

André Milhorce de Castro

**Aplicações do Método da Entropia Cruzada em
Estimação de Risco e Otimização de Contrato
de Montante de Uso do Sistema de
Transmissão**

Tese de Doutorado

Tese apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Doutor pelo Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, do Departamento de Engenharia Elétrica da PUC-Rio.

Orientador: Prof. Armando Martins Leite da Silva

Rio de Janeiro
Agosto de 2021



André Milhorce de Castro

**Aplicações do Método da Entropia Cruzada em
Estimação de Risco e Otimização de Contrato
de Montante de Uso do Sistema de
Transmissão**

Tese apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de
Doutor pelo Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica
da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo:

Prof. Armando Martins Leite da Silva

Orientador

Departamento de Engenharia Elétrica – PUC-Rio

Prof. Alexandre Street de Aguiar

Departamento de Engenharia Elétrica – PUC-Rio

Prof. Mauro Augusto da Rosa

UFSC

Prof. José Filho da Costa Castro

UFPE

Prof. Fernando Aparecido de Assis

UFSJ

Rio de Janeiro, 23 de Agosto de 2021

Todos os direitos reservados. A reprodução, total ou parcial do trabalho, é proibida sem a autorização da universidade, do autor e do orientador.

André Milhorce de Castro

Engenheiro de controle e automação, formado pela Universidade Federal do Rio de Janeiro, em 2013. Iniciação científica em robótica submarina, pelo GSCAR/COPPE-UFRJ.

Engenheiro de projetos (automação e instrumentação) na Promon Engenharia e Kongsberg Maritime, entre 2013 e 2015.

Mestre em engenharia elétrica (sistemas de energia), pela PUC-Rio, em 2017. Participou de projetos de pesquisa e desenvolvimento pelo INESC Brasil e LAMPS/PUC-Rio. Desde 2017, está engajado no doutorado em eng. elétrica pela PUC-Rio.

Ficha Catalográfica

Castro, André Milhorce de

Aplicações do método da entropia cruzada em estimação de risco e otimização de contrato de montante de uso do sistema de transmissão / André Milhorce de Castro; orientador: Armando Martins Leite da Silva. – 2021.

104 f.: il. color. ; 30 cm

Tese (doutorado) - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Elétrica, 2021.

Inclui bibliografia

1. Engenharia Elétrica – Teses. 2. Entropia cruzada. 3. Fluxo de potência probabilístico. 4. Montante de uso do sistema de transmissão. 5. Otimização. 6. Técnicas de redução de variância. I. Silva, Armando M. Leite da (Armando Martins Leite). II. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Elétrica. III. Título.

CDD: 621.3

Aos meus pais Maria e Carlos,
cujo zelo tornou possível esse trabalho.

Agradecimentos

Começo agradecendo aos meus pais, Maria das Graças e Carlos Frederico, que entendem o valor da educação como uma união de instrução acadêmica e valores sociais. Agradeço, também, as minhas irmãs Carolina e Flávia pelos exemplos de dedicação e compromisso.

Reconheço a extrema importância de Lilian Maria, que me ilumina com seu amor, amizade, sabedoria e suporte diário.

Não seria possível realizar um trabalho de qualidade sem a estimada orientação do professor Armando Leite da Silva. Muito obrigado pela confiança, conhecimentos transmitidos, valiosas discussões e orientações.

Agradeço ao professor Jorge Jardim e à HPPA pelo auxílio e disponibilização do *software* Organon, que viabilizou testes em sistemas reais e de grande porte.

Um agradecimento especial também à equipe do LAMPS, cujo ambiente inspira excelência, colaboração e boa convivência.

O presente trabalho foi realizado com apoio do CNPq, Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - Brasil e da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001. Também foi parcialmente desenvolvido com o apoio do Grupo Energisa através do projeto de P&D ANEEL PD-00405-1701/2017.

Resumo

Castro, André Milhorange de; Leite da Silva, Armando Martins. **Aplicações do Método da Entropia Cruzada em Estimação de Risco e Otimização de Contrato de Montante de Uso do Sistema de Transmissão**. Rio de Janeiro, 2021. 104p. Tese de Doutorado – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

As companhias regionais de distribuição não são autossuficientes em energia elétrica para atender seus clientes, e requerem importar a potência necessária do sistema interligado. No Brasil, elas realizam anualmente o processo de contratação do montante de uso do sistema de transmissão (MUST) para o horizonte dos próximos quatro anos. Essa operação é um exemplo real de tarefa que envolve decisões sob incerteza com elevado impacto na produtividade das empresas distribuidoras e do setor elétrico em geral. O trabalho se torna ainda mais complexo diante da crescente variabilidade associada à geração de energia renovável e à mudança do perfil do consumidor. O MUST é uma variável aleatória, e ser capaz de compreender sua variabilidade é crucial para melhor tomada de decisão. O fluxo de potência probabilístico é uma técnica que mapeia as incertezas das injeções nodais e configuração de rede nos equipamentos de transmissão e, conseqüentemente, nas potências importadas em cada ponto de conexão com o sistema interligado. Nesta tese, o objetivo principal é desenvolver metodologias baseadas no fluxo de potência probabilístico via simulação Monte Carlo, em conjunto com a técnica da entropia cruzada, para estimar os riscos envolvidos na contratação ótima do MUST. As metodologias permitem a implementação de software comercial para lidar com o algoritmo de fluxo de potência, o que é relevante para sistemas reais de grande porte. Apresenta-se, portanto, uma ferramenta computacional prática que serve aos engenheiros das distribuidoras de energia elétrica. Resultados com sistemas acadêmicos e reais mostram que as propostas cumprem os objetivos traçados, com benefícios na redução dos custos totais no processo de otimização de contratos e dos tempos computacionais envolvidos nas estimativas de risco.

Palavras-chave

Entropia cruzada; fluxo de potência probabilístico; montante de uso do sistema de transmissão; otimização; simulação Monte Carlo; técnicas de redução de variância.

Abstract

Castro, André Milhorange de; Leite da Silva, Armando Martins (Advisor). **Cross-Entropy Method Applications to Risk Estimate and Optimization of Amount of Transmission System Usage**. Rio de Janeiro, 2021. 104p. Tese de Doutorado – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Local power distribution companies are not self-sufficient in electricity to serve their customers, and require importing additional energy supply from the interconnected bulk power systems. In Brazil, they annually carry out the contracting process for the amount of transmission system usage (ATSU) for the next four years. This process is a real example of a task that involves decisions under uncertainty with a high impact on the productivity of the distributions companies and on the electricity sector in general. The task becomes even more complex in face of the increasing variability associated with the generation of renewable energy and the changing profile of the consumer. The ATSU is a random variable, and being able to understand its variability is crucial for better decision making. Probabilistic power flow is a technique that maps the uncertainties of nodal injections and network configuration in the transmission equipment and, consequently, in the imported power at each connection point with the bulk power system. In this thesis, the main objective is to develop methodologies based on probabilistic power flow via Monte Carlo simulation, together with cross entropy techniques, to assess the risks involved in the optimal contracting of the ATSU. The proposed approaches allow the inclusion of commercial software to deal with the power flow algorithm, which is relevant for large practical systems. Thus, a realistic computational tool that serves the engineers of electric distribution companies is presented. Results with academic and real systems show that the proposals fulfill the objectives set, with the benefits of reducing the total costs in the optimization process of contracts and computational times involved in the risk assessments.

Keywords

Amount of transmission system usage; cross-entropy; Monte Carlo simulation; optimization; probabilistic load flow; variance reduction technique.

Sumário

1	Introdução	15
1.1	Considerações iniciais	15
1.2	Contribuições	17
1.3	Desenvolvimento histórico	18
1.4	Estrutura da proposta	21
2	Montante de Uso do Sistema de Transmissão	23
2.1	Introdução	23
2.2	Montante de uso do sistema de transmissão	23
2.3	Fluxo de potência probabilístico	26
2.4	Comentários finais	31
3	Estimativa de Risco de Contrato com Entropia Cruzada	32
3.1	Introdução	32
3.2	Método da entropia cruzada para estimativa de evento de risco	33
3.3	Metodologia proposta	39
3.4	Resultados de simulação	44
3.5	Comentários finais	54
4	Otimização de Contrato com Entropia Cruzada	55
4.1	Introdução	55
4.2	Entropia cruzada para otimização	56
4.3	Modelo simplificado de otimização estocástica	60
4.4	Metodologia de contratação ótima extensível	69
4.5	Comentários finais	80
5	Conclusões e Trabalhos Futuros	81
5.1	Conclusões	81
5.2	Trabalhos Futuros	82
	Referências bibliográficas	83
A	Inserção de Usina Eólica ao Sistema RTS	96
B	Equivalentes Estáticos Flexíveis	99
B.1	Metodologia	100
C	Lista de trabalhos publicados	103

Lista de figuras

Figura 2.1	Exemplo de custo total de contrato de MUST.	25
Figura 2.2	Sistema elétrico simples.	28
Figura 2.3	Histogramas de potência aparente S_{2-3} , considerando os seguintes números de amostras: (a) 5.000; (b) 10.000; (c) 100.000; (d) 1.000.000.	29
Figura 2.4	Histograma de potência aparente S_{2-3} . Linha vermelha representa a capacidade do ramo.	30
Figura 3.1	Histogramas de potência aparente S_{2-3} : SMC-CE (esq.) e SMC (dir.).	39
Figura 3.2	IEEE RTS: área azul representa a distribuidora.	45
Figura 3.3	Resultados comparativos para SMC (esq.) e SMC-CE (dir.) para sistema RTS.	46
Figura 3.4	Variação média de probabilidade de ocorrência de hora do dia por dia da semana (em por cento) para sistema RTS.	48
Figura 3.5	Variação média de probabilidade de disponibilidade de ramo da lista de contingências (em por cento) para sistema RTS.	48
Figura 3.6	Resultados comparativos para SMC (esq.) e SMC-CE (dir.) para Sistema Real.	53
Figura 3.7	Variação média de probabilidade de ocorrência de hora do dia por dia da semana (em por cento).	53
Figura 4.1	Valor esperado para diferentes contratos.	58
Figura 4.2	Evolução dos valores de contrato amostrados, por iteração.	59
Figura 4.2	Evolução dos valores de contrato amostrados, por iteração. (continuação)	60
Figura 4.3	Evolução da função de desempenho, por iteração.	60
Figura 4.4	Cenário de importação de potência (min, max e quantis: 5%, 50% e 95%) (esq.); curva de função de desempenho (dir.).	64
Figura 4.5	Evolução dos valores amostrados de contrato, por iteração.	65
Figura 4.6	Evolução da função de desempenho, por iteração.	66
Figura 4.7	IEEE RTS com reforços: sem (esq.) e com (dir.) custos.	74
Figura A.2	Cenários gerados para fazenda eólica.	97
Figura A.1	Sistema RTS com inserção de geração eólica na barra 5.	98

Lista de tabelas

Tabela 2.1	Desempenho de SMC para Estimativa de Valor Esperado e Probabilidade.	29
Tabela 2.2	Desempenho de SMC para Estimativa de Probabilidade.	29
Tabela 3.1	Evolução da Fase CE.	38
Tabela 3.2	Desempenho de SMC e SMC-CE Estimativa de Probabilidade.	39
Tabela 3.3	Resultados Comparativos para Estimativa de Probabilidade e Custo de Ultrapassagem em Sistema RTS.	47
Tabela 3.4	Resultados Comparativos para Estimativa de Probabilidade e Custo de Ultrapassagem em Sistema RTS Eólico.	50
Tabela 3.5	Resultados Comparativos para Estimativa de Probabilidade e Custo de Ultrapassagem em Sistema Real.	52
Tabela 3.6	Os Três Ramos Mais e Menos “Distorcidos” em Sistema Real.	54
Tabela 4.1	Cenários para MUST Verificado.	58
Tabela 4.2	Evolução da Otimização por CE.	59
Tabela 4.3	Resultados de Contratação Ótima com RTS.	64
Tabela 4.4	Resultados de Contratação Ótima com RTS Eólico.	66
Tabela 4.5	Tarifas de Fronteiras de Sistemas Real.	67
Tabela 4.6	Resultados de Contratação Ótima via CE com Sistema Real: Sistema Completo vs. Equivalente.	68
Tabela 4.7	Custo de Investimento de Reforço (em Base Anual).	72
Tabela 4.8	Resultados de Contratação Ótima para Cenários de Planejamento em Sistema RTS.	73
Tabela 4.9	Resultados de Contratação Ótima para Cenários de Planejamento em Sistema RTS Eólico.	75
Tabela 4.10	Resultados de Contratação Ótima para Cenários de Planejamento em Sistema de Distribuição Real.	76
Tabela 4.11	Resultado de Decisão de Implementação de Ramos Candidatos para Sistema Real.	79
Tabela A.1	Dados de Usina Eólica.	96

Lista de abreviaturas

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ASP	Problema Estocástico Associado (<i>Associated Stochastic Problem</i>)
CE	Entropia Cruzada (<i>Cross-Entropy</i>)
CVaR	Valor Condicional em Risco (<i>Conditional Value at Risk</i>)
IS	Amostragem por Importância (<i>Importance Sampling</i>)
FP	Fluxo de Potência
FPP	Fluxo de Potência Probabilístico
MUST	Montante de Uso do Sistema de Transmissão
ONS	Operador Nacional do Sistema
SEE	Sistema de Energia Elétrica
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMC	Simulação Monte Carlo
TRV	Técnica de Redução de Variância
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
VE	Valor Esperado

Lista de símbolos

\sim	é distribuída de acordo com
\approx	aproximadamente
∇	gradiente
supp	como em $\text{supp}(f)$, suporte da função f
\mathbb{E}	valor esperado
\mathbb{V}	variância
\mathbb{P}	probabilidade
α	parâmetro de suavização
γ	parâmetro de nível
ρ	parâmetro de raridade
$\text{Ber}(p)$	distribuição de Bernoulli, de probabilidade p
$N(\mu; \sigma^2)$	distribuição normal, de média μ e variância σ^2
$U(R_1, R_2)$	distribuição uniforme, de suporte R_1 a R_2
\mathcal{D}	distância de Kullback-Leibler (entropia cruzada)
f	distribuição (genérica) de probabilidade
I_A	função indicadora do evento A
S	função de desempenho
W	razão de verossimilhança

\mathbf{u}	parâmetro nominal (original) (vetor)
\mathbf{v}	parâmetro de referência (vetor)
$\hat{\mathbf{v}}$	parâmetro de referência estimado (vetor)
\mathbf{v}^*	parâmetro de referência ótimo para CE (vetor)
Ω_J	conjunto de pontos de conexão
Ω_M	conjunto de meses
Ω_T	conjunto de regimes tarifários
Ω_S	conjunto de índices de cenários para importação de potência
Ω_B	conjunto de ramos candidatos
j	ponto de conexão em Ω_J
t	regime tarifário em Ω_T
m	mês em Ω_M
M	valor de contrato de MUST
P^{\max}	valor verificado de MUST
T	valor de tarifa de uso (TUST)
c^F	parcela de custo fixo
c^{MI}	parcela de custo de máxima importação
c^{PS}	parcela de custo de penalidade de sobrecontratação
c^{PU}	parcela de custo de penalidade de subcontratação (ultrapassagem)
ST	estado de ramo candidato (1: implementado; 0: não implementado)
CB	custo de implementação de ramo candidato e implementado
C	custo de implementação de ramo candidato

Y	entrada de fluxo de potência: injeções de potência (ativa e reativa) nodais (vetor)
X	variável de estado de fluxo de potência: ângulos e magnitudes de tensão (vetor)
Z	variável de saída de fluxo de potência, como fluxo nos ramos (vetor)
g_Y, g_Z	equações de fluxo de potência (não linear)
$\{f_H^m(\cdot; \cdot)\}$	família de distribuição para índices de horas, por mês m
\mathbf{u}_H	probabilidade nominal de índice de horas (vetor)
\mathbf{v}_H	parâmetro de referência para probabilidade de índice de horas (vetor)
$\{f_\omega^m(\cdot; \cdot)\}$	família de distribuição para índices de cenários, por mês m
\mathbf{u}_ω	probabilidade nominal de índices de cenários (vetor)
\mathbf{v}_ω	parâmetros de referência para probabilidade de índices de cenários (vetor)
$\{f_B^m(\cdot; \cdot)\}$	família de distribuição para disponibilidade de ramos, por mês m
\mathbf{u}_B	probabilidade de disponibilidade nominal de ramos (vetor)
\mathbf{v}_B	parâmetro de referência para probabilidade de disponibilidade de ramos (vetor)

1

Introdução

1.1

Considerações iniciais

Tomar decisões sob incerteza é parte inerente do trabalho do planejador ou operador de sistemas de energia elétrica (SEE). Para ambos, em diferentes horizontes de tempo e contexto, é necessário, por exemplo, estimar patamares de carga, disponibilidade e despacho de geração e a configuração da rede elétrica. Suas avaliações são a base para proposta de ações, que impactam, direta ou indiretamente, métricas sensíveis, como segurança, qualidade de serviço e finanças.

Companhias regionais de distribuição não são autossuficientes em energia elétrica, e requerem importar a potência elétrica necessária para o atendimento de seus clientes. No Brasil, por especificidades da estrutura organizacional do seu setor elétrico, as distribuidoras realizam anualmente o processo de contratação do montante de uso do sistema de transmissão (MUST) [1], para o horizonte dos próximos quatro anos. Essa operação representa uma tarefa real, que lida com decisões sob incerteza e elevado impacto na produtividade da empresa e do setor elétrico em geral. O trabalho se torna ainda mais complexo, diante da crescente variabilidade associada com a geração renovável e a mudança nos hábitos do consumidor [2,3].

A distribuidora e o Operador Nacional do Sistema (ONS) estabelecem o contrato de MUST, para cada ponto de conexão entre os sistemas e regime tarifário (ponta e fora de ponta). Cada contrato é associado a uma tarifa de uso do sistema de transmissão (TUST), sendo utilizado para financiar a operação desse segmento do setor elétrico. O valor de MUST a ser contratado impacta as distribuidoras de diferentes maneiras. Localmente, afeta o fluxo de caixa da companhia, e um valor mal definido pode resultar em penalidades por ineficiência. Além disso, o planejamento da operação e expansão do sistema interligado depende dos MUST informados pelas distribuidoras, como dados de entrada.

O montante de uso é verificado mensalmente como a máxima importação de potência ativa, em cada ponto de conexão, dentro do mês vigente [1].

Esse valor é função de variáveis aleatórias, como a demanda, geração e configuração da rede interna (i.e., contingências). Condições operativas externas à distribuidora também podem influenciar, como o despacho ou contingências próximas aos pontos de conexão. Assim, é fácil perceber que o montante verificado também é uma variável aleatória.

Para tomar melhores decisões, engenheiros e analistas da distribuidora precisam entender a variabilidade que os montantes e variáveis associadas, como o custo de penalidade, podem assumir. Ferramentas computacionais são cruciais para permitir que enriqueçam seus conhecimentos sobre os aspectos mais importantes de seus estudos. Em relação a análises com MUST, a ferramenta deve possuir dois objetivos, dentre outros:

- (i) dado um valor de contrato preestabelecido, qual é seu risco associado?
Por exemplo, qual a probabilidade e custo esperado de multas no próximo ano?
- (ii) dados cenários pré-avaliados de demanda, geração e configuração de rede, qual o valor ótimo de contrato para o próximo ano?

Para ambos os objetivos, a ferramenta requer uma fase de fluxo de potência probabilístico (FPP), a qual servirá para mapear as incertezas das injeções de potência nodais e contingências na variabilidade da importação nos pontos de conexão. Borkowska, em 1974 [4], foi a primeira a propor a metodologia de FPP. Desde então, pesquisadores têm crescente interesse no tema, devido ao aumento da incerteza nas injeções nodais (e.g., geração renovável e carros elétricos).

Para cumprir corretamente o objetivo (i), a ferramenta deve lidar adequadamente com probabilidades de eventos em geral situados nas “caudas” (i.e., extremidades) das distribuições. Os trabalhos de FPP são tipicamente divididos em dois grupos: métodos analíticos e de simulação. O primeiro visa principalmente os momentos estatísticos, perdendo precisão nas áreas de caudas. O segundo, como a simulação Monte Carlo (SMC), permite avaliar índices associados com qualquer região da distribuição, com precisão preestabelecida. Outra vantagem é não requerer simplificações, como no caso dos algoritmos de fluxo de potência linearizados. Por outro lado, dependendo da raridade dos eventos em análise (não conhecida *a priori*), o elevado esforço computacional pode tornar sua adoção não realizável.

Técnicas de redução de variância (TRV), com particular atenção à amostragem por importância (*importance sampling* - IS) com minimização da distância de Kullback-Leibler ou entropia cruzada (*cross-entropy* - CE) [5,6], foram criadas para diminuição do custo computacional. O método CE,

combinado com SMC, tem sido aplicado com sucesso em diversas áreas de SEE, como confiabilidade e FPP, produzindo resultados precisos em tempo de simulação reduzido.

A contratação ótima do MUST, como pretendida no objetivo (ii), é viável, quando associada ao método de FPP. Assim, resulta em um problema de otimização estocástica ligado a cenários de importação criados pela fase de FPP. É possível minimizar métricas como os valores esperado e condicional em risco (*conditional value at risk* - CVaR) dos custos de contrato. O método CE também pode ser aplicado na resolução de problemas de otimização como este.

Ser capaz de estimar riscos e determinar os valores ótimos de contrato é de interesse estratégico aos analistas das distribuidoras. Contudo, é possível ir além: elaborar uma metodologia extensível de contratação, que combine a avaliação ótima do MUST com outros aspectos de interesse da distribuidora, como por exemplo a identificação de reforços de suas redes de subtransmissão. Esse problema de otimização conjunta da contratação e investimento é de difícil solução, porém possível com o método CE. Observe que reforços bem posicionados pela distribuidora podem reduzir os valores dos contratos nos diferentes pontos de conexão da empresa, aumentando sua eficiência operacional e econômica.

1.2 Contribuições

Esse trabalho propõe aplicar o método da entropia cruzada em ferramentas computacionais práticas, que sirvam aos engenheiros de distribuidoras para tomarem melhores decisões em relação ao MUST. As principais contribuições são:

- (a) um método flexível, confiável e de custo computacional reduzido, para avaliar risco de penalidade (probabilidade e custo esperado) em contratos de MUST. Subprodutos relevantes permitem aos engenheiros entenderem variáveis vitais associadas às penalidades, aumentando suas capacidades de criar planos de mitigação de risco.
- (b) uma metodologia de contratação ótima extensível, que combina o MUST com outros aspectos críticos, como o planejamento de expansão/reforço de rede. Nesse caso, a rede mais robusta permite contratos mais eficientes, com custos esperados de penalidades menores.

Ambas as metodologias permitem implementação computacional com *software* comercial para fluxo de potência, tornando-as relevantes para ava-

liação de casos reais e de grande porte. Também é avaliada a inserção de estação de geração eólica, devido a relevância atual dessa fonte em discussões de operação e planejamento do sistema elétrico.

1.3

Desenvolvimento histórico

1.3.1

Montante de uso do sistema de transmissão

Após a reestruturação ocorrida no setor elétrico brasileiro, a operação, expansão e manutenção do sistema de transmissão se tornou crítica por razões técnicas e econômicas [7]. Os custos de transmissão são repartidos entre todos os agentes, dentre eles as distribuidoras. Anualmente, essas empresas precisam determinar valores para o montante de uso, para cada ponto de conexão com a rede básica, para os próximos quatro anos. Todos os contratos são validados pelo ONS, sob regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) [1].

O montante verificado é medido mensalmente, como a máxima importação no mês, para cada ponto de conexão e regime tarifário (ponta e fora de ponta). Penalidades podem ocorrer caso as medições estejam fora de limites preestabelecidos, podendo impactar severamente o fluxo de caixa da distribuidora. Dessa forma, definir o contrato do MUST é uma tarefa complexa que engloba compreender as incertezas no consumo dos clientes, na variabilidade de geração e na configuração de rede. Mais recentemente, a crescente inserção de energia renovável faz com que o processo se torne ainda mais árduo [2].

Tomar decisões conscientes em relação ao MUST é fator chave para a produtividade da empresa. Assim, diversos trabalhos foram publicados para acelerar o conhecimento na área, apesar de ser um tópico relativamente recente.

A contratação ótima é endereçada em um número relativamente limitado de trabalhos publicados na literatura técnica-científica. Em [8, 9], é proposto um procedimento de otimização estocástica analítica. Em [10, 11], a otimização também é estocástica e realizada após uma fase de FPP com equivalentes estáticos flexíveis representando a rede externa [12]. Modelos de programação linear inteira mista [13] e por enxame de partículas [14] também foram utilizados.

Apesar de crucial, a contratação ótima não é o único tema abordado. O trabalho [15] propõe uma ferramenta de predição por redes neurais para definir a importação em cada ponto de conexão, para a semana seguinte. De acordo com [16], melhorias no processo de monitoração do montante de uso

são vitais, de forma a garantir a eficiência da operação da rede de transmissão. O despacho ótimo de pequenas centrais hidroelétricas para reduzir o custo de suprimento, dentre eles do montante de uso, é o objetivo em [17]. Um modelo de planejamento de expansão da distribuição é apresentado em [18], utilizando técnicas de programação não linear inteira mista.

Melhores análises e decisões sobre o MUST passam por aumentar o entendimento sobre a variabilidade que pode ocorrer na importação de potência. Na presente Tese essa tarefa é realizada através de técnicas de FPP.

1.3.2

Fluxo de potência probabilístico

Fluxo de potência probabilístico é uma técnica que permite o mapeamento das incertezas existentes nas variáveis de entrada do algoritmo de fluxo de potência (e.g., injeções nodais) para informações ou incertezas nas variáveis de saída (e.g., fluxo nos ramos). Sua concepção se deu nos anos 1970 [4, 19] e, desde então, tem provocado interesse crescente. Uma extensa revisão bibliográfica já foi realizada: [20] endereça trabalhos até 1988 e [21] faz o mesmo para os anos entre 1988 to 2008. Referência [22] revisa algoritmos de fluxo de potência aplicados a sistemas de distribuição. Para métodos que envolvem correlação das variáveis de entrada, ver [23].

Operações de convolução de distribuições de probabilidade¹ formaram a base da primeira técnica de resolução de FPP [24]. Devido ao esforço computacional requerido, algumas simplificações foram estabelecidas:

- fluxo nos ramos são linearmente relacionados às injeções nodais líquidas, e todas as magnitudes de tensão são iguais;
- fluxos de potência ativa e reativa são independentes;
- balanço de potência é restrito a apenas uma barra e perdas são desconsideradas;
- rede elétrica é considerada imutável.

Para as operações de convolução, transformadas de Laplace [25] e rápida de Fourier [26] foram testadas. A referência [27] propõe linearizar as distribuições por partes, as quais são adequadamente combinadas de forma a se obter as curvas finais (i.e., densidades de probabilidades) associadas às variáveis de saída de interesse.

¹Por simplificação, nesse trabalho o termo distribuição de probabilidade é utilizado sem distinção entre variáveis contínuas (quando representa a função densidade de probabilidade) e discretas (quando representa a função massa de probabilidade).

A referência [28] tenta mitigar os efeitos da linearização do fluxo de potência, adicionando o segundo termo da expansão de Taylor. Contudo, o termo não linear é substituído por seu próprio termo de primeira ordem da expansão. Os autores concluem que o método não agrega suficiente valor, exceto em pontos de operação severamente estressados e cargas com grande variabilidade [28].

Até então, as incertezas eram restritas às injeções nodais. Em [29], a configuração da rede também se torna uma variável aleatória. Elementos de transmissão são sujeitos a falhas e saídas programadas. O trabalho propõe obter as distribuições de interesse a partir de uma soma ponderada de distribuições condicionadas às diferentes topologias da rede. Tais topologias se referem aos casos de contingências de equipamentos de transmissão.

Referência [30] sugere a combinação de SMC com equações de fluxo multilíneares. O algoritmo usa um critério baseado na demanda de potência ativa total para determinar os pontos de linearização.

Outros métodos analíticos ou por aproximações merecem destaque, devido ao elevado número de trabalhos e aplicações: combinação de cumulantes e expansão de Gram-Charlier [31], *point estimate method* [32,33], amostragem por hipercubo latino [34,35], *unscented transform* [36,37] e expressões analíticas para distribuições conjuntas [40]. Vale a pena ressaltar que, por insegurança das aproximações introduzidas, os resultados obtidos por tais métodos (em geral “riscos” avaliados nas caudas das distribuições de saída) terão sempre que ser certificados pelos resultados obtidos por SMC, de modo que as decisões baseadas nestes índices de risco sejam confiáveis.

As aplicações de FPP são diversas: planejamento [41,42], análise do impacto de energia renováveis [43–46], estabilidade de tensão [47], gerenciamento de emissões de carbono [48], controle de reativo em redes de distribuição [49], previsão de eventos de falha em cascata [50], análise de cenários com carros elétricos [51] e identificação de mapeamento entre os fluxos inter-regionais e as incertezas em injeções de potências sem ter acesso a informações sobre toda a rede [52].

Mais recentemente, o trabalho [53] propôs um algoritmo FPP, via CE e SMC. O objetivo é reduzir o esforço computacional e manter a flexibilidade e precisão em estimar índices de risco em caudas de distribuições - exatamente onde métodos analíticos perdem acurácia. O método CE é também aplicado com sucesso a outros campos de SEE.

1.3.3

Aplicações da entropia cruzada em sistemas elétricos

O método da entropia cruzada é um algoritmo adaptativo, inicialmente concebido para estimativa de probabilidade de eventos raros, em sistemas complexos [54]. O objetivo era minimizar a variância de estimadores diretamente [55], encontrando uma distribuição adequada e de fácil amostragem, que gerasse variância reduzida [56]. Assim, simulações amostrariam o evento de interesse com maior frequência, aumentando a velocidade de convergência [54].

Após, foi percebido que a minimização da distância de Kullback-Leibler (entropia cruzada) [57] poderia aumentar significativamente a capacidade de resolução de problemas difíceis de estimação de probabilidade [58] e otimização combinatória ou contínua [59]. Desde então, uma diversidade de publicações abordam a teoria e as aplicações do método CE. Referências [5, 6] descrevem os algoritmos com detalhes.

A primeira aparição do método CE aplicado a sistemas de potência foi na resolução de problemas de *unit commitment* [60]. A identificação de eventos raros que possam prejudicar a integridade do sistema elétrico [61] e a medição do CVaR de um projeto de expansão da transmissão [62] também se beneficiaram do método.

Trabalho [63] propõe uma metodologia baseada em CE e SMC não sequencial para avaliação de índices de confiabilidade em tempo reduzido, quando comparado com métodos analíticos [64] e SMC convencional. Referências [65] e [66] apresentam versões simplificada e sequencial, respectivamente. A estimativa de índice de confiabilidade composta, via CE, é abordada em [67–72].

Existem diversas outras aplicações de CE em SEE, como: planejamento [73,74], identificação de saída de linha [75], avaliação de reserva girante [76–78], fluxo de potência ótimo e com restrição de segurança [79,80], gerenciamento de sistema de energia residencial [81], fluxo de potência probabilístico [53], despacho ótimo com economia de emissões [82] e avaliação de reserva operativa em sistemas eólicos híbridos com armazenamento de energia na presença de veículos elétricos [83,84].

1.4

Estrutura da proposta

Esse trabalho propõe a aplicação do método da entropia cruzada em metodologias de estimativa de risco e contratação ótima de MUST. Elas devem ser a base de ferramentas computacionais práticas, que sirvam aos engenheiros de distribuidoras a realizarem análises mais detalhadas e tomarem melhores decisões.

Capítulo 2 apresenta o conceito do MUST e sua formulação matemática. O montante de uso verificado é uma variável aleatória e FPP é a técnica adequada para avaliar sua variabilidade. Esse capítulo também descreve os aspectos relevantes ao FPP e discute a motivação para adoção de simulação, em detrimento de métodos analíticos.

Capítulo 3 apresenta o método CE para estimativa de eventos raros e descreve a metodologia criada para avaliação de risco de penalidade de MUST. São apresentados resultados obtidos com sistemas acadêmico e real de grande porte.

Capítulo 4 discute a adaptação do CE para otimização, começando por um modelo simples de contratação ótima estocástica, baseado em cenários de importação pré-simulados. Também apresenta uma metodologia de contratação ótima extensível. Como exemplo, combina-se a determinação do MUST com a expansão/reforço da rede. Resultados obtidos com sistemas acadêmico e real de grande porte, mostram que a metodologia permite a redução de custos de contrato.

Capítulo 5 engloba as principais conclusões e aponta os trabalhos futuros.

2

Montante de Uso do Sistema de Transmissão

2.1

Introdução

O processo para determinar o valor futuro de contrato para o montante de uso do sistema de transmissão (MUST) lida com elevado grau de incerteza. Demanda de consumidores, geração e saída de elementos de transmissão são variáveis aleatórias, que influenciam diretamente a importação de potência em cada ponto de conexão. Fatores externos ao escopo das distribuidoras também podem ser significativos, como por exemplo a configuração de despacho e contingências em ramos próximos aos pontos de conexão.

O fluxo de potência probabilístico (FPP) é uma técnica que mapeia a incerteza das entradas do algoritmo (e.g., injeções nodais) na variabilidade das variáveis de saída, como a importação de potência. Existem diversos métodos para resolução de problemas de FPP, tipicamente divididos em dois grupos: analíticos e de simulação. O primeiro visa construir as distribuições de probabilidade das saídas, estimando os momentos estatísticos. Simplificações, como fluxo linear, são normalmente requeridas. Por outro lado, os métodos de simulação são bem mais flexíveis, permitindo o uso das equações não lineares (AC) de fluxo de potência.

Esse capítulo discute os conceitos e a formulação matemática do MUST na Seção 2.2. Inclui também como e quando as penalidades são aplicadas às distribuidoras. A Seção 2.3 apresenta as vantagens principais das técnicas de FPP e, conseqüentemente, a preferência pela SMC na continuidade desse trabalho.

2.2

Montante de uso do sistema de transmissão

Companhias regionais de distribuição usualmente importam a energia elétrica necessária ao atendimento de seus clientes. A potência elétrica contratada normalmente flui pelo sistema de transmissão, que possui custos operacionais. No Brasil, como parte do financiamento da transmissão, as distribuidoras e o ONS estabelecem contratos de transferência de potência (o MUST), anual-

mente. O processo se faz para cada ponto de conexão e regime tarifário (ponta e fora de ponta), para os próximos quatro anos [1]. Um intervalo de tempo na semana útil é considerado regime de ponta, como por exemplo das 16h às 19h. O ONS avalia o acordo contratual monitorando a máxima transferência mensal, entre todas medições de 15 minutos.

O custo total de operação de um ponto de conexão, em determinado regime, pode ser dividido em duas partes: uma fixa e uma variável (incluindo penalidades). O custo fixo é determinístico, calculado como

$$c_{j,t,m}^F = M_{j,t} \times T_{j,t}, \quad (2-1)$$

onde j e t são o ponto de conexão e o regime tarifário, respectivamente; $M_{j,t}$ e $T_{j,t}$ são o valor de contrato de MUST e sua tarifa TUST, respectivamente; e $c_{j,t,m}^F$ é o custo fixo do ponto j , regime t , no mês m .

Sempre que a medição de importação é maior do que o valor contratado, o custo variável contabiliza a diferença de potência por

$$c_{j,t,m}^{MI} = \max\{0, P_{j,m,t}^{\max} - M_{j,t}\} \times T_{j,t}, \quad (2-2)$$

onde $P_{j,m,t}^{\max}$ é a máxima injeção de potência observada no mês m , no ponto j e regime t ; $c_{j,t,m}^{MI}$ é o custo de máxima importação.

O MUST possui papel relevante no planejamento da expansão da transmissão. Análise de investimentos, para atendimento a demanda total e garantir a confiabilidade do sistema, usam o MUST como dado de entrada [85]. Por essa razão, existem incentivos econômicos para a distribuidora determinar valores de MUST o mais aderente possível à real necessidade futura. Uma avaliação inadequada pode incorrer em ineficiência operativa e penalidades para a distribuidora. A ANEEL pode aplicar multas por duas causas: sub e sobrecontratação.

Sobrecontratação é medida anualmente, e ocorre quando a máxima importação da distribuidora no ano não excede 90% do valor requisitado. A penalidade é calculada como

$$c_{j,t}^{PS} = \max\{0, 0.9M_{j,t} - P_{j,t}^{\max}\} \times 12T_{j,t}, \quad (2-3)$$

$c_{j,t}^{PS}$ é o custo de penalidade anual por sobrecontratação; $P_{j,t}^{\max}$ é a máxima

importação anual.

Penalidades por subcontratação, denominada ultrapassagem, são mais frequentes e preocupam mais os engenheiros da distribuidora. Ela é medida mensalmente, e devida quando a máxima importação no mês é superior à 110% do valor de contrato. O cálculo é

$$c_{j,m,t}^{PU} = \max\{0, P_{j,m,t}^{\max} - 1.1M_{j,t}\} \times 3T_{j,t}, \quad (2-4)$$

onde $c_{j,m,t}^{PU}$ é o custo de penalidade de ultrapassagem para mês m , ponto j e regime t .

Dessa forma, o custo total $c_{j,t}^T$ do contrato de MUST, para ponto de conexão j e regime tarifário t , é

$$c_{j,t}^T = c_{j,t}^{PS} + \sum_{m \in \Omega_M} c_{j,t,m}^F + c_{j,t,m}^{MI} + c_{j,m,t}^{PU}. \quad (2-5)$$

onde Ω_M é o conjunto dos meses.

Como simples exemplo, considere um ponto de conexão com contrato de 100 MW e tarifa de R\$ 1.000. Caso o valor medido seja repetido por todo o ano, a Fig. 2.1 ilustra o custo total. É perceptível como o custo cresce rápido à medida que o valor mensurado se afasta das margens aceitáveis.

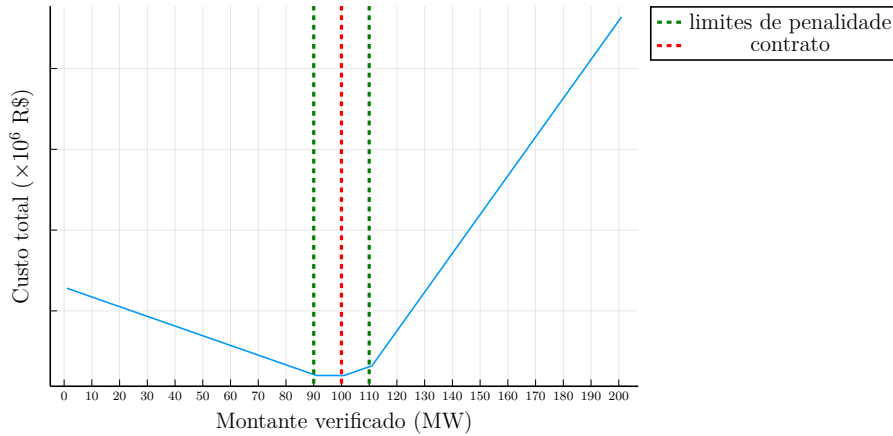


Figura 2.1: Exemplo de custo total de contrato de MUST.

Contudo, o valor medido não é determinístico. Ele é uma função de variáveis aleatórias, e a técnica de FPP pode avaliar as incertezas correspondentes.

2.3

Fluxo de potência probabilístico

Fluxo de potência (FP) é um algoritmo obrigatório em estudos de planejamento e operação de SEE. Ele é necessário para avaliação do estado do sistema e monitorar sua segurança. O algoritmo requer a especificação das injeções de potência nodais e da configuração da rede. Um único estado (magnitude e ângulos de tensão) é calculado, e, portanto, valores únicos para as variáveis de saída. Contudo, sabe-se que a capacidade de geração e os níveis de carga são variáveis intrinsecamente aleatórias. Para ser possível utilizar FP, os analistas escolhem valores para entrada, como médias ou casos extremos. No entanto, esse procedimento não garante o exame adequado da segurança do sistema [24]. A técnica de FPP visa estender a capacidade do algoritmo de FP, para revelar a zona de operação viável, de acordo com a estatística conhecida dos dados de entrada.

A formulação matemática padrão para o FP é [26]

$$\begin{aligned}\mathbf{Y} &= g_Y(\mathbf{X}) \\ \mathbf{Z} &= g_Z(\mathbf{X}),\end{aligned}\tag{2-6}$$

onde \mathbf{Y} é o vetor de injeção de potência (ativa e reativa) nodal, sendo o dado de entrada do algoritmo; \mathbf{X} é o vetor de estado do sistema (magnitudes e ângulos de tensão); \mathbf{Z} é o vetor de saída, como fluxo nos ramos e perdas; as funções g_Y e g_Z são as equações não lineares de fluxo de potência.

Sabe-se, porém, que o vetor \mathbf{Y} não é determinístico, mas regido por distribuições de probabilidade. E as funções g_Y e g_Z também são variáveis aleatórias, considerando possível a saída de elemento ou variação nos parâmetros [29]. Assim, com FPP, estados e saídas não são mais variáveis únicas, porém distribuições de probabilidade.

Existem duas dificuldades comuns às técnicas de FPP: equações de fluxo não lineares e a escala do sistema (redes de grande porte e elevado número de variáveis aleatórias). As metodologias de solução de FPP levam em consideração o esforço computacional e a precisão. Elas são divididas em dois grupos: analíticas e de simulação.

Métodos analíticos ou por aproximações normalmente são procedimentos aritméticos aplicados a distribuições de probabilidade [21]. Usualmente, requerem algum tipo de simplificação [21]:

- equações lineares de fluxo;

- variáveis independentes ou linearmente correlacionadas;
- dados de entrada com distribuição normal ou discreta;
- rede elétrica imutável.

Esses métodos visam primariamente estimar os momentos estatísticos e distribuições de probabilidade de variáveis de saída. Eles operam em tempo computacional reduzido, em relação aos de simulação. Contudo, metodologias analíticas requerem precaução, devido ao necessário processo de sintonia de parâmetros e as simplificações utilizadas.

Métodos numéricos ou de simulação podem ser reduzidos ao Monte Carlo (SMC), uma ferramenta poderosa para estudos de processos estocásticos. Em relação às análises de FPP, eles permitem a adoção das equações originais não lineares de FP. Ainda, admitem procedimentos operativos (e.g., corte de carga e regras de despacho de geração). A representação do sistema se torna mais realista. Dois modos de utilização de SMC são adequadas ao FPP:

- i Estimação de índice de risco (e.g., probabilidade e custo), utilizando um critério de convergência;
- ii Estimação da distribuição de probabilidade, através de um número fixo de amostras.

O primeiro modo visa estimar algum índice, como a probabilidade de sobrecarga em ramo ou sub/sobretensão em subestação. Para garantir a qualidade dos resultados, é utilizado um critério de parada por convergência amostral. A segunda forma pretende gerar as distribuições de probabilidade das variáveis. Tipicamente, as caudas das distribuições são as regiões nas quais se obtém menor precisão, por se tratar de eventos mais raros.

Os métodos propostos nesse trabalho adotam a SMC por sua simplicidade e flexibilidade. Permite, por exemplo, a utilização de *software* comercial de FP nas ferramentas, o que é relevante para lidar com casos reais e de grande porte.

2.3.1

Exemplo ilustrativo

Considere o sistema elétrico de três barras, ilustrado na Fig. 2.2. O gerador não possui limite e as cargas nas barras 2 e 3 são regidas pelas distribuições de probabilidade normal $N(100; 5^2)$ e $N(50; 2,5^2)$, respectivamente. O objetivo é estimar o valor esperado (VE) da potência aparente no ramo 2 – 3 e a probabilidade dela estar acima do limite $S_{2-3}^{\text{lim}} = 32$ MVA.

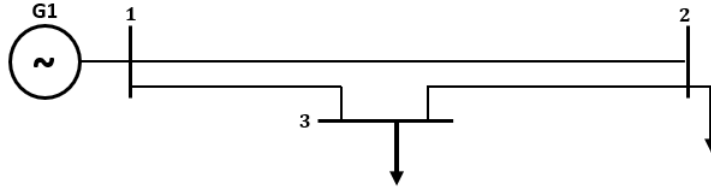


Figura 2.2: Sistema elétrico simples.

Probabilidade e valores esperados são amplamente estimados por SMC, como médias sob N valores de entrada amostrados (nesse caso, os patamares de carga nas barras 2 e 3, $(\mathbf{Y}_2, \mathbf{Y}_3)$) de uma função de teste $H(\cdot)$, i.e.,

$$\hat{\mathbb{E}}_{\mathbf{u}} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N H(\mathbf{Y}_2, \mathbf{Y}_3). \quad (2-7)$$

Nesse exemplo, as funções de teste para probabilidade (H_P) e valor esperado (H_{VE}) são

$$H_P(n) = \begin{cases} 1 & \text{se } S_{2-3}((Y_2, Y_3)_n) > S_{2-3}^{\text{lim}} \\ 0 & \text{caso contrário} \end{cases}, \quad (2-8)$$

$$H_{VE}(n) = S_{2-3}((Y_2, Y_3)_n).$$

A incerteza da estimativa é dada pela variância do estimador

$$\mathbb{V}(\hat{\mathbb{E}}_{\mathbf{u}}[H]) = \hat{\mathbb{V}}_{\mathbf{u}}(H)/N. \quad (2-9)$$

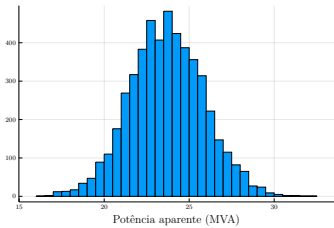
onde $\hat{\mathbb{V}}_{\mathbf{u}}(H)$ é a variância da função de teste. Essa incerteza é usualmente representada pelo coeficiente de variação [5]

$$\beta = \sqrt{\mathbb{V}(\hat{\mathbb{E}}_{\mathbf{u}}[H])/\hat{\mathbb{E}}[H]} \quad (2-10)$$

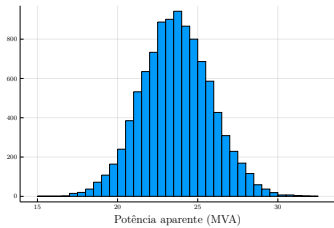
Como primeiro exemplo, utiliza-se uma SMC convencional, com número fixo de amostras. Diferentes amostragens são consideradas, e a Fig. 2.3 e a Tabela 2.1 ilustram o desempenho. É interessante observar que o parâmetro VE converge rapidamente ($\beta_{VE} = 0.13\%$ com 5.000 amostras), enquanto a probabilidade alvo ainda está longe de convergida, mesmo considerando 1.000.000 amostras ($\beta_P = 11.7\%$). Esse exemplo demonstra como a SMC convencional com número fixo de amostras pode ter dificuldades na estimação de probabilidades raras.

Tabela 2.1: Desempenho de SMC para Estimativa de Valor Esperado e Probabilidade.

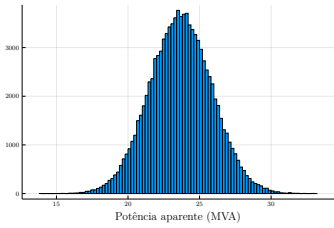
Amostras	VE (MVA)	β_{VE} (%)	$P (\times 10^{-4})$	β_P (%)
5.000	23,6918	0,1298	2,0000	100,0000
10.000	23,6697	0,0913	1,0000	100,0000
100.000	23,6874	0,0291	0,7000	37,7953
1.000.000	23,6884	0,0092	0,7300	11,7037



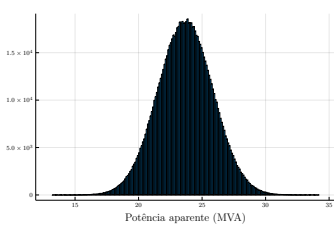
2.3(a):



2.3(b):



2.3(c):



2.3(d):

Figura 2.3: Histogramas de potência aparente S_{2-3} , considerando os seguintes números de amostras: (a) 5.000; (b) 10.000; (c) 100.000; (d) 1.000.000.

Se a tolerância $\beta \leq 1 \%$ é especificada para a probabilidade, a SMC irá requerer 143.721.395 amostras e aproximadamente 4,6 horas, conforme Tabela 2.2. Com a Fig. 2.4 é fácil perceber que o evento estimado é raro.

Tabela 2.2: Desempenho de SMC para Estimativa de Probabilidade.

Amostras	Tempo (s)	$P (\times 10^{-5})$	β_P (%)
143.721.395	16.401	6,9579	1,0000

É possível concluir que a SMC convencional pode não ser prática para estimativa de índices de eventos raros. A raridade, contudo, não é conhecida antes da simulação. Na Seção 3.2.3, o método CE é aplicado ao mesmo problema, reduzindo significativamente o tempo requerido.

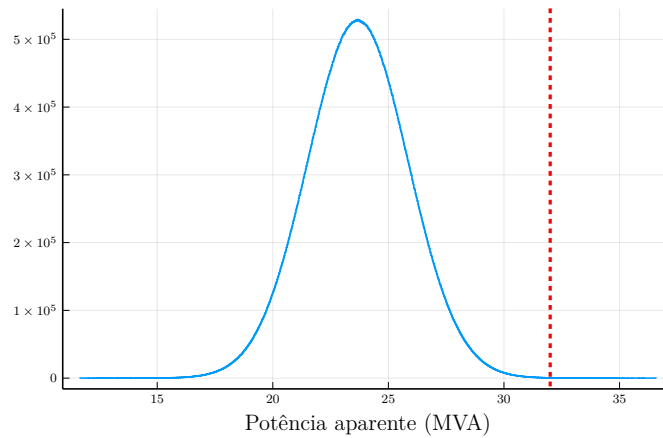


Figura 2.4: Histograma de potência aparente S_{2-3} . Linha vermelha representa a capacidade do ramo.

2.3.2

Caracterização da incerteza de entrada

A técnica de FPP requer o conhecimento das incertezas nos dados de entrada: demanda, geração e configuração de rede [86]. Nem todos os elementos precisam envolver representação estatística, apenas aqueles de interesse no presente estudo. Além disso, devido à flexibilidade da SMC, não existem premissas necessárias às distribuições de probabilidade.

Todos os estudos de planejamento, incluem algum grau de entendimento do comportamento futuro da carga e da geração [87]. É uma tendência produzir cenários e não somente valores ou curvas de previsão [88, 89]. A referência [90] propõe uma metodologia de construção de cenários horários de demanda/geração, subdivida em duas partes. Primeiro, um modelo de séries temporais não Gaussiano simula cenários de sinais elétricos mensais. Depois, um modelo quantílico autorregressivo transforma a saída da etapa anterior em cenários de injeção horária de potência, baseado em dados históricos. O resultado é uma família de cenários horários para cada injeção ativa nodal, dentro do intervalo de tempo de interesse (e.g., um ano).

A caracterização da carga depende ainda da especificação da parcela reativa, a qual pode seguir distribuições próprias [26, 53]. Alternativamente, o valor de potência reativa pode ser amostrado de acordo com a ativa, através de uma razão Q/P estimada.

As incertezas associadas à rede elétrica são baseadas em ciclos operativos de elementos reparáveis. Eles são modelados por processos de Markov utilizando as taxas de falha (λ) e reparo (μ) dos equipamentos [86]. As taxas são estimadas com base no histórico operacional [91] e permitem calcular a disponibilidade (A) e indisponibilidade (U) com as equações

$$A = \frac{\mu}{\lambda + \mu}, U = \frac{\lambda}{\lambda + \mu}. \quad (2-11)$$

2.4

Comentários finais

O MUST verificado é uma variável aleatória, cujas características devem ser avaliadas para que a tomada de decisão, nos contextos onde é pertinente, seja melhor embasada. Penalidades podem ocorrer quando os valores de contrato não são aderentes à realidade da importação de potência ativa em determinados pontos de conexão da distribuidora, impactando a produtividade da companhia.

A técnica de FPP torna possível o entendimento da variabilidade nessa importação, por mapear as incertezas nas injeções nodais (carga e geração) e topologia em incertezas nos fluxos de potência ativa nas fronteiras. Dessa forma, serve de base para a análise de risco (probabilidade) de penalidades e avaliação de custos esperados de multas, como apresentada no Capítulo 3, ou na contratação ótima do montante de uso, como discutida no Capítulo 4.

A SMC é o método adotado para FPP, nesse trabalho, por sua simplicidade, robustez e flexibilidade. Devido a exigência computacional da SMC convencional, no Capítulo 3 será apresentado o método da entropia cruzada para estimativas de riscos, permitindo a criação de uma metodologia robusta e de esforço computacional reduzido.

3.1**Introdução**

A técnica de FPP permite entender o grau de incerteza em variáveis críticas, como a importação de potência em cada ponto de conexão. A SMC é uma ferramenta flexível adotada em FPP para estimar distribuições de probabilidade e índices de risco. Contudo, processos de decisão sob incerteza em companhias elétricas consideram índices específicos (médias e probabilidades geralmente avaliadas nas extremidades das funções densidades), ao invés de funções completas de distribuição de probabilidade das variáveis de interesse. O exemplo da Seção 2.3.1 mostrou como a SMC pode calcular o valor esperado, com poucas amostras. Porém, existe um esforço computacional elevado, para estimar eventos raros, com precisão preestabelecida. É fundamental notar que não se conhece a raridade do evento *a priori*.

O método CE é uma técnica de amostragem por importância (IS) para redução de variância. Ele envolve um procedimento iterativo, em que cada iteração possui duas fases: (i) gerar uma amostra de dados aleatória, de acordo com um mecanismo especificado; (ii) atualizar os parâmetros do mecanismo, baseado nos dados, a fim de produzir amostras “melhores” na próxima iteração [6]. A ideia geral é produzir distribuições adequadas para amostragem mais frequente da região de interesse. Para isso, se minimiza a distância de Kullback-Leibler (entropia cruzada) entre a distribuição de IS e a ótima medida de variância zero [58].

Eventos de penalidade no MUST são severos à produtividade das distribuidoras. Dessa forma, os analistas precisam ser capazes de avaliar seus riscos (probabilidade e custos esperados). A SMC é flexível o suficiente para permitir modelos sofisticados. Porém, o tempo requerido em simulação pode não ser viável para ferramentas práticas. Assim, combinar SMC com o método CE resulta em um algoritmo igualmente flexível e preciso, permitindo avaliações em tempo reduzido. Além disso, as distribuições “distorcidas”, utilizadas para IS, são subprodutos relevantes. Elas permitem aos engenheiros das distribuidoras identificar e entender as variáveis cruciais para ocorrência de penalidades,

possibilitando a elaboração de planos de mitigação de riscos.

Nesse capítulo, a Seção 3.2 apresenta o método CE para estimativa de evento de risco. O exemplo da Seção 2.3.1 é continuado na Seção 3.2.3, com aplicação de CE para avaliação da probabilidade de sobrecarga. A metodologia proposta para estimar riscos em contratos de MUST é apresentada na Seção 3.3. Resultados de simulações com sistemas acadêmico e real de grande porte são apresentados na Seção 3.4, considerando também influência de geração eólica no risco de penalidade.

3.2

Método da entropia cruzada para estimativa de evento de risco

O método da entropia cruzada é uma técnica de redução de variância por amostragem por importância. As principais características da IS são descritos na Seção 3.2.1 e a estimativa de probabilidade de evento raros, com CE, na Seção 3.2.2. A apresentação é baseada em [6, 58].

3.2.1

Amostragem por importância

Seja l o desempenho esperado de um sistema estocástico, dado por

$$l = \mathbb{E}_f H(\mathbf{X}) = \mathbb{E}_f \varphi(S(\mathbf{X}; \gamma)), \quad (3-1)$$

onde S é a função de desempenho amostral; φ é uma função real; e o subscrito f denota que o valor esperado é dado em relação à distribuição de probabilidade f . Para estimativa de eventos raros, é usual adotar φ como a função indicadora, tal qual

$$\varphi(S(\mathbf{X}; \gamma)) = I_{\{S(\mathbf{X}) \geq \gamma\}}, \quad (3-2)$$

para estimar $\mathbb{P}[S(\mathbf{X}) \geq \gamma]$.

Seja g uma outra distribuição de probabilidade. Assuma que g domina Hf . Ou seja, $\text{supp}(g) \supset \text{supp}(Hf)$. Utilizando g ,

$$l = \mathbb{E}_g H(\mathbf{X}) \frac{f(\mathbf{X})}{g(\mathbf{X})}, \quad (3-3)$$

onde o subscrito g significa que o valor esperado é em relação à g , a distribuição de amostragem por importância.

Um estimador não tendencioso de l é

$$\hat{l} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N H(\mathbf{X}_i) W(\mathbf{X}_i), \quad (3-4)$$

onde \hat{l} é chamado de estimador de IS ou verossimilhança; $W = f/g$ é a função de verossimilhança; e $\mathbf{X}_1, \dots, \mathbf{X}_N$ é uma amostra aleatória de g .

A escolha da distribuição para IS g é crucial para a variância do estimador \hat{l} . Assim, para variância mínima, considere

$$\min_g \mathbb{V}\{H(\mathbf{X})W(\mathbf{X})\}. \quad (3-5)$$

A solução do problema [6] é

$$g^*(x) = \frac{|H(x)|f(x)}{\int |H(x)|f(x)dx}. \quad (3-6)$$

Se $H(x) \geq 0$ (verdadeiro para a função indicadora), então

$$g^*(x) = \frac{H(x)f(x)}{l} \quad (3-7)$$

e a variância de \hat{l} é zero. A eq. (3-7), contudo, não é útil para determinar g^* , pois depende da quantidade não conhecida l ; o alvo real do procedimento de estimação.

Uma abordagem prática é considerar que f pertence a alguma família paramétrica $\mathcal{F} = \{f(\cdot; \mathbf{v})\}$, $\mathbf{v} \in \mathcal{V}$. Seja $f(\cdot; \mathbf{u})$ a distribuição para o vetor \mathbf{X} na eq. (3-1), onde $\mathbf{u} \in \mathcal{V}$ é o parâmetro nominal ou original. Assim, a escolha de $g = f(\cdot; \mathbf{v})$, se resume a definir $\mathbf{v} \in \mathcal{V}$, chamado parâmetro de referência.

Nesse caso, o estimador de verossimilhança é

$$\hat{l} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N H(\mathbf{X}_i) W(\mathbf{X}_i; \mathbf{u}, \mathbf{v}), \quad (3-8)$$

onde $\mathbf{X}_1, \dots, \mathbf{X}_N$ é uma amostra aleatória de $f(\cdot; \mathbf{v})$; e a função de verossimilhança agora é

$$W(\cdot; \mathbf{u}, \mathbf{v}) = \frac{f(\cdot; \mathbf{u})}{f(\cdot; \mathbf{v})}. \quad (3-9)$$

Encontrar a distribuição de IS, que minimize a variância, é equivalente a descobrir o parâmetro de referência ótimo, por

$$\min_{\mathbf{v}} \mathbb{V}_{\mathbf{v}} H(\mathbf{X}) W(\mathbf{X}; \mathbf{u}, \mathbf{v}). \quad (3-10)$$

O problema estabelecido na eq. (3-10) pode ser resolvido por sua contraparte estocástica [6, 54, 92]. Contudo, essa é uma abordagem difícil e a falta de convexidade pode levar a solução para ótimos locais [58]. Referência [59] propôs minimizar a distancia de Kullback-Leibler (entropia cruzada), ao invés da variância do estimador. Essa estratégia leva a cálculos explícitos para os novos parâmetros, ao contrário de minimizações numéricas [93].

3.2.2

Estimativa de probabilidade de evento raro

A entropia cruzada de Kullback-Leibler [57] é definida como a distância entre duas distribuições de probabilidade g e f , i.e.,

$$\begin{aligned} \mathcal{D}(g, f) &= \int g(x) \ln \left(\frac{g(x)}{f(x)} \right) dx \\ &= \int g(x) \ln(g(x)) dx - \int g(x) \ln(f(x)) dx. \end{aligned} \quad (3-11)$$

A eq. (3-11) não caracteriza uma distância no sentido explícito do termo, pois não necessariamente $\mathcal{D}(f, g) = \mathcal{D}(g, f)$. Se $g = f$, então $\mathcal{D}(f, g) = 0$. A definição na eq. (3-11) pode ser facilmente transformada para distribuições discretas [58].

A ideia principal é minimizar a distância entre a distribuição de referência $f(\cdot; \mathbf{v})$ até a ótima para IS g^* . Agora, o problema é de otimização paramétrica,

$$\min_{\mathbf{v}} \mathcal{D}(g^*, f(\cdot; \mathbf{v})). \quad (3-12)$$

A eq. (3-12) pode ser resumida em definir o parâmetro de referência \mathbf{v} , que minimize o segundo termo do lado direito da eq. (3-11). Assim, o problema se resume à maximização

$$\max_{\mathbf{v}} \int g^*(x) \ln(f(x; \mathbf{v})) dx. \quad (3-13)$$

Substituindo g^* de (3-7) em (3-13),

$$\max_{\mathbf{v}} \int \frac{H(x)f(x; \mathbf{u})}{l} \ln(f(x; \mathbf{v})) dx, \quad (3-14)$$

que é equivalente à

$$\max_{\mathbf{v}} \mathbb{E}_{\mathbf{u}} H(\mathbf{X}) \ln(f(\mathbf{X}; \mathbf{v})) . \quad (3-15)$$

Utilizando amostragem por importância novamente, com mudança de medida $f(\cdot; \mathbf{w})$, para qualquer parâmetro de referência \mathbf{w} , a eq. (3-15) é substituída por

$$\max_{\mathbf{v}} \mathbb{E}_{\mathbf{w}} H(\mathbf{X}) W(\mathbf{X}; \mathbf{u}, \mathbf{w}) \ln(f(\mathbf{X}; \mathbf{v})) . \quad (3-16)$$

O problema da eq. (3-16) pode ser resolvido com sua contraparte estocástica

$$\max_{\mathbf{v}} \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N H(\mathbf{X}_i) W(\mathbf{X}_i; \mathbf{u}, \mathbf{w}) \ln(f(\mathbf{X}_i; \mathbf{v})) , \quad (3-17)$$

onde $\mathbf{X}_1, \dots, \mathbf{X}_N$ é uma amostra aleatória de $f(\cdot; \mathbf{w})$. Em aplicações típicas, a solução é obtida [6] resolvendo

$$\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N H(\mathbf{X}_i) W(\mathbf{X}_i; \mathbf{u}, \mathbf{w}) \nabla \ln(f(\mathbf{X}_i; \mathbf{v})) = \mathbf{0}, \quad (3-18)$$

onde o gradiente é tomado em relação ao parâmetro \mathbf{v} .

No contexto de estimativa de probabilidade de evento raro, o objetivo é computar $l = \mathbb{P}_{\mathbf{u}}[S(\mathbf{X}) \geq \gamma]$, onde $\mathbf{X} \sim f(\cdot; \mathbf{u})$ e γ é um nível fixo. Nesse caso, $H(\mathbf{X}) = I_{\{S(\mathbf{X}) \geq \gamma\}}$. Se o evento é raro, a maioria dos indicadores $H(\mathbf{X}_i)$ são zero. Um procedimento CE, com duas fases, é empregado para mitigar essa questão. A ideia geral é escolher uma distribuição para amostragem (parâmetro \mathbf{v}_0) e valor de nível, que reduza a raridade. Assim, o parâmetro de referência \mathbf{v} e o nível γ são atualizados adaptativamente, a fim de encontrar o parâmetro de referência ótimo para CE \mathbf{v}^* . Adotando um parâmetro de raridade ρ não demasiadamente pequeno, as duas fases são:

1. **Atualização de γ_t :** para \mathbf{v}_{t-1} fixo, seja γ_t o $(1 - \rho)$ -quantil de $S(\mathbf{X})$ sob \mathbf{v}_{t-1} . O estimador para γ_t é

$$\hat{\gamma}_t = S_{\lceil (1-\rho)N \rceil} . \quad (3-19)$$

2. **Atualização de \mathbf{v}_t :** para \mathbf{v}_{t-1} e γ_t fixos, derive \mathbf{v}_t da solução de

$$\max_{\mathbf{v}} \mathbb{E}_{\mathbf{v}_{t-1}} I_{\{S(\mathbf{X}) \geq \hat{\gamma}_t\}} W(\mathbf{X}; \mathbf{u}, \mathbf{v}_{t-1}) \ln(f(\mathbf{X}; \mathbf{v})) . \quad (3-20)$$

A solução ótima para eq. (3-20) pode ser obtida analiticamente, em particular quando f pertence a família exponencial natural ou é distribuição discreta de suporte finito. Algoritmo 3.1 resume o método: a fase CE é do *Passo 1* até o *Passo 4*, e o *Passo 5* é Monte Carlo com distribuição IS.

Algoritmo 3.1 (Algoritmo CE Principal Para Estimativa de Evento Raro [6].)

Descrição: Calcula o parâmetro de referência ótimo para CE \mathbf{v} , para ser utilizado em distribuição de probabilidade IS $f(\cdot; \mathbf{v})$.

Passo 1 Defina $\hat{\mathbf{v}}_0 = \mathbf{u}$. Configure o contador de iterações $t = 1$.

Passo 2 Gere uma amostra $\mathbf{X}_1, \dots, \mathbf{X}_N$ da distribuição $f(\cdot; \mathbf{v}_{t-1})$. Calcule a função de desempenho $S(\mathbf{X})$, ordene de forma crescente e seu $(1 - \rho)$ -quantil. Se $\hat{\gamma}_t \leq \gamma$, então $\hat{\gamma}_t = \gamma$.

Passo 3 Use a mesma amostra, para calcular \mathbf{v}_t pela eq. (3-20).

Passo 4 Se $\hat{\gamma}_t \leq \gamma$, faça $t = t + 1$ e reitere do *Passo 2*. Caso contrário, prossiga para o *Passo 5*.

Passo 5 Estime a probabilidade l , utilizando o estimador com verossimilhança, amostrando de $f(\cdot; \mathbf{v}_T)$; onde T é a iteração final até o *Passo 4*.

Conforme discutido, a eq. (3-20) pode ser resolvida analiticamente. Aqui, os casos especiais de distribuição de Bernoulli, normal e discreta de suporte finito são apresentados [6].

- **Bernoulli:** Seja $X \sim \text{Ber}(u)$. A probabilidade na iteração t é calculada por

$$v_t = \frac{\sum_{i=1}^N H(X_i) W(X_i; u, v_{t-1}) X_i}{\sum_{i=1}^N H(X_i) W(X_i; u, v_{t-1})}. \quad (3-21)$$

- **Normal:** Seja $X \sim N(\mu; \sigma^2)$. A média e o desvio padrão na iteração t são atualizados por

$$\hat{\mu}_t = \frac{\sum_{i=1}^N H(X_i) W(X_i; \mathbf{u}, \mathbf{v}_{t-1}) X_i}{\sum_{i=1}^N H(X_i) W(X_i; \mathbf{u}, \mathbf{v}_{t-1})}, \quad (3-22)$$

$$\hat{\sigma}_t = \frac{\sum_{i=1}^N H(X_i) W(X_i; \mathbf{u}, \mathbf{v}_{t-1}) (X_i - \mu_t)^2}{\sum_{i=1}^N H(X_i) W(X_i; \mathbf{u}, \mathbf{v}_{t-1})}. \quad (3-23)$$

- **Discreta com suporte finito:** Seja X uma variável discreta com suporte finito, assumindo valores de $\{a_1, \dots, a_m\}$. Seja $u_j = \mathbb{P}[X =$

$a_j]$, $\forall j = 1, \dots, m$, e defina $\mathbf{u} = (u_1, \dots, u_m)$. Cada impulso de probabilidade j é atualizado na iteração t por

$$\hat{v}_{j,t} = \frac{\sum_{i=1}^N H(X_i) W(X_i; \mathbf{u}, \mathbf{v}_{t-1}) I_{\{X_i=a_j\}}}{\sum_{i=1}^N H(X_i) W(X_i; \mathbf{u}, \mathbf{v}_{t-1})}. \quad (3-24)$$

3.2.2.1

Parâmetro de suavização

Ao invés de atualizar \mathbf{v}_t como proposto em eq. (3-20), um parâmetro de suavização α pode ser utilizado para prevenir a ocorrência de 0s ou 1s no vetor de parâmetros. Uma vez com valor zero ou um, o método não mais consegue atualizá-los.

O procedimento de atualização como α é

$$\hat{\mathbf{v}}_t = \alpha \hat{\mathbf{w}}_t + (1 - \alpha) \hat{\mathbf{v}}_{t-1}, \quad (3-25)$$

onde $\hat{\mathbf{w}}_t$ é atualizado conforme eq. (3-20).

3.2.3

Exemplo ilustrativo

Considere novamente o exemplo da Seção 2.3.1. Agora, o método CE é aplicado para estimar $\mathbb{P}[S_{2-3} \geq 32 \text{ MVA}]$.

O processo CE levou 0,8 segundos e quatro iterações para convergir. A Tabela 3.1 apresenta a evolução dos parâmetros de referência e nível, por iteração. Para esse exemplo, $\rho = 0,1$, $N_{CE} = 1.000$ e $\alpha = 0,99$.

Tabela 3.1: Evolução da Fase CE.

Iteração	γ_t	μ_2	σ_2	μ_3	σ_3
0	-	100,0	5,0	50,0	2,5
1	26,5	108,1	2,8	48,3	2,2
2	29,3	112,1	2,1	46,7	2,1
3	31,1	115,6	2,1	45,7	1,9
4	32,0	118,0	2,1	45,3	1,8

A Tabela 3.2 mostra o desempenho de SMC e SMC-CE. Note que o último supera o primeiro com ganho de tempo (*speed-up*) de 410 vezes. A Fig. 3.1 ilustra os histogramas obtidos com CE (esq.) e com SMC convencional

(dir.). Claramente, o histograma com SMC-CE revela amostragem com maior frequência na região em avaliação. Em estimativa de risco, não existe interesse em saber ou visualizar as consequências dos mapeamentos de distribuições “distorcidas”. Esse exemplo é meramente didático para ilustrar os conceitos básicos do método CE.

Tabela 3.2: Desempenho de SMC e SMC-CE Estimativa de Probabilidade.

	Amostras	Tempo (s)	$P (\times 10^{-5})$	$\beta_P (\%)$
SMC	143.721.395	16.401	6,9579	1,0000
SMC-CE	101.476	40	6,8431	1,0000

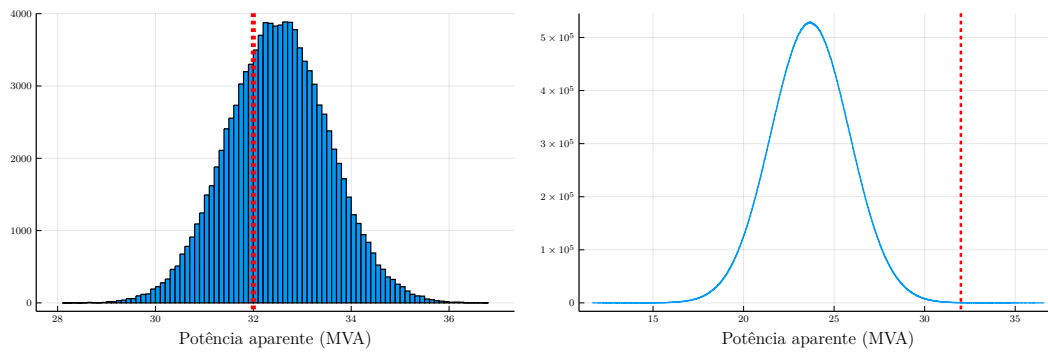


Figura 3.1: Histogramas de potência aparente S_{2-3} : SMC-CE (esq.) e SMC (dir.).

3.3

Metodologia proposta

Nessa seção, é proposto um método flexível e confiável para avaliação de risco (probabilidade e custo esperado) de penalidade, para um dado contrato de MUST. Para simplificar, a apresentação foca somente na penalidade por subcontratação (ultrapassagem). Pequenas alterações são necessárias para adaptar o procedimento para estimativa de riscos de sobrecontratação. Como o Operador Nacional do Sistema afere a ultrapassagem mensalmente, a metodologia avaliará a probabilidade e o custo por mês.

Conforme discutido, o MUST verificado é uma variável aleatória, que depende, dentre outros fatores, da demanda, geração e topologia. O método proposto utiliza a abordagem de fluxo de potência probabilístico descrita em [53], para converter a incerteza na injeção nodal (demanda e geração) e na topologia em risco no MUST. Além disso, os subprodutos da fase CE se tornam fatores relevantes no novo método. Parte da metodologia e resultados desse capítulo são apresentados em [94].

3.3.1

Incertezas de demanda e geração

Esse trabalho adota a metodologia proposta em [90], que gera cenários horários para demanda e geração, para o intervalo de tempo de interesse (e.g., um ano). Duas distribuições uniformes discretas (não correlacionadas) são criadas para cada mês $m \in \Omega_M$ avaliado:

- índice de hora no mês m : $\{f_H^m(\cdot; \mathbf{u}_H)\}$;
- índice de cenário: $\{f_\omega^m(\cdot; \mathbf{u}_\omega)\}$.

onde \mathbf{u}_H representa o vetor de probabilidade de cada índice de hora; \mathbf{u}_ω é o vetor de probabilidade de cada índice de cenário.

A amostragem de cada índice de hora e cenário facilmente se relaciona a um conjunto de valores de demanda e geração (vetor aleatório $\mathbf{Y}(h, \omega)$).

3.3.1.1

Razão de potência reativa/ativa

Do histórico horário de cada subestação (potência ativa e reativa), é possível calcular a razão média Q/P , para cada dia de semana e hora, totalizando 7×24 valores por nó. Assim, para um dado valor de potência ativa (considerando que se sabe o dia e a hora da semana) é possível estimar o valor correspondente de potência reativa através da razão média observada Q/P .

3.3.2

Contingências na rede elétrica

As entradas para caracterização da incerteza nos elementos de rede são a disponibilidade (A) e a indisponibilidade (U), calculadas pelas taxa de falha (λ) e reparo (μ) dos equipamentos pela eq. (2-11). A rede, para cada mês m , pode ser representada por um vetor aleatório de variáveis binárias \mathbf{B} , cujos elementos são: disponível (i.e., 1) ou indisponível (i.e., 0). Logo, por mês, existe um conjunto de distribuições de Bernoulli para caracterizar as contingências na rede $\{f_B^m(\cdot; \mathbf{u}_B)\}$, onde \mathbf{u}_B é o vetor de disponibilidade dos ramos.

Importante notar que somente a saída de alguns equipamentos de transmissão impacta o montante verificado. Assim, é recomendado selecionar os ramos mais importantes para formação de uma lista de contingências.

3.3.3

Formulação matemática

Para cada mês m , é possível amostrar um cenário ω e um índice de hora h para completar o vetor aleatório de injeções nodais $\mathbf{Y}(h, \omega)$. Além disso, deve-se amostrar também o estado dos ramos relacionados para formar \mathbf{B} . Assim, a expressão matemática de FPP na eq. (2-6) é reformulada por

$$\begin{aligned}\mathbf{Y}(h, \omega) &= g_Y(\mathbf{X}, \mathbf{B}) \\ \mathbf{Z} &= g_Z(\mathbf{X}, \mathbf{B}).\end{aligned}\tag{3-26}$$

Uma combinação (usualmente soma) de fluxos ativos em ramos (elementos de \mathbf{Z}) determinam o MUST, para o ponto de conexão j . A função de desempenho S_j traduz essa combinação. Logo, para um dado cenário ω , índice de hora h e vetor de estado de ramos \mathbf{B} , o valor do montante de uso (após o fluxo de potência) é $S_j(\mathbf{Y}(h, \omega), \mathbf{B})$.

3.3.4

Abordagem FPP-CE

Conforme discutido previamente, o FPP é uma técnica que mapeia as incertezas presentes nas variáveis de entrada em incertezas nas variáveis de saída via fluxo de potência. As entradas são:

- Cenários de potência ativa de demanda e geração, decompostos em duas diferentes distribuições uniformes discretas (não correlacionadas) de suporte finito, para cada mês avaliado:
 - índice de hora $\{f_H^m(\cdot; \mathbf{u}_H)\}$;
 - índice de cenário $\{f_\omega^m(\cdot; \mathbf{u}_\omega)\}$.

Assim, a amostragem de ambas as distribuições gera o par (h, ω) , que permite o algoritmo capturar o valor de demanda e geração, para cada nó registrado.

- Um conjunto de distribuições de Bernoulli, que caracterizam a disponibilidade dos ramos da lista de contingências $\{f_B^m(\cdot; \mathbf{u}_B)\}$.

A metodologia proposta é uma combinação de duas fases, ocorridas por mês: (i) método CE, e (ii) SMC com estimador por verossimilhança.

3.3.4.1

Fase de entropia cruzada

O método CE é um estágio de pré-simulação que irá tomar as distribuições originais como informação inicial para encontrar aquelas mais adequadas à SMC. Tal método requer a especificação de número de amostras N_{CE} (e.g., 5.000 amostras), parâmetro de raridade ρ (tipicamente entre 0.01 e 0.1) e parâmetro de suavização α [6, 53].

Essa fase fornece distribuições “distorcidas” de índice de horas $\{f_H(\cdot; \mathbf{v}_H)\}$, índice de cenários $\{f_\omega(\cdot; \mathbf{v}_\omega)\}$ e disponibilidade de ramos $\{f_B(\cdot; \mathbf{v}_B)\}$. Realizar amostragem destas distribuições leva a ocorrência mais frequente de eventos de ultrapassagem - reduzindo a raridade, então reduzindo o tempo computacional.

3.3.4.2

Fase de simulação Monte Carlo

Probabilidades e custos são amplamente estimados por Monte Carlo, como média de uma função de teste H , em N amostras de informações de entrada (neste caso (\mathbf{Y}, \mathbf{B})), i.e.,:

$$\hat{\mathbb{E}}_{\mathbf{u}} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N H(\mathbf{Y}, \mathbf{B}) \quad (3-27)$$

As funções de teste de probabilidade (H_P) e custo (H_C) são similares. Quando avaliando índices para um dado ponto de conexão, o MUST é calculado como $S_j(\mathbf{Y}, \mathbf{B})$, e a penalidade é devida quando está acima de 110% do valor de contrato. A região de penalidade é chamada de alvo, e o valor alvo é $\gamma = 1.1M_j$ (onde M_j é o valor de contrato para j). As funções de teste são

$$H_P(n) = \begin{cases} 1 & \text{se } S(\mathbf{Y}, \mathbf{B}) > \gamma \\ 0 & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (3-28)$$

e,

$$H_C(n) = \begin{cases} \{S(\mathbf{Y}, \mathbf{B}) - \gamma\} \times 3T_{j,t} & \text{se } S(\mathbf{Y}, \mathbf{B}) > \gamma \\ 0 & \text{caso contrário.} \end{cases} \quad (3-29)$$

A incerteza da estimação é representada pelo coeficiente de variação β (ver eq. (2-10)). Um valor preestabelecido de β (e.g., 1%) é utilizado como

critério de parada para a SMC, garantido a precisão dos resultados. Além disso, é especificado um valor máximo de amostras N_{MAX} .

Note que na metodologia proposta, a SMC utiliza distribuições “distorcidas” $\{f(\cdot; \mathbf{v})\}$, não as originais $\{f(\cdot; \mathbf{u})\}$. Assim, para remover qualquer tendência, o estimador por verossimilhança é definido por

$$\hat{\mathbb{E}}_{\mathbf{v}}[H] = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N H(\mathbf{Y}_i, \mathbf{B}_i) \mathbf{W}(\mathbf{Y}_i, \mathbf{B}_i; \mathbf{u}, \mathbf{v}), \quad (3-30)$$

onde a expressão $\mathbf{W}(\mathbf{Y}_i, \mathbf{B}_i; \mathbf{u}, \mathbf{v})$ é a função de verossimilhança calculada por

$$\mathbf{W}(\mathbf{Y}_i, \mathbf{B}_i; \mathbf{u}, \mathbf{v}) = \frac{f(\mathbf{Y}_i, \mathbf{B}_i; \mathbf{u})}{f(\mathbf{Y}_i, \mathbf{B}_i; \mathbf{v})}, \quad (3-31)$$

considerando distribuições originais e “distorcidas” como sendo da mesma família.

3.3.4.3

Algoritmo

Nessa subseção, é apresentado o algoritmo para estimativa de índices de probabilidade e custo para ocorrência de ultrapassagem, para ponto de conexão j e regime tarifário t , em um conjunto Ω_m de meses. Esse procedimento deve ser repetido para cada mês $m \in \Omega_m$.

Algoritmo 3.2 (Algoritmo CE para Avaliação de Risco de Ultrapassagem.)

Descrição:

1. Calcula o parâmetro de referência ótimo para CE $\mathbf{v} = \{\mathbf{v}_H, \mathbf{v}_\omega, \mathbf{v}_B\}$;
2. Estima probabilidade e custo por um estimador de verossimilhança.

Passo 1 Defina $\hat{\mathbf{v}}_0 = \{\mathbf{u}_h, \mathbf{u}_\omega, \mathbf{u}_B\}$, onde \mathbf{u} representa o vetor de parâmetro nominal. Faça $k = 1$ (contador de iterações).

Passo 2 Gere N_{CE} amostras de \mathbf{Y} e \mathbf{B} da família de distribuições, usando $\hat{\mathbf{v}}_{k-1}$. Somente casos com fluxo de potência convergente são considerados amostras de sucesso (casos não convergentes ou divergentes são descartados).

Passo 3 Avalie $S_j(\mathbf{Y}, \mathbf{B})$ e organize em ordem crescente. Avalie $\hat{\gamma}_k = S_j[(1 - \rho) \times N_{CE}]$. Se $\hat{\gamma}_k > \gamma$, então $\hat{\gamma}_k = \gamma$;

Passo 4 Use a mesma N_{CE} amostras para resolver o problema de otimização estocástica e definir o parâmetro atualizado $\hat{\mathbf{v}}_k$.

Passo 5 Se $\hat{\gamma}_k < \gamma$, retorne ao *Passo 2*; caso contrário, passe ao *Passo 6*.

Passo 6 Avalie a probabilidade \hat{P} e o custo \hat{C} através de SMC com estimador de verossimilhança, iniciando em $L = 0$ e calculado iterativamente (i.e., $L = L + 1$) os estimadores não tendenciosos

$$\hat{P} = \frac{1}{L} \sum_{i=1}^L H_{P, \{S(\mathbf{Y}_i, \mathbf{B}_i) > \gamma\}} \mathbf{W}(\mathbf{Y}_i, \mathbf{B}_i, \mathbf{u}, \hat{\mathbf{v}}_K) \quad (3-32)$$

$$\hat{C} = \frac{1}{L} \sum_{i=1}^L H_{C, \{S(\mathbf{Y}_i, \mathbf{B}_i) > \gamma\}} \mathbf{W}(\mathbf{Y}_i, \mathbf{B}_i, \mathbf{u}, \hat{\mathbf{v}}_K) \quad (3-33)$$

onde K é a iteração final da pré-simulação.

Passo 7 Calcule o coeficiente de variação na iteração L . Caso esteja abaixo do valor pré-especificado ou o número máximo de iterações tenha sido atingido, pare o algoritmo. Caso contrário, volte ao *Passo 6*. Na metodologia proposta, o coeficiente de variação é monitorado somente para o estimador da probabilidade.

3.4

Resultados de simulação

Nesta seção, os resultados de simulação são apresentados e discutidos, através de comparativos entre a SMC-CE proposta e SMC convencional para ilustrar as vantagens daquela em tempo computacional e subprodutos. Para tanto, são utilizados três sistemas: (i) RTS Convencional [97], (ii) RTS com inserção de uma usina eólica, aqui chamado de RTS Eólico, e (iii) um sistema de distribuição brasileiro real. Detalhes da adaptação da usina eólica ao sistema RTS são apresentados no Apêndice A.

Todas as simulações são realizadas em *Julia Language* [95], com *software* comercial para algoritmo de fluxo de potência [96]. A tolerância para o algoritmo de fluxo de potência é 0,001 pu, e o número máximo de iterações é 35. Todos os casos não convergentes ou divergentes são descartados, e representam menos do que 1%.

Para ambos SMC e SMC-CE, a simulação é parada quando o coeficiente de variação para o estimador da probabilidade é menor do que 1%.

Sistemas RTS e RTS Eólico

Nessa seção, o sistema IEEE RTS [97, 106] é utilizado. A área de 138 kV (azul) na Fig. 3.2 é considerada a distribuidora. A barra de referência (SW) é alterada da 13 para a 18, a fim de mantê-la mais distante dos pontos de conexão. Todos os ramos internos são considerados para a lista de contingências, com taxas de reparo conforme [97] e taxas de falha dez vezes maiores que em [97]. Isso é feito para aumentar o estresse elétrico da rede. O sistema RTS Eólico é apresentado no Apêndice A e, em resumo, considera a inserção de uma usina de 20 aerogeradores de 3,3 MW (totalizando 66 MW de pico) na barra 5, central ao sistema da distribuidora.

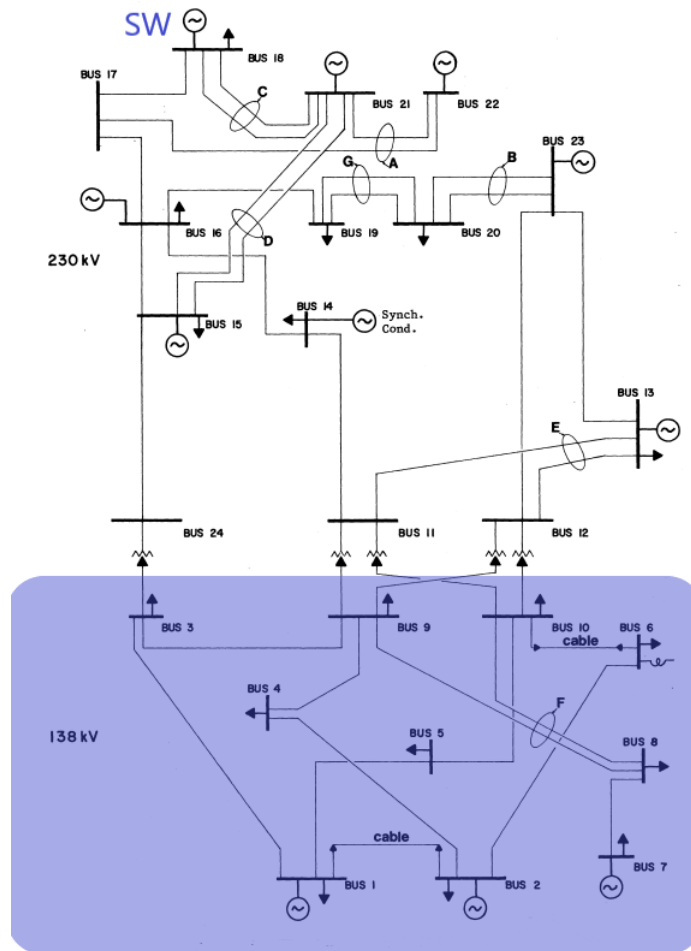


Figura 3.2: IEEE RTS: área azul representa a distribuidora.

Para efeito ilustrativo, apresentam-se apenas os resultados para fronteira caracterizada pela barra 10, com contrato de 220 MW. Apenas o risco do regime de ponta (considerado no intervalo de 18h às 21h, de dias da semana) é avaliado.

3.4.1.1

Configuração de simulação

Para todos os meses, os parâmetros da fase de CE são: $\alpha_h = 0,5$, $\alpha_\omega = 0,6$, $\alpha_B = 0,9$, $\rho = 0,05$, $N_{CE} = 10.000$, sendo permitidas até três iterações. O parâmetro de suavização (α) normalmente é utilizado com valores perto de 1 [6]. Porém, para as atualizações dos parâmetros de referência de índice de hora e cenários, empiricamente se percebeu que valores menores garantem maior estabilidade para o algoritmo.

3.4.1.2

Resultados

A Tabela 3.3 mostra as probabilidades de ultrapassagem, para todos os doze meses para o sistema RTS convencional. A comparação entre tempo computacional de SMC convencional e o proposto SMC-CE revela *speed-ups* de 2 até 18 vezes, com mesma precisão. Considerando a fase CE, que demandou no total 277 segundos, o *speed-up* da simulação completa é de 7,34; redução de 8,5 para 1,2 horas.

A redução do esforço computacional com SMC é devido ao aumento de amostragem da região de ultrapassagem. A Fig. 3.3 ilustra os cenários amostrados com a SMC convencional e SMC-CE. As linhas finas representam os cenários, mês a mês, por seus valores máximo, mínimo e quantis de 5%, 50% e 95%. Note que, com a SMC-CE, as amostras resultam em maior montante de uso. A tendência introduzida pela fase CE, e vista na Fig. 3.3, é removida dos estimadores de probabilidade e custo utilizando a função de verossimilhança de eq. (3-30).

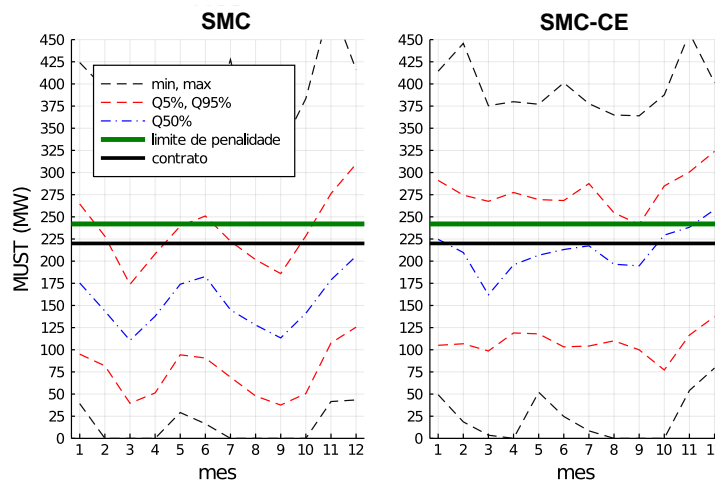


Figura 3.3: Resultados comparativos para SMC (esq.) e SMC-CE (dir.) para sistema RTS.

Tabela 3.3: Resultados Comparativos para Estimativa de Probabilidade e Custo de Ultrapassagem em Sistema RTS.

Mês	SMC			SMC-CE			Speed-up
	Amostras	Tempo (s)	Prob. Est. β (%)	Amostras	Tempo (s)	Prob. Est. β (%)	
1	70.000	71	0,1266	32.000	27	0,1258	2,60
2	385.000	320	0,0255	118.000	100	0,0257	3,21
3	10.495.000	9.602	0,0010	663.000	538	0,0010	17,85
4	15.26.000	1.238	0,0065	593.000	470	0,0064	2,63
5	216.000	173	0,0446	72.000	53	0,0444	3,24
6	127.000	118	0,0734	66.000	53	0,0727	2,24
7	433.000	352	0,0227	52.000	42	0,0226	8,32
8	2.490.000	2.017	0,0040	700.000	532	0,0039	3,79
9	17.644.000	16.302	0,0006	2.554.000	1966	0,0006	8,29
10	322.000	289	0,0303	60.000	45	0,0298	6,47
11	45.000	41	0,1841	18.000	14	0,1860	3,04
12	19.000	17	0,3499	8.000	6	0,3434	2,89

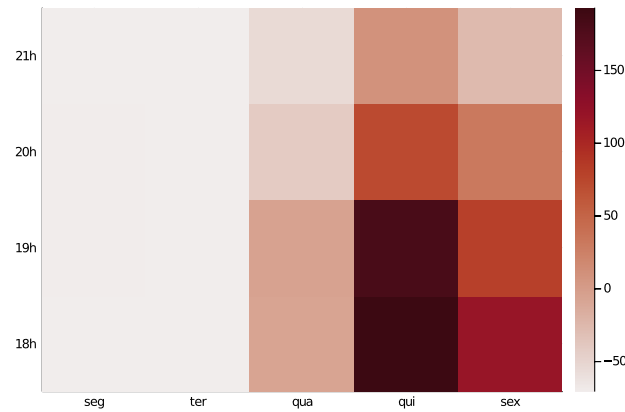


Figura 3.4: Variação média de probabilidade de ocorrência de hora do dia por dia da semana (em por cento) para sistema RTS.

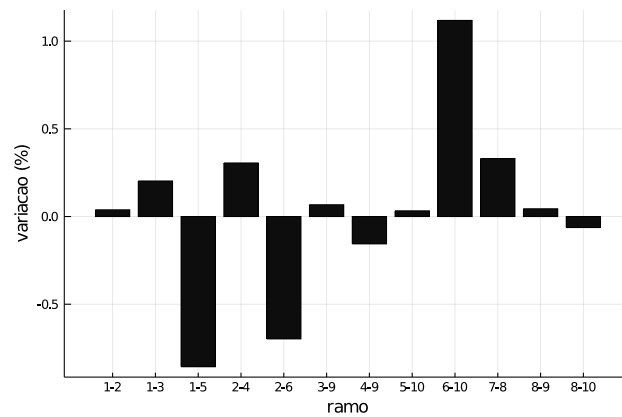


Figura 3.5: Variação média de probabilidade de disponibilidade de ramo da lista de contingências (em por cento) para sistema RTS.

Os benefícios do método SMC-CE não se resumem ao tempo computacional. A Fig. 3.4 ilustra um mapa de calor para a variação média da probabilidade de ocorrência de cada hora e dia da semana (considerando o ano inteiro). Por exemplo, Quinta/18h tem sua probabilidade de ocorrência aumentada em 193%, em média, após a fase CE. As regiões mais escuras (maior variação) estão na Quinta, às 18h e 19h. Segundas e terças-feiras aparecem como os dias menos críticos para ocorrência de ultrapassagem.

A Fig. 3.5 mostra a variação média da “distorção” da disponibilidade das linhas de transmissão mais e menos “distorcidas”. Nenhuma apresentou variação significativa. Importante ressaltar que o estudo considera apenas a ocorrência de um evento (penalidade por ultrapassagem) em um ponto de conexão (fronteira 10) e regime tarifário (ponta). Nesse contexto, contingências influenciam menos do que as injeções de potência. Porém, como será apresentado em exemplos seguintes, condições de rede influenciam diretamente a importação do montante de uso.

Resultados para RTS Eólico Avalia-se a mesma configuração de simulação, agora com a existência de uma usina eólica no sistema elétrico. Esse tipo de geração, de característica intermitente, possui papel cada vez mais importante na matriz energética mundial, inclusive no Brasil [108]. Assim, é pertinente avaliar impactos ocasionados pela sua inserção na região elétrica da distribuidora, em especial os efeitos na importação de potência ativa nos pontos de conexão. Para esse estudo, um parque formado por 20 aerogeradores de 3,3 MW (totalizando 66 MW de pico) é adicionado na barra 5 do sistema RTS (central à rede elétrica da distribuidora). Os detalhes da elaboração desse sistema elétrico estão no Apêndice A.

A Tabela 3.4 ilustra as probabilidades de ultrapassagem, para todos os doze meses para o sistema RTS Eólico. A comparação entre tempo computacional de SMC convencional e o proposto SMC-CE mostra novamente redução de tempo, com manutenção de precisão. Percebe-se, como esperado pelo aumento de capacidade de geração interna, que a ocorrência de penalidade fica menos provável, com redução entre 2% (março) e 42% (outubro).

3.4.2

Sistema de Distribuição Real

Nesta seção, é utilizado um caso real de distribuidora brasileira para a avaliação da metodologia proposta. Cenários de demanda e geração são construídos conforme [90], utilizando dados reais. Os ramos considerados para a lista de contingências são os mais críticos, baseado na experiência dos engenheiros da distribuidora.

Por simplicidade, serão mostrados apenas os resultados para um ponto de conexão e intervalo de doze meses. O caso selecionado tem as seguintes características:

- Sistema completo: 6.540 barras, 9.529 ramos.
- Distribuidora: 158 barras; 193 ramos.
- Lista de contingência: 20 ramos, com disponibilidade 0,99.
- Número de cenários de demanda e geração: 200.
- Regime tarifário: segunda-feira à sexta-feira, exceto de 18 às 21h.
- Número total de horas consideradas no regime tarifário: 5.520. Elas são distribuídas em doze (uma por mês) distribuições discretas uniformes, com aproximadamente 460 índices cada.
- Contrato de MUST: 110 MW, com tarifa de R\$ 3.789.

Tabela 3.4: Resultados Comparativos para Estimativa de Probabilidade e Custo de Ultrapassagem em Sistema RTS Eólico.

Mês	SMC			SMC-CE			Speed-up		
	Amostras	Tempo (s)	Prob. Est. β (%)	Amostras	Tempo (s)	Prob. Est. β (%)			
1	113.000	111	0,0821	0,996	51.000	40	0,0817	0,999	2,80
2	538.000	424	0,0183	0,999	115.000	89	0,0184	0,997	4,75
3	10.753.000	9.377	0,0009	0,999	292.000	226	0,0009	0,999	41,41
4	1.954.000	1.812	0,0051	0,999	703.000	551	0,0051	0,998	3,29
5	325.000	297	0,0300	0,999	108.000	88	0,0299	0,999	3,37
6	158.000	142	0,0600	0,998	105.000	83	0,0595	0,994	1,71
7	523.000	481	0,0189	0,999	63.000	49	0,0187	0,990	9,74
8	3.123.000	3.180	0,0032	0,999	1.328.000	1.117	0,0032	0,999	2,85
9	18.675.000	25.872	0,0005	0,999	1.059.000	1.016	0,0005	0,999	25,45
10	561.000	844	0,0176	0,999	95.000	90	0,0177	0,994	9,40
11	59.000	96	0,1457	0,999	24.000	24	0,1429	0,980	4,02
12	23.000	34	0,3072	0,992	10.000	9	0,3027	0,985	3,62

Caso os cenários de injeção e contingências sejam considerados apenas na região elétrica de escopo da distribuidora, equivalentes estáticos e flexíveis da área externa podem reduzir significativamente o tempo de simulação [12]. Nessa parte do trabalho, contudo, utiliza-se a representação elétrica completa do sistema para o fluxo de potência. Mais detalhes sobre equivalentes são apresentados no Capítulo 4 e no Apêndice B.

3.4.2.1

Configuração de simulação

Para todos os meses, os parâmetros da fase de CE são: $\alpha_h = 0,3$, $\alpha_\omega = 0,2$, $\alpha_B = 0,99$, $\rho = 0,05$, $N_{CE} = 5.000$, sendo permitas até três iterações.

3.4.2.2

Resultados

A Tabela 3.5 mostra as probabilidades e custos estimados de ultrapassagem, para todos os doze meses. A comparação entre tempo computacional de SMC convencional e o proposto SMC-CE revela *speed-ups* de 10 até 276 vezes. Considerando a fase CE, que levou 2,4 horas, o *speed-up* total é de 26,6; redução de 259,32 para 9,75 horas.

A Fig. 3.6 ilustra os cenários amostrados com a SMC convencional e SMC-CE. As linhas finas representam os cenários, mês a mês, por seus valores máximo, mínimo e quantis de 5%, 50% e 95%. É fácil perceber que, com a SMC-CE, as amostras resultam em maior montante de uso, e inclusive a mediana dos cenários está acima do limite em alguns meses.

A Fig. 3.7 ilustra o mapa de calor para a variação média da probabilidade de ocorrência de cada hora e dia da semana (considerando o ano inteiro). O instante mais crítico, Quarta/13h, tem sua probabilidade de ocorrência aumentada em 105%, em média, após a fase CE. As regiões mais escuras (maior variação) são de 13h às 15h e 17h. Estratégias operacionais, como garantir despacho de novas unidades de geração em tais horas, podem ser benéficas para redução de ocorrência de ultrapassagem. Quarta-feira aparece como o dia mais crítico, segunda-feira como o menos.

A Tabela 3.6 mostra a variação média da disponibilidade das linhas de transmissão mais e menos “distorcidas”. O ramo 20 da lista possui disponibilidade mais distorcida (reduzida em 56%, em média). Essa linha é mais crítica em Junho, quando a probabilidade de estar disponível reduz de 0,99 para 0,008. Ela está eletricamente próxima ao ponto de conexão, e pode ser vista como uma possível candidata para reforço, a fim de reduzir o risco de penalidade nessa

Tabela 3.5: Resultados Comparativos para Estimativa de Probabilidade e Custo de Ultrapassagem em Sistema Real.

Mês	SMC					SMC-CE					Speed-up
	Amostras	Tempo (s)	Prob. Est.	β (%)	Custo Est. (R\$)	Amostras	Tempo (s)	Prob. Est.	β (%)	Custo Est. (R\$)	
1	952.000	77.758	0,01049	1,0000	2.823	67.000	3.661	0,01047	0,9976	2.954	21,2
2	876.000	59.838	0,01140	1,0000	3.222	76.000	3.930	0,01094	0,9995	3.230	15,2
3	842.000	58.530	0,01185	1,0000	3.389	115.000	5.742	0,01185	0,9996	3.487	10,2
4	935.000	64.681	0,01068	1,0000	2.714	64.000	3.223	0,01014	0,9966	2.704	20,1
5	1.427.000	96.156	0,00703	1,0000	1.273	8.000	415	0,00737	0,9970	1.442	231,7
6	1.647.000	109.377	0,00609	1,0000	878	8.000	430	0,00625	0,9664	980	254,1
7	1.499.000	100.574	0,00669	1,0000	1.247	7.000	365	0,00681	0,9804	1.358	275,7
8	1.401.000	94.359	0,00715	1,0000	1.501	8.000	418	0,00747	0,9647	1.609	225,6
9	1.062.000	73.671	0,00942	1,0000	2.190	41.000	2.066	0,00950	0,9848	2.260	35,7
10	994.000	67.314	0,01005	1,0000	2.349	5.000	253	0,00957	0,9108	2.439	266,2
11	959.000	65.850	0,01042	1,0000	2.682	61.000	3.047	0,01036	0,9969	2.802	21,6
12	970.000	65.455	0,01030	1,0000	2.682	59.000	2.911	0,01011	0,9899	2.781	22,5

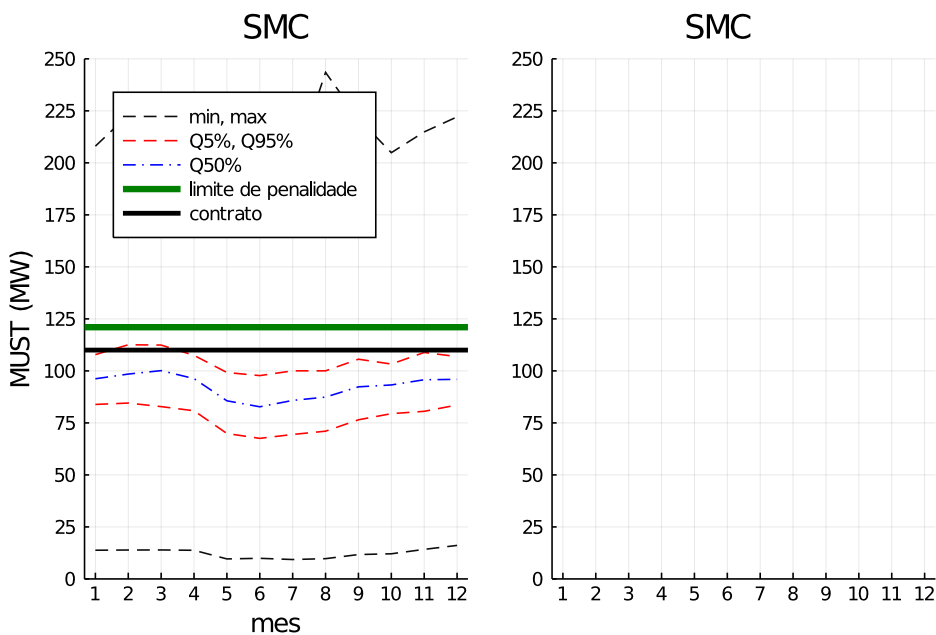


Figura 3.6: Resultados comparativos para SMC (esq.) e SMC-CE (dir.) para Sistema Real.

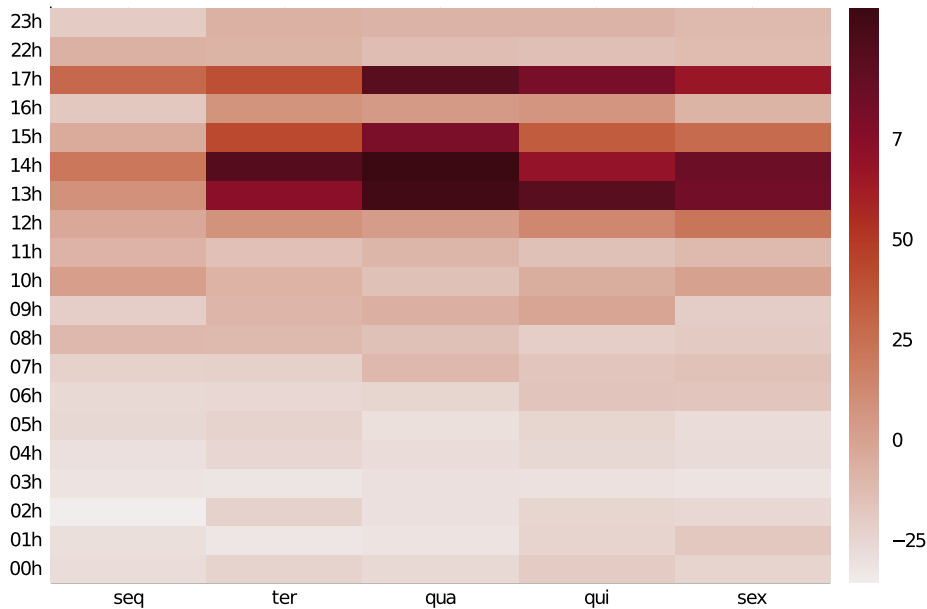


Figura 3.7: Variação média de probabilidade de ocorrência de hora do dia por dia da semana (em por cento).

fronteira específica. Contingências em outras linhas tiveram pequeno impacto na importação de potência.

Tabela 3.6: Os Três Ramos Mais e Menos “Distorcidos” em Sistema Real.

Mais		Menos	
Ramo	Variação Média (%)	Ramo	Variação Média (%)
20	-55.9649	7	0.0138
17	1.0100	4	-0.0184
1	1.0100	13	-0.0222

3.5

Comentários finais

No Brasil, as companhias de distribuição precisam especificar o MUST anualmente. Como esse montante é na realidade uma variável aleatória, existem riscos associados de ocorrência de penalidade de sub/sobrecontratação. Ser capaz de estimar tais riscos é fator chave, pois eles impactam diretamente o fluxo de caixa da empresa.

Nesse capítulo, uma abordagem baseada em FPP é apresentada com aplicação de SMC e CE. O propósito é estimar riscos de violação em contratos de MUST, do ponto de vista de uma distribuidora. A metodologia considera incerteza na demanda, geração e topologia internas.

Resultados para sistemas acadêmico e de distribuição real mostram que o método proposto é consideravelmente mais rápido que SMC convencional, com precisão similar. Além disso, o SMC-CE também fornece subprodutos relevantes: os dias/horas da semana e equipamentos de transmissão mais críticos para ocorrência de penalidade. Assim, é possível aos engenheiros adotarem contratos mais aderentes a suas realidades e criarem planos de mitigação de riscos. Foi também discutida a possibilidade de inserção de uma estação de geração eólica ao sistema IEEE RTS, o que reduz os riscos de penalidades.

4

Otimização de Contrato com Entropia Cruzada

4.1

Introdução

A contratação do MUST é um processo de decisão sob incerteza com impactos em diferentes níveis. Localmente, afeta o fluxo de caixa da distribuidora, e um valor inadequado pode resultar em penalidades por ineficiência. Além disso, o MUST possui papel relevante no planejamento da operação e expansão da transmissão [85]. Por essa razão, existem incentivos econômicos para a distribuidora chegar a valores de montante de uso o mais aderente possível à máxima demanda futura.

Os valores de contrato devem ser coerentes com as projeções futuras e com o perfil de aversão ao risco da companhia. Esse objetivo pode ser atingido através de uma formulação de otimização estocástica, utilizando a técnica de FPP para criar cenários de importação, em cada ponto de conexão.

Os contratos de MUST possuem grande relevância na definição das estratégias operacionais e financeiras da distribuidora. Além disso, impactam (e são impactados) por diferentes fatores. Por exemplo, planos de expansão ou reforço da rede elétrica influenciam a importação de potência. Assim, permitir o diálogo da contratação de mínimo custo com outros aspectos operacionais relevantes pode aumentar a produtividade da empresa. Realizar essa proposta é viável utilizando a flexibilidade do método CE para otimização. Simulações com IEEE RTS [97] e de uma distribuidora real mostram que é possível reduzir os custos totais de contrato, com uma combinação ótima de reforços na rede interna da companhia.

Nesse capítulo, a Seção 4.2 apresenta o método CE para otimização. Seção 4.3 discute um modelo simples de contratação ótima estocástica para o MUST. Um modelo mais sofisticado de contratação extensível é apresentada na Seção 4.4. Novamente, são considerados sistemas acadêmico e real. A utilização de equivalentes estáticos flexíveis para representação da região externa à distribuidora é discutida durante a apresentação de resultados e mais detalhes da elaboração dos sistemas reduzidos estão no Apêndice B. Comentários finais estão na Seção 4.5.

4.2

Entropia cruzada para otimização

O método da entropia cruzada para otimização é uma adaptação do algoritmo de estimativa de eventos raros. A ideia principal é combinar ambos no problema estocástico associado (*associated stochastic problem* - ASP) [98]. O CE para otimização é um tipo de método de busca estocástica, como recozimento simulado e algoritmos genéticos [99], e garante um processo de busca global [59].

Trata-se de um método rápido para encontrar a solução ótima de problemas de otimização combinatória e contínua não convexa, com domínio de restrição convexa [59]. O método CE é aplicado para resolução de otimização contínua multi-extrema, incluindo problemas com restrições não lineares [59, 98] e também multi-objetivos [100–104]. Para problemas discretos, [99] provou que quando o parâmetro de suavização (α) é constante e suficientemente pequeno, a solução ótima é encontrada eventualmente com probabilidade 1. O *trade-off* é a convergência mais lenta, quando se utiliza valores pequenos de α [99].

Essa seção fornece os elementos principais do CE para otimização na Seção 4.2.1. Referências [6, 59] endereçam maiores detalhes. Essa apresentação é baseada principalmente em [6]. Um exemplo ilustrativo é discutido na Seção 4.2.2.

4.2.1

O algoritmo de entropia cruzada para otimização

Seja $S(x)$ uma função de desempenho de todos os estados $\mathbf{x} \in \mathcal{X}$. Suponha o objetivo de encontrar seu máximo γ^* , então

$$\gamma^* = \max_{\mathbf{x} \in \mathcal{X}} S(\mathbf{x}). \quad (4-1)$$

O problema determinístico na eq. (4-1) é associado ao de estimação

$$l(\gamma) = \mathbb{P}_{\mathbf{u}}[S(\mathbf{X}) \geq \gamma] = \mathbb{E}_{\mathbf{u}} I_{\{S(\mathbf{X}) \geq \gamma\}}, \quad (4-2)$$

chamado problema estocástico associado (*associated stochastic problem* - ASP). O nível γ é um parâmetro conhecido ou não e $X \sim \{f(\cdot; \mathbf{u})\}$, $\mathbf{u} \in \mathcal{V}$. Para algum γ perto de γ^* , o evento é raro e a estimação é não trivial. O método CE é usado para realizar mudanças adaptativas na distribuição de probabilidade, criando sequências de $(\gamma_t; \{f(\cdot; \mathbf{v}_t)\})$ que estão na direção do nível ótimo γ^* . O procedimento geral é:

1. **Atualização de γ_t :** para \mathbf{v}_{t-1} fixo, seja γ_t o $(1 - \rho)$ -quantil de $S(\mathbf{X})$ sob \mathbf{v}_{t-1} . O estimador para γ_t é

$$\hat{\gamma}_t = S_{\lceil (1-\rho)N \rceil}. \quad (4-3)$$

2. **Atualização de \mathbf{v}_t :** para \mathbf{v}_{t-1} e γ_t fixos, derive \mathbf{v}_t da solução de

$$\max_{\mathbf{v}} \mathbb{E}_{\mathbf{v}_{t-1}} I_{\{S(\mathbf{X}) \geq \hat{\gamma}_t\}} \ln(f(\mathbf{X}; \mathbf{v})). \quad (4-4)$$

Note que eq. (4-4) não contém a função de verossimilhança (W), que aparece na eq. (3-20). O motivo é que em estimativa de evento raro, o parâmetro \mathbf{u} é nominal na modelagem das incertezas do problema. Para o ASP, referência \mathbf{u} é uma escolha arbitrária.

Para procedimentos de otimização, o parâmetro de suavização α possui papel fundamental: (i) suaviza valores de $\hat{\mathbf{v}}_t$; (ii) reduz a probabilidade de que algum componente de $\hat{\mathbf{v}}_t$ seja zero ou um nas primeiras iterações. Referência [99] discute que adotar valores pequenos de α para problemas discretos leva a *trade-off* entre convergências rápida e para o ótimo.

Algoritmo 4.1 (Algoritmo Principal CE para Otimização [6].)

Descrição: Calcula o parâmetro de referência ótimo para CE \mathbf{v} e o nível ótimo γ^* , que resolvem o problema $\gamma^* = \max_{\mathbf{x} \in \mathcal{X}} S(\mathbf{x})$, $x \sim \{f(\cdot; \mathbf{v})\}$.

Passo 1 Escolha algum \mathbf{u} e defina $\hat{\mathbf{v}}_0 = \mathbf{u}$. Faça o contador de iterações $t = 1$.

Passo 2 Gera uma amostra $\mathbf{X}_1, \dots, \mathbf{X}_N$ da distribuição $f(\cdot; \mathbf{v}_{t-1})$. Calcule a função de desempenho $S(\mathbf{X})$, organize em ordem crescente e calcule o $(1 - \rho)$ -quantil.

Passo 3 Usa a mesma amostra para calcular $\hat{\mathbf{v}}_t$ da eq. (4-4), e aplique o processo de suavização.

Passo 4 Verifique algum critério de parada. Por exemplo, se para algum $t \geq d$,

$$\hat{\gamma}_t = \hat{\gamma}_{t-1} = \dots = \hat{\gamma}_{t-d},$$

então pare; caso contrário, faça $t = t + 1$ e reitere desde o *Passo 2*.

4.2.2

Exemplo ilustrativo

Considere um processo de contratação de MUST para um dado ponto de conexão. Existem quatro cenários estimados para o montante de uso verificado. Eles e suas probabilidades associadas estão na Tabela 4.1. Nesse exemplo, é considerado somente a penalidade por ultrapassagem. A tarifa é $T = 100$ R\$/MW. O objetivo é encontrar o valor de contrato (M), que minimize o custo esperado

$$\begin{aligned} \min_M \quad & \sum_{s=1}^4 p_s \times c_s \\ \text{s.t.} \quad & c_s = M \times T + \max\{0, P_s - M\} \times T + \max\{0, P_s - 1.1M\} \times 3T. \end{aligned}$$

Tabela 4.1: Cenários para MUST Verificado.

s	1	2	3	4
MUST (P_s)	100	110	120	130
Probabilidade (p_s)	0,2	0,4	0,3	0,1

Uma discretização simples de possíveis valores de contrato, entre 90 MW e 140 MW, permite encontrar os valores ótimos $M = 110$ MW e $c^* = 11770.0$ R\$. A Fig. 4.1 ilustra os valores esperados para cada contrato no intervalo.

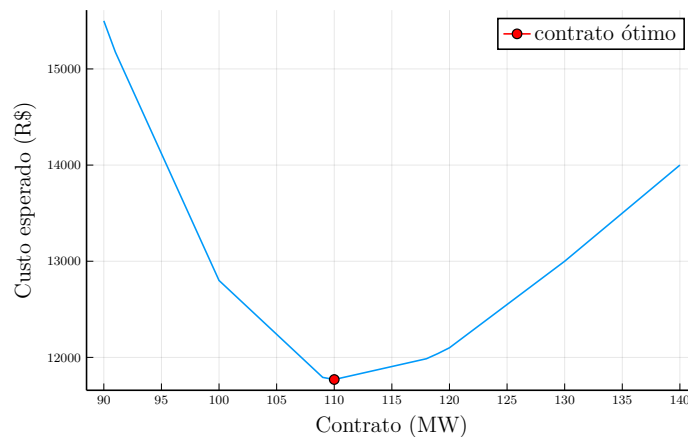


Figura 4.1: Valor esperado para diferentes contratos.

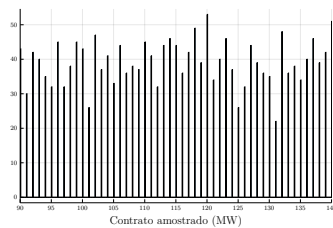
Apesar de ser um problema simples e didático, o método CE também é aplicado. Inicialmente, é considerada uma distribuição uniforme discreta

para os valores de contrato, no mesmo intervalo: 90 MW até 140 MW, e passos de discretização de 1 MW. Assim, cada impulso possui probabilidade de ocorrência de 0,01961. Os parâmetros são $N_{CE} = 2.000$, $\rho = 0,01$ e $\alpha = 0,7$.

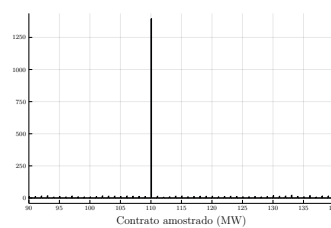
A Tabela 4.2 apresenta o processo de evolução da otimização, por iteração. Ela mostra o mínimo estimado e o valor de probabilidade para contrato de 110 MW, que sabidamente é o ótimo. O algoritmo converge rapidamente para o mínimo, e para quando a probabilidade de ocorrência de um valor de contrato atingir, ao menos, 0,999. A convergência leva 0,045 s e seis iterações. As Figs. 4.2 e 4.3 mostram os valores amostrados de contrato e da função de desempenho, por iteração, respectivamente.

Tabela 4.2: Evolução da Otimização por CE.

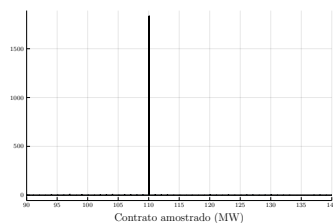
Iteração	γ_t	Min	\mathbb{P}_{110}
0	-	-	0,0196
1	11770,0	11770,0	0,7059
2	11770,0	11770,0	0,9117
3	11770,0	11770,0	0,9735
4	11770,0	11770,0	0,9921
5	11770,0	11770,0	0,9976
6	11770,0	11770,0	0,9992



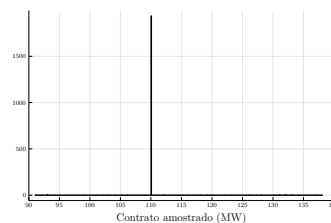
4.2(a): $t = 1$



4.2(b): $t = 2$



4.2(c): $t = 3$



4.2(d): $t = 4$

Figura 4.2: Evolução dos valores de contrato amostrados, por iteração.

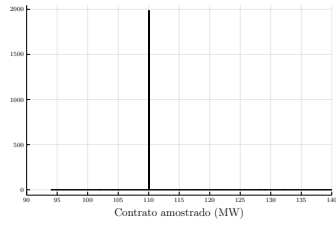
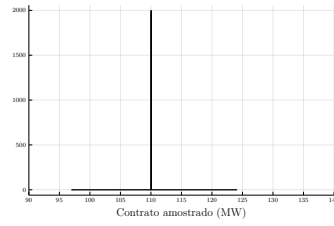
4.3(a): $t = 5$ 4.3(b): $t = 6$

Figura 4.2: Evolução dos valores de contrato amostrados, por iteração. (continuação)

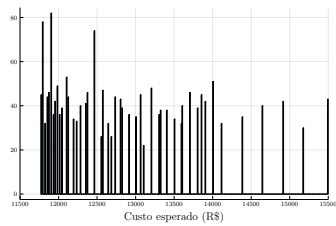
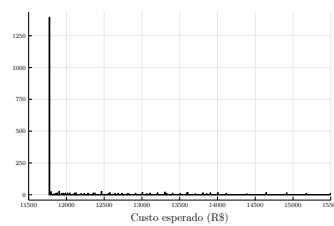
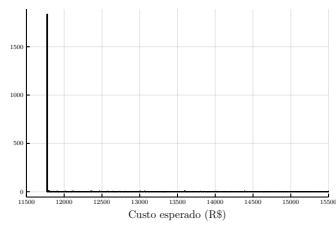
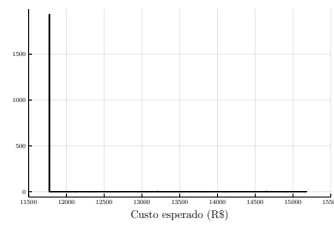
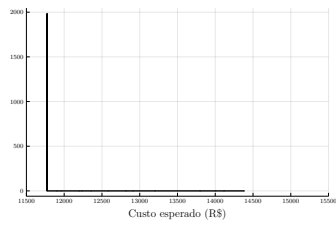
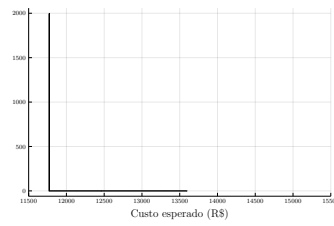
4.3(c): $t = 1$ 4.3(d): $t = 2$ 4.3(e): $t = 3$ 4.3(f): $t = 4$ 4.3(g): $t = 5$ 4.3(h): $t = 6$

Figura 4.3: Evolução da função de desempenho, por iteração.

4.3

Modelo simplificado de otimização estocástica

Nessa seção, é apresentado um processo de contratação ótima similar a [11,85]. Primeiro, uma fase de FPP gera cenários de importação de cada ponto de conexão. Depois, o método CE resolve um problema de otimização linear, que minimiza uma combinação convexa dos valores esperado e condicional em risco (*conditional value at risk* - CVaR) [105] do custo. Contudo, esse modelo

é utilizado apenas como passo de validação da aplicação do método CE, e também para introduzir a metodologia de contratação extensível da Seção 4.4.

Todas as incertezas nodais e de rede seguem a abordagem discutida nas Seções 3.3.1 e 3.3.2. Além disso, a fase de FPP é similar ao descrito em 3.3.4:

1. Gere amostras de injeção nodal e de rede;
2. Calcule o fluxo de potência e verifique a convergência;
3. Caso convergido, capture e salve os valores de importação em cada ponto de conexão; Caso contrário, descarte o caso.

Esses passos são repetidos por um número fixo de cenários. O resultado é um conjunto de valores de importação, para cada ponto de conexão e regime tarifário.

4.3.1

Modelo de otimização estocástica

Esse problema de otimização estocástica minimiza uma combinação convexa do valor esperado e do CVaR do custo total anual, por ponto de conexão e regime tarifário. Ele considera o conjunto de cenários $s \in \Omega_S$ de importação, gerado pela fase de FPP. O perfil de aversão a risco é configurado pelos seguintes parâmetros:

- $\lambda \in [0,1]$: define o peso do CVaR na função objetivo;
- $q \in [0,1]$: CVaR_q define os $q\%$ piores casos de custo total.

Assim, para todos os pontos de conexão $j \in \Omega_J$ e regimes tarifários $t \in \Omega_T$, o modelo de otimização é

$$\min_{M_{j,t}} \lambda \text{CVaR}_q[c_{j,t}^T(s)] + (1 - \lambda) \mathbb{E}[c_{j,t}^T(s)] \quad (4-5)$$

sujeito a

$$c_{j,t}^T(s) = c_{j,t}^{PS}(s) + \sum_{m \in \Omega_M} c_{j,m,t}^F + c_{j,m,t}^{MI}(s) + c_{j,m,t}^{PU}(s), \quad \forall s \in \Omega_S \quad (4-6)$$

$$c_{j,m,t}^F = M_{j,t} \times T_{j,t}, \quad \forall s \in \Omega_S, m \in \Omega_M \quad (4-7)$$

$$c_{j,m,t}^{MI}(s) = \max(0, P_{j,m,t}(s) - M_{j,t}) \times T_{j,t}, \quad \forall s \in \Omega_S, m \in \Omega_M \quad (4-8)$$

$$c_{j,m,t}^{PU}(s) = \max(0, P_{j,m,t}(s) - 1.1M_{j,t}) \times 3T_{j,t}, \quad \forall s \in \Omega_S, m \in \Omega_M \quad (4-9)$$

$$c_{j,t}^{PS}(s) = \max(0, 0.9M_{j,t} - P_{j,t}^{\max}(s)) \times 12T_{j,t}, \quad \forall s \in \Omega_S. \quad (4-10)$$

A eq. (4-5) representa a combinação convexa entre o CVaR e o valor esperado do custo total de contrato, calculado pela eq. (4-6). As eqs. (4-7), (4-8) e (4-9) representam, respectivamente, os custos fixo mensal, de máxima importação e penalidade de ultrapassagem, como apresentado nas eqs. (2-1), (2-2) e (2-4). A eq. (4-10) define a penalidade de sobrecontratação, apurada anualmente, conforme eq. (2-3).

Ao aplicar o método CE para resolução desse problema, é necessário escolher distribuições de probabilidade que irão reger as variáveis de decisão (os valores de contrato). Assim, para cada contrato $M_{j,t}$ é adotada inicialmente uma distribuição uniforme discreta, no intervalo $[R_1, R_2]$ e passo Δ . A função de desempenho é

$$S_{j,t}(M_{j,t}) = \lambda \text{CVaR}_q[c_{j,t}^T(s)] + (1 - \lambda) \mathbb{E}[c_{j,t}^T(s)], \quad (4-11)$$

calculada para todos os cenários $s \in \Omega_S$.

Algoritmo 4.2 (Algoritmo CE para Contratação Ótima Estocástica.)

Descrição: Calcula o contrato ótimo para eq. (4-5).

Passo 1 Defina $\mathbf{u}_{j,t} = U(R_1, R_2; \Delta)$ e faça $\{\hat{\mathbf{v}}_0\} = \{\mathbf{u}\}_{j,t}$. Faça o contador de iterações $k = 1$.

Passo 2 Gere uma amostra de valores de contrato $\{\mathbf{X}_1, \dots, \mathbf{X}_N\}_{j,t}$ da distribuição $f(\cdot; \mathbf{v}_{t-1})$. Calcule as funções de desempenho $S_{j,t}$, organize em valores decrescentes e calcule seus $(1 - \rho)$ -quantis.

Passo 3 Use a mesma amostra para calcular $\{\hat{\mathbf{v}}_k\}$ da eq. (4-4), e aplique o processo de suavização.

Passo 4 Caso, para algum $k \geq d$, para todos $\{j, t\}$:

$$\{\hat{\gamma}_k\}_{j,t} = \{\hat{\gamma}_{k-1}\}_{j,t} = \dots = \{\hat{\gamma}_{k-d}\}_{j,t},$$

então, pare; caso contrário, faça $k = k + 1$ e reitere desde o *Passo 2*.

4.3.2

Resultados de simulação

A simulação de contratação ótima é novamente avaliada em sistemas acadêmico e real de grande porte. Os mesmo descritos na Seção 3.4 são aqui

utilizados. Em adição, discutimos a utilização de equivalentes estáticos flexíveis para representação da rede externa à distribuidora, no caso do sistema real. Mais detalhes sobre a redução são descritos no Apêndice B.

4.3.2.1

Sistemas RTS e RTS Eólico

Inicia-se a apresentação com o sistema IEEE RTS [97, 106] convencional e, em seguida, ilustram-se os impactos no contrato ótimo devido a existência de uma usina eólica, como descrito na Seção 3.4 e no Apêndice A.

Os pontos de conexão e suas tarifas são:

- CON. 3: ramo 24 – 3;
 - fora de ponta: R\$ 12.948;
 - ponta: R\$ 13.344.
- CON. 9: ramos 11 – 9 e 12 – 9;
 - fora de ponta: R\$ 8.940;
 - ponta: R\$ 9.396.
- CON. 10: ramos 11 – 10 e 12 – 10.
 - fora de ponta: R\$ 15.768;
 - ponta: R\$ 15.549.

O regime de ponta é considerado no intervalo de 18h às 21h, de dias da semana. Para simplificação, finais de semana não são considerados para o regime de fora de ponta.

Configuração de simulação Novamente, todas as simulações são realizadas em *Julia Language* [95], com *software* comercial para o algoritmo de fluxo de potência [96]. A fase de FPP gera 10.000 cenários. A tolerância do fluxo de potência é 0,001 pu, e o número máximo de iterações é 35. Todos os casos são de fluxo convergente.

Os parâmetros para o CE são: $\alpha = 0,1$, $\rho = 0,01$, $N_{CE} = 1.000$, e são permitidas até 50 iterações. O algoritmo é considerado convergido quando todos $\{\hat{\gamma}_k\}_{j,t}$ possuem pequenas variações (menor do que 0,001%) por cinco iterações.

Para todos os pontos de conexão, os parâmetros de aversão ao risco são $\lambda = 0,5$ e $q = 0,95$. O intervalo de busca para o contrato é de 10 MW até 500 MW, com passo de 0,1 MW. Isso significa 4.901 impulsos, com probabilidade 0,0002.

Programação linear (PL), com *solver* Cbc¹, e um processo discreto [10] também são utilizados para validar o método CE.

Resultados A Tabela 4.3 exibe os resultados de contratação ótima, por ponto de conexão e regime tarifário, para todos os métodos de otimização. Todos fornecem resultados similares. Os processos totais decorreram em: 7,5550s para o CE; 0,7480s para a Discreta; e 36,6020s para a PL.

Tabela 4.3: Resultados de Contratação Ótima com RTS.

			CE	Discreta	PL
CON. 3	Fora de ponta	M (MW)	119,5	119,5	118,2392
		Obj ($\times 10^7$ R\$)	2,2630	2,2631	2,2708
	Ponta	M (MW)	132,6	132,6	132,7884
		Obj ($\times 10^7$ R\$)	2,4102	2,4102	2,4149
CON. 9	Fora de ponta	M (MW)	110,3	110,4	108,7939
		Obj ($\times 10^7$ R\$)	1,5193	1,5193	1,5262
	Ponta	M (MW)	131,8	131,8	130,4288
		Obj ($\times 10^7$ R\$)	1,7483	1,7483	1,7558
CON. 10	Fora de ponta	M (MW)	156,5	156,5	156,45130
		Obj ($\times 10^7$ R\$)	3,7535	3,7535	3,7762
	Ponta	M (MW)	184,9	185,4	187,0721
		Obj ($\times 10^7$ R\$)	4,0051	4,0048	4,0207

Como exemplo, a Fig. 4.4 mostra os valores de cenários para a CON. 3, fora de ponta, e a curva da função de desempenho, obtida pelo método de discretização.

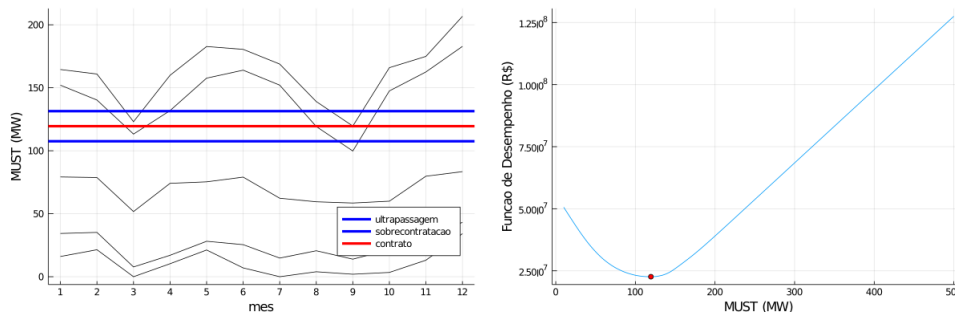


Figura 4.4: Cenário de importação de potência (min, max e quantis: 5%, 50% e 95%) (esq.); curva de função de desempenho (dir.).

¹Cbc (*Coin-or branch and cut*) é um *solver* de código aberto desenvolvido para solução de problemas de otimização inteira mista [107] e disponível para utilização em *Julia Language*.

E também para CON. 3 fora de ponta, as Figs. 4.5 e 4.6 mostram a evolução dos valores de contrato amostrados e função de desempenho, por iteração do método CE. O algoritmo requisitou oito iterações para convergência.

É possível concluir que o método CE é adequado à resolução do problema. Contudo, esse modelo simples não explora todo seu potencial. Ademais, um algoritmo mais simples (discreta) ou um mais consolidado (PL) produzem resultados bons, em tempo aceitável. Na Seção 4.4, um método de contratação extensível é apresentado. Para esse caso, ambas as técnicas discretização e PL não serão viáveis.

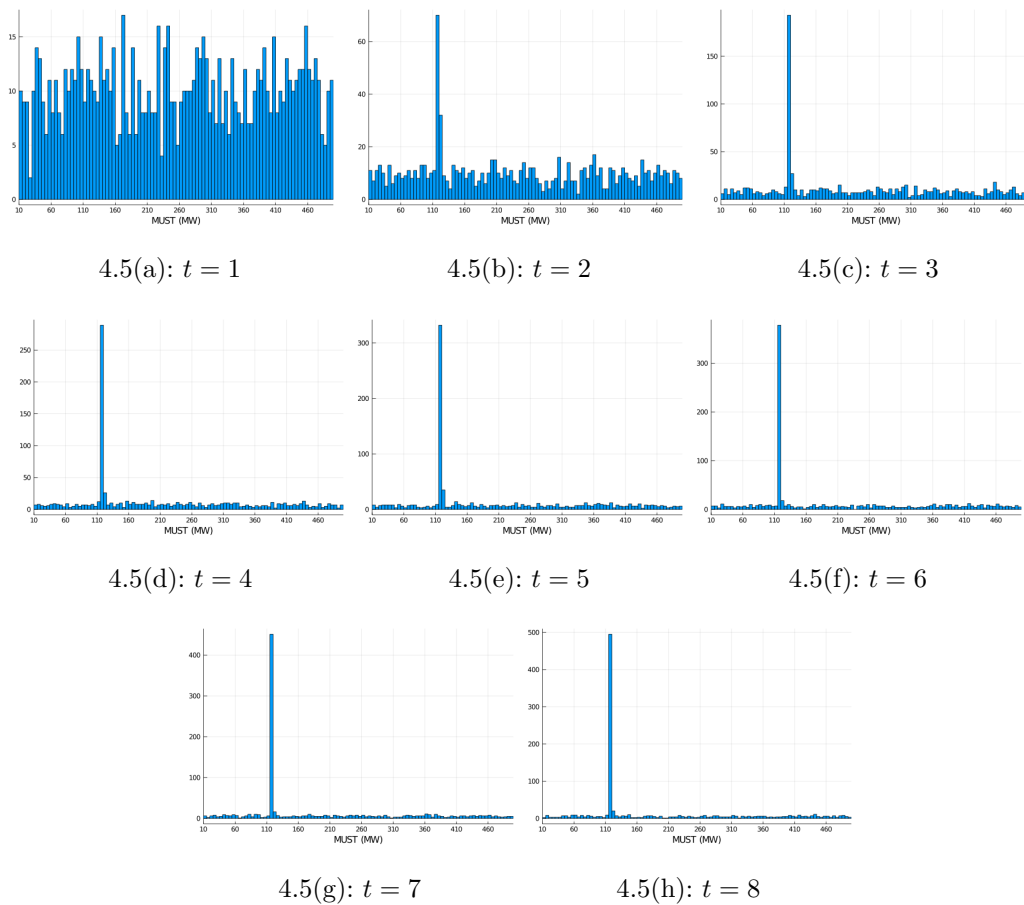
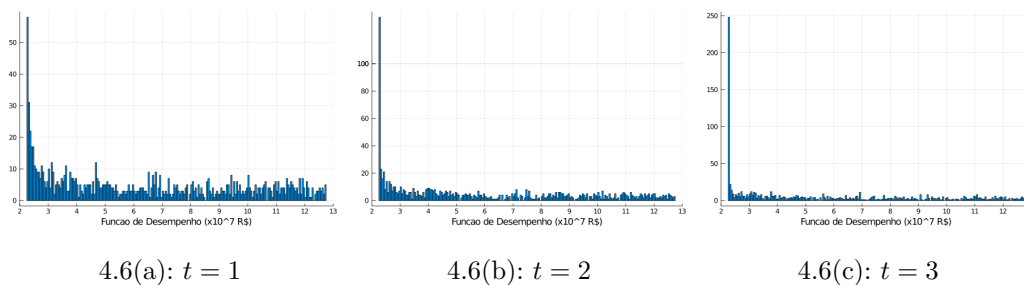


Figura 4.5: Evolução dos valores amostrados de contrato, por iteração.



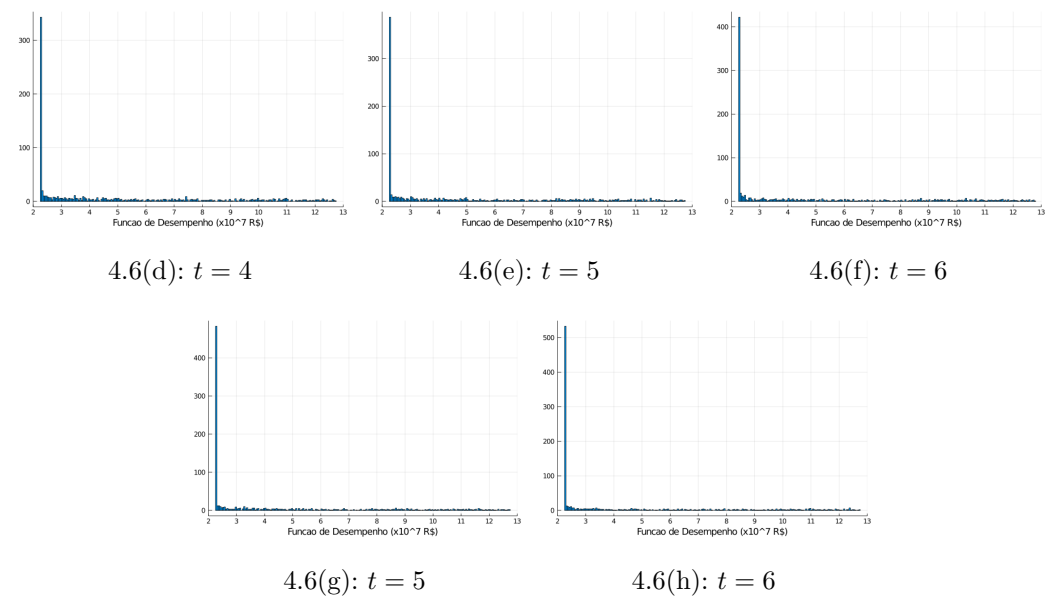


Figura 4.6: Evolução da função de desempenho, por iteração.

Sistema RTS Eólico A Tabela 4.4 apresenta os resultados de contratação ótima com o sistema RTS Eólico, e como os valores encontrados se comparação com o convencional. Percebe-se que, novamente, o algoritmo CE garante resultados confiáveis e, como esperado, os valores de contrato são ligeiramente reduzidos ao se considerar a usina eólica.

Tabela 4.4: Resultados de Contratação Ótima com RTS Eólico.

			RTS	RTS Eólico		
			CE	CE	Discreta	PL
CON. 3	Fora de ponta	M (MW)	119,5	115,6	115,7	115,7064
		Obj ($\times 10^7$ R\$)	2,2630	2,2284	2,2284	2,2360
	Ponta	M (MW)	132,6	130,7	130,7	128,9450
		Obj ($\times 10^7$ R\$)	2,4102	2,3620	2,3620	2,3680
CON. 9	Fora de ponta	M (MW)	110,3	107,3	107,5	105,7733
		Obj ($\times 10^7$ R\$)	1,5193	1,4932	1,4932	1,5024
	Ponta	M (MW)	131,8	128,9	128,8	129,5723
		Obj ($\times 10^7$ R\$)	1,7483	1,7222	1,7221	1,7310
CON. 10	Fora de ponta	M (MW)	156,5	147,8	147,7	151,4730
		Obj ($\times 10^7$ R\$)	3,7535	3,5924	3,5924	3,6207
	Ponta	M (MW)	184,9	176,8	176,7	176,4692
		Obj ($\times 10^7$ R\$)	4,0051	3,8498	3,8497	3,8614

4.3.2.2

Sistema de Distribuição Real

O mesmo sistema de distribuição real apresentado na Seção 3.4 é novamente utilizado, agora para avaliar a proposta de método de contratação simples. No Brasil, o sistema de distribuição é normalmente uma pequena parte do Sistema Interligado Nacional (SIN). A distribuidora usualmente possui informações apenas sobre as variáveis aleatórias de sua região de escopo, mantendo constantes os parâmetros que lhe são externos. Nesse contexto, a adoção de equivalentes é uma estratégia importante para redução do tempo de computação de fluxo de potência, devido ao elevado número de estados (condições operativas) avaliados. Detalhes da construção do sistema equivalente estão apresentados no Apêndice B. Em resumo, há redução de 6.540 barras e 9.545 ramos para 812 barras e 2.518 ramos. Na etapa pré-contratação (otimização via CE), baseada em FPP, para 10.000 cenários de 12 meses e dois regimes tarifários, o sistema completo demandou 270 minutos e o equivalente 43 minutos. Redução de 86%. Em ambos, o número de casos descartados por não convergência de fluxo é de aproximadamente 1%.

As tarifas utilizadas nesse estudo estão apresentadas na Tabela 4.5.

Tabela 4.5: Tarifas de Fronteiras de Sistemas Real.

Fronteira	Regime	Tarifa (R\$)	Fronteira	Regime	Tarifa (R\$)
CON. 1	Fora de Ponta	4.717	CON. 7	Fora de Ponta	4.316
	Ponta	4.822		Ponta	4.448
CON. 2	Fora de Ponta	4.728	CON. 8	Fora de Ponta	3.789
	Ponta	4.867		Ponta	3.904
CON. 3	Fora de Ponta	2.731	CON. 9	Fora de Ponta	2.980
	Ponta	2.910		Ponta	3.132
CON. 4	Fora de Ponta	4.117	CON. 10	Fora de Ponta	7.991
	Ponta	4.205		Ponta	8.145
CON. 5	Fora de Ponta	4.067	CON. 11	Fora de Ponta	4.772
	Ponta	4.168		Ponta	4.894
CON. 6	Fora de Ponta	5.256			
	Ponta	5.183			

A Tabela 4.6 apresenta os resultados de contratação com método CE e comparativo entre utilização de sistema completo ou equivalente. As diferenças nos valores de contratos ótimos estão entre 0 e 2,9 MW (CON. 9), mostrando a confiabilidade da utilização do sistema equivalente, confeccionado como proposto no Apêndice B. Os resultados são similares com os métodos de discretiza-

ção e PL (não são apresentados por simplificação). Os tempos computacionais totais (todas as fronteiras e regimes tarifários, com para sistema equivalente) são: 697s para CE, 71s para Discreta; e 10.779s para PL.

Tabela 4.6: Resultados de Contratação Ótima via CE com Sistema Real: Sistema Completo vs. Equivalente.

Fronteira	Regime	Completo		Equivalente	
		M	Obj	M	Obj
		(MW)	($\times 10^6$ R\$)	(MW)	($\times 10^6$ R\$)
CON. 1	Fora Ponta	43,6	2,70	43,6	2,70
	Ponta	43,3	2,68	43,2	2,68
CON. 2	Fora Ponta	71,8	4,51	72,2	4,50
	Ponta	69,2	4,42	70,5	4,44
CON. 3	Fora Ponta	0,0	0,00	0,2	0,01
	Ponta	0,1	0,00	0,0	0,00
CON. 4	Fora Ponta	42,6	2,34	42,7	2,34
	Ponta	40,0	2,23	40,0	2,23
CON. 5	Fora Ponta	165,0	9,02	165,2	9,03
	Ponta	169,3	9,42	170,0	9,46
CON. 6	Fora Ponta	47,9	3,28	47,9	3,28
	Ponta	51,4	3,36	51,4	3,36
CON. 7	Fora Ponta	125,7	6,96	125,5	6,92
	Ponta	122,4	6,87	124,7	6,98
CON. 8	Fora Ponta	95,0	5,00	94,7	4,99
	Ponta	96,9	5,24	96,9	5,24
CON. 9	Fora Ponta	91,1	3,99	88,2	3,84
	Ponta	85,9	3,92	87,2	3,94
CON. 10	Fora Ponta	18,4	1,99	18,6	1,98
	Ponta	18,0	1,92	19,7	2,06

Tabela 4.6: Continuação.

Fronteira	Regime	Completo		Equivalente	
		M	Obj	M	Obj
		(MW)	($\times 10^6$ R\$)	(MW)	($\times 10^6$ R\$)
CON. 11	Fora Ponta	35,0	2,44	34,9	2,44
	Ponta	37,2	2,60	36,1	2,57

Em conclusão, o método CE pode ser adotado para solução de um modelo de otimização de contrato simples, baseada em cenários de importação gerados por FPP. Porém, não existem vantagens em sua adoção, quando comparada com um método mais simples (discreta) e outro mais consolidado e estudado (PL). Avaliar o CE nesse contexto, contudo, permite elaborações mais sofisticadas. Existe uma inter-relação dos valores de contrato de MUST com outras quantidades e ações pertinentes à operação da distribuidora. Por exemplo, reforços na rede interna podem permitir contratos mais baixos, por reduzir riscos de penalidade. Assim, o método CE é utilizado para propor uma metodologia de planejamento que engloba contratos de MUST e o que mais for relevante, como a expansão da rede interna. Nesse contexto, não é possível adotar o método discreto ou PL. Além disso, essa seção avaliou a contratação ótima baseada em uma rede equivalente, com resultados similares à original, assegurando a qualidade do método de redução apresentado no Apêndice B.

4.4

Metodologia de contratação ótima extensível

O modelo apresentado na Seção 4.3 permite à distribuidora definir valores ótimos de contrato, para cada ponto de conexão e regime tarifário. O MUST possui impacto significativo nas finanças e no planejamento da companhia. Além disso, ele interinfluencia outros aspectos operacionais e de planejamento, como a confiabilidade no atendimento à demanda, expansão/reforço de rede ou implementação de novas unidades de geração. Por exemplo, novos circuitos podem tornar a rede mais confiável, e contratos não precisariam cobrir importações maiores devido às contingências.

Essa seção desenvolve um modelo de contratação ótima extensível, que usa a determinação do MUST de forma combinada a outros investimentos. Como exemplo, é adotado o caso de planejamento de expansão da rede.

4.4.1

Modelo estocástico para contratação ótima e expansão de rede

Esse problema de otimização combina a contratação do MUST com o planejamento de expansão da rede. A rede interna e sua confiabilidade influenciam a importação de potência. O objetivo é minimizar o custo anual de contratos de MUST e implementação de novos circuitos (em investimentos anualizados).

Para o plano de expansão, o modelo considera um conjunto Ω_B de circuitos candidatos. Cada ramo $b \in \Omega_B$ possui custo de implementação de C_b (em base anual), e é considerado na função objetivo, caso o estado de execução $ST_b = 1$.

O modelo considera o custo global: todos os contratos de MUST mais a construção dos novos circuitos. Ele também possui uma abordagem baseada em cenários.

$$\min_{M_{j,t}, ST_b} \sum_{j \in \Omega_J, t \in \Omega_T} CMUST_{j,t} + \sum_{b \in \Omega_B} CB_b \quad (4-12)$$

sujeito a

$$CMUST_{j,t} = \lambda CVaR_q[c_{j,t}^T(s)] + (1 - \lambda) \mathbb{E}[c_{j,t}^T(s)], \quad \forall j \in \Omega_J, t \in \Omega_T \quad (4-13)$$

$$c_{j,t}^T(s) = c_{j,t}^{PS}(s) + \sum_{m \in \Omega_M} c_{j,m,t}^F + c_{j,m,t}^{MI}(s) + c_{j,m,t}^{PU}(s), \quad \forall s \in \Omega_S, j \in \Omega_J, t \in \Omega_T \quad (4-14)$$

$$c_{j,m,t}^F = M_{j,t} \times T_{j,t}, \quad \forall s \in \Omega_S, m \in \Omega_M, j \in \Omega_J, t \in \Omega_T \quad (4-15)$$

$$c_{j,m,t}^{MI}(s) = \max(0, P_{j,m,t}(s) - M_{j,t}) \times T_{j,t}, \quad \forall s \in \Omega_S, m \in \Omega_M, j \in \Omega_J, t \in \Omega_T \quad (4-16)$$

$$c_{j,m,t}^{PU}(s) = \max(0, P_{j,m,t}(s) - 1.1M_{j,t}) \times 3T_{j,t}, \quad \forall s \in \Omega_S, m \in \Omega_M, j \in \Omega_J, t \in \Omega_T \quad (4-17)$$

$$c_{j,t}^{PS}(s) = \max(0, 0.9M_{j,t} - P_{j,t}^{\max}(s)) \times 12T_{j,t}, \quad \forall s \in \Omega_S, j \in \Omega_J, t \in \Omega_T \quad (4-18)$$

$$CB_b = ST_b \times C_b, \quad \forall b \in \Omega_B. \quad (4-19)$$

A eq. (4-12) combina custo total de contrato MUST com custo de implementação dos ramos candidatos. As eqs. (4-13)-(4-18) estruturam os custos de contrato para cada ponto de conexão $j \in \Omega_J$ e regime tarifário $t \in \Omega_T$. A eq. (4-19) calcula o custo de implementação de cada ramo candidato $b \in \Omega_B$. O problema otimização apresentado é de difícil tratamento. Ele

possui variáveis inteiras (ST_b), e é não linear, devido às equações de fluxo de potência. Importante notar que uma nova configuração candidata de rede (variável de decisão) influi na importação e, portanto, no valor de contrato (também variável de decisão). O Algoritmo 4.3 estrutura o método CE para resolução desse modelo.

É relevante notar que o montante verificado é a máxima importação mensal. Para caracterizar esse valor de forma completamente fidedigna, faz-se necessária a simulação de todo um mês, para que se obtenha o instante de máxima importação. O custo computacional dessa estratégia é enorme. Não adotá-la, porém, pode acarretar na redução dos valores esperados dos montantes verificados (pela consideração de importações que poderiam não ser máximos mensais). O impacto maior dessa simplificação está na penalidade de sobrecontratação, calculada pela eq. (4-18). Esta preocupa menos os analistas da distribuidora que a ultrapassagem, por ser avaliada apenas uma vez ao ano e por requisitar somente ocorrência de pelo menos um ponto acima de 90% de contrato para que não seja aplicada. Dessa forma, sua desconsideração no problema exposto na eq. (4-12) tem pouco efeito prejudicial ao estudo feito. Nesse trabalho, porém, essa penalidade está mantida nas simulações apresentadas.

Algoritmo 4.3 (Algoritmo CE para Contratação Ótima e Expansão de Rede.)

Descrição: Calcula o contrato e o plano de expansão ótimos para eq. (4-12).

Passo 1 Defina $\mathbf{u}_{j,t} = U(R_1, R_2; \Delta)$ e $\mathbf{u}_b = \text{Ber}(p)$ e faça $\{\hat{\mathbf{v}}_0\} = \{\mathbf{u}_{j,t}, \mathbf{u}_b\}$.

Faça o contador de interações $k = 1$.

Passo 2 Gere uma amostra de contratos $\{\mathbf{X}_1, \dots, \mathbf{X}_N\}_{j,t}$ e uma amostra de estado de ramos candidatos $\{\mathbf{B}_1, \dots, \mathbf{B}_N\}_b$ da distribuição $f(\cdot; \mathbf{v}_{t-1})$.

Passo 3 Realize o FPP para $s \in \Omega_S$, para cada amostra $i = 1, \dots, N$.

Passo 4 Calcule a função de desempenho $S_{j,t,b}$, ordene em de forma decrescente e calcule seu $(1 - \rho)$ -quantil.

Passo 5 Use a mesma amostra para calcular $\{\hat{\mathbf{v}}_k\}$ de eq. (4-4), e aplique o processo de suavização.

Passo 6 Caso, para algum $k \geq d$:

$$\{\hat{\gamma}_k\}_{j,t} = \{\hat{\gamma}_{k-1}\}_{j,t} = \dots = \{\hat{\gamma}_{k-d}\}_{j,t},$$

então pare; caso contrário, faça $k = k + 1$ e reitere desde o *Passo 2*.

O *Passo 6* do Algoritmo 4.3 pode também considerar a convergência do algoritmo somente quando todas as probabilidades que descrevem $\mathbf{u}_b = \text{Ber}(p)$ estiverem próximas de 0 ou 1, por uma tolerância pré-definida.

4.4.2

Resultados

4.4.2.1

Sistemas RTS e RTS Eólico

Nessa seção, são discutidos os resultados obtidos com o sistema IEEE RTS [97, 106] para metodologia de contratação extensível. A configuração de simulação é similar a da Seção 4.3.2. Em complemento, adiciona-se como critério de convergência a exigência de que todas as variáveis de decisão regidas por distribuições de Bernoulli possuam probabilidade $p < 0.01$ ou $p > 0.99$. Três cenários são avaliados: (i) sem plano de expansão; (ii) expansão sem custos de implementação; e (iii) expansão com custos de implementação, conforme Tabela 4.7. São candidatos, os reforços para todos os circuitos internos existentes. As taxas de falha e reparo desses ramos são as mesmas do circuito a que reforçam.

Tabela 4.7: Custo de Investimento de Reforço (em Base Anual).

Seq.	De	Para	Custo ($\times 10^6$ R\$)	Seq.	De	Para	Custo ($\times 10^6$ R\$)
1	1	2	0,1500	7	4	9	1,3500
2	1	3	2,7500	8	5	10	1,1500
3	1	5	1,1000	9	6	10	0,8000
4	2	4	1,6500	10	7	8	0,8000
5	2	6	2,5000	11	8	9	2,1500
6	3	9	1,5500	12	8	10	2,1500

A Tabela 4.8 compila os resultados para os três cenários. A expansão sem custos reduz o custo global de contratos de MUST em aproximadamente R\$ $8,01 \times 10^6$. No caso de expansão com custos, a despesa com MUST mais o investimento requerido é R\$ $6,96 \times 10^6$ menor que não haver expansão.

Tabela 4.8: Resultados de Contratação Ótima para Cenários de Planejamento em Sistema RTS.

			Com Expansão	
		Sem Expansão	Sem Custos	Com Custos
CON. 3				
Fora de ponta	M (MW)	119,6	118,2	117,5
	Obj (×10 ⁷ R\$)	2,2630	2,2336	2,2149
Ponta	M (MW)	132,7	131,6	131,6
	Obj (×10 ⁷ R\$)	2,4102	2,3820	2,3428
CON. 9				
Fora de ponta	M (MW)	110,4	106,7	110,5
	Obj (×10 ⁷ R\$)	1,5193	1,5663	1,4425
Ponta	M (MW)	131,9	133,1	128,3
	Obj (×10 ⁷ R\$)	1,7483	1,7638	1,6296
CON. 10				
Fora de ponta	M (MW)	156,5	138,0	151,3
	Obj (×10 ⁷ R\$)	3,7534	3,3547	3,4825
Ponta	M (MW)	185,4	163,2	174,9
	Obj (×10 ⁷ R\$)	4,0048	3,5972	3,7004
Custo de Contrato (×10 ⁸ R\$)		1,5699	1,4898	1,4813
Implementação (×10 ⁶ R\$)		0	0	1,9000
TOTAL (×10 ⁸ R\$)		1,5699	1,4898	1,5003
Iterações		12	63	69
Estados Analisados		29.556.000	153.761.025	168.438.925
Tempo (h)		8.5	64.1	77.3

A Fig. 4.7 mostra o plano de reforço ótimo para cenários com e sem custos. Sem custos, quase todos os circuitos candidatos são executados. Ao considerar os custos, apenas dois ramos são selecionados: ambos conectados a barras de geração. É possível inferir que a razão é garantir que a injeção de tais barras consiga fluir para a rede, reduzindo a necessidade de importação de potência do sistema externo.

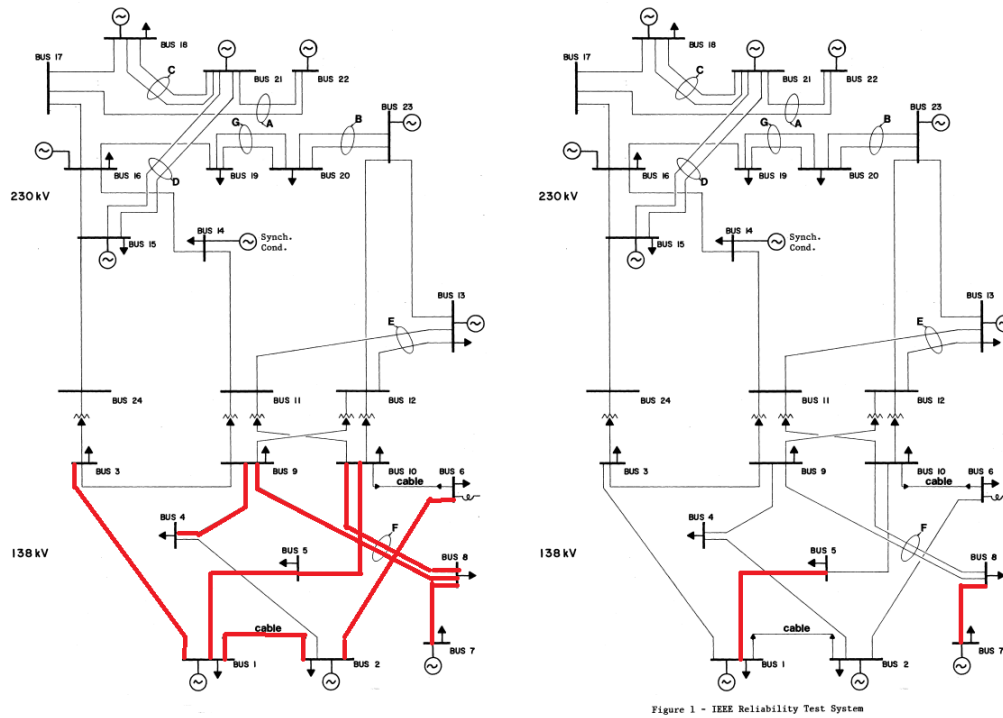


Figura 4.7: IEEE RTS com reforços: sem (esq.) e com (dir.) custos.

Sistema RTS Eólico Considerando a inserção da usina eólica, os valores de montante de uso contratados são ligeiramente menores, como apresenta a Tabela 4.9. Já os ramos selecionados são exatamente os mesmos do sistema RTS convencional, considerando ou não os custos de implementação.

Tabela 4.9: Resultados de Contratação Ótima para Cenários de Planejamento em Sistema RTS Eólico.

			Com Expansão	
		Sem Expansão	Sem Custos	Com Custos
CON. 3				
Fora de ponta	M (MW)	115,6	113,3	113,3
	Obj (×10 ⁷ R\$)	2,2284	2,2363	2,2454
Ponta	M (MW)	130,7	130,5	130,6
	Obj (×10 ⁷ R\$)	2,3620	2,4262	2,4221
CON. 9				
Fora de ponta	M (MW)	107,5	109,5	98,5
	Obj (×10 ⁷ R\$)	1,4931	1,6438	1,5786
Ponta	M (MW)	128,9	129,4	126,1
	Obj (×10 ⁷ R\$)	1,7222	1,8608	1,7693
CON. 10				
Fora de ponta	M (MW)	147,7	125,1	133,0
	Obj (×10 ⁷ R\$)	2,2284	3,3101	3,5265
Ponta	M (MW)	176,7	161,7	168,5
	Obj (×10 ⁷ R\$)	2,3620	3,5054	3,7303
TOTAL (×10 ⁸ R\$)		1,5248	1,4983	1,5272

4.4.2.2

Sistema de Distribuição Real

Avalia-se novamente a metodologia proposta em um sistema de distribuição real. A configuração de simulação permanece a mesma apresentada na Seção 4.3.2. Para esse estudo, apenas o equivalente estático é utilizado. Esse emprego é uma decisão do usuário, pois a metodologia permite a adoção do sistema completo. Porém, como apresentado na Seção 4.3.2, há redução de tempo dispendido em fluxo de potência, com resultados similares, ao se uti-

lizar equivalentes. Por simplificação, os circuitos candidatos no processo de expansão são reforços dos existentes na lista de contingências. É importante ressaltar que os circuitos candidatos podem ser conexões inteiramente novas entre subestações, a partir de uma lista de ramos avaliados pela distribuidora.

A Tabela 4.10 apresenta os valores de contrato, para todas as fronteiras e regimes tarifários. Em resumo, o sistema original (sem expansão da rede) possui custo de contrato total de R\$ 8.50×10^7 . Quando permitida a expansão, sem custos de implementação, o custo de contrato reduz para R\$ 8.04×10^7 . Ao se considerar os custos de implementação, o custo de contrato é de R\$ 8.39×10^7 , mais R\$ 5.76×10^5 com a expansão, totalizando R\$ 8.45×10^7 . Com a expansão, a rede se torna mais robusta com os circuitos instalados, possibilitando redução dos montantes contratados e portanto do custo total. A Tabela 4.11 apresenta os custos de implementação de cada ramo candidato e a decisão ótima. No cenário sem custos, são executados 10 circuitos; e com custos, 2 circuitos.

Tabela 4.10: Resultados de Contratação Ótima para Cenários de Planejamento em Sistema de Distribuição Real.

			Com Expansão	
		Sem Expansão	Sem Custos	Com Custos
CON. 1				
Fora de ponta	M (MW)	43,9	43,1	49,8
	Obj (×10 ⁶ R\$)	2,70	2,70	2,85
Ponta	M (MW)	41,8	44,4	43,3
	Obj (×10 ⁶ R\$)	2,67	2,75	2,67
CON. 2				
Fora de ponta	M (MW)	72,3	70,5	72,9
	Obj (×10 ⁶ R\$)	4,51	4,34	4,66
Ponta	M (MW)	70,7	71,3	73,1
	Obj (×10 ⁶ R\$)	4,39	4,28	4,49

Tabela 4.10: Continuação.

			Com Expansão	
		Sem Expansão	Sem Custos	Com Custos
CON. 3				
Fora de ponta	M (MW)	2,9	2,3	2,2
	Obj (×10 ⁶ R\$)	0,18	0,14	0,14
Ponta	M (MW)	0,4	1,1	0,7
	Obj (×10 ⁶ R\$)	0,03	0,07	0,05
CON. 4				
Fora de ponta	M (MW)	41,7	40,3	43,5
	Obj (×10 ⁶ R\$)	2,33	2,21	2,30
Ponta	M (MW)	37,1	37,6	40,7
	Obj (×10 ⁶ R\$)	2,29	2,10	2,19
CON. 5				
Fora de ponta	M (MW)	168,5	163,3	182,4
	Obj (×10 ⁶ R\$)	9,05	8,34	9,64
Ponta	M (MW)	176,9	166,2	184,4
	Obj (×10 ⁶ R\$)	9,33	8,62	10,03
CON. 6				
Fora de ponta	M (MW)	47,8	47,3	48,1
	Obj (×10 ⁶ R\$)	3,30	3,22	3,23
Ponta	M (MW)	51,2	52,0	54,3
	Obj (×10 ⁶ R\$)	3,36	3,37	3,43

Tabela 4.10: Continuação.

			Com Expansão	
		Sem Expansão	Sem Custos	Com Custos
CON. 7				
Fora de ponta	M (MW)	125,3	130,3	136,6
	Obj (×10 ⁶ R\$)	6,88	7,11	7,17
Ponta	M (MW)	123,1	126,7	121,6
	Obj (×10 ⁶ R\$)	6,95	7,14	7,12
CON. 8				
Fora de ponta	M (MW)	92,0	101,6	80,4
	Obj (×10 ⁶ R\$)	5,09	5,13	4,02
Ponta	M (MW)	97,3	107,3	84,8
	Obj (×10 ⁶ R\$)	5,26	5,38	4,23
CON. 9				
Fora de ponta	M (MW)	90,0	64,9	78,4
	Obj (×10 ⁶ R\$)	3,75	2,71	3,52
Ponta	M (MW)	89,0	60,9	79,8
	Obj (×10 ⁶ R\$)	3,90	2,66	3,62
CON. 10				
Fora de ponta	M (MW)	18,5	15,9	16,8
	Obj (×10 ⁶ R\$)	1,98	1,81	1,95
Ponta	M (MW)	19,1	17,0	18,7
	Obj (×10 ⁶ R\$)	2,08	1,75	2,00

Tabela 4.10: Continuação.

			Com Expansão	
		Sem Expansão	Sem Custos	Com Custos
CON. 11				
Fora de ponta	M (MW)	34,9	33,5	31,7
	Obj (×10 ⁶ R\$)	2,47	2,16	2,22
Ponta	M (MW)	36,0	34,1	32,2
	Obj (×10 ⁶ R\$)	2,51	2,40	2,35
Custo de Contrato (×10 ⁷ R\$)		8,50	8,04	8,39
Implementação (×10 ⁵ R\$)		0	0	5,76
TOTAL (×10 ⁷ R\$)		8,50	8,04	8,45
Iterações		81	46	84
Estados Analisados		41.632.000	55.516.477	44.914.479
Tempo (h)		32	94	36

Tabela 4.11: Resultado de Decisão de Implementação de Ramos Candidatos para Sistema Real.

Seq.	Custo ($\times 10^5$ R\$)	Sem Custos	Com Custos	Seq.	Custo ($\times 10^5$ R\$)	Sem Custos	Com Custos
1	14,560	1	0	9	82,600	1	0
2	0,400	1	0	10	112,480	0	0
3	0,400	1	0	11	25,720	1	0
4	8,276	0	0	12	8,828	0	0
5	9,048	0	0	13	12,960	1	0
6	1,544	0	0	14	4,600	1	0
7	1,120	1	1	15	32,320	1	0
8	30,280	1	0	16	4,636	0	1

4.5

Comentários finais

A contratação de MUST é crítica para todas as distribuidoras no Brasil. Trata-se de um processo de decisão sob incerteza, que influencia diretamente a produtividade da companhia. Nesse capítulo, foi apresentado um modelo de contratação ótima extensível. Para o caso discutido, o custo total de contratos de MUST é reduzido pela expansão ótima da rede elétrica interna. A consequência é um modelo, baseado em cenários, com variáveis inteiras e equações não lineares. E ainda, para ser adequado para ferramentas reais, a metodologia suporta adoção de *software* comercial para fluxo de potência.

O método CE é escolhido devido a sua flexibilidade e simplicidade. Sua adequação foi avaliada em um modelo simples de contratação, com desempenho similar ao uso de discretização ou PL. Foi um primeiro passo para a elaboração de uma metodologia mais sofisticada de contratação. Resultados obtidos com sistemas acadêmico e real de grande porte atestam que o modelo e o método escolhidos são adequados para contratação combinada entre MUST e expansão da rede interna, por reduzir o custo global de contratação, mesmo considerando custos de implementação de reforços. Para o caso de distribuidora real, a adoção de equivalentes estáticos flexíveis permitiu ganhos computacionais, com resultados similares ao sistema completo. Por admitir a utilização de *software* robusto para o fluxo de potência, o porte e as características da rede elétrica não inviabilizam a adoção da metodologia.

A utilização do planejamento da expansão é apenas um exemplo. Poderia ser considerada a combinação da contratação com a minimização de custos anuais de perdas ôhmicas ou implementação de novas unidades de geração. Existe uma clara influência entre todos esses aspectos. Por isso, um modelo global de otimização pode aumentar significativamente a eficiência da distribuidora. Métodos como o CE e a capacidade computacional atuais permitem extrapolar os modelos e resolver problemas significativos.

5

Conclusões e Trabalhos Futuros

5.1

Conclusões

Esse trabalho discutiu a aplicação do método da entropia cruzada para estimação de risco e contratação ótima do montante de uso do sistema de transmissão (MUST). O MUST verificado é uma variável aleatória influenciada por diversos aspectos. Isso faz com que processos de tomada de decisão nesse contexto sejam sob incerteza.

A técnica de fluxo de potência probabilístico (FPP) é uma ferramenta importante para permitir o entendimento da variabilidade que a importação, em cada ponto de conexão, pode assumir. Dentre os métodos de FPP disponíveis, a simulação Monte Carlo (SMC) é a mais flexível e robusta. Ela faz ser possível a utilização de modelos sofisticados. Em contrate, a SMC pode consumir elevado tempo, requerendo adotar técnicas de redução de variância.

O método da entropia cruzada (*cross-entropy*, CE) é um algoritmo numérico rápido. É um tipo de amostragem por importância, para redução de variância, aplicado em estimação de eventos e otimização. Diversos campos de sistemas de energia elétricas já se beneficiaram da eficácia do CE. Esse trabalho propôs utilizá-lo para avaliação de risco e contratação ótima de MUST. Para estimativa de eventos, ele produz índices confiáveis e subprodutos relevantes, que podem ser utilizados pelos engenheiros das distribuidoras para mitigação de riscos. No contexto de contratação ótima, ele permite estender o modelo de otimização e englobar outros aspectos relevantes ao planejamento, como projetos de expansão da rede.

Resultados de simulações com sistemas acadêmico e real mostram que as metodologias propostas podem servir como base de ferramentas computacionais práticas e confiáveis, que permitem a distribuidora impulsionar sua produtividade. Em análise de risco, há redução de tempo computacional considerável. Ao mesmo tempo, foi possível identificar as horas mais críticas para ocorrência de penalidades e os equipamentos (i.e., ramos em contingências) que mais impactam na variação do fluxo nas fronteiras. O modelo de contratação simples permitiu a avaliação do método CE para otimização estocástica e a

utilização de equivalentes estáticos flexíveis. Assim, foi possível explorar uma proposta mais sofisticada de contratação ótima, englobando o MUST com a expansão da rede interna (poderiam ser outros critérios). Esse é um problema de difícil solução: exige avaliação de muitos cenários, é não linear e possui variáveis inteiras. A aplicação do método CE permitiu sua elaboração, cujos resultados mostram redução do custo total de contrato quando se possibilita o reforço dos circuitos internos da distribuidora.

5.2

Trabalhos Futuros

As metodologias apresentada nesse trabalho podem servir de base para ferramentas computacionais reais e práticas de uso dos analistas das distribuidoras. Tanto o modelo de estimativa de risco, quanto (principalmente) o de contratação ótima extensível podem ser aprimorados para que garantam maior valor agregado. Alguns itens de possível exploração futura são:

- (a) considerar a confiabilidade e o custos de perdas no modelo de contratação ótima;
- (b) considerar a expansão da capacidade de geração no modelo de contratação ótima;
- (c) desenvolver planos de mitigação de riscos, baseados nos subprodutos gerados pelo CE em estimação de evento.

Referências bibliográficas

- [1] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Resolução Normativa 666**, 2015.
- [2] CONCEIÇÃO, J. R.; RICCIARDI, T. R.; FREITAS, W.; ROSOLEN, R. A. ; TUO, J.. **Analysis of the Impact of PV Distributed Generation in the Transmission-Distribution Interface Demand**. 2019 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies, ISGT Latin America 2019, 2019.
- [3] DE QUEVEDO, P. M.; MUNOZ-DELGADO, G. ; CONTRERAS, J.. **Impact of Electric Vehicles on the Expansion Planning of Distribution Systems Considering Renewable Energy, Storage, and Charging Stations**. IEEE Transactions on Smart Grid, 10(1):794–804, jan 2019.
- [4] BORKOWSKA, B.. **Probabilistic Load Flow**. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-93(3):752–759, 1974.
- [5] RUBINSTEIN, R. Y.; KROESE, D. P.. **Simulation and the Monte Carlo method**. John Wiley & Sons, Ltd, Hoboken, New Jersey, 3th edition, 2017.
- [6] RUBINSTEIN, R. Y.; KROESE, D. P.. **The Cross-Entropy Method: A Unified Approach to Combinatorial Optimization, Monte-Carlo Simulation, and Machine Learning**. Springer Science+Business Media, Inc, New York, 1st edition, 2004.
- [7] RUDNICK, H.; BARROSO, L.; SKERK, C. ; BLANCO, A.. **South American reform lessons - twenty years of restructuring and reform in Argentina, Brazil, and Chile**. IEEE Power and Energy Magazine, 3(4):49–59, jul 2005.
- [8] LEITE DA SILVA, A. M.; DE CARVALHO COSTA, J. G. ; MATTAR, C. M.. **A probabilistic approach for determining the optimal amount of transmission system usage**. IEEE Transactions on Power Systems, 21(4):1557–1564, 2006.

- [9] MATTAR, C. M.. **Determinação Ótima dos Montantes de Uso de Sistemas de Transmissão: Uma Abordagem Probabilística**. Dissertação de mestrado, UNIFEI, 2007.
- [10] DE CASTRO, A. M.; DA SILVA, N. S. M.; TELLES, É.; LEITE DA SILVA, A. M. ; STREET, A.. **Contratação Ótima Dos Montantes De Uso Do Sistema De Transmissão Via Equivalentes Estáticos Flexíveis E Fluxo De Potência Estocástico**. Proceedings XXII Congresso Brasileiro de Automática, p. 1–8, 2018.
- [11] CARLOS, É. T.; MILHORANCE, A.; DE AGUIAR, A. S. ; LEITE DA SILVA, A. M.. **Contratação do Uso do Sistema de Transmissão com Aversão a Risco Considerando Incertezas das Redes Elétricas**. In: Anais do XXV SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, número GPL/33, 3605, Belo Horizonte, 2019.
- [12] LIMA, L. R.; LEITE DA SILVA, A. M.; JARDIM, J. L.; CASTRO, A. M. ; SILVA, N. S.. **A method to compute flexible static equivalents for very large power networks**. SBSE 2018 - 7th Brazilian Electrical Systems Symposium, p. 1–6, jun 2018.
- [13] DE QUEIROZ, A. R.; LIMA, L. M.; MORTON, D. P. ; LIMA, J. W.. **Determining the optimal transmission system usage contracts for a distribution company**. IEEE PES General Meeting, PES 2010, p. 1–8, 2010.
- [14] TESTI, R. D.. **Algoritmo Baseado em Enxame de Partículas para Otimização da Contratação do Montante de Uso do Sistema de Transmissão**. Dissertação de mestrado, Universidade Federal da Paraíba, 2018.
- [15] FERREIRA, V. H.; AOKI, A. R. ; DE ROCCO, S. M.. **Previsão de Demanda para Controle dos Montantes de Uso do Sistema de Transmissão para Distribuidoras de Energia Elétrica**. In: Anais do IX Congresso Brasileiro de Redes Neurais, Ouro Preto, 2009. Sociedade Brasileira de Redes Neurais.
- [16] PINHEIRO, T. M. M.; DE CARVALHO, A. L. S.; VIEIRA, I. S.; DA SILVA, J. M. M.; DE OLIVEIRA, T. M. ; DE QUEIROZ, L. M. O.. **Monitoramento da Regulamentação da Eficiência da Contratação do Uso do Sistema de Transmissão de Energia Elétrica**. In: Anais do XXV SNPTEE Seminário Nacional de Produção de Transmissão de Energia Elétrica, número GEC/20 3244, Belo Horizonte, 2013.

- [17] MALAQUIAS, L.. **Despacho ótimo de pequenas centrais hidrelétricas para minimização da contratação do suprimento**. Dissertação de mestrado, Universidade Federal de Santa Maria, 2013.
- [18] SANTOS, M. M.; ABAIDE, A. R. ; SPERANDIO, M.. **Distribution Networks Expansion Planning under the perspective of the locational Transmission Network Use of System tariffs**. *Electric Power Systems Research*, 128:123–133, 2015.
- [19] DOPAZO, J. F.; KLITIN, O. A. ; SASSON, A. M.. **Stochastic load flows**. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 94(2):299–309, mar 1975.
- [20] SCHILLING, M. T.; LEITE DA SILVA, A. M.; BILLINTON, R. ; EL-KADY, M. A.. **Bibliography on power system probabilistic analysis (1962-88)**. *IEEE Transactions on Power Systems*, 5(1):1–11, feb 1990.
- [21] CHEN, P.; CHEN, Z. ; BAK-JENSEN, B.. **Probabilistic load flow: A review**. In: 2008 Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, p. 1586–1591, 2008.
- [22] MARTINEZ, J. A.; MAHSEREDJIAN, J.. **Load flow calculations in distribution systems with distributed resources. A review**. In: 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting, p. 1–8, 2011.
- [23] CAI, D.; LI, X.; ZHOU, K.; XIN, J. ; CAO, K.. **Probabilistic load flow algorithms considering correlation between input random variables: A review**. In: 2015 IEEE 10th Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA), p. 1139–1144, 2015.
- [24] ALLAN, R. N.; BORKOWSKA, B. ; GRIGG, C. H.. **Probabilistic analysis of power flows**. *Proceedings of the Institution of Electrical Engineers*, 121(12):1551–1556, 1974.
- [25] ALLAN, R. N.; GRIGG, C. H. ; AL-SHAKARCHI, M. R. G.. **Numerical techniques in probabilistic load flow problems**. *International Journal for Numerical Methods in Engineering*, 10(4):853–860, 1976.
- [26] ALLAN, R. N.; LEITE DA SILVA, A. M. ; BURCHETT, R. C.. **Evaluation Methods and Accuracy in Probabilistic Load Flow Solutions**. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-100(5):2539–2546, 1981.

- [27] ALLAN, R. N.; LEITE DA SILVA, A. M.. **Probabilistic load flow using multilinearisations**. IEE Proceedings C - Generation, Transmission and Distribution, 128(5):280–287, 1981.
- [28] BRUCOLI, M.; TORELLI, F. ; NAPOLI, R.. **Quadratic probabilistic load flow with linearly modelled dispatch**. International Journal of Electrical Power and Energy Systems, 7(3):138–146, 1985.
- [29] LEITE DA SILVA, A. M.; ALLAN, R. N.; SOARES, S. M. ; ARIENTI, V. L.. **Probabilistic load flow considering network outages**. Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings C, 132(3):139–145, 1985.
- [30] LEITE DA SILVA, A. M.; ARIENTI, V. L.. **Probabilistic load flow by a multilinear simulation algorithm**. IEE Proceedings C - Generation, Transmission and Distribution, 137(4):276–282, jul 1990.
- [31] ZHANG, P.; LEE, S. T.. **Probabilistic load flow computation using the method of combined cumulants and Gram-Charlier expansion**. IEEE Transactions on Power Systems, 19(1):676–682, 2004.
- [32] SU, C. L.. **Probabilistic load-flow computation using point estimate method**. IEEE Transactions on Power Systems, 20(4):1843–1851, nov 2005.
- [33] MORALES, J. M.; PEREZ-RUIZ, J.. **Point Estimate Schemes to Solve the Probabilistic Power Flow**. IEEE Transactions on Power Systems, 22(4):1594–1601, nov 2007.
- [34] YU, H.; CHUNG, C. Y.; WONG, K. P.; LEE, H. W. ; ZHANG, J. H.. **Probabilistic Load Flow Evaluation With Hybrid Latin Hypercube Sampling and Cholesky Decomposition**. IEEE Transactions on Power Systems, 24(2):661–667, 2009.
- [35] LIU, Y.; GAO, S.; CUI, H. ; YU, L.. **Probabilistic load flow considering correlations of input variables following arbitrary distributions**. Electric Power Systems Research, 140:354–362, 2016.
- [36] OKE, O. A.; THOMAS, D. W. P.; ASHER, G. M. ; DE MENEZES, L. R. A. X.. **Probabilistic load flow for distribution systems with wind production using Unscented Transform method**. In: ISGT 2011, p. 1–7, jan 2011.
- [37] AIEN, M.; FOTUHI-FIRUZABAD, M. ; AMINIFAR, F.. **Probabilistic Load Flow in Correlated Uncertain Environment Using**

- Unscented Transformation. IEEE Transactions on Power Systems, 27(4):2233–2241, 2012.
- [40] WANG, Z.; SHEN, C.; LIU, F. ; GAO, F.. **Analytical Expressions for Joint Distributions in Probabilistic Load Flow**. IEEE Transactions on Power Systems, 32(3):2473–2474, 2017.
- [41] LEITE DA SILVA, A. M.; RIBEIRO, S. M. P.; ARIENTI, V. L.; ALLAN, R. N.; FILHO, M. B. D. C. ; DO COUTTO FILHO, M.. **Probabilistic load flow techniques applied to power system expansion planning**. IEEE Transactions on Power Systems, 5(4):1047–1053, nov 1990.
- [42] MIN, L.; LEE, S. T.; ZHANG, P.; ROSE, V. ; COLE, J.. **Short-term probabilistic transmission congestion forecasting**. In: 2008 Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, p. 764–770, 2008.
- [43] JORGENSEN, P.; CHRISTENSEN, J. S. ; TANDE, J. O.. **Probabilistic load flow calculation using Monte Carlo techniques for distribution network with wind turbines**. 8th International Conference on Harmonics and Quality of Power Proceedings Cat No98EX227, 2:1146–1151, 1998.
- [44] BIE, Z.; LI, G.; LIU, H.; WANG, X. ; WANG, X.. **Studies on voltage fluctuation in the integration of wind power plants using probabilistic load flow**. IEEE Power and Energy Society 2008 General Meeting: Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, PES, p. 1–7, 2008.
- [45] FAN, M.; VITTAL, V.; HEYDT, G. T. ; AYYANAR, R.. **Probabilistic power flow studies for transmission systems with photovoltaic generation using cumulants**. IEEE Transactions on Power Systems, 27(4):2251–2261, 2012.
- [46] NIKMEHR, N.; RAVADANEGH, S. N.. **Heuristic probabilistic power flow algorithm for microgrids operation and planning**. IET Generation, Transmission Distribution, 9(11):985–995, 2015.
- [47] HATZIARGYRIOU, N. D.; KARAKATSANIS, T. S. ; LORENTZOU, M. I.. **Voltage control settings to increase wind power based on probabilistic load flow**. In: 2004 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, p. 737–741, 2004.

- [48] WANG, X.; GONG, Y. ; JIANG, C.. **Regional Carbon Emission Management Based on Probabilistic Power Flow With Correlated Stochastic Variables**. IEEE Transactions on Power Systems, 30(2):1094–1103, 2015.
- [49] HONG, Y. Y.; LIN, F. J.; LIN, Y. C. ; HSU, F. Y.. **Chaotic PSO-Based VAR Control Considering Renewables Using Fast Probabilistic Power Flow**. IEEE Transactions on Power Delivery, 29(4):1666–1674, 2014.
- [50] DAGUR, D.; PARIMI, M. ; WAGH, S. R.. **Prediction of cascade failure using probabilistic approach with AC load flow**. In: 2014 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT ASIA), p. 542–547, 2014.
- [51] MELHORN, A. C.; MCKENNA, K.; KEANE, A.; FLYNN, D. ; DIMITROVSKI, A.. **Autonomous plug and play electric vehicle charging scenarios including reactive power provision: A probabilistic load flow analysis**. IET Generation, Transmission and Distribution, 11(3):768–775, 2017.
- [52] JIA, M.; WANG, Y.; SHEN, C. ; HUG, G.. **Privacy-Preserving Distributed Probabilistic Load Flow**. IEEE Transactions on Power Systems, 36(2):1616–1627, mar 2021.
- [53] LEITE DA SILVA, A. M.; DE CASTRO, A. M.. **Risk Assessment in Probabilistic Load Flow via Monte Carlo Simulation and Cross-Entropy Method**. IEEE Transactions on Power Systems, 34(2), 2019.
- [54] RUBINSTEIN, R. Y.. **Optimization of computer simulation models with rare events**. European Journal of Operational Research, 99(1):89–112, 1997.
- [55] RUBINSTEIN, R. Y.; SHAPIRO, A.. **Optimization of static simulation models by the score function method**. Mathematics and Computers in Simulation, 32(4):373–392, 1990.
- [56] GLYNN, P.; IGELHART, D.. **Importance Sampling for Stochastic Simulations**. Management Science, 35(11):1367–1392, 1989.
- [57] KAPUR, J. N.; KESAVAN, H. K.. **Entropy Optimization Principles and Their Applications**, p. 3–20. Springer Netherlands, Dordrecht, 1992.

- [58] **HOMEM-DE MELLO, T.; RUBINSTEIN, R.. Estimation of rare event probabilities using cross-entropy.** In: Proceedings of the Winter Simulation Conference, volumen 1, p. 310–319. IEEE, 2002.
- [59] **RUBINSTEIN, R.. The Cross-Entropy Method for Combinatorial and Continuous Optimization.** Methodology And Computing In Applied Probability, 1(2):127–190, 1999.
- [60] **ERNST, D.; GLAVIC, M.; STAN, G. B.; MANNOR, S. ; WEHENKEL, L.. The cross-entropy method for power system combinatorial optimization problems.** In: 2007 IEEE Lausanne Power Tech, p. 1290–1295, 2007.
- [61] **BELMUDES, F.; ERNST, D. ; WEHENKEL, L.. Cross-entropy based rare-event simulation for the identification of dangerous events in power systems.** Proceedings of the 10th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, PMAPS 2008, p. 41–47, 2008.
- [62] **KIM, J.; LEE, J. ; JOO, S. K.. Assessment of conditional value at risk (CVaR) in transmission investment using cross entropy method.** Transmission and Distribution Conference and Exposition: Asia and Pacific, T and D Asia 2009, p. 1–4, 2009.
- [63] **LEITE DA SILVA, A. M.; FERNÁNDEZ, R. A. ; SINGH, C.. Generating capacity reliability evaluation based on Monte Carlo simulation and cross-entropy methods.** IEEE Transactions on Power Systems, 25(1):129–137, 2010.
- [64] **LEITE DA SILVA, A.; MELO, A. ; CUNHA, S.. Frequency and duration method for reliability evaluation of large-scale hydrothermal generating systems.** IEE Proceedings C Generation, Transmission and Distribution, 138(1):94, 1991.
- [65] **DE CARVALHO, L. M.; GONZÁLEZ-FERNÁNDEZ, R. A.; LEITE DA SILVA, A. M.; DA ROSA, M. A. ; MIRANDA, V.. Simplified cross-entropy based approach for generating capacity reliability assessment.** IEEE Transactions on Power Systems, 28(2):1609–1616, 2013.
- [66] **GONZÁLEZ-FERNÁNDEZ, R. A.; LEITE DA SILVA, A. M.. Reliability assessment of time-dependent systems via sequential cross-entropy Monte Carlo simulation.** IEEE Transactions on Power Systems, 26(4):2381–2389, 2011.

- [67] GONZÁLEZ-FERNÁNDEZ, R. A.; LEITE DA SILVA, A. M.; RESENDE, L. C. ; SCHILLING, M. T.. **Composite Systems Reliability Evaluation Based on Monte Carlo Simulation and Cross-Entropy Methods**. IEEE Transactions on Power Systems, 28(4):4598–4606, nov 2013.
- [68] WANG, Y.; GUO, C. ; WU, Q. H.. **A cross-entropy-based three-stage sequential importance sampling for composite power system short-term reliability evaluation**. IEEE Transactions on Power Systems, 28(4):4254–4263, 2013.
- [69] LEITE DA SILVA, A. M.; GONZALEZ-FERNANDEZ, R. A.; FLAVIO, S. A. ; MANSO, L. A.. **Composite reliability evaluation with renewable sources based on quasi-sequential Monte Carlo and cross entropy methods**. 2014 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, PMAPS 2014 - Conference Proceedings, 96, 2014.
- [70] TOMASSON, E.; SODER, L.. **Improved Importance Sampling for Reliability Evaluation of Composite Power Systems**. IEEE Transactions on Power Systems, 32(3):2426–2434, 2017.
- [71] GENG, L.; ZHAO, Y. ; LI, W.. **Enhanced Cross Entropy Method for Composite Power System Reliability Evaluation**. IEEE Transactions on Power Systems, 34(4):3129–3139, 2019.
- [72] ANSARI, O. A.; CHUNG, C. Y.. **A hybrid framework for short-term risk assessment of wind-integrated composite power systems**. IEEE Transactions on Power Systems, 34(3):2334–2344, 2019.
- [73] JALOCON, C. L. C.; NERVES, A. C.. **Renewable energy portfolio planning using the cross-entropy method**. Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, APPEEC, p. 1–5, 2013.
- [74] SEBAA, K.; BOUHEDDA, M.; TLEMÇANI, A. ; HENINI, N.. **Location and tuning of TCPSTs and SVCs based on optimal power flow and an improved cross-entropy approach**. International Journal of Electrical Power and Energy Systems, 54:536–545, 2014.
- [75] CHEN, J.-C.; LI, W.-T.; WEN, C.-K.; TENG, J.-H. ; TING, P.. **Efficient Identification Method for Power Line Outages in the Smart Power Grid**. IEEE Transactions on Power Systems, 29(4):1788–1800, jul 2014.

- [76] LEITE DA SILVA, A. M.; COSTA CASTRO, J. F. ; GONZALEZ-FERNANDEZ, R. A.. **Spinning Reserve Assessment Under Transmission Constraints Based on Cross-Entropy Method**. IEEE Transactions on Power Systems, 31(2):1624–1632, mar 2016.
- [77] WANG, Y.. **An Adaptive Importance Sampling Method for Spinning Reserve Risk Evaluation of Generating Systems Incorporating Virtual Power Plants**. IEEE Transactions on Power Systems, 33(5):5082–5091, 2018.
- [78] LEITE DA SILVA, A. M.; CASTRO, J. F. C. ; BILLINTON, R.. **Probabilistic Assessment of Spinning Reserve via Cross-Entropy Method Considering Renewable Sources and Transmission Restrictions**. IEEE Transactions on Power Systems, 33(4):4574–4582, 2018.
- [79] DE MAGALHAES CARVALHO, L.; LEITE DA SILVA, A. M. ; MIRANDA, V.. **Security-constrained optimal power flow via cross-entropy method**. IEEE Transactions on Power Systems, 33(6):6621–6629, 2018.
- [80] KAZEMDEHDASHTI, A.; MOHAMMADI, M. ; SEIFI, A. R.. **The Generalized Cross-Entropy Method in Probabilistic Optimal Power Flow**. IEEE Transactions on Power Systems, 33(5):5738–5748, 2018.
- [81] ABREU, C.; SOARES, I.; OLIVEIRA, L.; RUA, D.; MACHADO, P.; CARVALHO, L. ; PEÇAS LOPES, J. A.. **Application of genetic algorithms and the cross-entropy method in practical home energy management systems**. IET Renewable Power Generation, 13(9):1474–1483, 2019.
- [82] WANG, G.; ZHA, Y.; WU, T.; QIU, J.; CHUN PENG, J. ; XU, G.. **Cross entropy optimization based on decomposition for multi-objective economic emission dispatch considering renewable energy generation uncertainties**. Energy, 193:116790, 2020.
- [83] CASTRO, J. F. C.; ROSAS, P. A. C.; MEDEIROS, L. H. A. ; LEITE DA SILVA, A. M.. **Operating Reserve Assessment in Systems with Energy Storage and Electric Vehicles**. In: 2020 INTERNATIONAL CONFERENCE ON PROBABILISTIC METHODS APPLIED TO POWER SYSTEMS (PMAPS), p. 1–6. IEEE, aug 2020.
- [84] F. C. CASTRO, J.; M. LEITE DA SILVA, A.. **Avaliação Probabilística da Reserva Operativa em Sistemas Eólicos Híbridos com Armazenamento de Energia na Presença de Veículos Elétricos**. In:

ANAIS DO CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA 2020. sbabra, dec 2020.

- [85] TELLES, É.; SAAVEDRA, R.; BODIN, G.; MILHORANCE, A.; FERNANDES, C.; STREET, A. ; LEITE DA SILVA, A. M.. **Risk-Averse Contracting Strategy for the Transmission System Usage**. In: L Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, 2018, Rio de Janeiro, Campinas, 2018. GALOÁ.
- [86] BILLINTON, R.; ALLAN, R. N.. **Reliability Evaluation of Power Systems**. Springer US, Boston, MA, 1996.
- [87] WOOD, A. J.; WOLLENBERG, B. F. ; SHEBLÉ, G. B.. **Power Generation, Operation, and Control**. Wiley, 2013.
- [88] STREET, A.; VEIGA, A.; LIMA, D.; MOREIRA, A.; FANZERES, B.; GARCIA, J. ; FREIRE, L.. **Simulação da Geração de Usinas Renováveis Coerentes com os Cenários de Operação do Sistema Elétrico Brasileiro**. In: Anais do XVIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Brasília, 2013. SNPTEE.
- [89] HOELTGEBAUM, H.; FERNANDES, C. ; STREET, A.. **Generating joint scenarios for renewable generation: The case for non-gaussian models with time-varying parameters**. IEEE Transactions on Power Systems, 33(6):7011–7019, 2018.
- [90] DE MORAES, G. M. B.; SAAVEDRA, R. A.; STREET, A. ; FERNANDES, C.. **Método de geração de cenários de longo prazo para a carga horária**. In: Anais do XXV SNPTEE Seminário Nacional de Produção de Transmissão de Energia Elétrica, volumen GPL/32. SNPTEE, 2019.
- [91] SCHILLING, M. T.; STACCHINI DE SOUZA, J. C. ; DO COUTTO FILHO, M. B.. **Power system probabilistic reliability assessment: Current procedures in Brazil**. IEEE Transactions on Power Systems, 23(3):868–876, 2008.
- [92] SHAPIRO, A.; HOMEM-DE-MELLO, T.. **On the rate of convergence of optimal solutions of Monte Carlo approximations of stochastic programs**. SIAM Journal on Optimization, 11(1):70–86, 2000.
- [93] DE BOER, P. T.; KROESE, D. P. ; RUBINSTEIN, R. Y.. **A Fast Cross-Entropy Method for Estimating Buffer Overflows in Queueing Networks**. Management Science, 50(7):883–895, jul 2004.

- [94] MILHORANCE, A.; LEITE DA SILVA, A. M.; TELLES, E. ; STREET, A.. **Risk Assessment for the Amount of Transmission System Usage Penalties via Probabilistic Load Flow**. In: 2020 INTERNATIONAL CONFERENCE ON PROBABILISTIC METHODS APPLIED TO POWER SYSTEMS (PMAPS), p. 1–6. IEEE, aug 2020.
- [95] BEZANSON, J.; EDELMAN, A.; KARPINSKI, S. ; SHAH, V. B.. **Julia: A Fresh Approach to Numerical Computing**. SIAM Review, 59(1):65–98, jan 2017.
- [96] HPPA - HIGH PERFORMANCE POWER SYSTEM APPLICATIONS. **Organon**, 2020. <https://www.hppa.com.br/>.
- [97] IEEE PROBABILITY SUBCOMMITTEE. **IEEE Reliability Test System**. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-98(6):2047–2054, nov 1979.
- [98] KROESE, D. P.; POROTSKY, S. ; RUBINSTEIN, R. Y.. **The cross-entropy method for continuous multi-extremal optimization**. Methodology and Computing in Applied Probability, 8(3):383–407, 2006.
- [99] COSTA, A.; JONES, O. D. ; KROESE, D.. **Convergence properties of the cross-entropy method for discrete optimization**. Operations Research Letters, 35(5):573–580, 2007.
- [100] UENVEREN, A.; ACAN, A.. **Multi-objective optimization with cross entropy method: Stochastic learning with clustered pareto fronts**. In: 2007 IEEE CONGRESS ON EVOLUTIONARY COMPUTATION, p. 3065–3071. IEEE, sep 2007.
- [101] BEKKER, J.; ALDRICH, C.. **The cross-entropy method in multi-objective optimisation: An assessment**. European Journal of Operational Research, 211(1):112–121, 2011.
- [102] HO, S. L.; YANG, S.. **Multiobjective optimization of inverse problems using a vector cross entropy method**. IEEE Transactions on Magnetics, 48(2):247–250, 2012.
- [103] GIAGKIOZIS, I.; PURSHOUSE, R. C. ; FLEMING, P. J.. **Generalized decomposition and cross entropy methods for many-objective optimization**. Information Sciences, 282:363–387, 2014.
- [104] BERUVIDES, G.; QUIZA, R. ; HABER, R. E.. **Multi-objective optimization based on an improved cross-entropy method. A case**

- study of a micro-scale manufacturing process. *Information Sciences*, 334-335:161–173, 2016.
- [105] STREET, A.. **On the Conditional Value-at-Risk probability-dependent utility function**. *Theory and Decision*, 68(1-2):49–68, 2010.
- [106] UNIVERSITY OF WASHINGTON. **Power system test case archive**. IEEE RTS 79. Acesso: Julho/2020.
- [107] FORREST, J.; RALPHS, T.; VIGERSKE, S.; LOUHAFER; KRISTJANSSON, B.; JPFASANO; EDWINSTRAVER; LUBIN, M.; SANTOS, H. G.; RLOUGEE ; SALTZMAN, M.. **coin-or/cbc: Version 2.9.9**, 2018.
- [108] FERREIRA, R.; CORREDOR, P. H.; RUDNICK, H.; CIFUENTES, X. ; BARROSO, L.. **Electrical Expansion in South America: Centralized or Distributed Generation for Brazil and Colombia**. *IEEE Power and Energy Magazine*, 17(2):50–60, mar 2019.
- [109] VESTAS. **Especificações técnicas v155-3.3 MW**. Acesso: Outubro/2020.
- [110] NREL. **Wind prospector**. Acesso: Outubro/2020.
- [111] SULAEMAN, S.; BENIDRIS, M.; MITRA, J. ; SINGH, C.. **A Wind Farm Reliability Model Considering Both Wind Variability and Turbine Forced Outages**. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 8(2):629–637, apr 2017.
- [112] MONTICELLI, A.. **Fluxo de carga em redes de energia elétrica**. Edgard Blucher, São Paulo, 1983.
- [113] MONTICELLI, A.; DECKMANN, S.; GARCIA, A. ; STOTT, B.. **Real-Time External Equivalents for Static Security Analysis**. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-98(2):498–508, mar 1979.
- [114] DECKMANN, S.; PIZZOLANTE, A.; MONTICELLI, A.; STOTT, B. ; ALSAC, O.. **Numerical Testing of Power System Load Flow Equivalents**. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-99(6):2292–2300, nov 1980.
- [115] DECKMANN, S.; PIZZOLANTE, A.; MONTICELLI, A.; STOTT, B. ; ALSAC, O.. **Studies on Power System Load Flow Equivalencing**. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-99(6):2301–2310, nov 1980.

- [116] TINNEY, W. F.; BRIGHT, J. M.. **Adaptive reductions for power flow equivalents.** IEEE Transactions on Power Systems, 2(2):351–359, 1987.
- [117] JARDIM, J. L.; LEITE DA SILVA, A. M.. **A methodology for computing robust dynamic equivalents of large power systems.** Electric Power Systems Research, 143:513–521, feb 2017.
- [118] DE FARIA, R. V.; LEITE DA SILVA, A. M.; JARDIM, J. L. ; LIMA, L. R.. **Aplicação de Equivalentes Dinâmicos na Rede Elétrica Brasileira e na Avaliação de Regiões de Segurança.** In: XXV SNPTEE SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, volumen GAT/06, Belo Horizonte, 2019. SNPTEE.

A

Inserção de Usina Eólica ao Sistema RTS

Há expectativa de que a geração eólica possua papel cada mais importante na matriz energética mundial, inclusive no Brasil [108]. Assim, para avaliar os impactos ocasionados pela existência de geração com fonte intermitente na região elétrica da distribuidora, uma usina eólica é inserida na barra 5 do sistema RTS, como na Figura A.1. Por simplificação, denomina-se o modificado de RTS Eólico. O parque é formado por 20 aerogeradores do modelo Vestas V155, de 3,3 MW [109], as curvas de ventos são obtidas no banco de dados da NREL [110] e os dados de confiabilidade do equipamentos são de [111]. A Tabela A.1 resume as especificações da usina.

Tabela A.1: Dados de Usina Eólica.

No. de Aerogeradores	20
Área Varrida: A (m ²)	18.869
Velocidade de Início: v_{cut-in} (m/s)	3
Velocidade de Corte: $v_{cut-out}$ (m/s)	18
Velocidade Nominal: v_r (m/s)	16
Potência Nominal: P_r (MW)	3,3
Taxa de Falha: λ (falhas/ano)	2,721
Taxa de Reparo: μ (reparo/ano)	31,286

Os cenários horários de potência injetada pela usina são gerados a partir das curvas sintéticas de disponibilidade horária de cada aerogerador (criadas através de Monte Carlo cronológico, considerando as taxas de falha e reparo de [111]) e da potência entregue em função da velocidade do vento (v , em m/s) na hora, dada por [111]

$$P(v) = \begin{cases} 0, & \text{se } v < v_{cut-in} \\ \frac{1}{2}\rho AC_p v^3, & \text{se } v_{cut-in} \leq v < v_r \\ P_r, & \text{se } v_r \leq v < v_{cut-out} \\ 0, & \text{se } v_{cut-out} \leq v \end{cases} \quad (A-1)$$

A Figura A.2 ilustra quantis de cenários de geração da usina eólica, em patamares horário, no horizonte de um ano.

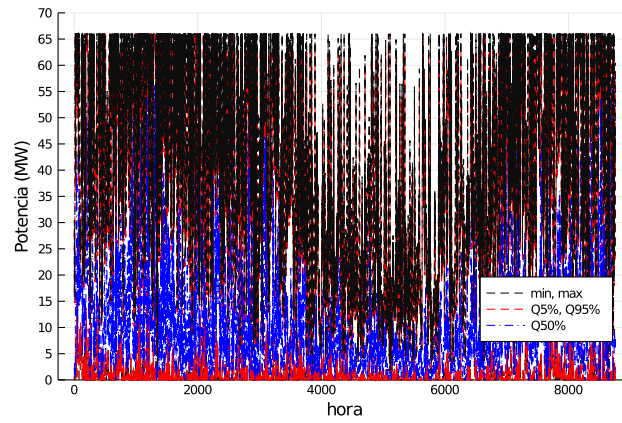


Figura A.2: Cenários gerados para fazenda eólica.

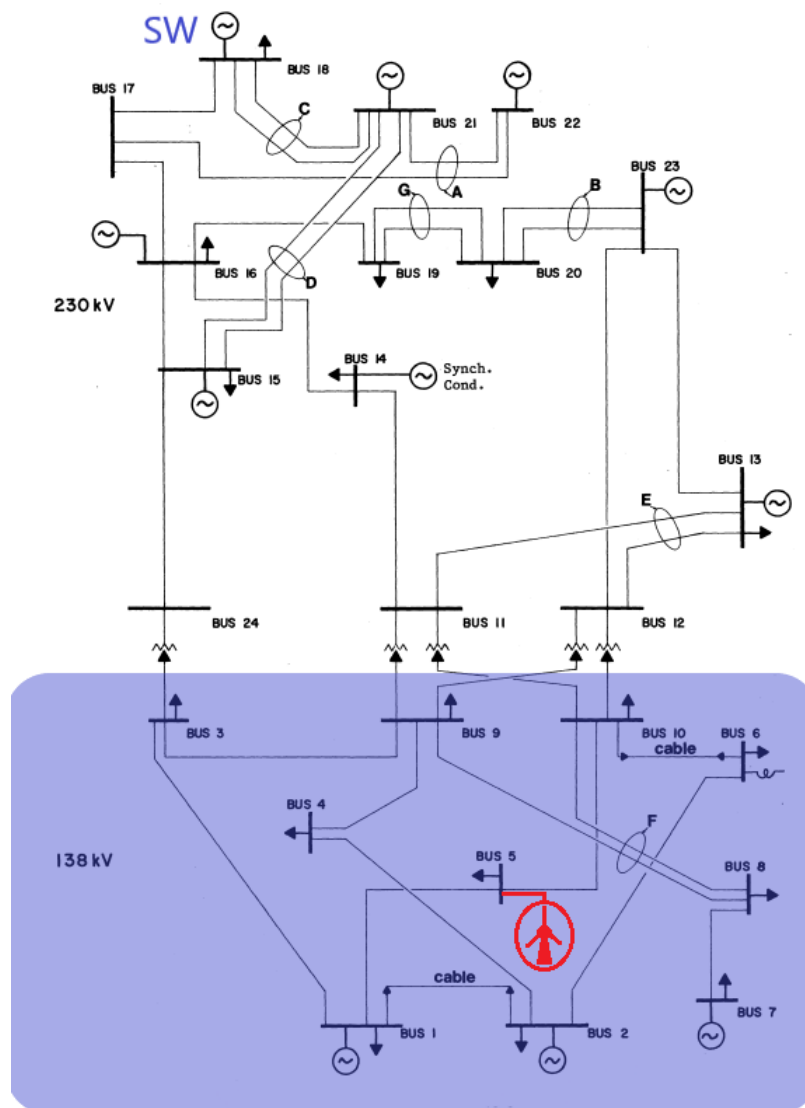


Figura A.1: Sistema RTS com inserção de geração eólica na barra 5.

B

Equivalentes Estáticos Flexíveis

Os modelos equivalentes reduzidos para sistemas de potência são pertinentes em estudos de planejamento, avaliação de segurança online e simulação em tempo real. Estudos de contratação de MUST possuem área de pertinência restrita (rede da distribuidora), porém esta é parte de um sistema elétrico interligado de grande porte. Além disso, mapear adequadamente as injeções de potência em cada ponto de conexão requer um número elevado de simulações de fluxo de potência. Sendo assim, os sistemas equivalentes são adequados para tornar viável o tempo computacional necessário ao estudo.

O problema é formulado a partir da definição de um subsistema de interesse (sistema interno) que é parte de uma rede de maior porte (sistema externo). Ambos são conectados através de barras de fronteira (ou pontos de conexão). O sistema interno deve ser sempre preservado em sua totalidade e um modelo equivalente reduzido, criado para representar o sistema externo. No escopo da contratação ótima ou análise de risco do MUST, o sistema interno corresponde justamente à região da distribuidora de energia elétrica.

Os modelos equivalentes, para que sejam utilizados nas metodologias propostas nessa Tese, devem respeitar alguns quesitos: (i) ser compatíveis com programas de fluxo de potência; (ii) ser numericamente bem condicionados; e (iii) preservar com precisão suficiente, a sensibilidade do sistema externo original às mudanças no sistema interno. Importante ressaltar, que no caso do item (iii), pretende-se que os fluxos de potência ativa que trafegam nos circuitos que determinam cada fronteira sejam similares no equivalente, em comparação ao completo. Essa distinção é pertinente, pois outros critérios, como perfil de tensão ou fluxos internos na rede podem levar a criação de equivalentes diferentes. E apesar de haver uma metodologia quantitativa, como será apresentado a seguir, a experiência dos engenheiros das distribuidoras garante refinamento qualitativo, por conhecerem os equipamentos que mais influenciam na importação nas fronteiras (que podem mantidos intactos na rede reduzida, por opção explícita do analista).

A redução de redes é tema que atrai pesquisadores desde a década 1970, tendo a avaliação de segurança estática online como motivação inicial [113–116]. Em [12] é apresentada a metodologia que serve de base para a

redução estática flexível adotada nesse trabalho. Para equivalentes dinâmicos, ver [117, 118],

B.1

Metodologia

Considerando a definição de subsistemas internos e externos, a matriz de admitância da rede pode ser particionada da seguinte forma [112]:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{ee} & \mathbf{Y}_{ef} & \mathbf{0} \\ \mathbf{Y}_{fe} & \mathbf{Y}_{ff} & \mathbf{Y}_{fi} \\ \mathbf{0} & \mathbf{Y}_{if} & \mathbf{Y}_{ii} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{V}_e \\ \mathbf{V}_f \\ \mathbf{V}_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{I}_e \\ \mathbf{I}_f \\ \mathbf{I}_i \end{bmatrix}, \quad (\text{B-1})$$

onde os subscritos e , f e i se referem às barras do sistema externo, de fronteira e internas, respectivamente. Dado que \mathbf{I}_e é conhecido, é possível reduzir a equação (B-1) da seguinte forma:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{ff}^{eq} & \mathbf{Y}_{fi} \\ \mathbf{Y}_{if} & \mathbf{Y}_{ii} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{V}_f \\ \mathbf{V}_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{I}_f^{eq} \\ \mathbf{I}_i \end{bmatrix}, \quad (\text{B-2})$$

onde $\mathbf{Y}_{ff}^{eq} = \mathbf{Y}_{ff} - \mathbf{Y}_{fe} \mathbf{Y}_{ee}^{-1} \mathbf{Y}_{ef}$ e $\mathbf{I}_f^{eq} = \mathbf{I}_f - \mathbf{Y}_{ff} \mathbf{Y}_{ee}^{-1} \mathbf{I}_e$.

A influência do sistema externo no interno é representada em (B-2) através das injeções de corrente nas barras de fronteira e nas novas conexões entre essas barras. O ponto de operação do sistema reduzido é exatamente o mesmo que o do sistema original e, idealmente, o sistema reduzido responderia às mudanças como o original [112]. Contudo, a redução pode não representar adequadamente o sistema completo, para diferentes pontos de operação.

A fim de se melhorar significativamente o desempenho do sistema interno, move-se as barras de fronteira para o sistema externo, criando assim uma zona de amortecimento [117], [12]. Com isso, os efeitos das imprecisões na fronteira são atenuados no sistema interno. Esta zona de amortecimento pode ser determinada via análise de sensibilidade, como detalhado em [12] e resumido na seção a seguir.

B.1.1

Zona de amortecimento e análise de precisão

Uma zona de amortecimento (*buffer zone*) consiste em elementos de circuito retidos na área externa. Em geral, os dois aspectos mais relevantes para a precisão do sistema interno são que o sistema externo represente corretamente os fluxos de potência ativa nas fronteiras.

Uma forma simples de determinar uma zona de amortecimento é forçar a retenção de um número de níveis de vizinhança elétrica, onde este número é definido pela experiência do usuário. Uma abordagem analítica mais sofisticada do problema é realizar uma análise de sensibilidade para determinar quais elementos externos afetam o desempenho do sistema interno.

É importante realizar uma análise de precisão para verificar a conformidade do modelo para os estudos pretendidos. As análises de precisão automáticas visam comparar, primariamente, o desempenho do sistema equivalente e do original frente a um conjunto de contingências, sendo verificados os desvios em magnitudes de tensão e fluxos em barras e ramos do sistema interno, respectivamente.

Com base nos resultados de precisão, o analista pode tentar ajustar o procedimento de redução para melhorar o equivalente de acordo com os critérios especificados [117], [12].

B.1.2

Algoritmo

O processo sintetizado para o cálculo de uma rede equivalente é o seguinte [96]:

Tarefas do analista:

1. Carregar dados (modelo de rede, barras monitoradas e lista de contingências) e definição de área interna;
2. Definir se a análise de retenção com base na sensibilidade de tensão e/ou ao fluxo será realizada e seus respectivos limites de sensibilidade;
3. Definir se a análise de precisão será realizada;
4. Processar a redução.

Processo de redução:

1. Definir a área interna como retida;

2. Se a análise de precisão for realizada, executar a análise de contingência com o sistema original e armazenar todos os fluxos e tensões monitorados por contingência;
3. Se a análise de retenção for realizada, executar a análise de sensibilidade selecionada e decidir quais barras e ramos devem também ser retidos;
4. Incluir os elementos/subsistemas selecionados adicionalmente, se houver, como retidos;
5. Se a análise de precisão for realizada, executar a análise de contingência com a rede equivalente e armazenar todos os fluxos e tensões monitorados por contingência;
6. Comparar os resultados pré- e pós-contingência e imprimir os maiores erros de tensão e fluxo e as respectivas barras/ramos por contingência. Outra quantidade pode ser usada como referência entre completo e equivalente (e.g., fluxo em determinados circuitos).

B.1.3

Configuração e resultado de redução

O sistema completo possui 6.540 barras e 9.545 ramos. A distribuidora (considerada como região interna) é representada por 158 barras. Em [12], a redução foi realizada adotando os máximos erros na tensão e fluxos aparentes da rede interna (comparação entre equivalente e completo). Como, nesse trabalho, existe uma quantidade clara a ser determinada (importação de potência ativa nas fronteiras), ela deverá guiar a redução, ao invés dos erros nos perfis de tensão e fluxo. Dessa forma, empiricamente se percebeu que reter forçadamente as áreas próximas de uma das fronteiras reduzia os erros nas importações dessa região elétrica (mais 339 barras consideradas como rede interna, que deve ser mantida intacta, totalizando 497 barras). Além disso, foi criada uma zona de amortecimento de dois níveis. Como resultado, há redução de 6.540 barras e 9.545 ramos para 812 barras e 2.518 ramos.

C

Lista de trabalhos publicados

Os seguintes artigos foram publicados ao longo do desenvolvimento desse trabalho:

- Lima, L.R., Leite da Silva, A. M. Jardim, J. L. **Castro, A. M.**, Silva, N.S.M. (2018). *A method to compute flexible static equivalents for very large power networks*. SBSE 2018 - 7th Brazilian Electr. Syst. Symp., pp. 1–6, Jun. 2018.
- Telles, É., Saavedra, R., Bodin, G., **Milhorance, A.**, Fernandes, C., Street, A., & Leite da Silva, A. M. (2018). *Risk-Averse Contracting Strategy for the Transmission System Usage*. L Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, 2018, Rio de Janeiro.
- Saavedra, R., Bodin, G., Telles, É., Silva, T., **Milhorance, A.**, Fernandes, C., Street, A., & Leite da Silva, A. M. (2018). *Simulating Low and High-Frequency Energy Demand Scenarios in a Unified Framework: Part I: Low-Frequency Simulation*. L. Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, 2018, Rio de Janeiro. Anais Eletrônicos.
- Bodin, G., Saavedra, R., Telles, É., Silva, T., **Milhorance, A.**, Fernandes, C., Street, A., & Leite da Silva, A. M. (2018). *Simulating Low and High-Frequency Energy Demand Scenarios in a Unified Framework: Part II: High-Frequency Simulation*. L Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, 2018, Rio de Janeiro.
- **Milhorance, A.**, Silva, N. Telles, E. Leite da Silva, A. & Street, A.. (2018). *Contratação Ótima Dos Montantes De Uso Do Sistema De Transmissão Via Equivalentes Estáticos Flexíveis E Fluxo De Potência Estocástico*. Proceedings XXII Congresso Brasileiro de Automática, 1–8. <https://doi.org/10.20906/cps/cba2018-0921>
- Leite da Silva, A. M., & **De Castro, A. M.** (2019). *Risk Assessment in Probabilistic Load Flow via Monte Carlo Simulation and Cross-Entropy Method*. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 34, no. 2, pp. 1193-1202, 2019, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2869769.

- Carlos, É. T., **Milhorance, A.**, Aguiar, A. S. de, & Leite da Silva, A. M. (2019). *Contratação do Uso do Sistema de Transmissão com Aversão a Risco Considerando Incertezas das Redes Elétricas*. Anais Do XXV SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, GPL/33, 3605.
- **Milhorance, A.**, Leite da Silva, A. M., Carlos, É. T. & Street, A. (2020). *Risk Assessment for the Amount of Transmission System Usage Penalties via Probabilistic Load Flow*, 2020 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), Liege, Belgium, 2020, pp. 1-6, doi: 10.1109/PMAPS47429.2020.9183692.