Reserva \$
30	12	144	12	144	0	0
31	15	300	15	300	0	0
32	13	130	13	130	0	0
33	12	156	13	169	1	13
34	12	156	18	234	6	78
35	14	252	14	252	0	0
37	13	143	13	143	0	0
38	12	180	18	270	6	90
39	14	350	20	500	6	150
Total	117	1811	136	2142	19	331

Tabela 25 o valor da reserva girante em cada usina. Deve-se destacar que houve redução de duas unidades em relação ao caso convencional.

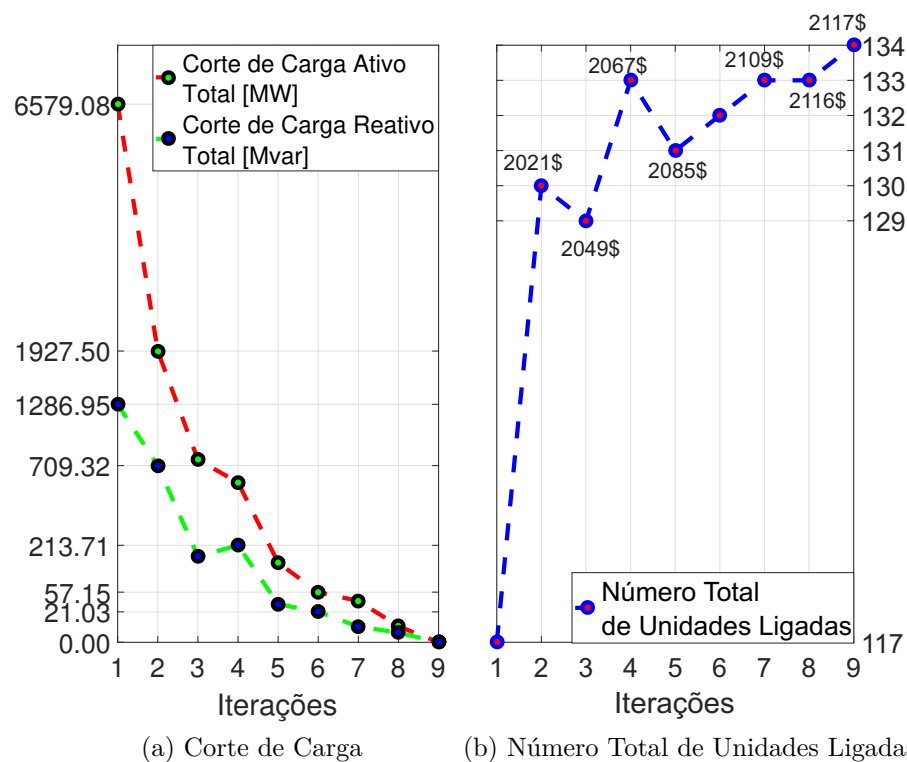


Figura 25 – Sistema 39 Barras - Evolução com corte de Benders Médio - SEM Curva de Capabilidade

Tabela 25 – Simulação 39 Barras SEM curva de Capabilidade com Corte de Benders Médio

Barra	Nº Unidades Ligadas Caso Base	Custo Caso Base \$	Nº Unidades Ligadas Cenários	Custo Cenários \$	Reserva Girante	Custo Reserva \$
30	12	144	12	144	1	0
31	15	300	16	320	0	20
32	13	130	13	130	0	0
33	12	156	12	156	0	0
34	12	156	17	221	5	65
35	14	252	16	288	2	36
37	13	143	13	143	0	0
38	12	180	16	240	4	60
39	14	350	19	475	5	125
Total	117	1811	134	2117	17	306

4.2.2 Simulação COM Curva de Capabilidade

Inicialmente é realizado a simulação do caso base considerando a curva de capacidade, ou seja, o ponto de operação está restrito à região compreendida pelos limites operativos representados pelas Equações (3.8), (3.9) e (3.7).

A Tabela 26 mostra os resultados do FPO para o Caso Base considerando o efeito da curva de capacidade. Observa-se que houve a necessidade de acréscimo de 18 unidades nas usinas devido ao efeito da curva de capacidade.

Tabela 26 – Caso Base COM curva de capacidade

Barra	Pg (MW)	Qg (Mvar)	S (MVA)	S ^{max} (MVA)	Nº Unidades Ligadas	Custo Total \$
30	33,78	3,68	33,98	39,45	14	168
31	59,36	17,31	61,84	67,3	17	340
32	26,39	12,37	29,15	30,5	15	150
33	33,11	7,52	33,95	38,65	14	182
34	35,80	8,20	36,73	41,8	14	182
35	51,57	14,34	53,53	58,95	16	288
37	27,93	1,54	27,97	32,25	15	165
38	42,04	-1,99	42,09	49,05	14	210
39	76,28	4,17	76,39	87,2	16	400
					135	2085

CASO-A: Corte de Benders Convencional:

A Figura 26 mostra a convergência do processo iterativo de Benders em cinco iterações onde observa-se que o corte de carga foi eliminado para todos os cenários de operação quando o número de máquinas ligadas passou de 135 para 154 unidades com tempo computacional de 38 segundos. Pode-se observar na Tabela 27 o valor da reserva girante em cada usina.

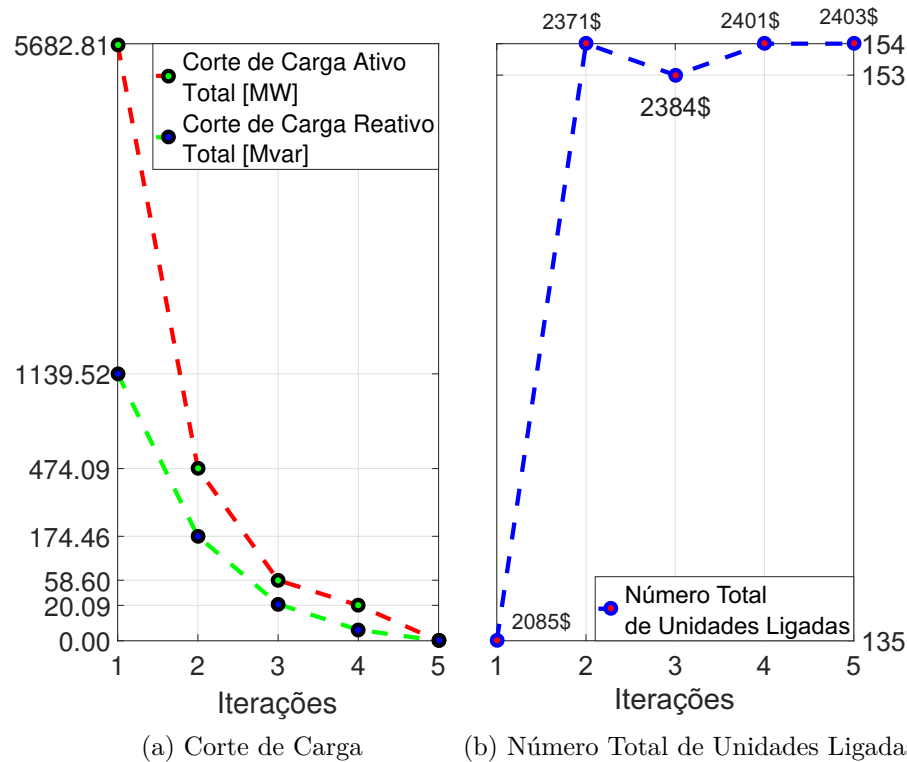


Figura 26 – Sistema 39 Barras - Evolução Benders Convencional - COM Curva de Capabilidade

Tabela 27 – Simulação 39 Barras COM curva de Capabilidade com Corte Convencional

Barra	Nº Unidades Ligadas Caso Base	Custo Caso Base \$	Nº Unidades Ligadas Cenários	Custo Cenários \$	Reserva Girante	Custo Reserva \$
30	14	168	14	168	0	0
31	17	340	17	340	0	0
32	15	150	15	150	0	0
33	14	182	16	208	2	26
34	14	182	20	260	6	78
35	16	288	19	324	3	54
37	15	165	15	165	0	0
38	14	210	18	270	4	60
39	16	400	20	500	4	100
Total	135	2085	154	2403	18	318

CASO-B: Corte de Benders Médio:

Considerando os cortes de Benders médio, a Figura 27 mostra a convergência do processo iterativo de Benders em onze iterações onde observa-se que o corte de carga foi eliminado para todos os cenários de operação quando o número de máquinas ligadas passou de 135 para 153 unidades com tempo computacional de 63 segundos. Pode-se observar na Tabela 28 o valor da reserva girante em cada usina. Deve-se destacar que houve um decréscimo de uma unidade em relação ao caso convencional.

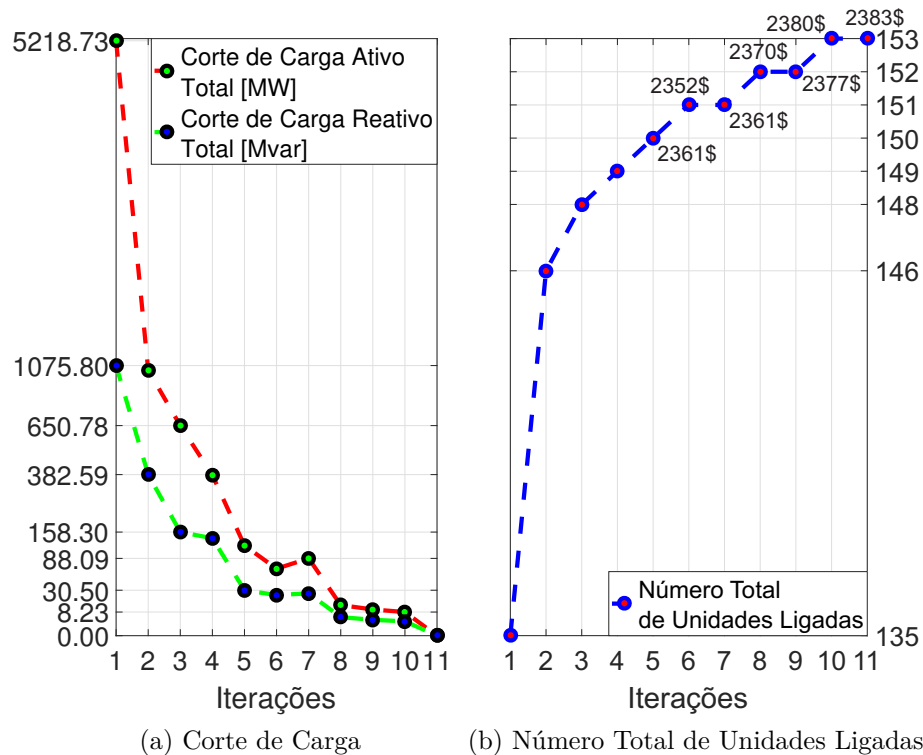


Figura 27 – Sistema 39 Barras - Evolução com corte de Benders Médio - COM Curva de Capabilidade

Tabela 28 – Simulação 39 Barras COM curva de Capabilidade com Corte de Benders Médio

Barra	Nº Unidades Ligadas Caso Base	Custo Caso Base \$	Nº Unidades Ligadas Cenários	Custo Cenários \$	Reserva Girante	Custo Reserva \$
30	14	168	14	168	0	0
31	17	340	17	340	0	0
32	15	150	15	150	0	0
33	14	182	17	221	3	39
34	14	182	20	260	6	78
35	16	288	18	324	2	36
37	15	165	15	165	0	0
38	14	210	17	255	3	45
39	16	400	20	500	4	100
Total	135	2085	153	2383	18	298

4.3 Sistema IEEE 118 barras

A metodologia proposta é aplicada ao Sistema IEEE 118 barras modificado a fim de avaliar a influência da curva de capacidade bem como dos cenários operativos no valor da reserva de potência girante.

Os dados referentes a este sistema se encontram no Apêndice A.3, onde as tabelas 47, 48 e 49, mostram os dados de barra, linha e geração da usina, respectivamente. Adicionalmente, a Tabela 50 apresenta os dados de geração das máquinas e o custo de ligação de cada uma. O número total de unidades em cada usina no sistema em estudo é de 15 unidades.

Além disso, a Tabela 51 mostra a geração de energia eólica para a condição de operação do Caso Base.

Nesta simulação foram adotados os cenários operativos apresentados pela Tabela 29.

Tabela 29 – Cenários operativos do Sistema IEEE 118 Barras

Cenário 1:	Crescimento de 10% nas barras de carga 50, 51, 53, 54, 55, 56, 57, 58 e 59.
Cenário 2:	Decréscimo de 50% na geração eólica da barra 10.
Cenário 3:	Decréscimo de 50% na geração eólica da barra 26.
Cenário 4:	Decréscimo de 50% na geração eólica da barra 65.
Cenário 5:	Decréscimo de 50% na geração eólica da barra 111.
Cenário 6:	Queda de uma unidade de geração na Usina da Barra 1.
Cenário 7:	Queda de uma unidade de geração na Usina da Barra 12.
Cenário 8:	Saída da linha que liga as barras 60 e 61.

4.3.1 Simulação SEM Curva de Capacidade

Primeiramente é realizado a simulação do caso base não considerando a curva de capacidade, ou seja, o ponto de operação está limitando somente pelos limites operativos representados pelas Equações (3.8) e (3.9).

Os resultados para a situação em que a curva de capacidade simplificada não está ativa são apresentados pela Tabela 30.

CASO-A: Corte de Benders Convencional:

A Figura 28 mostra a convergência do processo iterativo de Benders em três iterações onde observa-se que o corte de carga foi eliminado para todos os cenários de operação quando o número de máquinas ligadas passou de 322 para 333 unidades com tempo computacional de 433 segundos. Pode-se observar na Tabela 31, o valor da reserva girante em cada usina.

Tabela 30 – Caso Base SEM curva de capacidade

Barra	P _g (MW)	Q _g (Mvar)	S (MVA)	S ^{max} (MVA)	Nº Unidades Ligadas	Custo Total \$
1	9,58	3,62	10,24	9,71	9	99
6	9,39	2,75	9,78	9,76	9	99
12	22,01	4,27	22,42	22,46	9	117
15	14,40	2,43	14,60	14,54	9	108
18	7,62	3,18	8,25	7,71	9	99
19	7,99	2,61	8,41	8,06	9	99
25	1,71	-2,38	2,93	2,69	14	140
31	9,59	2,93	10,02	9,68	9	99
32	16,32	1,62	16,40	16,48	9	108
34	18,50	0,07	18,50	20,23	10	130
36	7,70	2,24	8,02	8,53	10	110
46	9,20	-0,65	9,22	9,29	9	99
49	31,99	1,15	32,01	32,26	9	135
54	16,03	2,80	16,27	16,19	9	108
55	7,01	1,93	7,27	7,08	9	99
56	13,02	1,35	13,09	13,15	9	108
59	31,81	8,49	32,93	32,12	9	135
61	7,54	-5,21	9,17	7,60	9	99
62	11,45	1,04	11,50	11,57	9	108
66	8,68	-3,82	9,48	8,70	9	99
69	9,80	-5,57	11,27	9,90	9	99
70	11,24	0,70	11,26	11,36	9	108
74	10,85	1,67	10,98	10,97	9	108
76	10,60	4,54	11,53	10,68	9	99
77	21,29	4,77	21,82	21,52	9	117
80	32,70	0,49	32,70	33,05	9	135
85	10,45	1,90	10,62	10,55	9	99
87	1,29	0,04	1,29	1,30	9	90
89	18,71	-1,30	18,75	18,86	9	117
92	17,34	1,97	17,45	17,50	9	117
100	16,70	2,74	16,92	16,87	9	108
103	2,55	0,56	2,62	2,58	9	90
104	4,22	2,08	4,71	4,26	9	90
105	13,19	0,84	13,22	13,28	9	108
110	12,57	1,56	12,67	12,72	9	108
					322	3791

CASO-B: Corte de Benders Médio:

Considerando os cortes de Benders médio, a Figura 29, mostra a convergência do processo iterativo de Benders em oito iterações onde observa-se que o corte de carga foi eliminado para todos os cenários de operação quando o número de máquinas ligadas passou de 322 para 331 unidades com tempo computacional de 578 segundos. Deve-se destacar

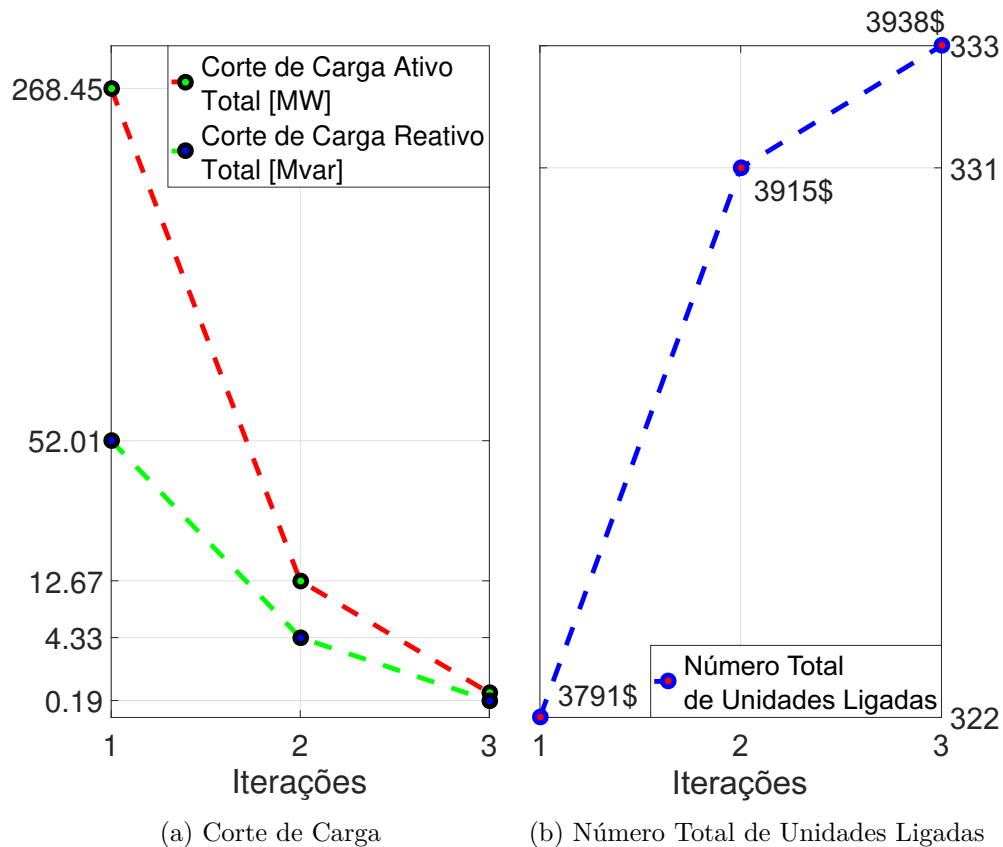


Figura 28 – Sistema 118 Barras - Evolução Benders Convencional - SEM Curva de Capabilidade

a redução de duas unidades de geração em relação ao caso de Benders convencional, reduzindo o custo de reserva de potência girante. Pode-se observar na Tabela 32, veja na página 65, o valor da reserva girante em cada usina.

4.3.2 Simulação COM Curva de Capabilidade

Inicialmente é realizado a simulação do caso base considerando a curva de capacidade, ou seja, o ponto de operação está restrito à região compreendida pelos limites operativos representados pelas Equações (3.8), (3.9) e (3.7).

A Tabela 33 mostra os resultados do FPO para o Caso Base considerando o efeito da curva de capacidade. Observa-se que houve a necessidade de acréscimo de 37 unidades nas usinas devido ao efeito da curva de capacidade.

CASO-A: Corte de Benders Convencional:

A Figura 30 mostra a convergência do processo iterativo de Benders em cinco iterações onde observa-se que o corte de carga foi eliminado para todos os cenários de operação quando o número de máquinas ligadas passou de 359 para 378 unidades com tempo computacional de 579 segundos. Pode-se observar na Tabela 34 o valor da reserva girante em cada usina.

Tabela 31 – Simulação 118 Barras SEM curva de Capabilidade com Corte Convencional

Barra	Nº Unidades Ligadas Caso Base	Custo Caso Base \$	Nº Unidades Ligadas Cenários	Custo Cenários \$	Reserva Girante	Custo Reserva \$
1	9	99	9	99	0	0
6	9	99	13	143	4	44
12	9	117	10	130	1	13
15	9	108	9	108	0	0
18	9	99	9	99	0	0
19	9	99	9	99	0	0
25	14	140	14	140	0	0
31	9	99	9	99	0	0
32	9	108	9	108	0	0
34	10	130	10	130	0	0
36	10	110	10	110	0	0
46	9	99	9	99	0	0
49	9	135	9	135	0	0
54	9	108	9	108	0	0
55	9	99	9	99	0	0
56	9	108	9	108	0	0
59	9	135	15	225	6	90
61	9	99	9	99	0	0
62	9	108	9	108	0	0
66	9	99	9	99	0	0
69	9	99	9	99	0	0
70	9	108	9	108	0	0
74	9	108	9	108	0	0
76	9	99	9	99	0	0
77	9	117	9	117	0	0
80	9	135	9	135	0	0
85	9	99	9	99	0	0
87	9	90	9	90	0	0
89	9	117	9	117	0	0
92	9	117	9	117	0	0
100	9	108	9	108	0	0
103	9	90	9	90	0	0
104	9	90	9	90	0	0
105	9	108	9	108	0	0
110	9	108	9	108	0	0
Total	322	3791	333	3938	11	147

CASO-B: Corte de Benders Médio:

Considerando os cortes de Benders médio, a Figura 31 mostra a convergência do processo iterativo de Benders em seis iterações onde observa-se que o corte de carga foi eliminado para todos os cenários de operação quando o número de máquinas ligadas passou

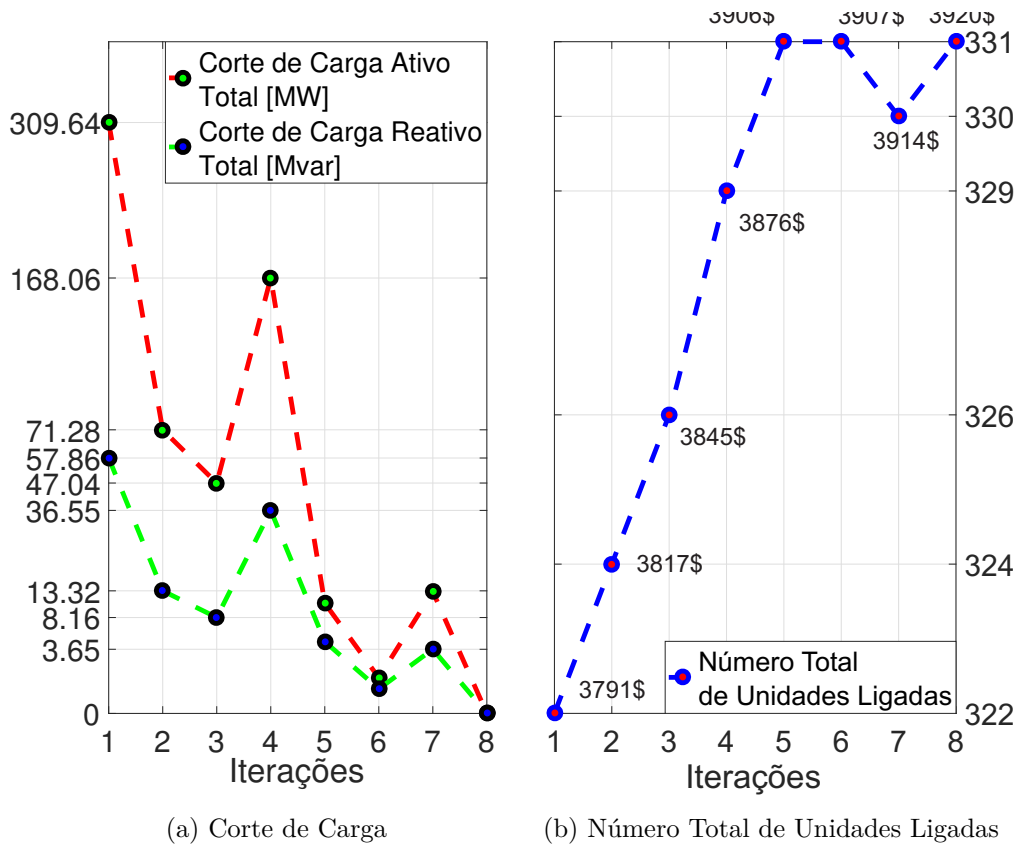


Figura 29 – Sistema 118 Barras - Evolução com corte de Benders Médio - SEM Curva de Capabilidade

de 359 para 375 unidades com tempo computacional de 872 segundos. Deve-se destacar a redução de três unidades de geração em relação ao caso convencional, reduzindo o custo de reserva de potência girante. Pode-se observar na Tabela 35 o valor da reserva girante em cada usina.

Tabela 32 – Simulação 118 Barras SEM curva de Capabilidade com Corte de Benders Médio

Barra	Nº Unidades Ligadas Caso Base	Custo Caso Base \$	Nº Unidades Ligadas Cenários	Custo Cenários \$	Reserva Girante	Custo Reserva \$
1	9	99	9	99	0	0
6	9	99	13	143	4	44
12	9	117	10	130	1	13
15	9	108	9	108	0	0
18	9	99	9	99	0	0
19	9	99	9	99	0	0
25	14	140	14	140	0	0
31	9	99	9	99	0	0
32	9	108	9	108	0	0
34	10	130	10	130	0	0
36	10	110	10	110	0	0
46	9	99	9	99	0	0
49	9	135	9	135	0	0
54	9	108	9	108	0	0
55	9	99	9	99	0	0
56	9	108	9	108	0	0
59	9	135	13	195	4	60
61	9	99	9	99	0	0
62	9	108	9	108	0	0
66	9	99	9	99	0	0
69	9	99	9	99	0	0
70	9	108	9	108	0	0
74	9	108	9	108	0	0
76	9	99	9	99	0	0
77	9	117	9	117	0	0
80	9	135	9	135	0	0
85	9	99	9	99	0	0
87	9	90	9	90	0	0
89	9	117	9	117	0	0
92	9	117	9	117	0	0
100	9	108	9	108	0	0
103	9	90	9	90	0	0
104	9	90	9	90	0	0
105	9	108	9	108	0	0
110	9	108	9	108	0	0
Total	322	3791	331	3908	9	117

Tabela 33 – Caso Base COM curva de capacidade

Barra	Pg (MW)	Qg (Mvar)	S (MVA)	S ^{max} (MVA)	Nº Unidades Ligadas	Custo Total \$
1	8,62	3,25	9,22	9,71	10	110
6	8,45	2,47	8,80	9,76	10	110
12	19,81	3,85	20,18	22,46	10	130
15	12,96	2,18	13,14	14,54	10	120
18	6,86	2,85	7,43	7,71	10	110
19	7,19	2,35	7,57	8,06	10	110
25	1,57	-2,19	2,69	2,69	15	150
31	8,63	2,64	9,02	9,68	10	110
32	14,70	1,46	14,77	16,48	10	120
34	16,82	0,06	16,82	20,23	11	143
36	7,00	2,03	7,29	8,53	11	121
46	8,28	-0,58	8,30	9,29	10	110
49	28,79	1,03	28,81	32,26	10	150
54	14,43	2,52	14,65	16,19	10	120
55	6,31	1,74	6,54	7,08	10	110
56	11,72	1,21	11,79	13,15	10	120
59	28,63	7,64	29,63	32,12	10	150
61	6,17	-4,26	7,50	7,60	11	121
62	10,31	0,94	10,35	11,57	10	120
66	7,81	-3,44	8,54	8,70	10	110
69	8,02	-4,56	9,22	9,90	11	121
70	10,12	0,63	10,14	11,36	10	120
74	9,77	1,51	9,88	10,97	10	120
76	9,54	4,09	10,38	10,68	10	110
77	19,16	4,29	19,64	21,52	10	130
80	29,43	0,44	29,43	33,05	10	150
85	9,40	1,71	9,56	10,55	10	110
87	1,16	0,04	1,16	1,30	10	100
89	16,84	-1,18	16,88	18,86	10	130
92	15,61	1,78	15,71	17,50	10	130
100	15,03	2,47	15,23	16,87	10	120
103	2,30	0,51	2,35	2,58	10	100
104	3,80	1,87	4,24	4,26	10	100
105	11,87	0,75	11,89	13,28	10	120
110	11,31	1,41	11,40	12,72	10	120
					359	4226

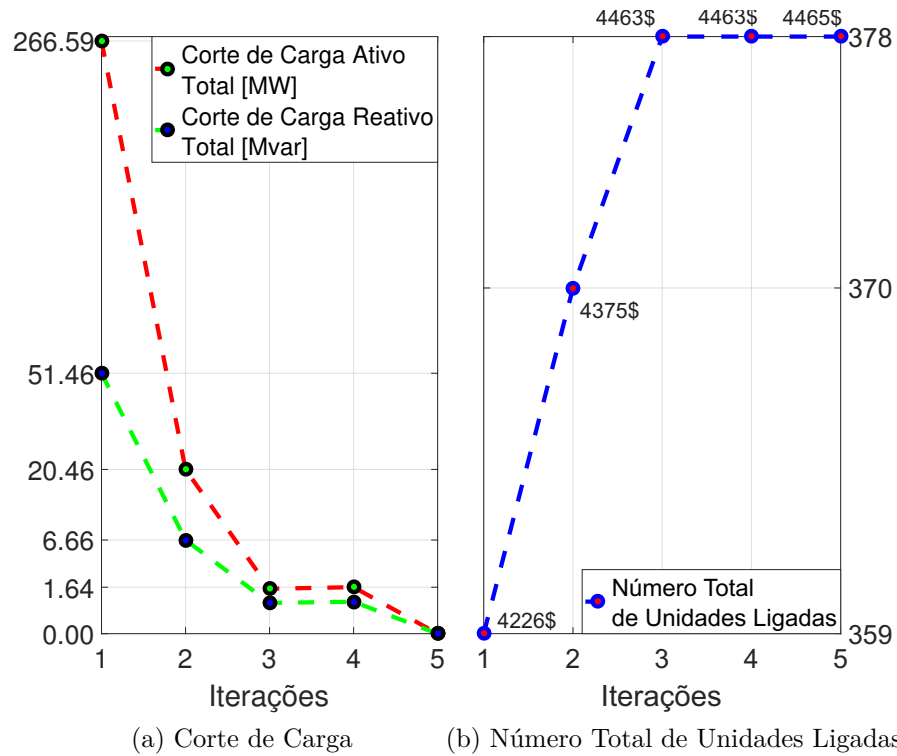


Figura 30 – Sistema 118 Barras - Evolução Benders Convencional - COM Curva de Capabilidade

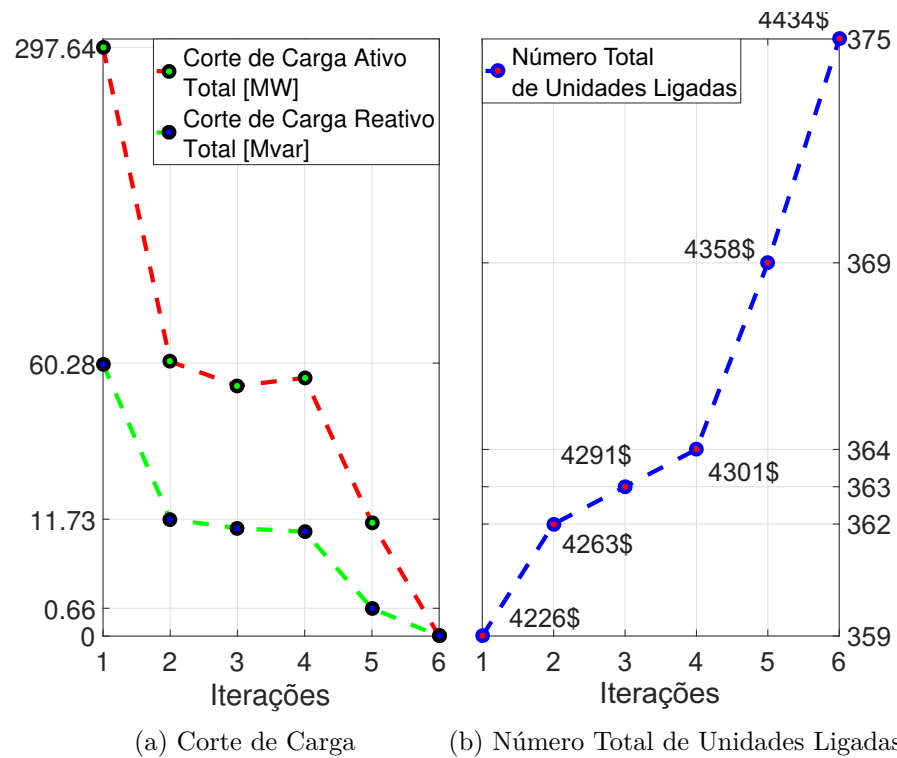


Figura 31 – Sistema 118 Barras - Evolução com corte de Benders Médio - COM Curva de Capabilidade

Tabela 34 – Simulação 118 Barras COM curva de Capabilidade com Corte Convencional

Barra	Nº Unidades Ligadas Caso Base	Custo Caso Base \$	Nº Unidades Ligadas Cenários	Custo Cenários \$	Reserva Girante	Custo Reserva \$
1	10	110	10	110	0	0
6	10	110	15	165	5	55
12	10	130	11	143	1	13
15	10	120	10	120	0	0
18	10	110	10	110	0	0
19	10	110	10	110	0	0
25	15	150	15	150	0	0
31	10	110	10	110	0	0
32	10	120	10	120	0	0
34	11	143	11	143	0	0
36	11	121	11	121	0	0
46	10	110	10	110	0	0
49	10	150	10	150	0	0
54	10	120	15	180	5	60
55	10	110	10	110	0	0
56	10	120	13	156	3	36
59	10	150	15	225	5	75
61	11	121	11	121	0	0
62	10	120	10	120	0	0
66	10	110	10	110	0	0
69	11	121	11	121	0	0
70	10	120	10	120	0	0
74	10	120	10	120	0	0
76	10	110	10	110	0	0
77	10	130	10	130	0	0
80	10	150	10	150	0	0
85	10	110	10	110	0	0
87	10	100	10	100	0	0
89	10	130	10	130	0	0
92	10	130	10	130	0	0
100	10	120	10	120	0	0
103	10	100	10	100	0	0
104	10	100	10	100	0	0
105	10	120	10	120	0	0
110	10	120	10	120	0	0
Total	359	4226	378	4465	19	239

Tabela 35 – Simulação 118 Barras COM curva de Capabilidade com Corte de Benders Médio

Barra	Nº Unidades Ligadas Caso Base	Custo Caso Base \$	Nº Unidades Ligadas Cenários	Custo Cenários \$	Reserva Girante	Custo Reserva \$
1	10	110	11	121	1	11
6	10	110	10	110	0	0
12	10	130	12	156	2	26
15	10	120	10	120	0	0
18	10	110	10	110	0	0
19	10	110	10	110	0	0
25	15	150	15	150	0	0
31	10	110	10	110	0	0
32	10	120	10	120	0	0
34	11	143	11	143	0	0
36	11	121	11	121	0	0
46	10	110	10	110	0	0
49	10	150	10	150	0	0
54	10	120	15	180	5	60
55	10	110	10	110	0	0
56	10	120	13	156	3	36
59	10	150	15	225	5	75
61	11	121	11	121	0	0
62	10	120	10	120	0	0
66	10	110	10	110	0	0
69	11	121	11	121	0	0
70	10	120	10	120	0	0
74	10	120	10	120	0	0
76	10	110	10	110	0	0
77	10	130	10	130	0	0
80	10	150	10	150	0	0
85	10	110	10	110	0	0
87	10	100	10	100	0	0
89	10	130	10	130	0	0
92	10	130	10	130	0	0
100	10	120	10	120	0	0
103	10	100	10	100	0	0
104	10	100	10	100	0	0
105	10	120	10	120	0	0
110	10	120	10	120	0	0
Total	359	4226	375	4434	16	208

4.3.3 Resumo dos Casos Analisados

A Tabela 36 mostra o resumo dos casos estudados nesta dissertação.

Tabela 36 – Resumo dos Resultados

Caso	Curva Capabilidade	Case Base Unidades	Benders	Cenários Unidades	Custo \$	Tempo Comp*
Tutorial	SEM	17	Convencional	23	250	4 seg
			Médio	22	238	5 seg
	COM	21	Convencional	25	270	5 seg
			Médio	24	260	6 seg
IEEE-14M	SEM	33	Convencional	48	636	5 seg
			Médio	46	608	6 seg
	COM	38	Convencional	55	710	4 seg
			Médio	54	696	4 seg
IEEE-39M	SEM	117	Convencional	136	2142	48 seg
			Médio	134	2117	68 seg
	COM	135	Convencional	154	2403	38 seg
			Médio	153	2383	63 seg
IEEE-118M	SEM	322	Convencional	333	3938	433 seg
			Médio	331	3908	578 seg
	COM	359	Convencional	378	4465	579 seg
			Médio	375	4434	872 seg

*Computacional

Em todos os casos estudados, quando a curva de capacidade é incorporada ao modelo, há uma adequação do número de unidades para que os limites operativos delimitados pela curva sejam respeitados, verificando sua importância na melhoria dos resultados. Portanto, este aspecto mostra a importância da curva.

- Sistema Tutorial - 4 Barras

Em relação ao ponto de operação, para o caso tutorial foram mostrados curvas de capacidade das máquinas das usinas do sistema. Para o caso em que a curva de capacidade não estava ativa, os pontos de operação ficaram fora dos limites delimitados pela curva, Figura 6 e 7, ver página 37, porém, quando ativa, os pontos respeitaram os limites imposto pelas respectivas curvas, Figuras 14 e 15, ver página 44.

No caso em que a curva de capacidade não foi utilizada, o custo de operação do sistema para o Benders Convencional foi de \$250, sendo \$64 da reserva de potência. Esta simulação foi resolvida em três iterações de Benders resultando em 8 cortes, (3.48), ver página 39. Por outro lado, quando considerado o Corte de Benders Médio, o número de iterações subiu para quatro, porém houve redução de uma unidade de geração resultando em um custo de operação de \$236, sendo \$52 da reserva de potência.

Considerando a curva de capacidade, o custo de operação para o Benders Convencional foi de \$270, sendo \$40 para a reserva de potência. Foram gastos duas iterações para solucionar os cenários operativos em contingência. Isto se deve ao fato de que houve um aumento de 4 unidades de geração fazendo com que haja mais potência disponível. Por outro lado, quando considerado o Corte de Benders Médio, com o mesmo número de iterações, redução de uma unidade de geração, implicando em um custo de operação de \$260, sendo \$30 da reserva de potência.

O tempo de processamento de todos os casos foram pequenos e próximos visto que é um sistema de pequeno porte com poucos cenários operativos.

- Sistema IEEE-14M

Quando não considerada a curva de capacidade na simulação deste sistema, verifica-se que a convergência ocorreu em três iterações, resultando em um custo de operação de \$636, sendo \$230 da reserva operativa. Quando implementado o corte de Benders Médio, o custo da reserva se reduz à \$175 em quatro iterações.

A simulação com curva de capacidade presente no modelo, no Benders convencional, apresentou custo de \$710, sendo \$209 provenientes da reserva de potência. No caso em que o corte de Benders Médio é utilizado, o custo de operação é de \$696, sendo \$195 da reserva de potência. Ambas necessitaram de três iterações para convergência.

Destaca-se neste caso que houve um corte negativo de potência reativa para ambos os casos já que o corte percentual, *lsh*, é o mesmo para a parte ativa e reativa e neste sistema contém barras com carga reativa de valor negativo.

O tempo de processamento de todos os casos foram pequenos e próximos visto que é um sistema de pequeno porte com poucos cenários operativos.

- Sistema IEEE-39M

A simulação deste sistema para o caso em que a curva de capacidade não foi utilizada ocorreu em seis iterações utilizando corte de Benders convencional resultando em um custo total de \$2142, sendo \$331 da reserva operativa. Quando implementado o corte de Benders Médio, o custo da reserva se reduz à \$306 em nove iterações.

Quando a simulação é realizada utilizando a curva de capacidade, o processo ocorre em cinco iterações resultando em um custo total de \$2403, sendo \$318 para o Benders Convencional, no entanto, para o Benders Médio o custo total foi de \$2383, sendo \$298 para a reserva de potência em onze iterações.

O tempo de processamento foi superior nos casos onde foram considerados o corte de Benders médio devido ao maior número de iterações.

- Sistema IEEE-118M

O processo de convergência para este sistema se deu em três iterações, no caso em que a curva de capacidade não foi utilizada, com custo de \$3938, sendo \$147 para a reserva de potência, quando utilizado o corte de Benders Convencional; e \$3908, sendo \$117 para a reserva de potência, no caso do corte de Benders Médio em oito iterações.

Quando incorporado a curva de capacidade na modelagem, pelo método do corte convencional, o processo convergiu em cinco iterações com custo total de \$4465, sendo \$239 para a reserva girante. Por outro lado, houve uma redução do custo de operação para \$4434, sendo \$208 para a reserva de potência, em seis iterações, com o uso do corte de Benders médio.

O tempo de processamento foi superior nos casos onde foram considerados o corte de Benders médio devido ao maior número de iterações.

5 Conclusões

5.1 Considerações Finais

A reserva girante é um serviço ancilar de extrema importância para o Sistema Elétrico de Potência, logo, necessita ser dimensionado corretamente de modo a garantir com o fornecimento ininterrupto de energia ao consumidor.

Desta maneira, este trabalho apresentou uma metodologia para o cálculo da reserva girante baseada na técnica de Decomposição de Benders onde foram utilizados vários cenários operativos representando possíveis contingências que possam ocorrer ao sistema, além disso, a metodologia proposta incluiu a curva de capacidade simplificada das unidades de geração tornando o modelo mais realista.

A curva de capacidade inserida no problema aumenta o número de unidades ligadas, 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.

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.

5.2 Trabalhos Futuros

- Utilizar o modelo proposto para usinas térmicas, considerando restrição de rampa, tempo de parada e partida;
- Utilizar um modelo mais aprimorado de curva de capacidade;
- Fazer uma análise probabilística utilizando Monte Carlo;
- Considerar o critério de segurança N-1;
- Avaliação de outras funções objetivos, por exemplo, mínimo desvio de um ponto operativo;
- Inclusão de modelos aprimorados de geração eólica.

REFERÊNCIAS

- [1] IRENA, “Planning for the Renewable Future: Long-term modelling and tools to expand variable renewable power in emerging economies”, 2017, Relatório técnico.
- [2] RAWAT, M. S., VADHERA, S., “Analysis of wind power penetration on power system voltage stability”. In: *Power Systems (ICPS), 2016 IEEE 6th International Conference on*, pp. 1–6, 2016.
- [3] ONS, “Arranjos comerciais para os serviços ancilares providos pelos agentes de geração. submódulo 14.2, Brasil”, <http://www.ons.org.br/>, 2003, [Online; acessado 10-Abril-2018].
- [4] ONS, “Estudos de reserva de potência operativa. submódulo 21.7, Brasil”, <http://www.ons.org.br/>, 2016, [Online; acessado 10-Abril-2018].
- [5] ONS, “Norma de Operação - Controle da Geração em Operação Normal. submódulo 10.8, Brasil”, <http://www.ons.org.br/>, 2003, [Online; acessado 10-Abril-2018].
- [6] VIEIRA FILHO, X., “Operação de Sistemas de Potência com Controle Automático de Geração. 1ª”, *Ed. Rio de Janeiro: Editora Campus LTDA*, 1984.
- [7] HOLTINEN, H., MILLIGAN, M., ELA, E., MENEMENLIS, N., DOBSCHINSKI, J., RAWN, B., BESSA, R. J., FLYNN, D., GOMEZ-LAZARO, E., DETLEFSEN, N. K., “Methodologies to determine operating reserves due to increased wind power”, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 3, n. 4, pp. 713–723, 2012.
- [8] XU, Z., DONG, Z. Y., WONG, K. P., “Optimal dispatch of spinning reserve in a competitive electricity market using genetic algorithm”. In: *Evolutionary Computation, 2003. CEC’03. The 2003 Congress on*, v. 1, pp. 587–592, 2003.
- [9] ORTEGA-VAZQUEZ, M. A., KIRSCHEN, D. S., “Optimizing the spinning reserve requirements using a cost/benefit analysis”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 22, n. 1, pp. 24–33, 2007.
- [10] CUI, N. N., ZHANG, Z. N., LIU, W., ZHANG, Y., LI, Q., “Probabilistic Spinning Reserve Model of Power System Containing Wind”. In: *Applied Mechanics and Materials*, v. 799, pp. 1238–1243, 2015.
- [11] ZHAO, J., WAN, C., XU, Z., WONG, K., “Spinning Reserve Requirement Optimization Considering Integration of Plug-in Electric Vehicles”, *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2016.
- [12] MORALES, J. M., CONEJO, A. J., PÉREZ-RUIZ, J., “Economic valuation of reserves in power systems with high penetration of wind power”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 24, n. 2, pp. 900–910, 2009.
- [13] ELA, E., KIRBY, B., LANNOYE, E., MILLIGAN, M., FLYNN, D., ZAVADIL, B., O’MALLEY, M., “Evolution of operating reserve determination in wind power integration studies”. In: *Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE*, pp. 1–8, 2010.

- [14] GAZAFROUDI, A. S., SHAFIE-KHAH, M., ABEDI, M., HOSSEINIAN, S. H., DEHKORDI, G. H. R., GOEL, L., KARIMYAN, P., PRIETO-CASTRILLO, F., CORCHADO, J. M., CATALÃO, J. P., “A novel stochastic reserve cost allocation approach of electricity market agents in the restructured power systems”, *Electric Power Systems Research*, v. 152, pp. 223–236, 2017.
- [15] MANSO, J. C. G., FELTRIN, A. P., LOYO, J. M. Y., “Valorização da reserva operativa em um ambiente competitivo para geradores hidrelétricos”, *Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica*, pp. 439–453, 2010.
- [16] LOTFI, B., NAJIBA, B. M., EL EUCH, M., “Impact of wind power integration on operating reserves”. In: *Electrotechnical Conference (MELECON), 2012 16th IEEE Mediterranean*, pp. 67–71, 2012.
- [17] HOLTINEN, H., MILLIGAN, M., ELA, E., MENEMENLIS, N., DOBSCHINSKI, J., RAWN, B., BESSA, R. J., FLYNN, D., LAZARO, E. G., DETLEFSEN, N., “Methodologies to determine operating reserves due to increased wind power”. In: *Power and Energy Society General Meeting (PES), 2013 IEEE*, pp. 1–10, 2013.
- [18] LIU, G., TOMSOVIC, K., “Quantifying spinning reserve in systems with significant wind power penetration”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 27, n. 4, pp. 2385–2393, 2012.
- [19] CHEN, J., WU, W., ZHANG, B., WANG, B., GUO, Q., “A spinning reserve allocation method for power generation dispatch accommodating large-scale wind power integration”, *Energies*, v. 6, n. 10, pp. 5357–5381, 2013.
- [20] REJC, Ž. B., ČEPIN, M., “Estimating the additional operating reserve in power systems with installed renewable energy sources”, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 62, pp. 654–664, 2014.
- [21] ANSARI, M. R., AMJADY, N., VATANI, B., “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*, v. 8, n. 12, pp. 1900–1915, 2014.
- [22] KHAZALI, A., KALANTAR, M., “Spinning reserve quantification by a stochastic-probabilistic scheme for smart power systems with high wind penetration”, *Energy Conversion and Management*, v. 96, pp. 242–257, 2015.
- [23] BRUNINX, K., DELARUE, E., “Probabilistic unit commitment model: cost-effective, reliable and fast”, *Submitt. to IEEE Trans. Power Syst*, 2015.
- [24] JIANG, Y., CHEN, X., YU, K., LIAO, Y., “Determining reserve requirements in systems with significant stochastic generation capacity using copulas”. In: *PowerTech, 2015 IEEE Eindhoven*, pp. 1–6, 2015.
- [25] FERNÁNDEZ-BLANCO, R., DVORKIN, Y., ORTEGA-VAZQUEZ, M. A., “Probabilistic security-constrained unit commitment with generation and transmission contingencies”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 32, n. 1, pp. 228–239, 2017.
- [26] YANG, Y., WEN, Z., XU, S., TANG, X., YANG, M., SUN, K., “Optimal spinning reserve capacity in power system with wind uncertainties”. In: *PES General Meeting/Conference & Exposition, 2014 IEEE*, pp. 1–5, 2014.

- [27] BOMBACINI, M. R., RIBEIRO, A. A., “Aplicação da Otimização Robusta com Conjuntos Incertos Dinâmicos no Problema da Designação de Geradores com Geração Eólica”, 2015.
- [28] JIN, H., SUN, H., GUO, Q., WU, J., “Robust unit commitment considering reserve from grid-scale energy storage”. In: *Power Electronics and Motion Control Conference (IPEMC-ECCE Asia), 2016 IEEE 8th International*, pp. 246–251, 2016.
- [29] COBOS, N. G., ARROYO, J. M., STREET, A., “Ensuring reserve deployment in network-constrained generation scheduling under uncertain nodal net power injections”. In: *Power Systems Computation Conference (PSCC), 2016*, pp. 1–7, 2016.
- [30] SUN, D., ZHANG, L., SU, D., YUAN, Y., “Two-Stage Robust Security-Constrained Unit Commitment with Optimizable Interval of Uncertain Wind Power Output”, *Mathematical Problems in Engineering*, v. 2017, 2017.
- [31] ALQURASHI, A., ETEMADI, A. H., KHODAEI, A., “Treatment of uncertainty for next generation power systems: State-of-the-art in stochastic optimization”, *Electric Power Systems Research*, v. 141, pp. 233–245, 2016.
- [32] PETCHARAKS, N., “Optimal spinning reserve under load and intermittent generation uncertainty using Monte Carlo simulation”. In: *Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT ASIA), 2015 IEEE*, pp. 1–6, 2015.
- [33] WANG, Y., WANG, L., XU, L., SUN, J., “Monte Carlo Based Operating Reserve Adequacy Evaluation of a Stand-Alone Microgrid Considering High Penetrations of Correlated Wind Energy”. In: *Information Science and Control Engineering (ICISCE), 2016 3rd International Conference on*, pp. 1356–1360, 2016.
- [34] PEREIRA, M. A., MANSO, L. A., SALES, W. S., “Definição dos Níveis de Reserva Girante em Sistemas de Geração com Elevada Participação de Fontes Renováveis Intermitentes”. In: *XII Latin-American Congress On Electricity Generation And Transmission (CLAGTEE 2017)*, Mar Del Plata, Argentina, 2017.
- [35] GAZAFROUDI, A. S., AFSHAR, K., BIGDELI, N., “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*, v. 67, pp. 202–215, 2015.
- [36] ZHANG, L., YUAN, Y., YUAN, X., CHEN, B., SU, D., LI, Q., “Spinning reserve requirements optimization based on an improved multiscenario risk analysis method”, *Mathematical Problems in Engineering*, v. 2017, 2017.
- [37] REDDY, S. S., BIJWE, P., ABHYANKAR, A., “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*, v. 71, pp. 242–253, 2015.
- [38] DA SILVA, A. M. L., CASTRO, J. F. C., GONZÁLEZ-FERNÁNDEZ, R. A., “Spinning reserve assessment under transmission constraints based on cross-entropy method”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 31, n. 2, pp. 1624–1632, 2016.

- [39] LI, C., YUN, J., DING, T., LIU, F., JU, Y., YUAN, S., “Robust Co-Optimization to Energy and Reserve Joint Dispatch Considering Wind Power Generation and Zonal Reserve Constraints in Real-Time Electricity Markets”, *Applied Sciences*, v. 7, n. 7, pp. 680, 2017.
- [40] REDDY, S. S., “Optimal scheduling of wind-thermal power system using clustered adaptive teaching learning based optimization”, *Electrical Engineering*, v. 99, n. 2, pp. 535–550, 2017.
- [41] DE MORAES, R. A., FERNANDES, T. S., ARANTES, A. G., UNSIHUAY-VILA, C., “Short-Term Scheduling of Integrated Power and Spinning Reserve of a Wind-Hydrothermal Generation System with AC Network Security Constraints”, *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, v. 29, n. 1, pp. 1–14, 2018.
- [42] ALEIXO, M. S., DE OLIVEIRA, E. J., DE OLIVEIRA, L. W., SOUZA, M. B., “Spinning Reserve Calculation Considering the Generator Capability Curve and Load Level Scenarios”. In: *XII Latin-American Congress On Electricity Generation And Transmission (CLAGTEE 2017)*, Mar Del Plata, Argentina, 2017.
- [43] DE SOUZA ALEIXO, M., DE OLIVEIRA, E. J., DE OLIVEIRA, L. W., “Aplicação da técnica de decomposição de benders para cálculo da reserva girante considerando a curva de capacidade dos geradores”. In: *XLIX Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional (SBPO 2017)*, Blumenau-SC, 2017.
- [44] BENDERS, J. F., “Partitioning procedures for solving mixed-variables programming problems”, *Numerische mathematik*, v. 4, n. 1, pp. 238–252, 1962.
- [45] OLIVEIRA, E. J. D., FONTOURA, R. M., MARTINS, N., OLIVEIRA, L. W. D., PEREIRA, J. L., “Inclusão de restrições dinâmicas no problema de planejamento de potência reativa”, *Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica*, v. 19, n. 1, pp. 53–62, 2008.
- [46] OLIVEIRA, F., HAMACHER, S., “Stochastic Benders decomposition for the supply chain investment planning problem under demand uncertainty”, *Pesquisa Operacional*, v. 32, n. 3, pp. 663–678, 2012.
- [47] VIANA, E. M., DE OLIVEIRA, E. J., MARTINS, N., PEREIRA, J. L. R., DE OLIVEIRA, L. W., “An optimal power flow function to aid restoration studies of long transmission segments”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 28, n. 1, pp. 121–129, 2013.
- [48] MATLAB, *version 9.0.0.341360 (R2016a)*. The MathWorks Inc.: Natick, Massachusetts, 2016.

APÊNDICE A – DADOS DE SISTEMAS

Este apêndice tem por finalidade apresentar os dados dos sistemas modificados, sendo eles: Sistema IEEE-14M, IEEE-39M e IEEE-118M.

A.1 Sistema IEEE 14 barras

Tabela 37 – Dados de Barra do Sistema IEEE 14 Barras

Barra	Carga Ativa (MW)	Carga Reativa (Mvar)	Capacitância Shunt (Mvar)
1	0	0	0
2	21,7	12,7	0
3	94,2	19	0
4	47,8	-3,9	0
5	7,6	1,6	0
6	11,2	7,5	0
7	0	0	0
8	0	0	0
9	29,5	16,6	19
10	9	5,8	0
11	3,5	1,8	0
12	6,1	1,6	0
13	13,5	5,8	0
14	14,9	5	0

Tabela 38 – Dados de linha do sistema IEEE 14 barras

De	Para	R (%)	X (%)	Susceptância Shunt (Mvar)
1	2	1,94	5,92	5,28
1	5	5,40	22,30	4,92
2	3	4,70	19,80	4,38
2	4	5,81	17,63	3,74
2	5	5,70	17,39	3,4
3	4	6,70	17,10	3,46
4	5	1,34	4,21	1,28
13	14	17,09	34,80	0
6	11	9,50	19,89	0
6	12	12,29	25,58	0
6	13	6,62	13,03	0
7	8	0,00	17,62	0
7	9	0,00	11,00	0
9	10	3,18	8,45	0
9	14	12,71	27,04	0
10	11	8,21	19,21	0
12	13	22,09	19,99	0
4	9	0,00	55,62	0
5	6	0,00	25,20	0
4	7	0,00	20,91	0

Tabela 39 – Dados de Geração do Sistema IEEE 14 barras

Barra	P_g^{\min} (MW)	P_g^{\max} (MW)	Q_g^{\min} (Mvar)	Q_g^{\max} (Mvar)	S^{\max} (Mvar)	Custo de Ligação
3	0	8,65	0	1,9	8,65	15
6	0	4,78	-0,6	2	4,78	10
8	0	8,03	-0,6	1,9	8,03	14

Tabela 40 – Dados de geração das máquinas das usinas

Barra	P_g^{\min} (MW)	P_g^{\max} (MW)	Q_g^{\min} (Mvar)	Q_g^{\max} (Mvar)	S^{\max} (MVA)
3	0	8,65	0	1,9	8,65
6	0	4,78	-0,6	2	4,78
8	0	8,03	-0,6	1,9	8,03

Tabela 41 – Dados de geração eólica do sistema IEEE 14 barras

Barra	P_g (MW)	Q_g (Mvar)
1	0,6	-2,5
2	22	-9,5

A.2 Sistema IEEE 39 barras

Tabela 42 – Dados de Barra do Sistema IEEE 39 Barras

Barra	Carga Ativa (MW)	Carga Reativa (Mvar)	Capacitância Shunt (Mvar)
1	0	0	0
2	0	0	0
3	322	2,4	0
4	500	184	0
5	0	0	0
6	0	0	0
7	233,8	84	0
8	522	176	0
9	0	0	0
10	0	0	0
11	0	0	0
12	8,5	88	0
13	0	0	0
14	0	0	0
15	320	153	0
16	329,4	32,3	0
17	0	0	0
18	158	30	0
19	0	0	0
20	680	103	0
21	274	115	0
22	0	0	0
23	247,5	84,6	0
24	308,6	-92,2	0
25	224	47,2	0
26	139	17	0
27	281	75,5	0
28	206	27,6	0
29	283,5	26,9	0
30	0	0	0
31	9,2	4,6	0
32	0	0	0
33	0	0	0
34	0	0	0
35	0	0	0
36	0	0	0
37	0	0	0
38	0	0	0
39	1104	250	0

Tabela 43 – Dados de linha do sistema IEEE 39 barras

De	Para	R (%)	X (%)	Susceptância Shunt (Mvar)
1	2	0,35	4,11	69,87
1	39	0,1	2,5	75
2	3	0,13	1,51	25,72
2	25	0,7	0,86	14,6
2	30	0	1,81	0
3	4	0,13	2,13	22,14
3	18	0,11	1,33	21,38
4	5	0,08	1,28	13,42
4	14	0,08	1,29	13,82
5	6	0,02	0,26	4,34
5	8	0,08	1,12	14,76
6	7	0,06	0,92	11,3
6	11	0,07	0,82	13,89
6	31	0	2,5	0
7	8	0,04	0,46	7,8
8	9	0,23	3,63	38,04
9	39	0,1	2,5	120
10	11	0,04	0,43	7,29
10	13	0,04	0,43	7,29
10	32	0	2	0
12	11	0,16	4,35	0
12	13	0,16	4,35	0
13	14	0,09	1,01	17,23
14	15	0,18	2,17	36,6
15	16	0,09	0,94	17,1
16	17	0,07	0,89	13,42
16	19	0,16	1,95	30,4
16	21	0,08	1,35	25,48
16	24	0,03	0,59	6,8
17	18	0,07	0,82	13,19
17	27	0,13	1,73	32,16
19	20	0,07	1,38	0
19	33	0,07	1,42	0
20	34	0,09	1,8	0
continua na próxima página				

Tabela 43 – continuação da página anterior

De	Para	R (%)	X (%)	Susceptância Shunt (Mvar)
21	22	0,08	1,4	25,65
22	23	0,06	0,96	18,46
22	35	0	1,43	0
23	24	0,22	3,5	36,1
23	36	0,05	2,72	0
25	26	0,32	3,23	51,3
25	37	0,06	2,32	0
26	27	0,14	1,47	23,96
26	28	0,43	4,74	78,02
26	29	0,57	6,25	102,9
28	29	0,14	1,51	24,9
29	38	0,08	1,56	0

Tabela 44 – Dados de Geração do Sistema IEEE 39 barras

Barra	P_g^{\min} (MW)	P_g^{\max} (MW)	Q_g^{\min} (Mvar)	Q_g^{\max} (Mvar)	Nº de Unidades
30	0	789	-90	100	20
31	0	1346	-300	432	20
32	0	610	-200	315	20
33	0	773	-100	193	20
34	0	836	-100	211	20
35	0	1179	-150	361	20
37	0	645	-30	40	20
38	0	981	-60	100	20
39	0	1744	-100	105	20

Tabela 45 – Dados de geração das máquinas das usinas - Sistema 39 barras

Barra	P_g^{\min} (MW)	P_g^{\max} (MW)	Q_g^{\min} (Mvar)	Q_g^{\max} (Mvar)	S^{\max} (Mvar)	Custo de Ligação
30	0	39,45	-4,5	5	39,45	12
31	0	67,3	-15	21,6	67,3	20
32	0	30,5	-10	15,75	30,5	10
33	0	38,65	-5	9,65	38,65	12
34	0	41,8	-5	10,55	41,8	13
35	0	58,95	-7,5	18,05	58,95	18
37	0	32,25	-1,5	2	32,25	10
38	0	49,05	-3	5	49,05	15
39	0	87,2	-5	5,25	87,2	25

Tabela 46 – Dados de geração eólica do sistema IEEE 39 barras

Barra	P_g (MW)	Q_g (Mvar)
36	281	-49

A.3 Sistema IEEE 118 barras

Tabela 47 – Dados de Barra do Sistema IEEE 118 Barras

Barra	Carga Ativa (MW)	Carga Reativa (Mvar)	Capacitância Shunt (Mvar)
1	51	27	0
2	20	9	0
3	39	10	0
4	30	12	0
5	0	0	-40
6	52	22	0
7	19	2	0
8	0	0	0
9	0	0	0
10	0	0	0
11	70	23	0
12	47	10	0
13	34	16	0
14	14	1	0
15	90	30	0
16	25	10	0
17	11	3	0
18	60	34	0
19	45	25	0
20	18	3	0
21	14	8	0
22	10	5	0
23	7	3	0
24	0	0	0
25	0	0	0
26	0	0	0
27	62	13	0
28	17	7	0
29	24	4	0
30	0	100	0
31	43	27	0
32	59	23	0
continua na próxima página			

Tabela 47 – continuação da página anterior

Barra	Carga Ativa (MW)	Carga Reativa (Mvar)	Capacitância Shunt (Mvar)
33	23	9	0
34	59	26	14
35	33	9	0
36	31	17	0
37	0	0	-25
38	0	0	0
39	27	11	0
40	20	23	0
41	37	10	0
42	37	23	0
43	18	7	0
44	16	8	10
45	53	22	10
46	28	10	10
47	34	0	0
48	20	11	15
49	87	30	0
50	17	4	0
51	17	8	0
52	18	5	0
53	23	11	0
54	113	32	0
55	63	22	0
56	84	18	0
57	12	3	0
58	12	3	0
59	277	113	0
60	78	3	0
61	0	0	0
62	77	14	0
63	0	0	0
64	0	0	0
65	0	0	0
66	39	18	0
continua na próxima página			

Tabela 47 – continuação da página anterior

Barra	Carga Ativa (MW)	Carga Reativa (Mvar)	Capacitância Shunt (Mvar)
67	28	7	0
68	0	0	0
69	0	0	0
70	66	20	0
71	0	0	0
72	0	0	0
73	0	0	0
74	68	27	12
75	47	11	0
76	68	36	0
77	61	28	0
78	71	26	0
79	39	32	20
80	130	26	0
81	0	0	0
82	54	27	20
83	20	10	10
84	11	7	0
85	24	15	0
86	21	10	0
87	0	0	0
88	48	10	0
89	0	0	0
90	78	42	0
91	0	0	0
92	65	10	0
93	12	7	0
94	30	16	0
95	42	31	0
96	38	15	0
97	15	9	0
98	34	8	0
99	0	0	0
100	37	18	0
continua na próxima página			

Tabela 47 – continuação da página anterior

Barra	Carga Ativa (MW)	Carga Reativa (Mvar)	Capacitância Shunt (Mvar)
101	22	15	0
102	5	3	0
103	23	16	0
104	38	25	0
105	31	26	20
106	43	16	0
107	28	12	6
108	2	1	0
109	8	3	0
110	39	30	6
111	0	0	0
112	25	13	0
113	0	0	0
114	8	3	0
115	22	7	0
116	0	0	0
117	20	8	0
118	33	15	0

Tabela 48 – Dados de linha do sistema IEEE 118 barras

De	Para	R (%)	X (%)	Susceptância Shunt (Mvar)
1	2	3,03	9,99	2,54
1	3	1,29	4,24	1,08
4	5	0,18	0,798	0,21
3	5	2,41	10,8	2,84
5	6	1,19	5,4	1,43
6	7	0,46	2,08	0,55
8	9	0,24	3,05	116,20
8	5	0,00	2,67	0,00
9	10	0,26	3,22	123,00
4	11	2,09	6,88	1,75
5	11	2,03	6,82	1,74
11	12	0,60	1,96	0,50
continua na próxima página				

Tabela 48 – continuação da página anterior

De	Para	R (%)	X (%)	Susceptância Shunt (Mvar)
2	12	1,87	6,16	1,57
3	12	4,84	16	4,06
7	12	0,86	3,4	0,87
11	13	2,23	7,31	1,88
12	14	2,15	7,07	1,82
13	15	7,44	24,44	6,27
14	15	5,95	19,5	5,02
12	16	2,12	8,34	2,14
15	17	1,32	4,37	4,44
16	17	4,54	18,01	4,66
17	18	1,23	5,05	1,30
18	19	1,12	4,93	1,14
19	20	2,52	11,7	2,98
15	19	1,20	3,94	1,01
20	21	1,83	8,49	2,16
21	22	2,09	9,7	2,46
22	23	3,42	15,9	4,04
23	24	1,35	4,92	4,98
23	25	1,56	8	8,64
26	25	0,00	3,82	0,00
25	27	3,18	16,3	17,64
27	28	1,91	8,55	2,16
28	29	2,37	9,43	2,38
30	17	0,00	3,88	0,00
8	30	0,43	5,04	51,40
26	30	0,80	8,6	90,80
17	31	4,74	15,63	3,99
29	31	1,08	3,31	0,83
23	32	3,17	11,53	11,73
31	32	2,98	9,85	2,51
27	32	2,29	7,55	1,93
15	33	3,80	12,44	3,19
19	34	7,52	24,7	6,32
35	36	0,22	1,02	0,27
continua na próxima página				

Tabela 48 – continuação da página anterior

De	Para	R (%)	X (%)	Susceptância Shunt (Mvar)
35	37	1,10	4,97	1,32
33	37	4,15	14,2	3,66
34	36	0,87	2,68	0,57
34	37	0,26	0,94	0,98
38	37	0,00	3,75	0,00
37	39	3,21	10,6	2,70
37	40	5,93	16,8	4,20
30	38	0,46	5,4	42,20
39	40	1,84	6,05	1,55
40	41	1,45	4,87	1,22
40	42	5,55	18,3	4,66
41	42	4,10	13,5	3,44
43	44	6,08	24,54	6,07
34	43	4,13	16,81	4,23
44	45	2,24	9,01	2,24
45	46	4,00	13,56	3,32
46	47	3,80	12,7	3,16
46	48	6,01	18,9	4,72
47	49	1,91	6,25	1,60
42	49	7,15	32,3	8,60
42	49	7,15	32,3	8,60
45	49	6,84	18,6	4,44
48	49	1,79	5,05	1,26
49	50	2,67	7,52	1,87
49	51	4,86	13,7	3,42
51	52	2,03	5,88	1,40
52	53	4,05	16,35	4,06
53	54	2,63	12,2	3,10
49	54	7,30	28,9	7,38
49	54	8,69	29,1	7,30
54	55	1,69	7,07	2,02
54	56	0,28	0,955	0,73
55	56	0,49	1,51	0,37
56	57	3,43	9,66	2,42
continua na próxima página				

Tabela 48 – continuação da página anterior

De	Para	R (%)	X (%)	Susceptância Shunt (Mvar)
50	57	4,74	13,4	3,32
56	58	3,43	9,66	2,42
51	58	2,55	7,19	1,79
54	59	5,03	22,93	5,98
56	59	8,25	25,1	5,69
56	59	8,03	23,9	5,36
55	59	4,74	21,58	5,65
59	60	3,17	14,5	3,76
59	61	3,28	15	3,88
60	61	0,26	1,35	1,46
60	62	1,23	5,61	1,47
61	62	0,82	3,76	0,98
63	59	0,00	3,86	0,00
63	64	0,17	2	21,60
64	61	0,00	2,68	0,00
38	65	0,90	9,86	104,60
64	65	0,27	3,02	38,00
49	66	1,80	9,19	2,48
49	66	1,80	9,19	2,48
62	66	4,82	21,8	5,78
62	67	2,58	11,7	3,10
65	66	0,00	3,7	0,00
66	67	2,24	10,15	2,68
65	68	0,14	1,6	63,80
47	69	8,44	27,78	7,09
49	69	9,85	32,4	8,28
68	69	0,00	3,7	0,00
69	70	3,00	12,7	12,20
24	70	0,22	41,15	10,20
70	71	0,88	3,55	0,88
24	72	4,88	19,6	4,88
71	72	4,46	18	4,44
71	73	0,87	4,54	1,18
70	74	4,01	13,23	3,37
continua na próxima página				

Tabela 48 – continuação da página anterior

De	Para	R (%)	X (%)	Susceptância Shunt (Mvar)
70	75	4,28	14,1	3,60
69	75	4,05	12,2	12,40
74	75	1,23	4,06	1,03
76	77	4,44	14,8	3,68
69	77	3,09	10,1	10,38
75	77	6,01	19,99	4,98
77	78	0,38	1,24	1,26
78	79	0,55	2,44	0,65
77	80	1,70	4,85	4,72
77	80	2,94	10,5	2,28
79	80	1,56	7,04	1,87
68	81	0,18	2,02	80,80
81	80	0,00	3,7	0,00
77	82	2,98	8,53	8,17
82	83	1,12	3,665	3,80
83	84	6,25	13,2	2,58
83	85	4,30	14,8	3,48
84	85	3,02	6,41	1,23
85	86	3,50	12,3	2,76
86	87	2,83	20,74	4,45
85	88	2,00	10,2	2,76
85	89	2,39	17,3	4,70
88	89	1,39	7,12	1,93
89	90	5,18	18,8	5,28
89	90	2,38	9,97	10,60
90	91	2,54	8,36	2,14
89	92	0,99	5,05	5,48
89	92	3,93	15,81	4,14
91	92	3,87	12,72	3,27
92	93	2,58	8,48	2,18
92	94	4,81	15,8	4,06
93	94	2,23	7,32	1,88
94	95	1,32	4,34	1,11
80	96	3,56	18,2	4,94
continua na próxima página				

Tabela 48 – continuação da página anterior

De	Para	R (%)	X (%)	Susceptância Shunt (Mvar)
82	96	1,62	5,3	5,44
94	96	2,69	8,69	2,30
80	97	1,83	9,34	2,54
80	98	2,38	10,8	2,86
80	99	4,54	20,6	5,46
92	100	6,48	29,5	4,72
94	100	1,78	5,8	6,04
95	96	1,71	5,47	1,47
96	97	1,73	8,85	2,40
98	100	3,97	17,9	4,76
99	100	1,80	8,13	2,16
100	101	2,77	12,62	3,28
92	102	1,23	5,59	1,46
101	102	2,46	11,2	2,94
100	103	1,60	5,25	5,36
100	104	4,51	20,4	5,41
103	104	4,66	15,84	4,07
103	105	5,35	16,25	4,08
100	106	6,05	22,9	6,20
104	105	0,99	3,78	0,99
105	106	1,40	5,47	1,43
105	107	5,30	18,3	4,72
105	108	2,61	7,03	1,84
106	107	5,30	18,3	4,72
108	109	1,05	2,88	0,76
103	110	3,91	18,13	4,61
109	110	2,78	7,62	2,02
110	111	2,20	7,55	2,00
110	112	2,47	6,4	6,20
17	113	0,91	3,01	0,77
32	113	6,15	20,3	5,18
32	114	1,35	6,12	1,63
27	115	1,64	7,41	1,97
114	115	0,23	1,04	0,28
continua na próxima página				

Tabela 48 – continuação da página anterior

De	Para	R (%)	X (%)	Susceptância Shunt (Mvar)
68	116	0,03	0,405	16,40
12	117	3,29	14	3,58
75	118	1,45	4,81	1,20
76	118	1,64	5,44	1,36

Tabela 49 – Dados de Geração do Sistema IEEE 118 barras

Barra	P_g^{\min} (MW)	P_g^{\max} (MW)	Q_g^{\min} (Mvar)	Q_g^{\max} (Mvar)	Nº de Unidades
1	0	145,67	-131,11	131,11	15
6	0	146,42	-131,78	131,78	15
12	0	336,92	-303,23	303,23	15
15	0	218,16	-196,34	196,34	15
18	0	115,69	-104,12	104,12	15
19	0	120,94	-108,84	108,84	15
25	0	40,38	-36,35	36,35	15
31	0	145,26	-130,73	130,73	15
32	0	247,25	-222,53	222,53	15
34	0	303,52	-273,17	273,17	15
36	0	128,00	-115,20	115,20	15
46	0	139,30	-125,37	125,37	15
49	0	483,97	-435,57	435,57	15
54	0	242,85	-218,56	218,56	15
55	0	106,19	-95,57	95,57	15
56	0	197,32	-177,59	177,59	15
59	0	481,79	-433,61	433,61	15
61	0	114,02	-102,62	102,62	15
62	0	173,50	-156,15	156,15	15
66	0	130,45	-117,41	117,41	15
69	0	148,56	-133,71	133,71	15
70	0	170,41	-153,37	153,37	15
74	0	164,57	-148,11	148,11	15
76	0	160,23	-144,21	144,21	15
77	0	322,83	-290,54	290,54	15
80	0	495,77	-446,19	446,19	15
85	0	158,27	-142,44	142,44	15
87	0	19,45	-17,51	17,51	15
89	0	282,83	-254,55	254,55	15
92	0	262,50	-236,25	236,25	15
100	0	253,01	-227,71	227,71	15
103	0	38,70	-34,83	34,83	15
104	0	63,96	-57,57	57,57	15
105	0	199,21	-179,29	179,29	15
110	0	190,82	-171,74	171,74	15

Tabela 50 – Dados de geração das máquinas das usinas - Sistema 118 barras

Barra	P_g^{\min} (MW)	P_g^{\max} (MW)	Q_g^{\min} (Mvar)	Q_g^{\max} (Mvar)	S^{\max} (Mvar)	Custo de Ligação
1	0	9,71	-8,74	8,74	9,71	11
6	0	9,76	-8,79	8,79	9,76	11
12	0	22,46	-20,22	20,22	22,46	13
15	0	14,54	-13,09	13,09	14,54	12
18	0	7,71	-6,94	6,94	7,71	11
19	0	8,06	-7,26	7,26	8,06	11
25	0	2,69	-2,42	2,42	2,69	10
31	0	9,68	-8,72	8,72	9,68	11
32	0	16,48	-14,84	14,84	16,48	12
34	0	20,23	-18,21	18,21	20,23	13
36	0	8,53	-7,68	7,68	8,53	11
46	0	9,29	-8,36	8,36	9,29	11
49	0	32,26	-29,04	29,04	32,26	15
54	0	16,19	-14,57	14,57	16,19	12
55	0	7,08	-6,37	6,37	7,08	11
56	0	13,15	-11,84	11,84	13,15	12
59	0	32,12	-28,91	28,91	32,12	15
61	0	7,60	-6,84	6,84	7,60	11
62	0	11,57	-10,41	10,41	11,57	12
66	0	8,70	-7,83	7,83	8,70	11
69	0	9,90	-8,91	8,91	9,90	11
70	0	11,36	-10,22	10,22	11,36	12
74	0	10,97	-9,87	9,87	10,97	12
76	0	10,68	-9,61	9,61	10,68	11
77	0	21,52	-19,37	19,37	21,52	13
80	0	33,05	-29,75	29,75	33,05	15
85	0	10,55	-9,50	9,50	10,55	11
87	0	1,30	-1,17	1,17	1,30	10
89	0	18,86	-16,97	16,97	18,86	13
92	0	17,50	-15,75	15,75	17,50	13
100	0	16,87	-15,18	15,18	16,87	12
103	0	2,58	-2,32	2,32	2,58	10
104	0	4,26	-3,84	3,84	4,26	10
105	0	13,28	-11,95	11,95	13,28	12
110	0	12,72	-11,45	11,45	12,72	12

Tabela 51 – Dados de geração eólica do sistema IEEE 118 barras

Barra	P_g (MW)	Q_g (Mvar)
10	50,99	-40,79
26	40,26	-32,21
65	44,02	-35,21
111	0,06	-0,05