



Natasha Soares Monteiro da Silva

**Contratação Ótima dos Montantes de Uso do Sistema
de Transmissão via Equivalentes Estáticos Flexíveis e
Fluxo de Potência Probabilístico**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada como requisito parcial para
obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-
Graduação em Engenharia Elétrica da PUC-Rio.

Orientador: Prof. Armando Martins Leite da Silva

Rio de Janeiro
Dezembro de 2018



Natasha Soares Monteiro da Silva

**Contratação Ótima dos Montantes de Uso do Sistema
de Transmissão via Equivalentes Estáticos Flexíveis e
Fluxo de Potência Probabilístico**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da PUC-Rio.

Prof. Armando Martins Leite da Silva

Orientador
Departamento de Engenharia Elétrica – PUC-Rio

Dra. Érica Telles Carlos

Departamento de Engenharia Elétrica – PUC-Rio

Prof. João Guilherme de Carvalho Costa

Instituto de Sistemas Elétricos e Energia
UNIFEI

Prof. Márcio da Silveira Carvalho

Coordenador Setorial do Centro
Técnico Científico – PUC-Rio

Rio de Janeiro, 5 de dezembro de 2018

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

Natasha Soares Monteiro da Silva

Nasceu em Vassouras, Brasil, no ano 1993. Em 2015, graduou-se em Engenharia Elétrica na Universidade Severino Sombra. Atualmente está fazendo o mestrado no programa de Engenharia Elétrica da PUC-Rio, na área de Sistemas de Energia Elétrica. Suas principais áreas de interesse são o planejamento e confiabilidade de sistemas elétricos de potência.

Ficha Catalográfica

Silva, Natasha Soares Monteiro da

Contratação ótima dos montantes de uso do sistema de transmissão via equivalentes estáticos flexíveis e fluxo de potência probabilístico / Natasha Soares Monteiro da Silva ; orientador: Armando Martins Leite da Silva. – 2018.

106 f. : il. color. ; 30 cm

Dissertação (mestrado)—Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Elétrica, 2018.

Inclui bibliografia

1. Engenharia Elétrica – Teses. 2. Equivalentes estáticos de rede. 3. Fluxo de potência probabilístico. 4. Montante de uso do sistema de transmissão. 5. Otimização estocástica. 6. Simulação Monte Carlo. I. Silva, Armando M. Leite da. II. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Elétrica. III. Título.

CDD: 621.3

Agradecimentos

Primeiramente, agradeço a Deus que me deu força para a realização deste trabalho.

Ao meu orientador Armando Martins Leite da Silva pela paciência, dedicação, orientação e ajuda na realização deste trabalho assim como a transmissão do conhecimento necessário para o desenvolvimento desta dissertação.

Aos meus pais e meus irmãos, por toda a dedicação, compreensão, apoio, exemplo e amor.

A minha família, por sempre ter me incentivado e apoiado.

A minha tia Maria Aparecida, por sempre acreditar na minha capacidade, apoiar e ajudar.

As minhas tias-avós Maria da Assunção e Carmen Lúcia por terem me recebido, ajudado e apoiado em todos os momentos.

Ao amigo André Milhorce de Castro, pelo tempo, paciência e auxílio na realização deste trabalho.

Aos amigos Andrés Mauricio, Estiven e Juan Pablo, por toda a ajuda.

Aos amigos Cintia Fernanda, Lívia Cristina, Monique Ianne, Vanessa Paola Gonzalez e Oscar, pelas conversas, conhecimento, por sempre estarem ao meu lado e pela ajuda.

Aos professores do Departamento de Engenharia Elétrica pela oportunidade, conhecimentos adquiridos e dedicação prestada.

Finalmente, agradeço à PUC-Rio pelos auxílios concedidos, sem os quais este trabalho não poderia ter sido realizado.

O presente trabalho foi realizado com o apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) – Código de Financiamento 001.

Resumo

Silva, Natasha Soares Monteiro da; Leite da Silva, Armando Martins. **Contratação Ótima dos Montantes de Uso do Sistema de Transmissão via Equivalentes Estáticos Flexíveis e Fluxo de Potência Probabilístico**. Rio de Janeiro, 2018. 106p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Na década de noventa, no Brasil, havia uma predominância de empresas verticalizadas no setor elétrico, pertencentes aos governos estaduais e federais, que no decorrer do processo de reestruturação e privatização sofreram uma desverticalização das suas atividades, em geração, transmissão, distribuição e comercialização. Após iniciada a privatização das companhias foi criada a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), responsável por regular as atividades do setor elétrico brasileiro. Estas mudanças acarretaram em diferentes modelos de mercado caracterizados pelo acentuado uso dos sistemas de transmissão. Neste cenário, foi definido pela ANEEL que as concessionárias de distribuição devem pagar às transmissoras pela utilização de suas instalações o Encargo de Uso do Sistema de Transmissão (EUST). Para isso, é necessário informar o Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) para cada ponto de conexão e período tarifário por meio do Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST). Em caso de ultrapassagem dos valores firmados neste contrato acima de um percentual estipulado, a contratante terá que pagar uma penalidade. Esta dissertação tem por finalidade apresentar uma nova metodologia na determinação do valor ótimo do MUST, baseado em equivalentes estáticos flexíveis, fluxo de potência probabilístico e técnicas de otimização estocástica de modo a equilibrar o custo do transporte de energia e o custo da penalidade. Primeiro, utiliza-se uma técnica de redução de rede, flexível e precisa. Segundo, as incertezas provenientes das cargas, geração e topologia da rede são mapeadas nos pontos de conexão em análise. Terceiro, utiliza-se uma técnica simples de otimização estocástica para obter o MUST a ser contratado, pela distribuidora de energia elétrica, em cada barra de fronteira. Por último, a metodologia proposta é empregada no sistema acadêmico IEEE RTS com o objetivo de demonstrar a sua eficiência sendo os resultados obtidos amplamente discutidos.

Palavras-Chave

Equivalentes estáticos de rede; fluxo de potência probabilístico; montante de uso do sistema de transmissão; otimização estocástica; simulação Monte Carlo.

Abstract

Silva, Natasha Soares Monteiro da; Leite da Silva, Armando Martins (Advisor). **Optimal Contracting of Transmission System Usage Amounts via Flexible Static Equivalents and Probabilistic Load Flow**. Rio de Janeiro, 2018. 106p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

In Brazil, during the 1990s, there was a predominance of *vertical* companies in the electricity sector, belonging to the state and federal governments, which in the course of the restructuring and privatization process suffered a deverticalization of their activities into generation, transmission, distribution, and commercialization. After the beginning of this privatization process, the National Electric Energy Agency (ANEEL) was created, which is responsible for regulating the activities of the Brazilian electricity sector. These changes have led to different market models characterized by the strong use of the transmission systems. In this scenario, it was defined by ANEEL that the distribution concessionaires must pay the transmission companies for the use of their equipment. Thus, it is necessary to inform the Transmission System Usage Amount (MUST) for each connection point and tariff period by means of the Transmission System Use Agreement (CUST). In case of exceeding a specified percentage of the contracted amounts, the contractor will have to pay penalties. This dissertation aims to present a new methodology to determine the optimal value of MUST, based on flexible static equivalents, probabilistic power flow, and stochastic optimization techniques, in order to balance the energy transport and penalty costs. First, a flexible and accurate network reduction technique is used. Second, the uncertainties arising from the load, generation, and topology of the network are mapped at the connection points under analysis. Third, a simple stochastic optimization technique is used to obtain the MUST to be contracted by the electric power distributor at each border bus. Finally, the proposed methodology is used in the IEEE RTS academic system in order to demonstrate its efficiency, and the obtained results are widely discussed.

Keywords

Static network equivalents; probabilistic power flow; transmission system usage amount; stochastic optimization; Monte Carlo simulation.

Sumário

1 Introdução	18
1.1. Considerações Gerais	18
1.2. Desenvolvimento Histórico	20
1.2.1. MUST	20
1.2.2. Equivalentes Estáticos	21
1.2.3. Fluxo de Potência Probabilístico	22
1.3. Estrutura da Dissertação	23
2 Equivalentes Estáticos e Flexíveis de Redes Elétricas	25
2.1. Introdução	25
2.2. Formulação do Problema	25
2.2.1. Método Ward	26
2.2.2. Zona de Amortecimento	28
2.2.3. Análise de Precisão	29
2.2.4. Algoritmo	30
2.3. Resultados	31
2.3.1. Sistema Teste IEEE RTS-79	31
2.3.1.1. Estratégias de Redução	32
2.3.1.2. Diferentes Pontos de Operação	37
2.3.2. Sistemas de Grande Porte	40
2.3.2.1. Sistema Brasileiro	40
2.3.2.2. Sistema Norte-Americano	41
2.4. Conclusão	41
3 Contratação Ótima do Montante de Uso do Sistema de Transmissão	43
3.1. Introdução	43
3.2. Montante de Uso do Sistema de Transmissão	43
3.3. Contratação Ótima do MUST	46
3.3.1. Incertezas na Carga e Geração	46
3.3.2. Incertezas na Rede	47

3.3.3. Metodologia de Simulação de Incertezas	48
3.3.4. Metodologia de Otimização	49
3.3.5. Otimização da Contratação	60
3.4. Resultados	61
3.4.1. Contratação Ótima: Caso 1	62
3.4.2. Contratação Ótima: Caso 2	69
3.4.3. Contratação Ótima: Caso 3	76
3.5. Comentários Adicionais dos Resultados	84
3.6. Conclusão	85
 4 Conclusões	 87
 5 Referências bibliográficas	 89
 A Funções Densidades de Probabilidade	 93
 B Curvas de Custos Médios Anuais	 103

Lista de Figuras

Figura 2.1 – Sistema elétrico dividido em sistema: interno, fronteira e externo	26
Figura 2.2 – Sistema elétrico com o equivalente externo e sistema interno	27
Figura 2.3 – Diagrama unifilar do sistema teste IEEE RTS	32
Figura 2.4 – Diagrama unifilar do sistema Brasileiro (Área MS)	40
Figura 3.1 – Funções densidades de probabilidade para a injeção no Ponto A (valores máximos para um ano)	52
Figura 3.2 – Análise da contratação do MUST, 180,57MW, para os meses de janeiro a outubro	53
Figura 3.3 – Análise da contratação do MUST igual a 180,57MW para o mês de novembro	58
Figura 3.4 – Análise da contratação do MUST igual a 180,57MW	59
Figura 3.5 – Curva de carga do mês de janeiro acrescida de incertezas Gaussianas para as barras do sistema interno	61
Figura 3.6a – Caso 1: Função densidade de probabilidade para a injeção da Barra 3, valores máximos de Junho	63
Figura 3.6b – Caso 1: Função densidade de probabilidade para a injeção da Barra 3, valores máximos de Novembro	63
Figura 3.7 – Custos médios anuais em função do valor contratado MUST para a Barra 3, Caso 1	64
Figura 3.8a – Caso 1: Função densidade de probabilidade para a injeção da Barra 9, valores máximos de Junho	65
Figura 3.8b – Caso 1: Função densidade de probabilidade para a injeção da Barra 9, valores máximos de Novembro	65
Figura 3.9 – Custos médios anuais em função do valor contratado MUST para a Barra 9, Caso 1	66
Figura 3.10a – Caso 1: Função densidade de probabilidade para	

a injeção da Barra 10, valores máximos de Junho	67
Figura 3.10b – Caso 1: Função densidade de probabilidade para a injeção da Barra 10, valores máximos de Novembro	67
Figura 3.11 – Custos médios anuais em função do valor contratado MUST para a Barra 10, Caso 1	68
Figura 3.12a – Caso 2: Função densidade de probabilidade para a injeção da Barra 3, valores máximos de Junho	70
Figura 3.12b – Caso 2: Função densidade de probabilidade para a injeção da Barra 3, valores máximos de Novembro	70
Figura 3.13 – Custos médios anuais em função do valor contratado MUST para a Barra 3, Caso 2	71
Figura 3.14a – Caso 2: Função densidade de probabilidade para a injeção da Barra 9, valores máximos de Junho	72
Figura 3.14b – Caso 2: Função densidade de probabilidade para a injeção da Barra 9, valores máximos de Novembro	72
Figura 3.15 – Custos médios anuais em função do valor contratado MUST para a Barra 9, Caso 2	73
Figura 3.16a – Caso 2: Função densidade de probabilidade para a injeção da Barra 10, valores máximos de Junho	74
Figura 3.16b – Caso 2: Função densidade de probabilidade para a injeção da Barra 10, valores máximos de Novembro	74
Figura 3.17 – Custos médios anuais em função do valor contratado MUST para a Barra 10, Caso 2	75
Figura 3.18a – Caso 3: Função densidade de probabilidade para a injeção da Barra 3, valores máximos de Junho	77
Figura 3.18b – Caso 3: Função densidade de probabilidade para a injeção da Barra 3, valores máximos de Novembro	77
Figura 3.19 – Custos médios anuais em função do valor contratado MUST para a Barra 3, Caso 3	78
Figura 3.20a – Caso 3: Função densidade de probabilidade para a injeção da Barra 9, valores máximos de Junho	79
Figura 3.20b – Caso 3: Função densidade de probabilidade para	

a injeção da Barra 9, valores máximos de Novembro	79
Figura 3.21 – Custos médios anuais em função do valor contratado MUST para a Barra 9, Caso 3	80
Figura 3.22a – Caso 3: Função densidade de probabilidade para a injeção da Barra 10, valores máximos de Junho	81
Figura 3.22b – Caso 3: Função densidade de probabilidade para a injeção da Barra 10, valores máximos de Novembro	81
Figura 3.23 – Custos médios anuais em função do valor contratado MUST para a Barra 10, Caso 3	82
Figura A.1– Caso 1: Funções densidades de probabilidade para a injeção da Barra 3, valores máximos para um ano	94
Figura A.2 – Caso 1: Funções densidades de probabilidade para a injeção da Barra 9, valores máximos para um ano	95
Figura A.3 – Caso 1: Funções densidades de probabilidade para a injeção da Barra 10, valores máximos para um ano	96
Figura A.4 – Caso 2: Funções densidades de probabilidade para a injeção da Barra 3, valores máximos para um ano	97
Figura A.5 – Caso 2: Funções densidades de probabilidade para a injeção da Barra 9, valores máximos para um ano	98
Figura A.6 – Caso 2: Funções densidades de probabilidade para a injeção da Barra 10, valores máximos para um ano	99
Figura A.7 – Caso 3: Funções densidades de probabilidade para a injeção da Barra 3, valores máximos para um ano	100
Figura A.8 – Caso 3: Funções densidades de probabilidade para a injeção da Barra 9, valores máximos para um ano	101
Figura A.9 – Caso 3: Funções densidades de probabilidade para a injeção da Barra 10, valores máximos para um ano	102
Figura B.1 – Custos médios anuais em função do valor contratado MUST considerando diferentes intervalos (K), Caso 1	104
Figura B.2 – Custos médios anuais em função do valor contratado MUST considerando diferentes intervalos (K), Caso 2	105
Figura B.3 – Custos médios anuais em função do valor contratado	

Lista de Tabelas

Tabela 2.1– Contingências utilizadas nos testes de precisão	33
Tabela 2.2– Análise de precisão da Estratégia 1	33
Tabela 2.3– Análise de precisão da Estratégia 2	34
Tabela 2.4– Análise de precisão da Estratégia 3	35
Tabela 2.5– Análise de precisão da Estratégia 4	36
Tabela 2.6– Análise de precisão da Estratégia 5	36
Tabela 2.7– Síntese da análise de precisão das cinco estratégias	37
Tabela 2.8– Barras e ramos retidos para carga total de 90%, 70% e 50% do pico	38
Tabela 2.9– Ordem de mérito dos geradores.	39
Tabela 2.10– Barras e ramos retidos para uma carga total de 70% da carga pico	39
Tabela 3.1– Lista de contingências	47
Tabela 3.2– Número de ocorrências por intervalo	50
Tabela 3.3 – Exemplo de ocorrências por intervalo para o mês de novembro	54
Tabela 3.4 – Síntese dos Resultados do MUST Ótimo, Caso 1	69
Tabela 3.5 – Síntese dos Resultados do MUST Ótimo, Caso 2	76
Tabela 3.6 – Síntese dos Resultados do MUST Ótimo, Caso 3 - Sistema Equivalente	83
Tabela 3.7 – Síntese dos Resultados do MUST Ótimo, Caso 3 - Sistema Completo	83

Lista de Abreviaturas

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CTG	Contingência
CUST	Contratos de Uso Sistema de Transmissão
EUST	Encargos de Uso do Sistema de Transmissão
FPP	Fluxo de Potência Probabilístico
MUSD	Montante de Uso do Sistema de Distribuição
MUST	Montante de Uso do Sistema de Transmissão
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
Pg	Potência ativa gerada
Qg	Potência reativa gerada
REI	Radial Equivalent Independent
REN	Resolução normativa
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMC	Simulação Monte Carlo

Lista de Símbolos

Cap	Capacidade de transmissão do ramo em MVA
ε_V	Desvios de tensão em porcentagem
ε_{MVA}	Desvios de fluxo em porcentagem
$Fluxo_{Original}$	Fluxo no ramo para o sistema completo
$Fluxo_{Reduzido}$	Fluxo no ramo para o sistema reduzido
$MVA(\%)$	Desvios de fluxo em porcentagem
$Tensão(\%)$	Desvios de tensão em porcentagem
$V_{Original}$	Tensão na barra para o sistema completo
$V_{Reduzido}$	Tensão na barra para o sistema reduzido
A	Disponibilidade
U	Indisponibilidade
μ	Taxa de reparo
λ	Taxa de falha
$C_{i,a,p}^{CONT}$	Custo de contrato de MUST (a menos de penalidades) no ponto de conexão i , ano a , e posto tarifário p
$f_{i,a,m,p}$	Máximo fluxo de potência verificado no ponto de conexão i , ano a , mês m , e posto tarifário p
$M_{i,a,p}$	Valor contratado no ponto de conexão i , ano a , e posto tarifário p
$T_{i,a,p}$	Tarifa TUST no ponto de conexão i , ano a , e posto tarifário p
$C_{i,a,m,p}^{UT}$	Custo da penalidade por ultrapassagem no ponto de conexão i , ano a , mês m , e posto tarifário p
$f_{i,a,p}^{Max}$	Demanda máxima anual no ponto de conexão i , ano a , e posto tarifário p ;
$C_{i,a,p}^{ST}$	Custo da penalidade por sobrecontratação no ponto i , ano a e posto tarifário p
$Custos$	Custo médio esperado mensal
$TUST$	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
V_{MV}	Valor do montante verificado
V_{MC}	Valor do montante contratado

1

Introdução

1.1.

Considerações Gerais

No início dos anos 90, a maioria das empresas do setor elétrico era verticalizada e de propriedade do Estado, e encontravam-se endividadas não possuindo condições de investimento na área [1]. Diante deste cenário, o governo brasileiro iniciou o processo de reformas no setor com a finalidade de reduzir as dívidas, além da obtenção de recursos financeiros por meio da desestatização [2]. Esta reestruturação [3] encaminhou distintos modelos de mercado, caracterizados pelo acentuado uso do sistema de transmissão por centrais de geração, distribuidores e consumidores.

O sistema de transmissão é um importante elemento no sistema elétrico, sendo responsável por conectar as centrais de geração aos consumidores. Sendo assim, os aspectos relacionados aos sistemas de transmissão são regularmente estudados com a finalidade de melhorar os procedimentos de rede, garantir uma maior segurança e confiabilidade, dentre os mesmos encontram-se: a transferência de capacidade disponível [4, 5], congestionamento do sistema [6, 7], alocação do uso [8, 9] e perdas [10, 11].

No Brasil, a ANEEL por meio da Resolução Normativa 666 [12], estabelece que todos os utilizadores do sistema de transmissão (e.g., concessionárias de distribuição e grandes consumidores) devem pagar às transmissoras pela utilização de suas instalações no Sistema Interligado Nacional (SIN) o encargo de uso do sistema de transmissão (EUST) a partir do produto entre os Montantes de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) e as Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST). Nesta Resolução, encontra-se definido que anualmente os usuários das redes de transmissão devem informar o Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) por meio de um contrato, para cada ponto de conexão, entre as distribuidoras e a Rede básica considerando o horário de contratação (ponta e fora-

ponta). Caberá ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) a administração destes contratos.

Estando firmado o valor do MUST no contrato, caso o ONS confirme que à injeção máxima mensal excede os valores contratados, acima de um percentual definido pela ANEEL, a distribuidora será penalizada. Em geral, os contratantes não querendo assumir o risco de pagar multas adotam uma postura mais conservadora e optam por contratar o valor com base na demanda máxima anual, o que pode levar o custo anual a ser mais dispendioso (i.e., este valor pode não ocorrer nos demais meses). Por essa razão, busca-se um valor ótimo para o MUST a ser contratado de modo a equilibrar os custos da penalidade com os custos do transporte de energia que minimize os encargos de transmissão [13, 14].

Nos problemas de contratação dos montantes, deve-se modelar o fluxo de potência, nas barras de conexão em análise, como uma variável aleatória em consequência das incertezas oriundas das cargas, geração e topologia da rede (i.e., indisponibilidade de equipamentos), a fim de obter as funções densidades de probabilidade destas barras [13], isto é, mais cenários são analisados. Para avaliar as funções densidades, técnicas de fluxo de potência estocástico são imprescindíveis [15, 16].

Almejando a redução dos problemas de fluxo de potência e do esforço computacional em sistemas reais, devido ao número elevado de simulações do algoritmo, sem que ocorra a perda de qualidade da análise, torna-se relevante a aplicação de equivalentes estáticos flexíveis, visto que através destes equivalentes é possível definir um modelo significativo com uma precisão adequada [17, 18].

Esta dissertação tem por finalidade apresentar uma nova metodologia na obtenção do valor ótimo para a contratação do MUST, com o auxílio dos equivalentes estáticos flexíveis, fluxo de potência probabilístico (FPP) e técnicas simples de otimização estocástica. Estas técnicas possibilitam uma compreensão geral por parte de engenheiros e técnicos, assim apresentam uma fácil inserção na prática. Com o intuito de mostrar a eficiência desta metodologia, a mesma é aplicada no sistema teste IEEE RTS 79 [19].

1.2. Desenvolvimento Histórico

Esta seção encontra-se dividida em três partes essenciais no desenvolvimento desta dissertação, sendo assim serão retratadas as principais referências bibliográficas sobre contratação ótima do MUST, equivalentes estáticos e fluxo de potência probabilístico.

1.2.1. MUST

No ano de 1999 a ANEEL [20] criou a Resolução 281, cuja finalidade era estabelecer as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso da conexão no horário de ponta e fora de ponta, tanto para os sistemas de transmissão quanto para os sistemas de distribuição de energia. Esta Resolução designava que os contratantes teriam que pagar uma parcela a mais, correspondente a uma penalidade, se o valor do montante verificado fosse acima de 5% do valor contratado. Diante deste cenário, os trabalhos [13, 21] apresentaram a primeira proposta para definição do valor ótimo do MUST a ser contratado, que minimizasse o EUST além da capacidade de quantificar os riscos de violação. Para isto, esta metodologia considerou o fluxo máximo de potência em cada conexão modelado como uma variável aleatória, o que possibilitou a obtenção da distribuição de probabilidade do encargo de transmissão em função do montante de uso especificado.

Em 2010, a referência [14] discutiu duas metodologias para a obtenção do valor ótimo do montante: uma formulação inteira mista e uma formulação estocástica, utilizando as regras da REN 281/99.

Na contínua busca por melhorias a ANEEL, neste mesmo ano, aprimorou a regulamentação de contratação de uso do sistema de transmissão e elaborou a Resolução Normativa 399 [22]. Na mesma encontrava-se estabelecido que nos contratos de uso as distribuidoras pagassem uma multa em dois casos, quando houvesse ultrapassagem de 10% do valor contratado e no caso da medição de demanda máxima anual ser inferior a 90% desse montante.

A referência [1], em 2011, apresentou uma metodologia a fim de definir o MUST que otimizasse o custo de contratação e as penalidades quando o valor verificado no ponto de conexão excedesse os limites estabelecidos pela Resolu-

ção, além da avaliação das modificações com relação às penalidades, através de uma comparação entre a REN 281/99 e a REN 399/10.

1.2.2. Equivalentes Estáticos

Na literatura, as duas abordagens básicas dentre os equivalentes topológicos são: equivalentes Ward e equivalentes REI (Radial Equivalent Independent) [24]. Nesta seção serão destacadas as principais referências sobre equivalente Ward, devido à sua relevância histórica em particular neste trabalho.

Em [17, 23], foram abordados os conceitos e a formulação do método. O modelo Ward básico propõe dividir o sistema elétrico em área de interesse (i.e., sistema interno e fronteira) e sistema externo. O sistema interno permanece intacto enquanto o sistema externo é transformado, mediante as técnicas de redução de circuitos [24]. Obtém-se então um sistema reduzido com injeções equivalentes na fronteira. Contudo, este método não considera o suporte de reativos existentes no sistema externo sendo observados resultados de fluxos de potência reativa não tão precisos quando ocorrem saídas dos ramos conectados às barras de fronteira [17].

Uma solução para a limitação apresentada no modelo descrito anteriormente era não eliminar as barras PV durante o processo de obtenção do equivalente [24], ou seja, acrescentou-se ao método a retenção de barras PV. O equivalente obtido por esse método é denominado Ward PV, independente da localização da barra PV, pertencente ao sistema externo.

Outra alternativa seria reter barras PV contidas em uma porção do sistema externo, próxima da fronteira. A referência [25] contém um recurso de seleção automatizado desta zona de amortecimento ou acomodação (*buffer zone*), baseado em uma análise de sensibilidade. Além da retenção de barras PV alguns ramos, do sistema externo, também podem ser escolhidos.

A redução das dimensões de um sistema elétrico possui diversas aplicações, dentre as quais se encontram: planejamento da operação de sistemas de grande porte; a avaliação de segurança online; simulação em tempo real. Este assunto recebeu atenção nos anos 70 e 80, principalmente na avaliação de segurança está-

tica online. Em [24] os principais métodos de equivalentes externos foram descritos, dentre eles estão: Ward, REI, etc.

A referência [23], apresentada em 1979, encontra-se uma extensão do modelo Ward, denominado equivalente Ward estendido, que busca sanar a limitação do modelo Ward clássico. Neste equivalente as reações das barras PV externas a área de interesse são obtidas pela introdução de barras PV fictícias.

Apesar das diversas contribuições na área, com o avanço da velocidade computacional nas últimas décadas o interesse pelo assunto diminuiu. Em 2018, foi publicado um trabalho [18] descrevendo uma metodologia eficaz baseada no método Ward integrado ao programa computacional Organon. Utilizaram também o conceito de zona de amortecimento nos testes. O método proposto foi implementado em um sistema acadêmico e em duas grandes redes reais (sistemas Brasileiro e Norte-Americano da costa leste) para testes de desempenho. No capítulo seguinte este trabalho será abordado de forma mais detalhada.

1.2.3. Fluxo de Potência Probabilístico

Inúmeras referências e contribuições foram publicadas aplicando a modelagem probabilística ao problema de fluxo de potência. Nesta seção será apresentada uma breve revisão da literatura sobre o tema.

O trabalho pioneiro sobre FPP foi publicado em 1974 por Borkowska [26]. O artigo considera as injeções nas barras de carga como variáveis aleatórias e as funções densidades de probabilidade dos fluxos de potência nas linhas da rede são obtidas. Sendo assim descreve um procedimento para a resolução de fluxo de potência considerando a incerteza das variáveis de entrada.

Em geral, a maioria das referências técnicas sobre este assunto considerou somente as incertezas provenientes da geração e carga, não levaram em conta a configuração da rede. Na referência [27] de 1985 foi proposto um método de obtenção dos fluxos de potência probabilístico modelando a topologia da rede como uma variável aleatória.

Em [28] foram listados os trabalhos sobre FPP, publicados até o ano de 1988. No ano de 1990, o FPP foi aplicado à área de planejamento da expansão do sistema elétrico brasileiro [29].

Em [16] há uma seção, desenvolvimento histórico, na qual está descrita a evolução desta técnica, incluindo os trabalhos que utilizaram o FPP como principal recurso em aplicações em sistemas reais até as referências bibliográficas mais recentes. Neste trabalho [16] foi proposta uma metodologia baseada em simulação Monte Carlo (SMC) e entropia cruzada para estimativa de eventos de riscos relacionados à FPP.

1.3. Estrutura da Dissertação

Esta dissertação apresenta uma nova metodologia de contratação ótima do MUST, baseada em equivalentes estáticos flexíveis, fluxo de potência probabilístico e técnicas simples de otimização estocástica. Esta dissertação está estruturada em quatro capítulos.

O presente capítulo aborda de forma resumida o problema da contratação do MUST, bem como os equivalentes estáticos empregados como ferramenta no desenvolvimento desta nova metodologia. Também é feita uma síntese do problema de fluxo de potência probabilístico.

No Capítulo 2, trata-se, em linhas gerais, a modelagem do problema de equivalentes estáticos, assim como o método Ward, zona de amortecimento e análise de precisão. Além do algoritmo para o cálculo de uma rede equivalente, algumas estratégias de redução foram implementadas em um sistema acadêmico, bem como algumas análises em diferentes pontos de operação. Os resultados são discutidos em seus aspectos mais relevantes.

O Capítulo 3 apresenta uma metodologia na obtenção de um ponto ótimo em cada ponto de conexão pela distribuidora de energia na contratação do MUST. Apresenta-se ainda neste capítulo a implementação desta metodologia no sistema IEEE RTS reduzido, obtido através de uma técnica de redução flexível e precisa. Nesta implementação, utiliza-se o fluxo de potência probabilístico via simulação Monte Carlo (SMC) como a principal ferramenta empregada na obtenção das fun-

ções densidades de probabilidade em cada barra de fronteira. Consideram-se incertezas provenientes das cargas e da topologia da rede. Posteriormente à obtenção das funções densidades de probabilidade, empregam-se técnicas simples de otimização estocástica. Em seguida, os resultados são amplamente discutidos.

Para finalizar, o Capítulo 4 consiste nas considerações finais, conclusões desta dissertação e propostas para trabalhos futuros.

2

Equivalentes Estáticos e Flexíveis de Redes Elétricas

2.1.

Introdução

Este capítulo inicia-se pela formulação do problema e pelos conceitos do método Ward. Posteriormente, a metodologia será aplicada no sistema IEEE RTS para demonstrar sua robustez numérica, flexibilidade, eficiência computacional e precisão do método. A implementação será feita com base no programa computacional Organon [33]. Neste caso, entende-se por flexível a possibilidade de utilização de meios automáticos e/ou manuais para determinação dos componentes da zona de amortecimento associada ao método Ward, a fim de representar detalhes do sistema externo. Os geradores externos poderão ser automaticamente preservados, com base na sua sensibilidade no controle de tensão (vista do sistema interno), e os ramos externos também poderão ser automaticamente mantidos, a partir de índices de sensibilidade. Também serão descritos o desempenho da rede equivalente, obtidas pelo método aqui descrito, frente ao original de dois sistemas reais e de grande porte (Brasileiro e Norte-Americano), sendo estes exemplos obtidos da literatura técnica sobre o assunto.

2.2.

Formulação do Problema

O problema é formulado seccionando o sistema elétrico em dois subsistemas (i.e., sistema interno e externo) e em barras de fronteira, exemplificados na Figura 2.1. O sistema interno junto com as barras de fronteira (i.e., barras de interligação dos subsistemas) constituem a área de interesse. Assim sendo, a mesma permanecerá intacta após o processo de redução pelo modelo Ward, enquanto que o sistema externo será reduzido [24, 30].

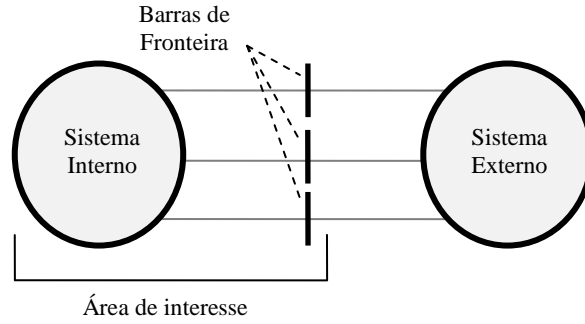


Figura 2.1 – Sistema elétrico dividido em sistema: interno, fronteira e externo.

2.2.1. Método Ward

Considerando a definição de subsistemas internos e externos, representada na Figura 2.1, a matriz de admitância deste sistema particionado pode ser matematicamente descrita pela equação 2.1 [24]:

$$\begin{bmatrix} Y_{ee} & Y_{ef} & 0 \\ Y_{fe} & Y_{ff} & Y_{fi} \\ 0 & Y_{if} & Y_{ii} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} V_e \\ V_f \\ V_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_e \\ I_f \\ I_i \end{bmatrix} \quad (2.1)$$

onde os índices correspondem:

e – as barras ou nós externos;

f – as barras ou nós de fronteira;

i – as barras ou nós internos.

Uma vez que o dado I_e é conhecido, a equação 2.1 pode ser reduzida da seguinte forma:

$$\begin{bmatrix} Y_{ff}^{eq} & Y_{fi} \\ Y_{if} & Y_{ii} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} V_f \\ V_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_f^{eq} \\ I_i \end{bmatrix} \quad (2.2)$$

onde:

$$Y_{ff}^{eq} = Y_{ff} - Y_{fe} Y_{ee}^{-1} Y_{fe} \quad (2.3)$$

$$I_f^{eq} = I_f - Y_{ff} Y_{ee}^{-1} I_e \quad (2.4)$$

A reação do sistema externo no interno é representada na equação 2.2 por meio das injeções de corrente nas barras de fronteira (i.e., $-Y_{ff} Y_{ee}^{-1} I_e$) e das novas ligações entre estas barras (i.e., $-Y_{fe} Y_{ee}^{-1} Y_{fe}$), esquematizadas na Figura 2.2. Nota-se, por meio das submatrizes (Y_{if} , Y_{ii} e Y_{fi}) e do vetor I_i da equação 2.2, que a topologia da área de interesse mantém-se preservada [17].

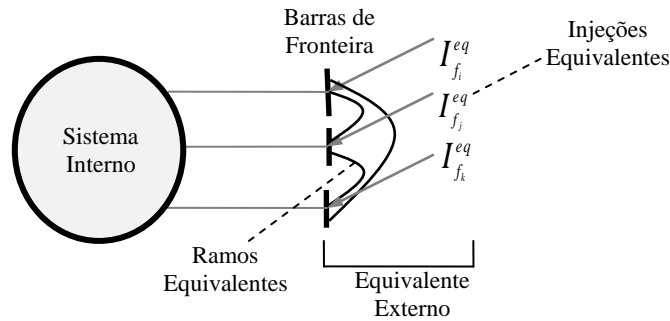


Figura 2.2 – Sistema elétrico com o equivalente externo e sistema interno.

Visto que as injeções de corrente I_f e I_e na equação 2.1 não são constantes (e.g., podem representar cargas ou componentes ativos), a equação 2.2 assegura somente que a tensão e as correntes do sistema interno (i.e., V_i e I_i) sejam iguais ao do sistema original. Contudo as sensibilidades (dV/dI) podem ser, e geralmente são, bem distintas daquelas com sistema original. As diferenças podem ser aumentadas pela inserção de cargas e shunts na diagonal de Y_{ee} [23].

Além do equivalente Ward linear há também outros modelos como: equivalente Ward por eliminação de Gauss, Ward não linear, Ward com retenção de barras PV e Ward estendido que podem ser encontrados em [17, 23].

Com o objetivo de conseguir uma melhora considerável do desempenho do sistema interno, deslocam-se as barras de fronteira para o sistema externo, assim criando uma zona de amortecimento [31]. Deste modo, os efeitos das imprecisões na fronteira são atenuados no sistema interno. A determinação desta zona de

amortecimento pode ser feita manualmente ou via análise de sensibilidade, sendo detalhada na próxima seção.

2.2.2. Zona de Amortecimento

Uma zona de amortecimento (*buffer*) consiste na manutenção de elementos de circuitos pertencentes ao sistema externo e pode ser útil para várias condições de estudo, sendo muito importante quando os modelos são aplicados na avaliação de segurança *online*. Para a precisão do sistema interno, usualmente, os dois aspectos mais pertinentes são que o sistema externo represente corretamente os fluxos e que as respostas MVAR e MW das fontes, do sistema externo, sejam relativamente próximas do sistema completo [18].

O usuário pode adotar uma estratégia simples, na determinação de uma zona de amortecimento, que consiste em forçar a retenção de um número de níveis de vizinhança, sendo este número estabelecido mediante a sua experiência. Pode-se também empregar análise de sensibilidade, uma abordagem analítica mais refinada do problema, com o intuito de mostrar quais elementos externos afetam de fato (i.e., do ponto de vista elétrico) o desempenho do sistema interno.

Uma das consequências do processo de redução, modelada pela equação 2.2, é que as fontes controladas de tensão do sistema externo são eliminadas [18]. Sendo assim, embora o ponto de operação do sistema interno seja o mesmo do sistema original, a resposta geral do sistema às variações de tensão no sistema interno pode ser muito distintas, o que afeta negativamente, por exemplo, a precisão da análise de contingência estática.

Uma possibilidade de contornar esta limitação é a retenção de todas ou algumas barras PV, do subsistema externo, que mais influenciam o subsistema interno. Existem duas maneiras de adicionar barras PV externas: retê-las na zona de amortecimento através da retenção forçada de elementos ou por meio da análise de sensibilidade. Portanto, as barras externas PV serão mantidas caso afetem de forma significativa qualquer uma das tensões das barras internas. Isso é verificado via análise de sensibilidade baseada nas equações de fluxo AC.

Por intermédio da análise de sensibilidade, verifica-se qual dos ramos externos deverá ser retido. Esta análise é feita da seguinte maneira: para cada saída do ramo externo, a variação do fluxo de potência nos ramos internos, normalizada pelo valor do ramo interno é calculada. Se alguma variação for maior que o limite estabelecido pelo usuário, por exemplo 5%, o ramo externo é mantido.

2.2.3. Análise de Precisão

A fim de verificar a conformidade do modelo para os estudos pretendidos emprega-se uma análise de precisão. Distintas avaliações podem ser realizadas de acordo com o tipo de estudo. Os testes de precisão são projetados apenas para análise de contingências, sendo esta implementada do seguinte modo:

- i. Pode-se utilizar uma lista de contingências gerada automaticamente pelo programa Organon [33]; neste caso, uma lista “N-1” com todos os ramos do sistema interno ligados às barras de fronteira (i.e., primeiro nível). Há também a possibilidade de criar manualmente uma lista com as contingências segundo o interesse do analista;
- ii. Os ramos monitorados são definidos automaticamente pelo programa como interno;
- iii. Esta lista de contingências é executada tanto para o sistema original quanto para o sistema equivalente. Para cada contingência, os resultados das tensões e fluxos nas barras e ramos monitorados são armazenados e posteriormente comparados.

As equações 2.5 e 2.6 representam os desvios de tensão e fluxo respectivamente.

$$Tensão(\%) = \frac{|V_{Original} - V_{Reduzido}|}{V_{Original} + 10^{-7}} \times 100\% \quad (2.5)$$

Com o intuito de evitar denominador nulo, como nos casos em que nos dados do sistema a tensão da barra é nula, acrescentou-se o termo 10^{-7} à equação.

$$MVA(\%) = \frac{|Fluxo_{Original} - Fluxo_{Reduzido}|}{Cap + 10} \times 100\% \quad (2.6)$$

onde *Cap* refere-se à capacidade de transmissão do ramo em MVA e 10 é o termo adicionado ao denominador para os casos, por exemplo, que não exista a especificação da capacidade nos dados de rede.

- iv. Os resultados com os maiores desvios de tensão e fluxo são impressos na tela do programa, assim como, seus respectivos locais para cada contingência.

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 [18, 32].

2.2.4. Algoritmo

O processo geral para o cálculo de um sistema equivalente, descrito em [18], é o seguinte:

a) Tarefas do analista:

- i. Carregar os dados (modelo de rede, barras monitoradas e lista de contingências);
- ii. Em caso de necessidade utilizar a remoção simples (corte), selecionar quais os elementos serão retirados e processar. Caso contrário, seguir para o próximo passo;
- iii. Definir o sistema interno;
- iv. Definir se a análise de retenção com base na sensibilidade de tensão e/ou ao fluxo será realizada e seus respectivos limites de sensibilidade;
- v. Definir quais elementos adicionais devem ser acrescentados após a análise de retenção;
- vi. Definir se a análise de precisão será realizada;
- vii. Processar a redução.

b) Processo de redução:

- i. Definir o sistema interno como retido;
- ii. Caso a análise de precisão seja realizada, executar a análise de contingência com o sistema original e armazenar todas as tensões e fluxos monitorados para cada contingência;
- iii. Caso a análise de retenção seja realizada, executar a análise de

sensibilidade selecionada e decidir quais barras e ramos devem também ser retidos;

- iv. Incluir os elementos/subsistemas selecionados adicionalmente, se houver, como retidos;
- v. Caso a análise de precisão seja realizada, executar a análise de contingência com a rede equivalente e armazenar todos os fluxos e tensões monitorados por contingência;
- vi. Comparar os resultados pré- e pós-contingência e imprimir os maiores erros de tensão e fluxo de potência e as respectivas barras e ramos por contingência.

2.3. Resultados

Nesta seção, os resultados para o sistema teste IEEE RTS-79 [19] são amplamente discutidos com propósito de demonstrar o desempenho da rede reduzida frente à rede original. As simulações foram realizadas no programa computacional Organon versão 5.1.1 [33], no qual as técnicas apresentadas nas seções anteriores estão integradas. Também serão descritos os resultados de dois sistemas de grande porte (sistema Brasileiro e Norte-Americano).

2.3.1. Sistema Teste IEEE RTS-79

O sistema IEEE RTS-79 é um sistema composto de 24 Barras, 38 Ramos e 11 Geradores [19]. Na Figura 2.3 encontra-se o diagrama unifilar deste sistema acadêmico o qual contém duas áreas: Área 1 de 138 kV (área sombreada na figura) e Área 2 de 230 kV. Ademais, possui uma capacidade instalada de 3.405 MW e uma carga pico que corresponde a 2850 MW. A finalidade destes testes é a obtenção de diversas redes equivalentes com diferentes estratégias de redução, considerando a Área 1, isto é, 3 geradores e 10 barras, como sistema interno. Estas barras e ramos serão retidos em todos os casos analisados.

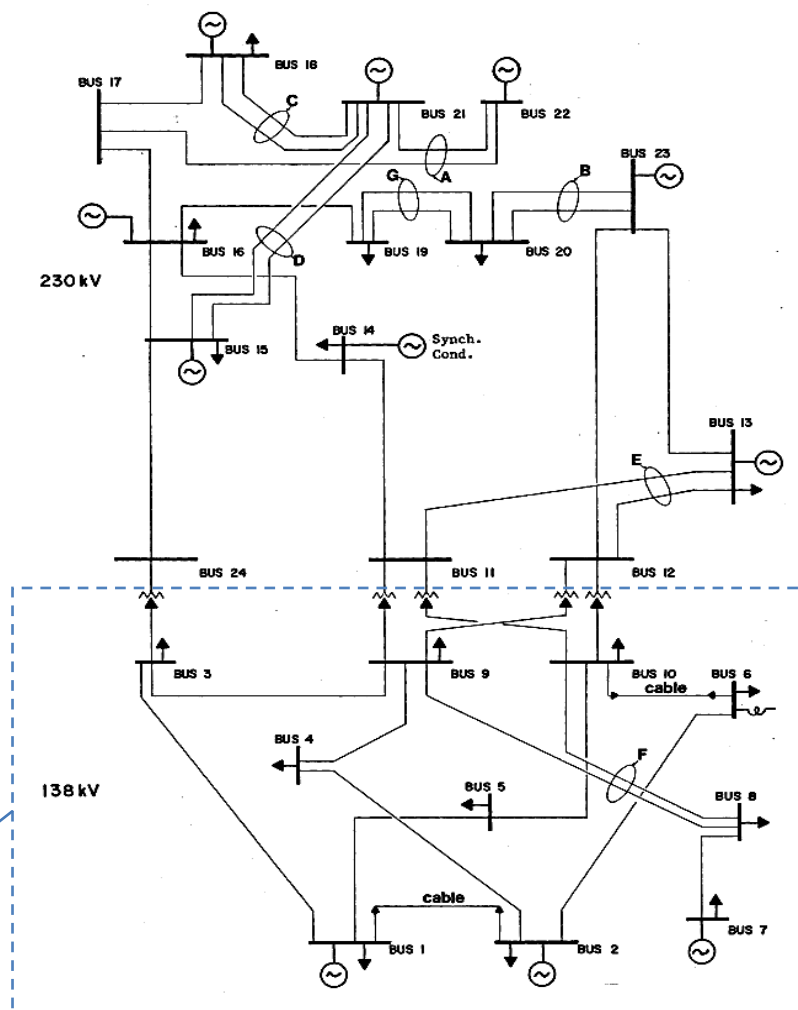


Figura 2.3 – Diagrama unifilar do sistema teste IEEE RTS [19].

2.3.1.1. Estratégias de Redução

As seguintes estratégias são testadas e seus desempenhos comparados com o original:

- 1) O sistema de interesse (distribuidora) é especificado como sendo a Área 1;
- 2) Estratégia 1) incluindo barras de geração classificadas por análise de retenção;
- 3) Estratégia 2) incluindo ramos classificadas por análise de retenção;
- 4) Estratégia 1) incluindo o primeiro nível de vizinhança à Área 1 retida.
- 5) Estratégia 1) incluindo retenção forçada das barras 13, 14 e 15.

Para a avaliação do desempenho dos equivalentes, o programa seleciona automaticamente as contingências utilizadas nos testes de precisão, as mesmas referem-se ao primeiro nível dos ramos internos a partir da fronteira (barras de interli-

gação dos sistemas interno e externo). Assim, neste exemplo, o número de contingências avaliadas nos testes de precisão dos equivalentes é sete como mostra a Tabela 2.1.

Tabela 2.1– Contingências utilizadas nos testes de precisão.

Número	Contingência
1	Saída do Ramo 1-3
2	Saída do Ramo 3-9
3	Saída do Ramo 4-9
4	Saída do Ramo 8-9
5	Saída do Ramo 5-10
6	Saída do Ramo 6-10
7	Saída do Ramo 8-10

A fim de evitar uma redução acentuada da esparsidade considerou-se, em todas as simulações, um limite de 5 pu para o valor da impedância limite [33]. A análise de precisão de tensão e fluxo é averiguada para todos os elementos da área de interesse (i.e., barras e ramos do sistema interno respectivamente). Em relação à análise de contingência, distribuem-se as perdas entre todos os geradores mantidos durante o processo de redução.

Os resultados da análise de precisão do sistema equivalente para a estratégia 1, correspondente ao método Ward básico, estão na Tabela 2.2.

Tabela 2.2– Análise de precisão da Estratégia 1.

Estratégia 1							
CTG	ε_V (%)	Barra	ε_{MVA} (%)	MVA	Ramos	Fluxo de Potência (MVA)	
						Rede Completa	Rede Reduzida
1	3,13	3	4,09	43,0	2-4	22,9+j27,1	22,9+j36,4
2	0,95	3	2,18	50,4	1-3	-23,1+j40,2	-23,1+j44,8
3	0,30	9	0,96	120,6	7-8	115,0+j29,9	116,6+j31,0
4	0,35	9	0,75	34,6	2-4	22,4+j24,5	22,8+j26,1
5	0,43	3	0,86	38,6	1-3	-23,8+j32,5	-23,8+j30,4
6	20,70	3	50,88	220,9	7-8	113,0+j57,5	93,6+j200,1
7	0,44	9	0,92	31,5	1-3	-14,7+j29,8	-14,9+j27,8

Observa-se que o equivalente obtido na Estratégia 1 não é aconselhável, visto que seus resultados não são bons, sendo a maior diferença entre as tensões pós-contingências para os sistemas original e equivalente de 20,70% na Barra 3, devido à contingência 6. O maior erro de fluxo corresponde a 50,88% no ramo 7-8. Neste caso, os geradores próximos capazes de afetar significativamente o controle de tensão no sistema interno são desprezados, resultando em grandes erros de tensão e fluxo, principalmente o reativo.

Na Estratégia 2, utiliza-se o recurso de análise de retenção do programa, baseada na sensibilidade de uma tensão na barra interna a uma mudança no controle de tensão de um gerador externo, com o objetivo de encontrar os geradores externos que são capazes de afetar significativamente as tensões no sistema interno. Nesta estratégia, empregou-se um limite de 5%, que significa que se uma variação de 0,1 pu no controle de tensão do gerador acarretar em uma mudança maior ou igual a 0,005 pu na tensão, em qualquer uma das barras internas, o gerador do sistema externo é preservado. As barras 13, 14, 15 e 23 e os respectivos geradores são mantidos.

Tabela 2.3– Análise de precisão da Estratégia 2.

Estratégia 2							
CTG	ε_V (%)	Barra	ε_{MVA} (%)	MVA	Ramos	Fluxo de Potência (MVA)	
						Rede Completa	Rede Reduzida
1	0,06	3	0,05	53,4	4-9	-51,6+j14,1	-51,5+j14,0
2	0,11	3	0,11	32,9	1-2	17,6-j28,0	17,3-j27,9
3	0,02	9	0,06	23,7	8-10	-14,4-j18,7	-14,4-j18,8
4	0,02	3	0,08	156,9	6-10	-93,1-j126,2	-93,1-j126,3
5	0,02	3	0,04	163,6	6-10	-107,0-j123,8	-107,0-j123,8
6	0,05	9	0,52	125,8	7-8	113,0+j57,5	111,8+j57,7
7	0,02	9	0,04	162,2	6-10	-99,3-j128,3	-99,3-j128,2

Nota-se através da Tabela 2.3 que o desempenho do equivalente da Estratégia 2 é melhor do que o apresentado na estratégia anterior, visto que o maior desvio de tensão é 0,11% na Barra 3, devido à contingência 2. Enquanto o maior desvio de fluxo corresponde a 0,52%, no ramo 7-8, devido à contingência 6.

A Estratégia 3 consiste na utilização da análise de retenção de geração e de ramos. Para a retenção de ramos da rede externa, um fator de sensibilidade $X\%$ implica que se um ramo externo é aberto e o fluxo nos ramos do sistema interno muda em $X\%$ ou mais, as barras terminais destes ramos são mantidas. O fator adotado de 15%, o mesmo relativamente alto devido à dimensão deste sistema, acarreta na retenção das barras 11, 12, 16, 17, 19 e 24, além das barras preservadas por análise de retenção de geração (13, 14, 15 e 23).

Percebe-se que os resultados da análise de precisão da Estratégia 3 mostrados na Tabela 2.4 são muito bons. Os maiores erros obtidos são: 0,04% na barra 2 e 0,38% no ramo 7-8, ambos devido à contingência 6 (ramo 6-10), e correspondem à tensão e fluxo, respectivamente. A Estratégia 3 quando comparada a 2, paga-se o preço de uma redução menor do sistema. Os resultados de desempenho das contingências 3, 4, 5 e 7 não encontram-se representados na tabela, porque não há diferença nas tensões e fluxos entre o sistema original e o equivalente, considerando a tolerância do fluxo de potência.

Tabela 2.4– Análise de precisão da Estratégia 3.

Estratégia 3							
CTG	ε_V (%)	Barra	ε_{MVA} (%)	MVA	Ramos	Fluxo de Potência (MVA)	
						Rede Completa	Rede Reduzida
1	0,00		0,01	53,4	4-9	-51,6+j14,1	-51,6+j14,1
2	0,00		0,01	43,2	4-9	-42,8+j5,7	-42,8+j5,7
3	0,00		0,00	0,0	-	-	-
4	0,00		0,00	0,0	-	-	-
5	0,00		0,00	0,0	-	-	-
6	0,04	2	0,38	126,1	7-8	113,0+j57,5	112,0+j57,8
7	0,00		0,00	0,0	-	-	-

Na Tabela 2.5, encontram-se os resultados da análise de precisão do sistema equivalente obtido ao empregar a Estratégia 4, que consiste na retenção da primeira vizinhança da área 1 (i.e., as barras 11, 12 e 24).

Tabela 2.5– Análise de precisão da Estratégia 4.

Estratégia 4							
CTG	ε_V (%)	Barra	ε_{MVA} (%)	MVA	Ramos	Fluxo de Potência (MVA)	
						Rede Completa	Rede Reduzida
1	4,08	3	5,65	45,9	2-4	22,9+j27,1	23,3+j39,6
2	0,74	3	1,49	49,1	1-3	-23,1+j40,2	-22,6+j43,6
3	0,19	9	1,01	120,7	7-8	115,0+j29,9	116,7+j30,9
4	0,23	3	0,63	121,5	7-8	115,0+j35,6	116,0+j36,2
5	0,44	3	1,08	165,7	6-10	-107,0-j123,8	-107,1-j126,4
6	27,50	3	74,78	265,1	7-8	113,0+j57,5	126,0+j233,3
7	0,44	9	1,12	164,3	6-10	-99,3-j128,3	-99,3-j130,9

Através da Tabela 2.5, observa-se não se tratar de uma boa estratégia, porque nenhum dos geradores externos influentes é mantido. O maior desvio de tensão é 27,50% na Barra 3 e o maior desvio de fluxo é 74,78% no ramo 7-8, ambos por causa da contingência 6.

Na Estratégia 5, a análise de retenção não é executada. Assim, os elementos que compõem esta zona de amortecimento (i.e, barras 13, 14 e 15) são retidos manualmente.

Tabela 2.6– Análise de precisão da Estratégia 5.

Estratégia 5							
CTG	ε_V (%)	Barra	ε_{MVA} (%)	MVA	Ramos	Fluxo de Potência (MVA)	
						Rede Completa	Rede Reduzida
1	0,06	3	0,05	159,6	6-10	-101,0-j123,4	-101,0-j123,5
2	0,11	3	0,10	32,9	1-2	17,6-j28,0	17,4-j27,9
3	0,03	9	0,09	23,7	8-10	-14,4-j18,7	-14,4-j18,8
4	0,03	3	0,10	157,0	6-10	-93,1-j126,2	-93,2-j126,3
5	0,02	3	0,05	163,6	6-10	-107,0-j123,8	-107,0-j123,7
6	0,11	5	1,05	124,8	7-8	113,0+j57,5	110,4+j58,4
7	0,02	4	0,06	162,1	6-10	-99,3-j128,3	-99,3-j128,2

Os resultados da análise de precisão expostos na Tabela 2.6 são satisfatórios, porque o maior erro de tensão é de 0,11% nas barras 3 e 5 em virtude das contingências 2 e 6, enquanto o maior desvio de fluxo é de 1,05% no ramo 7-8 devido à contingência 6. O desempenho da Estratégia 2 é um pouco melhor àqueles apresentados na Estratégia 5, em consequência da primeira ter preservado também a Barra 23.

Uma síntese do desempenho do equivalente obtido em cada estratégia é mostrada na Tabela 2.7.

Tabela 2.7– Síntese da análise de precisão das cinco estratégias.

Estratégias	Redução (%)	Nº de Barras Finais	Nº de Ramos Finais	ε_V (%)	ε_{MVA} (%)
1	58,3	10	15	20,70	50,88
2	41,7	14	26	0,11	0,52
3	16,7	20	29	0,04	0,38
4	45,8	13	20	27,50	74,78
5	45,8	13	23	0,11	1,05

O sistema equivalente resultante da Estratégia 2 mostra-se como a melhor opção para este sistema acadêmico, com uma redução relevante e sem grandes erros (i.e., em níveis aceitáveis) em relação ao original, em razão deste sistema teste ser de pequeno porte e para fins ilustrativos. Contudo, aplicações em sistemas de grande porte, a melhor opção deve ser a Estratégia 3 (i.e., com retenção de barras PV e ramos externos via análise de sensibilidade), visto que obtém-se menores erros com máxima redução do sistema. Sendo este procedimento automático e com pouca interferência do usuário.

2.3.1.2. Diferentes Pontos de Operação

Nesta seção, serão apresentados alguns estudos sobre equivalentes estáticos em sistemas elétricos de potência considerando diferentes pontos de operação. O sistema IEEE RTS 79 e a Estratégia 3 (retenção de barras PV e ramos externos) são os objetos da implementação de todos os testes.

a) Carga e Geração variando proporcionalmente:

Nestas simulações, foram considerados diferentes níveis para a carga total do sistema, isto é 90, 70 e 50% da carga pico do sistema RTS 79. Nestes três estudos, reduziu-se a geração na mesma proporção. Na Tabela 2.8, encontram-se as barras e ramos do sistema externo que foram retidos e constata-se que o sistema equivalente praticamente não se altera em todos os casos, retendo as mesmas barras PV e linhas externas, em relação à carga pico. Em todos os casos foram obtidos os ramos equivalentes 19-23#EQ e 15-17#EQ, cujas reatâncias em p.u. são 0,03108 e 0,04864, respectivamente.

Tabela 2.8– Barras e ramos retidos para carga total de 90%, 70% e 50% do pico.

Barras	Ramos
11	3-24
12	11-13
13	11-14
14	12-13
15	12-23
16	13-23
17	14-16
19	15-16
23	15-24
24	16-17
–	16-19

b) Geração por ordem de mérito:

Neste tópico, considerou-se a carga total de 70% da carga pico e o despacho das máquinas, por ordem de mérito no qual se priorizou o despacho das máquinas que possuem um custo reduzido: ver a lista destes geradores na Tabela 2.9. Neste caso, na Tabela 2.10, encontram-se as barras e ramos retidos e verifica-se que há uma alteração no equivalente (i.e., adicionam-se as barras 21 e 22). Portanto quando comparada ao caso onde se variou geração e carga proporcionalmente a redução da rede foi menor. Neste caso foram obtidos os ramos equivalentes 19-23#EQ e 17-21#EQ, cujas reatâncias, em p.u., são 0,03108 e 0,02777, respectivamente.

Tabela 2.9– Ordem de mérito dos geradores.

Barra	Nº Unid.	Tipo	Nº Unid.	Tipo	Cap. (MW)	Pg* (MW)	Qg* (MVar)
1	2	Óleo	2	Carvão	192	192	19,74
2	2	Óleo	2	Carvão	192	192	9,80
7	3	Óleo	-	-	300	300	36,12
13	3	Óleo	-	-	591	200	85,47
14	-	-	-	-	9999	0	9,59
15	5	Óleo	1	Carvão	215	215	0,035
16	1	Carvão	-	-	155	155	17,65
18	1	Nuclear	-	-	400	100	96,18
21	1	Nuclear	-	-	400	100	75,74
22	6	Hidráulica	-	-	300	300	-20,86
23	2	Carvão	1	Carvão	660	310	0,00

*Pg = Potência ativa gerada; Qg = Potência reativa gerada.

Tabela 2.10– Barras e ramos retidos para uma carga total de 70% da carga pico.

Barras	Ramos
11	3-24
12	11-13
13	11-14
14	12-13
15	12-23
16	13-23
17	14-16
19	15-16
21	15-21#1
22	15-21#2
23	15-24
24	16-17
–	16-19
–	17-22
–	21-22

Assim, através dos resultados apresentados na Tabela 2.8 e 2.10 é possível observar que ao priorizar determinados geradores, por meio de uma ordem de mérito, o sistema equivalente encontrado engloba as mesmas barras e ramos que o sistema equivalente obtido da variação proporcional. Dado que há interesse em

distintos pontos de operação em problemas de contratação do MUST, diferentes equivalentes serão utilizados na metodologia de obtenção do MUST ótimo.

2.3.2. Sistemas de Grande Porte

Este tópico contém dois exemplos de aplicação de equivalentes estáticos em sistemas de grande porte: redes elétricas dos sistemas Brasileiro e Norte-Americano, casos estes encontrados em [18] e [34], respectivamente, para mostrar o grande potencial da redução de sistemas reais a uma pequena porção da rede (i.e., área de interesse) por meio da Estratégia 3.

2.3.2.1. Sistema Brasileiro

Este sistema é composto por 6.203 barras, 9.014 ramos e 1.040 barras de geração. Este teste tem por finalidade encontrar uma rede equivalente para as áreas 26 e 126, sob concessão de uma empresa do setor elétrico localizado no estado de Mato Grosso do Sul (MS). Esta área está ilustrada na Figura 2.4.

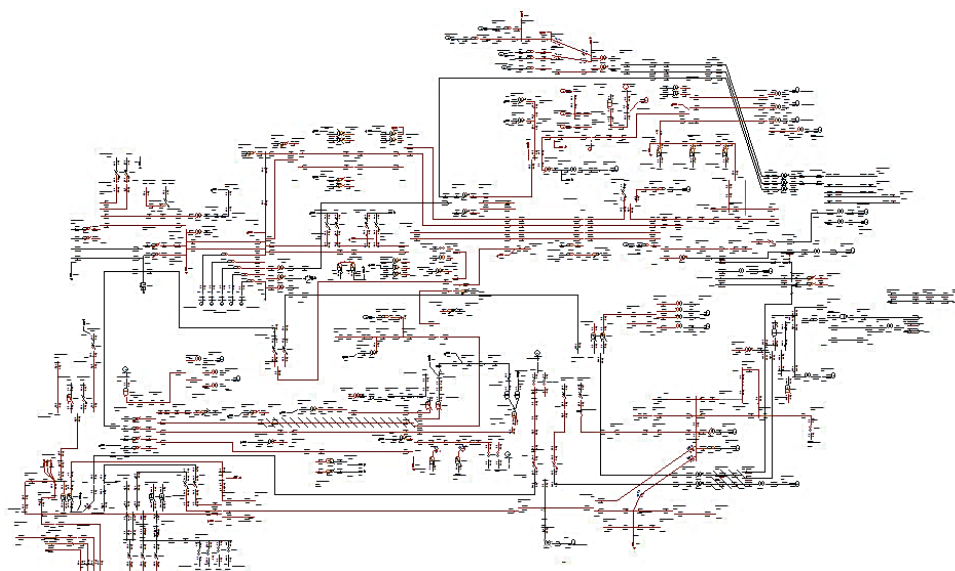


Figura 2.4 – Diagrama unifilar do sistema Brasileiro (Área MS) [18].

Ao executar a Estratégia 3, obteve-se um sistema reduzido com apenas 450 barras (sendo 148 barras pertencentes ao sistema interno), 1.026 ramos e 59 barras de geração. As maiores diferenças de fluxo e tensão são de 0,26% no ramo 1859-

1863#1 e de 0,34% na barra 1091, respectivamente, ambos por causa da contingência 6 (ramo 1091-1141#1). Sendo 17 barras de geração mantidas via a análise de sensibilidade de tensão e outras 258 barras e seus respectivos ramos são incluídos devido à análise de retenção de ramos externos. Além da redução de 92,7% do sistema original.

2.3.2.2. Sistema Norte-Americano

Este sistema representa a parte leste do sistema de potência Norte-Americano, composto por 59.917 barras, 77.648 ramos e 6.443 barras de geração. Os testes realizados por [34] tiveram como objetivo encontrar uma rede equivalente para a Área 103 (IESO - *Independent Electricity System Operator*).

Ao aplicar a Estratégia 3, obteve-se um sistema reduzido com 5.390 barras, 7.910 ramos e 409 barras de geração. As maiores diferenças de fluxo e tensão são de 3,15% e de 0,83%, respectivamente. A diferença média de fluxo é de 0,412% e de tensão corresponde a 0,116%. A redução do sistema corresponde a cerca de 90% do sistema original. Com relação à precisão e escala de redução estes resultados mostram-se bem satisfatórios, demonstrando que reter ramos adicionais e geradores é adequado o suficiente para avaliação estática de contingências “N-1” de fluxo de potência.

2.4. Conclusão

A metodologia discutida neste capítulo e integrada ao recurso de equivalentes de redes do programa computacional Organon [33], cuja redução baseia-se no método Ward e no conceito de zona de amortecimento, mostrou-se eficiente e flexível como foi observado nos resultados do sistema teste IEEE RTS-79 e das redes de grande porte, Brasileira e Norte-Americana. Na determinação dos componentes a serem mantidos nesta zona, foi possível utilizar o meio automático via análise de sensibilidade ou manual mediante a experiência do usuário.

Ao final do processo de redução foram realizados testes de precisão baseados em análises de contingências de fluxo de potência, no qual os fluxos nos ramos e as magnitudes de tensões pós-contingências da rede reduzida foram compa-

rados ao sistema original. O desempenho desta rede equivalente é exibido na tela do programa, através dos desvios de tensão e de fluxo no sistema interno. A lista de contingências foi gerada automaticamente, consistindo na saída “N-1” de todos os ramos da área de interesse acoplados às barras de fronteira, mas também podem ser definidos manualmente atendendo a interesses do analista (e.g., todos os ramos da área interna).

Ao comparar as estratégias empregadas nos três sistemas, os melhores resultados foram obtidos essencialmente, ao definir a zona de acomodação por meio automático, retendo ramos e barras PV da rede externa, baseados em índices de sensibilidades de saídas desses ramos e no controle de tensão observado do sistema interno, respectivamente.

Quanto aos resultados encontrados nas simulações considerando diferentes pontos de operação, descrito na Seção 2.3.1.2, verificou-se a conservação dos mesmos ramos externos ao modificar a carga e a geração proporcionalmente. No segundo cenário, no qual se alterou a geração de acordo com uma ordem de mérito, houve uma mudança no equivalente, cuja redução foi menor devido à preservação de duas barras a mais que na variação proporcional. Assim sendo, este equivalente engloba os componentes externos do primeiro.

3

Contratação Ótima do Montante de Uso do Sistema de Transmissão

3.1.

Introdução

Neste capítulo, é abordado o problema da contratação dos montantes de uso dos sistemas de transmissão segundo a REN 666/15. Posteriormente, será apresentada uma nova metodologia para a determinação do MUST, que produza um custo médio mínimo anual, baseada em equivalentes estáticos de redes, fluxo de potência probabilístico e técnicas simples de otimização estocástica. Basicamente esta proposta encontra-se estruturada em três etapas. Na primeira, o sistema original é devidamente reduzido por uma técnica de redução flexível e precisa descrita no Capítulo 2. Na segunda, as incertezas provenientes das cargas, geração e topologia da rede são mapeadas nas barras de fronteira, onde ocorre a contratação do MUST. Na terceira, uma abordagem é proposta de modo a oferecer o montante ótimo a ser contratado pela distribuidora de energia elétrica por ponto de conexão com o sistema de transmissão. Esta metodologia é, então, empregada no sistema acadêmico IEEE RTS-79 para demonstrar sua eficiência, sendo os resultados destas simulações amplamente discutidos.

3.2.

Montante de Uso do Sistema de Transmissão

Os agentes regionais de distribuição não são autossuficientes em atender a própria carga. Assim, precisam contratar de terceiros a energia necessária ao suprimento de seus clientes dos diversos segmentos. As instalações percorridas por esta energia geralmente são da rede básica de transmissão ou da rede elétrica de outras distribuidoras.

Caso a utilização das instalações de outras concessionárias de energia seja necessária, um valor de Montante de Uso do Sistema de Distribuição (MUSD) é

firmado entre as partes envolvidas através de um Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD). Sendo esta contratação balizada pela Resolução Normativa 506 de setembro de 2012 [35].

Para custear o uso do sistema de transmissão, é necessário definir o MUST, por ponto de interligação entre a distribuidora e a rede básica de transmissão. A contratação deste montante pelo usuário é fixada em um contrato junto ao ONS. A regulação para contratação de MUST encontra-se estabelecida na Resolução Normativa 666 de junho de 2015 (REN 666/15) [12].

De acordo com a REN 666/15 [12], os usuários da rede básica de transmissão deverão informar os MUST para os quatro anos civis subsequentes por processo de contratação anual. Os postos tarifários para a contratação devem ser os horários de ponta e fora da ponta, determinados por cada concessionária de energia. Sendo assim, as distribuidoras devem contratar o montante para cada barra de fronteira, cada posto tarifário e cada ano. Neste contexto, torna-se imprescindível os históricos de carga, a previsão de demanda de energia futura e estudos de contingências (entre outros elementos). Uma análise equivocada pode ocasionar ineficiência operacional ou penalidades. As averiguações do contrato pelo ONS são realizadas com base na máxima injeção mensal, entre medições verificadas a cada 15 minutos, por barra de fronteira.

A Resolução vigente estabelece que os EUSTs são devidos por todos os utilizadores e calculados pelo produto entre a TUST [8] e o MUST associado a cada ponto de conexão e regime tarifário. Os montantes de uso destes sistemas são determinados pelo maior valor entre o contratado e o verificado por medição de potência elétrica no ponto de conexão e horário de contratação em análise. Ou seja, quando a máxima demanda mensal de potência, em um determinado ponto de interligação, for menor que o valor contratado, paga-se pelo valor de contrato e não pelo medido. De maneira análoga, se a máxima demanda mensal verificada for maior que o valor contratado, paga-se pelo valor verificado. Caso ocorra a violação das tolerâncias que caracterizam a eficiência do contrato, caberá à distribuidora pagar um adicional de penalidade.

O custo básico do contrato pode ser representado matematicamente pela seguinte equação:

$$C_{i,a,p}^{CONT} = \sum_{m=1}^{12} \max\{f_{i,a,m,p}, M_{i,a,p}\} \times T_{i,a,p} \quad (3.1)$$

onde:

$C_{i,a,p}^{CONT}$ – é o custo de contrato de MUST (a menos de penalidades) no ponto de conexão i , ano a , e posto tarifário p ;

$f_{i,a,m,p}$ – representa o máximo fluxo de potência verificado no ponto de conexão i , ano a , mês m , e posto tarifário p ;

$M_{i,a,p}$ – é o valor contratado no ponto de conexão i , ano a , e posto tarifário p ;

$T_{i,a,p}$ – representa a tarifa TUST no ponto de conexão i , ano a , e posto tarifário p .

O artigo 19, da resolução em questão, define que as distribuidoras terão a eficiência da contratação de uso do sistema de transmissão apurada pelo ONS, por horário de contratação e ponto de conexão, da seguinte forma: mensalmente, quando houver ultrapassagem de demanda, caracterizada pela medição de demanda máxima em valor superior a 110% do valor estabelecido no contrato; anualmente, quando houver sobrecontratação de demanda, caracterizada pela medição de demanda máxima anual em valor inferior a 90% do maior MUST contratado no ano civil.

A penalidade mensal por ultrapassagem é expressa matematicamente por:

$$C_{i,a,m,p}^{UT} = 3T_{i,a,p} \times \max\{(f_{i,a,m,p} - 1,1M_{i,a,p}), 0\} \quad (3.2)$$

onde:

$C_{i,a,m,p}^{UT}$ – é o custo da penalidade por ultrapassagem no ponto de conexão i , ano a , mês m , e posto tarifário p .

Já a penalidade por sobrecontratação pode ser expressa matematicamente por:

$$C_{i,a,p}^{ST} = 12T_{i,a,p} \times \max\{(0,9M_{i,a,p} - f_{i,a,p}^{Max}), 0\} \quad (3.3)$$

onde:

$f_{i,a,p}^{Max}$ – representa a demanda máxima anual no ponto de conexão i , ano a , e posto tarifário p ;

$C_{i,a,p}^{ST}$ – é o custo da penalidade por sobrecontratação no ponto i , ano a e posto tarifário p .

Assim, o custo total anual da distribuidora pela contratação MUST corresponde ao custo básico (3.1) acrescido das penalidades (3.2) e (3.3), caso existam.

3.3. Contratação Ótima do MUST

Considerando a natureza estocástica do problema, a busca por um MUST que minimize os custos pagos pela distribuidora está atrelada à necessidade da definição de um critério em bases probabilísticas de risco. As injeções de potência ativa nos pontos de interligação são variáveis aleatórias ligadas às incertezas da geração, transmissão e carga, presentes nos sistemas internos e externos. O fluxo de potência estocástico ou probabilístico (FPP) via simulação Monte Carlo (SMC) [15, 16] é a principal ferramenta utilizada no método proposto para se obter as funções densidades de probabilidade nas barras de fronteira.

A etapa inicial deste método consiste em reduzir o sistema externo de forma robusta, conforme relatado no Capítulo 2. O uso do equivalente é relevante em representar com a máxima precisão as variações do ponto de operação frente às incertezas citadas anteriormente; em ambos os sistemas (i.e., interno e externo) em conformidade com as novas normas da ANEEL [12, 35]. Assim, ao mapear as incertezas presentes nas injeções dos pontos de conexão em análise haverá uma redução expressiva do esforço computacional. No presente trabalho, foram gerados doze equivalentes, cada qual com um ponto de operação mensal. Este processo será descrito com mais detalhes na Seção 3.4.

3.3.1. Incertezas na Carga e Geração

Os métodos de previsão de carga a longo-, médio- e curto-prazo são descritos em diversas literaturas técnicas: ver, por exemplo, Chakhchoukh e outros [37].

Assim, no decorrer de várias décadas, houve um aumento da apreensão com as incertezas na demanda, não apenas empregado para fins de planejamento da expansão da geração, mas também da transmissão e operação de curto a curtíssimo prazo. Estas incertezas são refletidas igualmente nos possíveis despachos de geração, principalmente em virtude da crescente inserção de fontes renováveis do tipo solar e eólica. De certo modo, as normas das agências reguladoras de mercado também influenciam a definição da demanda. A indisponibilidade dos equipamentos de geração é mais um fator que acarreta incertezas nos fluxos na rede [36]. Nos problemas de contratação do MUST, este conjunto de incertezas deve ser considerado pretendendo um contrato ótimo.

3.3.2. Incertezas na Rede

A rede de transmissão é composta por equipamentos em sua maioria reparáveis, cujo ciclo operativo pode ser modelado por processos de Markov [36], por meio das taxas de falha (λ) e reparo (μ). A partir dos históricos operativos destes equipamentos são definidas estas taxas, que possibilitam encontrar a disponibilidade (A) e indisponibilidade (U) dos mesmos através das equações 3.4:

$$A = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \text{ e } U = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad (3.4)$$

Assim, a rede também pode ser representada por uma variável aleatória discreta, cujas probabilidades são calculadas por meio dos valores de disponibilidade e indisponibilidade associados aos equipamentos que definem as possíveis configurações. Uma lista com as principais contingências relatadas durante a experiência operativa da concessionária pode ser utilizada a fim de reduzir o número de cenários. Na Tabela 3.1, encontra-se a lista com as contingências internas e externas adotadas neste estudo para o sistema teste anteriormente considerado.

Tabela 3.1– Lista de contingências.

Número	Contingências
1	Contingência 1: saída do ramo 1-3
2	Contingência 2: saída do ramo 1-5
3	Contingência 3: saída do ramo 2-4

Número	Contingências
4	Contingência 4: saída do ramo 2-6
5	Contingência 5: saída do ramo 3-9
6	Contingência 6: saída do ramo 4-9
7	Contingência 7: saída do ramo 5-10
8	Contingência 8: saída do ramo 8-9
9	Contingência 9: saída do ramo 8-10
10	Contingência 10: saída do ramo 9-11
11	Contingência 11: saída do ramo 9-12
12	Contingência 12: saída do ramo 10-11
13	Contingência 13: saída do ramo 10-12

3.3.3. Metodologia de Simulação de Incertezas

Será descrito o fluxo de potência probabilístico (FPP) via simulação Monte Carlo (SMC) que é o principal recurso desta seção para a simulação de incerteza nas barras de fronteira.

Segundo [15, 16], o problema padrão de fluxo de potência pode ser descrito matematicamente através das equações 3.5:

$$Y = f(X) \text{ e } Z = g(X) \quad (3.5)$$

onde:

Y – é o vetor aleatório de entrada que representa as injeções de potência ativa e reativa;

X – é o vetor de estado que representa as magnitudes e os ângulos das tensões nodais;

Z – é o vetor que representa as variáveis aleatórias de saída, isto é, fluxos de potência ativa e reativa, etc.

São também variáveis aleatórias atreladas a esta análise as funções não lineares f e g , visto que as mesmas são definidas a partir da estrutura topológica da rede que, de acordo com a subseção anterior, dependem das indisponibilidades dos equipamentos de transmissão [27].

A variável Y é regida por um conjunto de funções de distribuição de probabilidade, contínuas ou discretas e, assim, as variáveis de estado e saída são também representadas por funções de probabilidades. Estas funções serão estimadas pela ferramenta FPP. Entre os métodos de FPP o escolhido foi a SMC, a qual avalia o processo estocástico amostrando (por meio de sorteios) as variáveis de entrada (incluindo a rede) e calcula a resposta do sistema para o estado o qual foi sorteado. Deste modo, é possível obter as funções densidades nas barras de fronteira mensalmente e que serão posteriormente analisadas no processo de otimização do MUST.

Os principais passos do algoritmo de FPP via SMC serão apresentados a seguir:

- i. Definir um número máximo de simulações;
- ii. Gerar uma amostra para as injeções de potência (carga e/ou geração) por meio de Y e topologia;
- iii. Realizar a análise do fluxo de potência, assegurando sua convergência;
- iv. Verificar a convergência da SMC;
- v. Salvar as funções densidades de probabilidade obtidas ao final do processo.

3.3.4. Metodologia de Otimização

O objetivo da metodologia proposta é obter um valor contratado de injeção/fluxo de potência no ponto de contratação, que gere um custo médio anual mínimo, critério adotado neste estudo. Para este fim, discretizam-se as funções densidades de probabilidade nas barras de fronteira (em MW), obtidas através do FPP via SMC. Quanto às probabilidades associadas a cada intervalo empregou-se um processo de aproximação análogo ao utilizado por Allan e outros em [15].

Posteriormente à discretização, os resultados são organizados como mostra a Tabela 3.2. A primeira coluna desta tabela refere-se aos meses. A segunda e a sétima coluna correspondem ao valor mínimo e máximo anual, respectivamente, obtidos para a barra em análise por meio do FPP-SMC. Da terceira à sexta coluna encontram-se K intervalos, de tamanho Δ , em que são discretizadas as funções densidades de probabilidade mensal, em ocorrências. Nestes intervalos está a quantidade de ocorrências dos fluxos/injeções.

Tabela 3.2– Número de ocorrências por intervalo.

Mês	Min	1Δ	2Δ	...	KΔ	Max
Jan	V _{Min}	N _{J1}	N _{J2}		N _{JK}	V _{Max}
Fev	V _{Min}	N _{F1}	N _{F2}		N _{FK}	V _{Max}
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
Dez	V _{Min}	N _{D1}	N _{D2}		N _{DK}	V _{Max}

A análise dos possíveis valores de contratação inicia-se pelo valor mínimo incrementado por Δ até ao máximo. Para a análise mensal, os custos médios são calculados por meio da equação 3.6, asseguradas três condições (3.6.a-c). Esta equação e as condições descritas são uma reinterpretação das regras mostradas na Seção 3.2; apenas para a subcontratação (i.e., custo adicional por exceder o limite máximo firmado em contrato) e os valores de ponta. Os *Custos* são expressos por:

$$Custos = [V_1 \times (TUST)] + [V_2 \times (3 \times TUST)] \quad (3.6)$$

$$Se V_{MV} \leq V_{MC} \Rightarrow \begin{cases} V_1 = V_{MC} \\ V_2 = 0 \end{cases} \quad (3.6.a)$$

$$Se V_{MC} < V_{MV} \leq 1,1V_{MC} \Rightarrow \begin{cases} V_1 = V_{MV} \\ V_2 = 0 \end{cases} \quad (3.6.b)$$

$$Se 1,1V_{MC} < V_{MV} \Rightarrow \begin{cases} V_1 = V_{MV} \\ V_2 = V_{MV} - 1,1V_{MC} \end{cases} \quad (3.6.c)$$

onde:

V – valores;

M_V – montante verificado;

M_C – montante contratado.

Para encontrar o menor valor esperado para o encargo é necessário percorrer a Tabela 3.2 e repetir o método para os demais possíveis valores de MUST definidos pelo intervalo [Min, Max], para cada ponto a ser analisado.

A condição (a) descreve o valor verificado menor que o contratado. Assim, a primeira parcela do custo médio mensal será o produto do montante contratado pela

tarifa (TUST) e pela soma das probabilidades de cada intervalo até a sua ocorrência (obtida através da Tabela 3.2), visto que neste caso não há penalidade.

A condição (b) descreve o valor verificado maior que o contratado e até 110% do MUST estabelecido no contrato. Deste modo, a segunda parcela do custo médio mensal será representada pela soma do produto de cada valor médio verificado nos intervalos, especificados pela condição, pelas probabilidades de suas respectivas ocorrências. Este somatório será multiplicado pela tarifa (TUST). Neste caso também não há penalidade.

Finalmente, a condição (c) descreve o valor verificado maior que 110% do contratado. Assim, a terceira parcela do custo médio mensal será dividida em duas parcelas. A primeira corresponde à soma do produto de cada valor médio verificado nos intervalos, especificados pela condição, pelas probabilidades de suas respectivas ocorrências, e ao final multiplicado pela tarifa (TUST). A segunda parcela consiste na soma do produto entre a diferença do valor médio verificado, especificados pela condição, e 110% do contratado, multiplicado pelas probabilidades de suas respectivas ocorrências e por 3 vezes a TUST, referente à penalidade.

O custo médio total, no mês em análise, para um possível valor contratado é a soma das 3 parcelas de todos os custos médios mensais, obtidas das três condições. Assim, o método busca (de forma discreta) pelo encargo médio mínimo de contratação.

A seguir são mostrados os principais passos do algoritmo de otimização discreta empregado:

- i. Ler as funções densidades de probabilidade mensais obtidas pelo algoritmo de FPP via SMC;
- ii. Obter os valores mínimo e máximo anual dos fluxos de potência para cada barra de fronteira;
- iii. Obter os valores contratados incrementando-se o valor mínimo de fluxo de potência com um Δ (obtido a partir do número de intervalos especificados) até ao máximo (Tabela 3.2);
- iv. Discretizar as funções densidades mensais nos intervalos criados pelos valores contratados;
- v. Calcular as probabilidades de cada intervalo;

- vi. Calcular os custos mensais, utilizando as três condições, cada um ponderado por suas respectivas probabilidades.

Como o problema na determinação do MUST consiste em especificar um valor contratado anualmente, os custos mensais do montante contratado são somados para determinar o custo médio anual. Realizado este procedimento para todos os possíveis valores a serem contratados, verifica-se aquele com o menor encargo médio esperado anual. Este representa a contratação ótima do MUST para cada ponto de conexão, sob as hipóteses estabelecidas.

Exemplo:

Considere que o mínimo e máximo anual são, respectivamente, 110,71MW e 210,51MW e que a cada mês a função densidade de probabilidade no ponto A foi discretizada e os resultados foram organizados em 10 intervalos de discretização, de tamanho (Δ) 9,98 como ilustra a Figura 3.1.

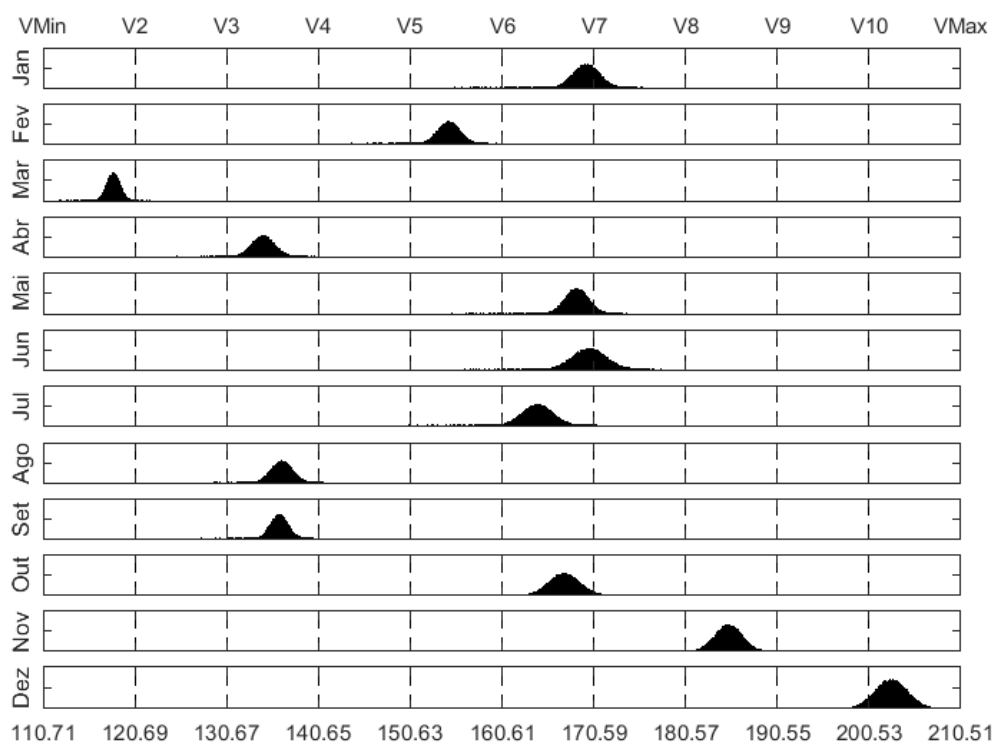


Figura 3.1 – Funções densidades de probabilidade para a injeção no Ponto A (valores máximos para um ano).

Posteriormente serão apresentados os cálculos para os custos médios considerando o montante contratado (V_{MC}) de 180,57 MW.

- Tarifa (TUST) para o horário de ponta é R\$1,00/kW× mês;
- Número de amostras (N_a) para a SMC é de 100.000.

Observe na Figura 3.2 que as funções densidades de probabilidade, para os meses de janeiro a outubro, encontram-se todas antes do MUST contratado (i.e., 180,57 MW), representado por uma linha cheia em vermelho. Assim, o custo médio de janeiro a outubro pode ser obtido através da equação 3.7.

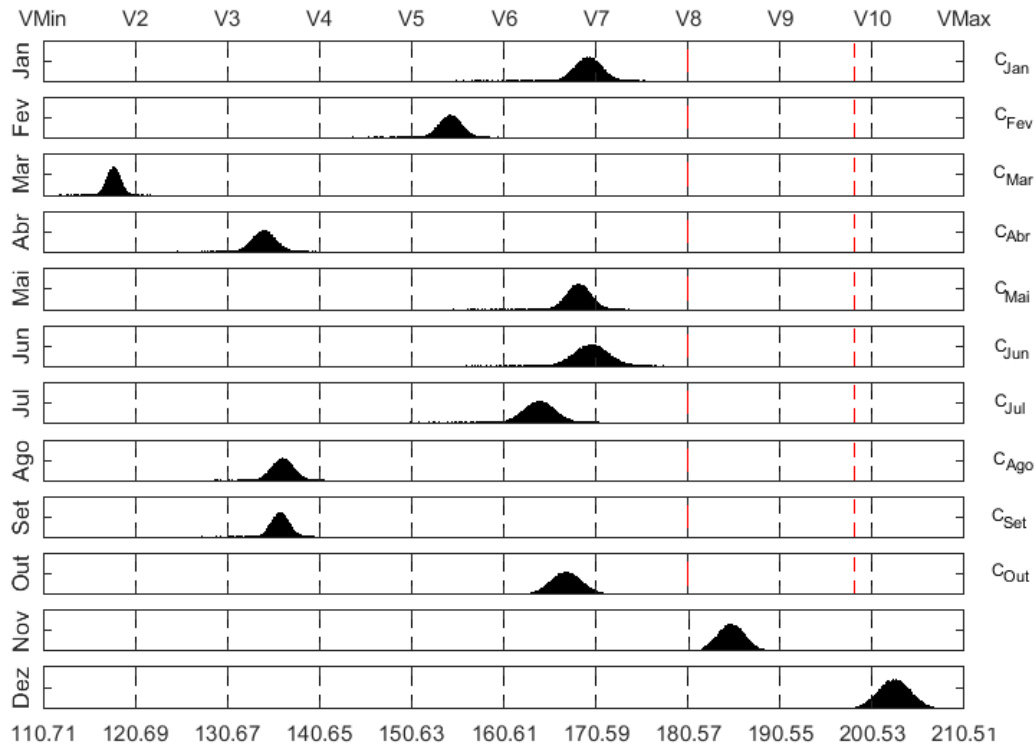


Figura 3.2 – Análise da contratação do MUST, 180,57MW, para os meses de janeiro a outubro.

$$Custo_{médio}^{jan-out} = [(V_{MC} \times TUST) \times P] \times 10 \quad (3.7)$$

$$Custo_{médio}^{jan-out} = [(180,57 \times 1000) \times 1] \times 10$$

$$Custo_{médio}^{jan-out} = 1.805.700,00 \text{ Reais}$$

Posteriormente, serão apresentados os cálculos para o custo médio do mês de novembro considerando o montante de 180,57 MW. A função densidade de probabilidade deste mês encontra-se em quatro intervalos representados na Tabela 3.3.

Tabela 3.3 – Exemplo de ocorrências por intervalo para o mês de novembro.

Mês	V ₆	K ₆	V ₇	K ₇	V ₈	K ₈	V ₉	K ₉	V ₁₀
Novembro	160,61	11	170,59	218	180,57	99763	190,55	8	200,53

Passo 1. Análise do custo médio mensal, quando a máxima demanda de potência é menor que o valor contratado.

- A quantidade de ocorrências (N_{oc1}) até o valor contratado pode ser obtida através da equação 3.8.

$$N_{oc1} = K_6 + K_7 \quad (3.8)$$

onde:

K_6 - número de ocorrências no intervalo 6 para o mês de novembro.

K_7 - número de ocorrências no intervalo 7 para o mês de novembro.

$N_{oc1} = 229$ ocorrências

- Para encontrar a probabilidade (P_1) até 180,57 MW, utiliza-se a equação 3.9. Deste modo, basta dividir o número de ocorrências (N_{oc1}) pela quantidade de amostras (N_a).

$$P_1 = \frac{N_{oc1}}{N_a} \quad (3.9)$$

$$P_1 = 229/100.000 = 0,00229$$

- Como a condição descrita é expressa matematicamente pela equação 3.6.a, não há penalidade. Assim, o custo médio é dado por:

$$Custo_1 = [V_{MC} \times (TUST)] \times P_1$$

$$Custo_1 = 180,57 \times (1.000) \times 0,00229$$

$$Custo_1 = 413,51 \text{ Reais}$$

Passo 2. Análise do custo médio mensal, quando o valor verificado está entre 180,57 MW e o limite (L_2) de 198,63 MW. Sendo $L_2=110\%$ de 180,57 MW.

- O custo médio do intervalo de 180,57MW a 190,55 MW pode ser encontrado aplicando-se a equação 3.10.

$$N_{oc2} = K_8 \quad (3.10)$$

onde:

K_8 - número de ocorrências no intervalo 8, para o mês de novembro.

$$N_{oc2} = 99.763$$

$$N_{oc2} = 99.763 \text{ ocorrências}$$

- Para encontrar a probabilidade (P_2) associada ao intervalo de 180,57 MW a 190,55 MW, emprega-se o mesmo conceito anterior expresso pela equação 3.9.

$$P_2 = \frac{N_{oc2}}{N_a}$$

$$P_2 = 99.763/100.000 = 0,99763$$

- A REN 666/15 define que o montante a ser considerado é o maior valor entre o verificado e o estabelecido em contrato. Visto que, neste passo a análise é realizada para valores acima do contratado, adotou-se o valor médio de cada intervalo como sendo o verificado. O cálculo do valor médio para o intervalo de 180,57 MW a 190,55 MW encontra-se a seguir:

$$V_2^m = (180,57 + 190,55)/2$$

$$V_2^m = 185,56 \text{ MW}$$

- Como a condição descrita é expressa matematicamente pela equação 3.6.b, não há penalidade. Assim, o custo médio é dado por:

$$Custo_2 = [V_2^m \times (TUST)] \times P_2$$

$$Custo_2 = 185,56 \times (1.000) \times 0,99763$$

$$Custo_2 = 185.120,22 \text{ Reais}$$

- Análise do custo médio no intervalo de 190,55 MW a 198,63MW. Como 198,63 MW encontra-se entre dois valores de MUST pré-determinados (i.e., 190,55 MW e 200,53 MW), aplica-se um processo de aproximação para obter a quantidade de ocorrências (N'_{oc2}) entre 190,55 MW e o limite. Sendo que, N'_{oc2} pode ser encontrado por meio da equação 3.11.

$$N'_{oc2} = \frac{K_9 \times (L_2 - V_9)}{\Delta} \quad (3.11)$$

onde:

K_9 - número de ocorrências no intervalo 9, para o mês de novembro.

$$N'_{oc2} = [8 \times (198,63 - 190,55)]/9,98$$

$$N'_{oc2} \approx 6 \text{ ocorrências}$$

- Para encontrar a probabilidade (P'_2) entre 190,55 MW e 198,63 MW, emprega-se o mesmo conceito anterior expresso pela equação 3.9.

$$P'_2 = \frac{N'_{oc2}}{N_a}$$

$$P'_2 = 6/100.000 = 0,00006$$

- O cálculo do valor médio para o intervalo de 190,55 MW a 198,63 MW encontra-se a seguir:

$$V_2^m = (190,55 + 198,63)/2$$

$$V_2^m = 194,59 \text{ MW}$$

- Como a condição descrita é expressa matematicamente pela equação 3.6.b, não há penalidade. Assim, o custo médio é dado por:

$$Custo'_2 = [V_2^m \times (TUST)] \times P'_2$$

$$Custo'_2 = 194,59 \times (1.000) \times 0,00006$$

$$Custo'_2 = 12,60 \text{ Reais}$$

Passo 3. Análise do custo médio mensal, quando o valor verificado está acima do limite (L_2), 198,63 MW.

- Dado que o número de ocorrências para o intervalo entre 190,55 MW e 198,63 MW (i.e., N'_{oc2}) já foi encontrado no Passo 2, para calcular a quantidade de ocorrências (N_{oc3}) entre o limite e 200,53 MW utiliza-se a equação 3.12.

$$N_{oc3} = K_9 - N'_{oc2} \quad (3.12)$$

$$N_{oc3} = 8 - 6$$

$$N_{oc3} \approx 2 \text{ ocorrências}$$

- Para encontrar a probabilidade (P_3) entre o limite e 200,53 MW, emprega-se o mesmo conceito da equação 3.9.

$$P_3 = \frac{N_{oc3}}{N_a}$$

$$P_3 = 2/100.000 = 0,00002$$

- O cálculo do valor médio para o intervalo entre o limite e 200,53 MW encontra-se a seguir:

$$V_3^m = (198,63 + 200,53)/2$$

$$V_3^m = 199,58 \text{ MW}$$

- Como a condição descrita é expressa matematicamente pela equação 3.6.c, há penalidade. Assim, o custo médio deste intervalo é dado por:

$$Custo_3 = [V_1(TUST) + V_2(3TUST)] \times P_3$$

onde:

$$V_1 = V_3^m; \quad V_2 = (V_3^m - 1,1V_{MC})$$

$$Custo_3 = [199,58 \times (1.000) + (199,58 - 198,63) \times (3 \times 1.000)] \times 0,00002$$

$$Custo_3 = 3,08 \text{ Reais}$$

Passo 4. O custo médio no mês de novembro, para o montante contratado de 180,57MW, é dado pela equação 3.13.

$$Custo_{\text{médio}}^{\text{Novembro}} = Custo_1 + Custo_2 + Custo'_2 + Custo_3 \quad (3.13)$$

$$Custo_{\text{médio}}^{\text{Novembro}} = 185.549,41 \text{ Reais}$$

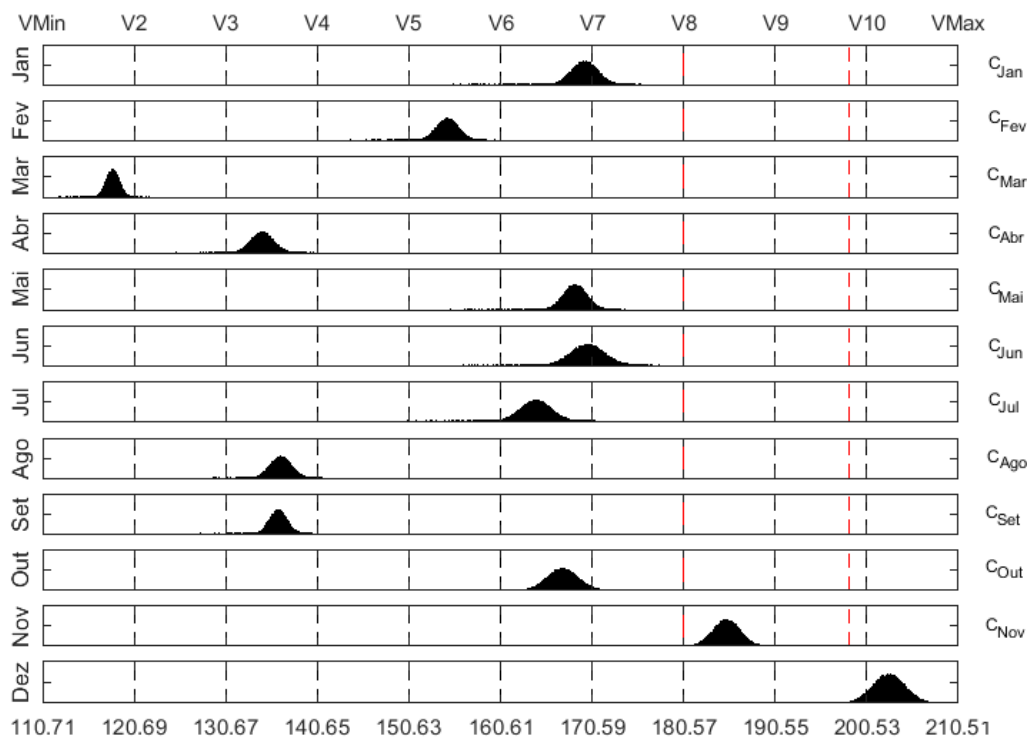


Figura 3.3 – Análise da contratação do MUST igual a 180,57MW para o mês de novembro.

Nota-se na Figura 3.3 que, para finalizar a análise do custo médio para o montante de 180,57MW, é necessário o custo médio do mês de dezembro. Para o último mês, utiliza-se o mesmo procedimento adotado em novembro. Assim, o custo médio de dezembro corresponde a R\$ 223.534,86.

Após o processo ter sido executado para todos os meses os custos médios mensais (i.e., ilustrados na Figura 3.4) são somados a fim de encontrar o custo médio anual, expresso matematicamente pela equação 3.14.

$$Custo_{anual} = \sum_{m=1}^{12} Custo_{médio}^m \quad (3.14)$$

O cálculo do custo médio anual para o MUST contratado de 180,57MW é dado por:

$$Custo_{anual} = Custo_{médio}^{jan-out} + Custo_{médio}^{Novembro} + Custo_{médio}^{Dezembro}$$

$$Custo_{anual} = 1.805.700,00 + 185.549,41 + 223.534,86$$

$$Custo_{anual} = 2.214.784,27 \text{ Reais}$$

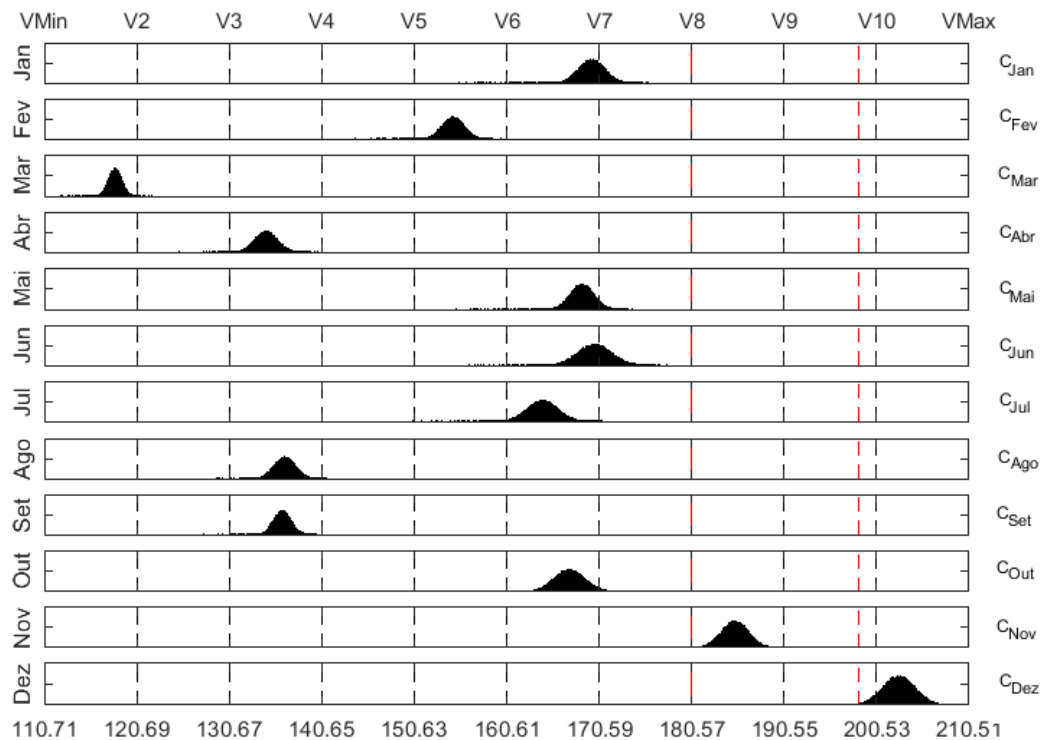


Figura 3.4 – Análise da contratação do MUST igual a 180,57MW.

O processo descrito para a obtenção do custo médio anual foi realizado para os possíveis valores de MUST definidos no intervalo [110,71MW, 210,51MW]. Dado que os encargos médios anuais foram calculados, uma busca foi realizada visando encontrar o montante que apresentasse o menor custo médio anual. Neste exemplo, o montante ótimo é 160,61 MW e produz um encargo médio esperado anual de aproximadamente R\$ 2.141.332,82.

3.3.5. Otimização da Contratação

Definições de parâmetros, hipóteses e simplificações adotadas no algoritmo de FPP via SMC e no processo de otimização da contratação dos MUST são descritas a seguir:

- As implementações foram realizadas em plataforma Matlab 2016.b e utilizou-se o Matpower 6.0 para os cálculos do fluxo de potência [38];
- Fixou-se uma tolerância de 1×10^{-4} para o algoritmo de fluxo de potência AC;
- Foram utilizadas 100.000 amostras para a SMC; este valor mostrou-se adequado através de testes de sensibilidade variando-se este número;
- Foram consideradas incertezas Gaussianas nas barras internas do sistema;
- As cargas são independentes;
- Com relação às incertezas na rede, considerou-se uma lista de contingência com as mais relevantes, descrita na seção 3.3.2. Deste modo, houve a necessidade de uma “repadronização” das probabilidades, visto que nem todos os elementos da rede foram considerados;
- Os resultados das funções densidades de probabilidade são salvos e posteriormente usados como entrada de dados do algoritmo de otimização;
- O valor da tarifa (TUST) utilizado no processo de otimização foi R\$1,00/kW×mês;
- Utilizou-se apenas a premissa de ultrapassagem, visto que em casos de sobre-contratação existem meios operativos que podem ser usados para atingir 90% do maior MUST contratado no ano;
- Foi considerado somente valores para o período da ponta;
- Diferentes tamanhos de Δ foram testados.

3.4. Resultados

Como a avaliação da eficiência de contratação do MUST é mensal, foram gerados 12 sistemas equivalentes a partir da Estratégia 3 implementada no sistema teste IEEE RTS 79. Para tal, foi utilizada a curva anual horária de carga definida em [19]; as cargas mensais foram divididas em faixas, sendo a de maior patamar de carga, escolhido por um critério estatístico, utilizado para definir o evento “valores máximos mensais” (e.g., curva de carga do mês de janeiro representada na Figura 3.5). Assim, optou-se pela média da faixa de maior patamar para a obtenção do equivalente a ser utilizado nas simulações da metodologia para a determinação do MUST ótimo. A partir desta média foram consideradas incertezas Gaussianas para as barras internas do sistema. Entretanto, podem ser utilizadas outras distribuições para representar de maneira mais adequada este problema. Escolheu-se a Estratégia 3 objetivando uma precisão adequada durante a análise de contingências de transmissão nos sistemas externo e interno. O uso do sistema equivalente é simbólico em sistemas de pequeno porte, mas em sistemas reais é extremamente relevante [18, 32].

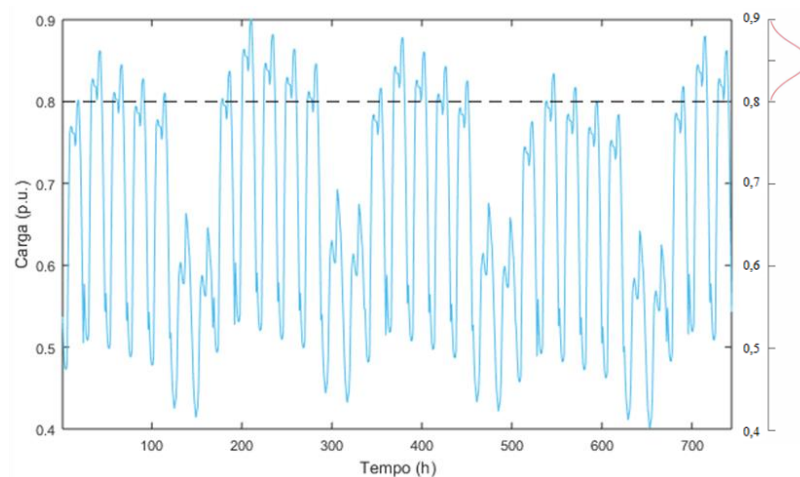


Figura 3.5 – Curva de carga do mês de janeiro acrescida de incertezas Gaussianas para as barras do sistema interno.

Para mostrar o desempenho da metodologia proposta serão apresentados três casos. No último, serão exibidos os resultados do MUST ótimo tanto para o sistema equivalente quanto para o completo. Em seguida, será realizada uma comparação entre os mesmos, para os 3 pontos de interligação em análise (i.e., barras 3, 9 e 10).

3.4.1. Contratação Ótima: Caso 1

Como retratado anteriormente, foram utilizados os dados elétricos de doze sistemas equivalentes obtidos do sistema IEEE RTS 79. Quanto à rede, além do sistema equivalente sem a “saída” de ramos foram consideradas as contingências de 1 a 9 da Tabela 3.1. Portanto, foram consideradas apenas as contingências internas. Para isto, empregaram-se os mesmos dados estocásticos da rede apresentados no artigo [19].

As Figuras 3.6, 3.8 e 3.10 ilustram as funções de densidade de ocorrências (probabilidades) para os fluxos/injeções nas barras 3, 9 e 10, respectivamente. A fim de simplificar as análises serão expostas, na seção dos resultados, apenas as funções considerando as máximas nos meses de junho (a) e novembro (b). Entretanto, todas as funções para um ano, por ponto de conexão, estão disponíveis no Apêndice A. Nestas figuras, observam-se também as condições, descritas na Seção 3.3.4, para o cálculo dos custos médios mensais. Para esta avaliação é imprescindível ter os valores de referência: valor ótimo contratado que está representado por uma linha cheia em vermelho e o limite de penalidade (i.e., 10% acima do ótimo) por uma linha tracejada em vermelho.

Dado que todas as funções densidades de probabilidade foram salvas, procuraram-se os valores mínimos e máximos anuais. Neste caso, os possíveis valores de MUST encontram-se entre os seguintes intervalos: [110,71 MW, 210,51 MW] para a Barra 3, [152,53 MW, 224,31 MW] para a Barra 9 e [212,39 MW, 323,21 MW] para a Barra 10. Após a determinação deste intervalo, inicia-se a procura pelo montante de uso ótimo.

Na última etapa da metodologia proposta, diversos testes de sensibilidade foram executados para diferentes intervalos de discretização (K), isto é, 10, 50 e 100. Durante o processo, verificou-se que para 50 intervalos os resultados já se mostravam adequados, visto que ao compará-los aos dos demais intervalos apresentavam uma convergência. Portanto, apenas as curvas de custos médios esperados anuais em função do valor contratado MUST para este intervalo serão retratadas na Seção dos resultados. Contudo, as curvas obtidas para os diferentes intervalos por barra de fronteira, estão disponíveis no Apêndice B.

O montante de uso ótimo para a Barra 3 é 166,59 MW, portanto o limite de penalidade é 183,25 MW. Observe que em junho (Figura 3.6a) não haverá penalidade, pois a função encontra-se toda antes da linha tracejada (i.e., condição a). Entretanto, em novembro (Figura 3.6b) existe um custo adicional devido à subcontratação, visto que aproximadamente 87% das ocorrências de injeções são maiores que 183,25 MW (i.e., condição c).

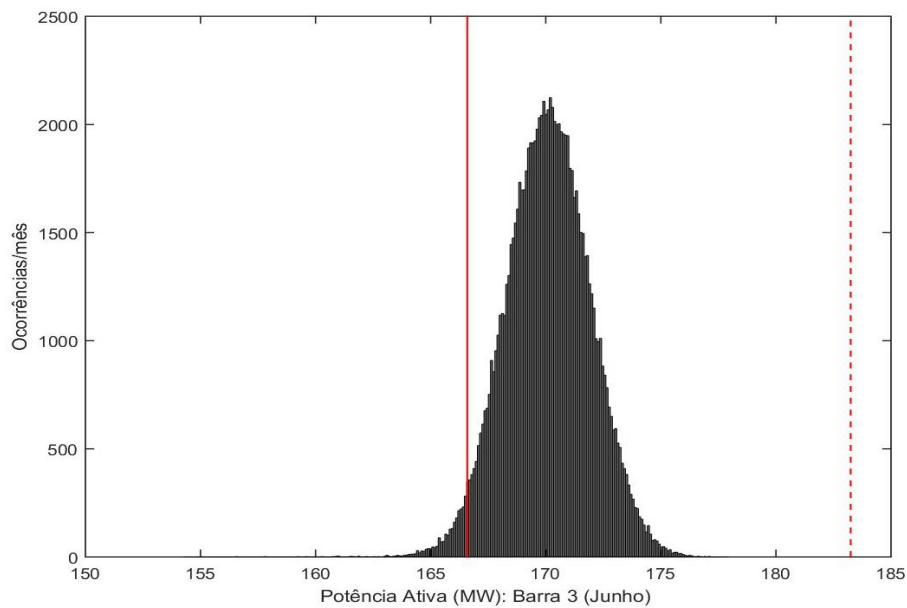


Figura 3.6a – Caso 1: Função densidade de probabilidade para a injeção da Barra 3, valores máximos de Junho.

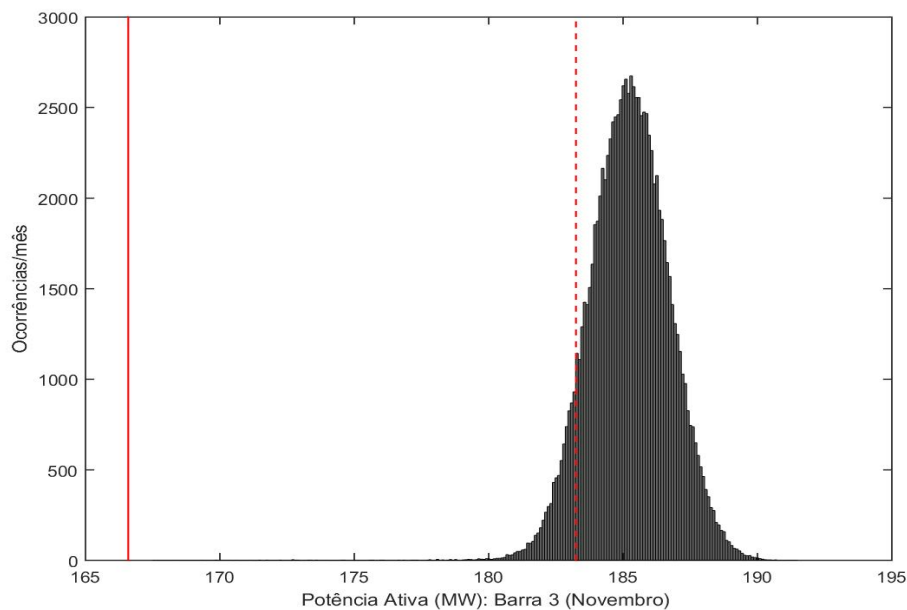


Figura 3.6b – Caso 1: Função densidade de probabilidade para a injeção da Barra 3, valores máximos de Novembro.

O gráfico da Figura 3.7 representa a curva de custos esperados anuais (R\$) em função do montante contratado (MW) para a Barra 3. Note que dentre os possíveis valores de contratação, o montante 166,59MW apresentou o menor custo médio esperado. Para este valor ótimo, a concessionária pagará um encargo de R\$2.129.589,28. Deste total, o custo adicional pela ultrapassagem é aproximadamente R\$ 65.232,09.

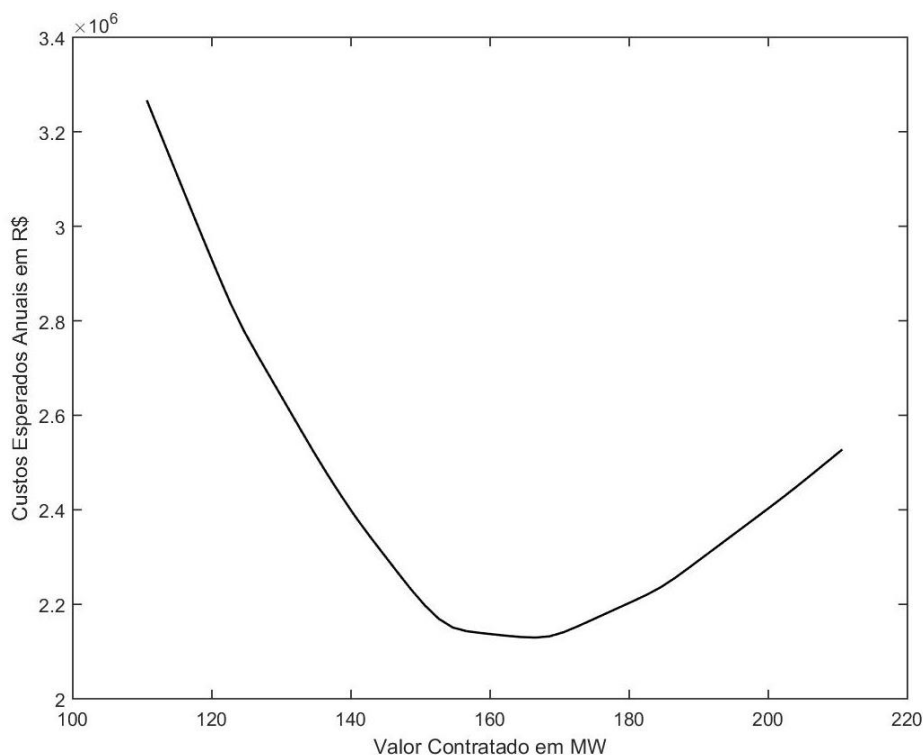


Figura 3.7 – Custos médios anuais em função do valor contratado MUST para a Barra 3, Caso 1.

O valor ótimo a ser contratado pela Barra 9 é 176,94 MW, assim o limite de penalidade é 194,63 MW. Deste modo, é possível observar na Figura 3.8 as três condições abordadas na Seção 3.3.4. No mês de junho (Figura 3.8a), 3% das ocorrências localizam-se até o montante contratado (i.e., condição a), deste modo paga-se apenas o valor contratado; 93% estão entre os valores de referência (i.e., condição b), ou seja, neste caso paga-se pelo valor verificado. Como 4% localizam-se após o limite (i.e., condição c), além do custo do contrato existe também uma multa pela ultrapassagem do limite máximo estabelecido. Em novembro (Figura 3.8 b), 0,15% das ocorrências são descritas pela condição (a), 84,66% pela (b) e 15,19% pela (c).

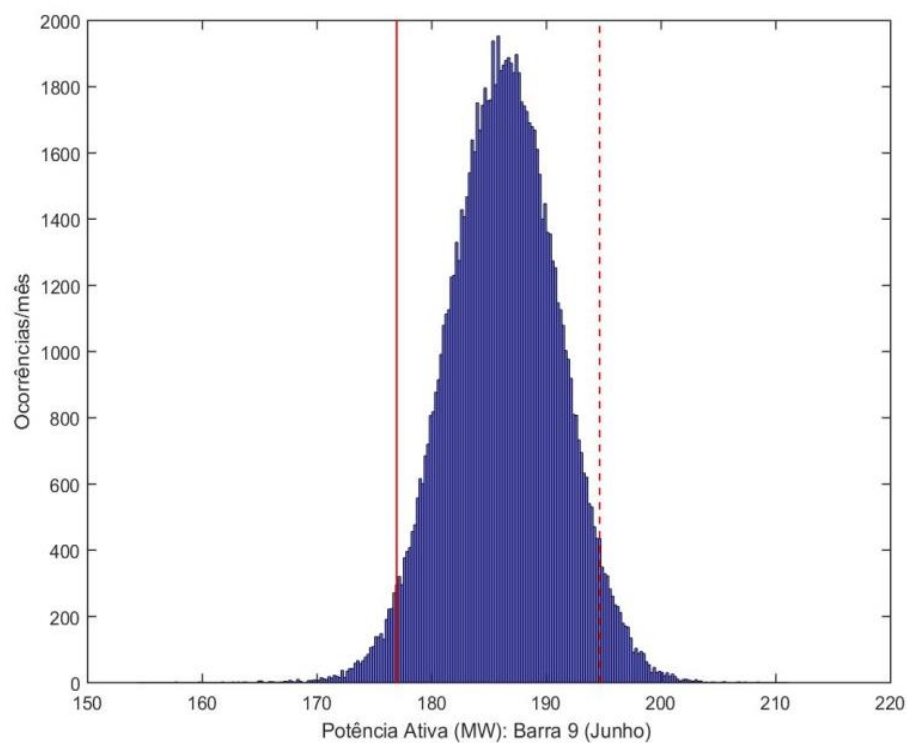


Figura 3.8a – Caso 1: Função densidade de probabilidade para a injeção da Barra 9, valores máximos de Junho.

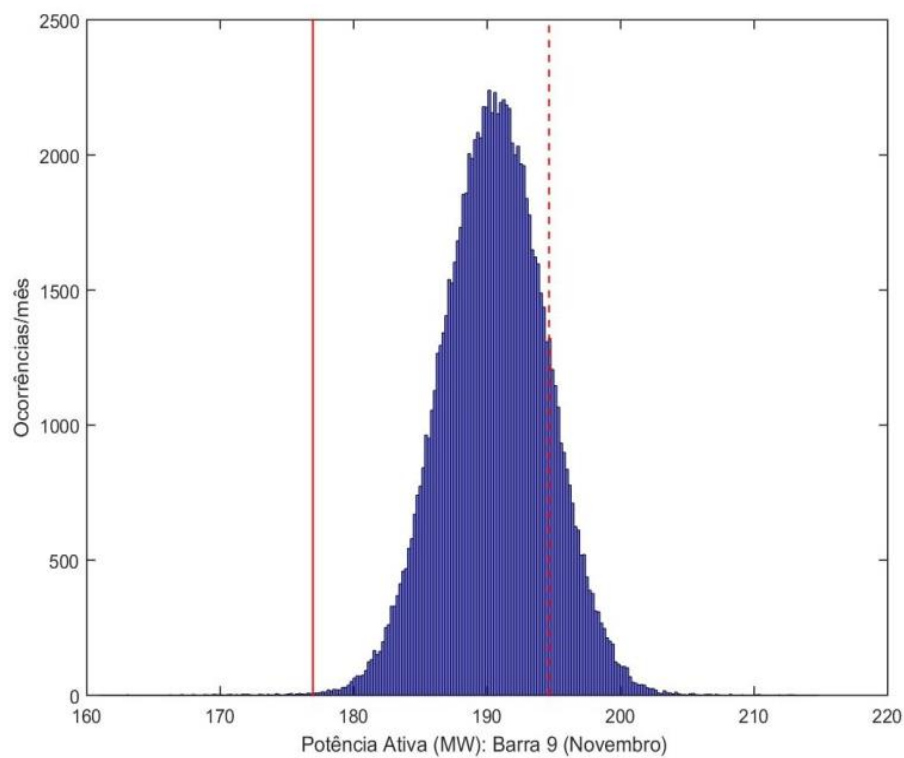


Figura 3.8b – Caso 1: Função densidade de probabilidade para a injeção da Barra 9, valores máximos de Novembro.

Os custos esperados anuais (R\$) em função do montante contratado (MW) para a Barra 9 são mostrados na Figura 3.9. Perceba que valor ótimo desta barra é 176,94 MW e que a contratação deste MUST por parte da distribuidora produzirá um encargo de R\$2.218.308,20. Deste custo, a multa devido à subcontratação é aproximadamente R\$ 9.189,14.

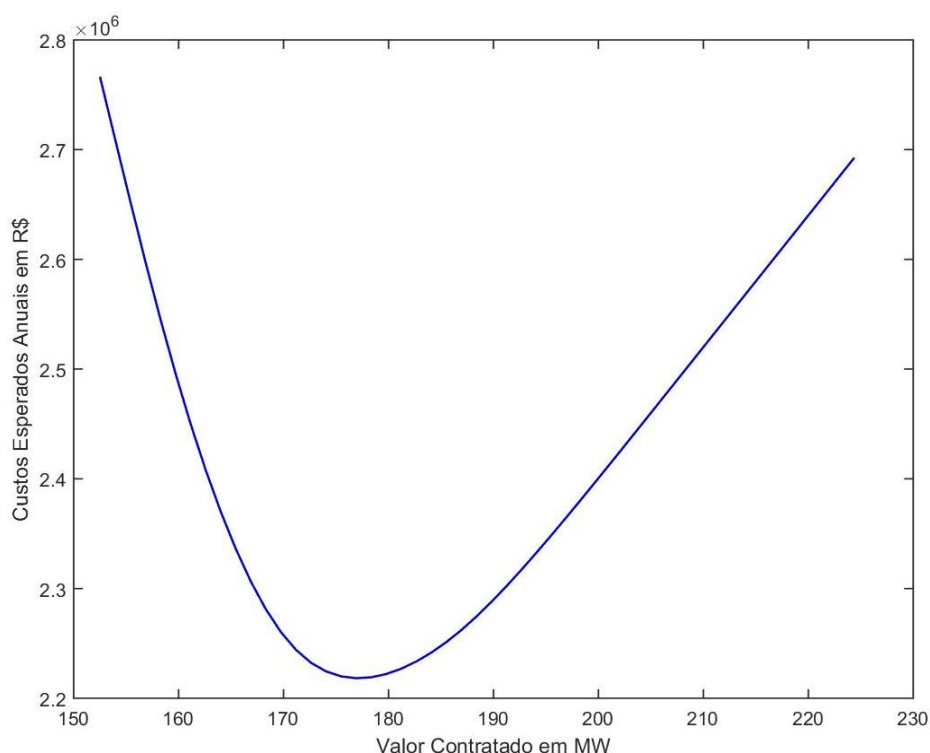


Figura 3.9 – Custos médios anuais em função do valor contratado MUST para a Barra 9, Caso 1.

Para a Barra 10, o valor ótimo é 250,07 MW. Deste modo, o limite de penalidade é 275,08 MW. Com os valores de referência fixados, é possível constatar que na função densidade de probabilidade do mês junho (Figura 3.10a) a maior parte das ocorrências localiza-se entre a linha cheia e a tracejada. Contudo, uma pequena porção desta função está acima da tolerância (i.e., 275,08 MW). Nesta imagem, as porcentagens 1,64%, 96,78% e 1,58% das ocorrências correspondem, respectivamente, as condições (a), (b) e (c). Entretanto, nem todas as funções apresentaram as três condições, em novembro (Figura 3.10b), por exemplo, notam-se apenas duas, visto que 71% das ocorrências são definidas pela condição (b) e 29% pela (c).

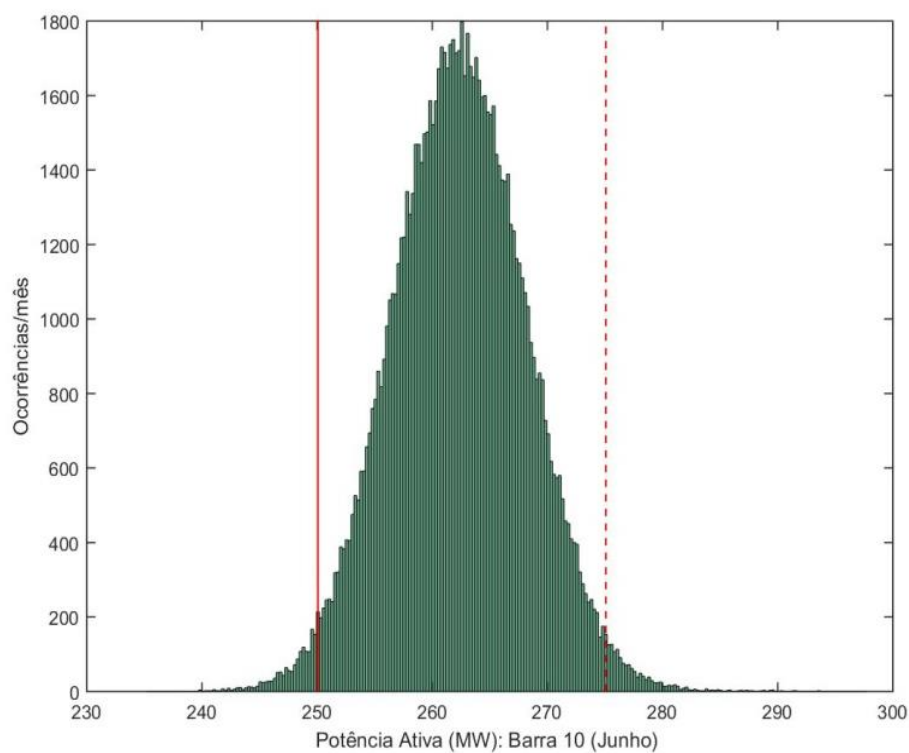


Figura 3.10a – Caso 1: Função densidade de probabilidade para a injeção da Barra 10, valores máximos de Junho.

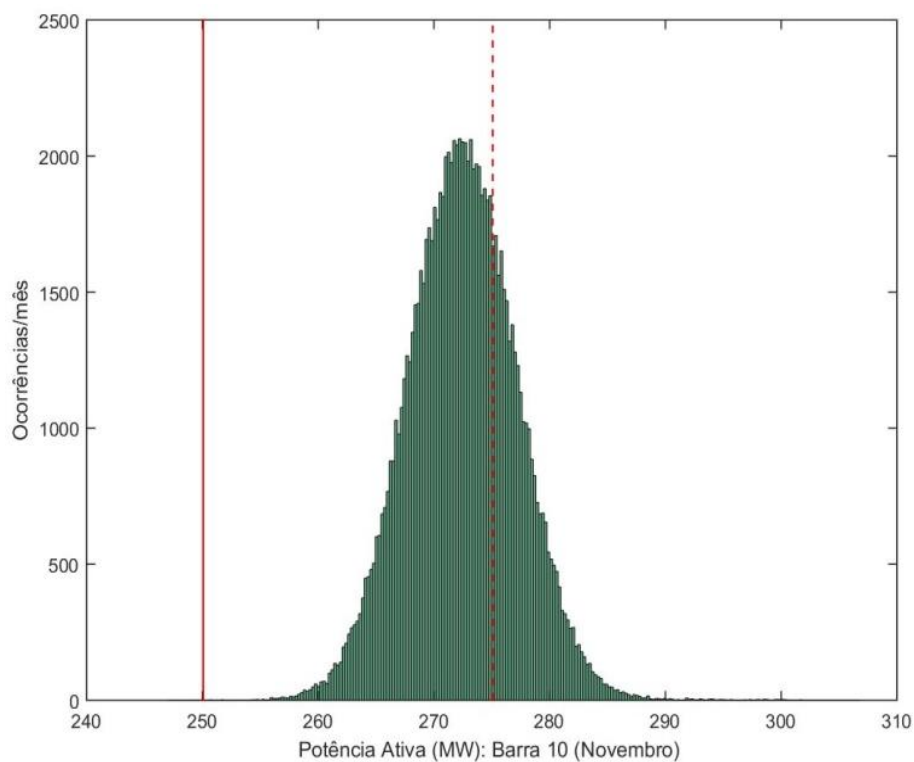


Figura 3.10b – Caso 1: Função densidade de probabilidade para a injeção da Barra 10, valores máximos de Novembro.

A Figura 3.11 exibe a curva de custos esperados anuais (R\$) em função do montante contratado (MW) para a Barra 10. Conforme mencionado anteriormente, o valor ótimo para esta barra é 250,07 MW e tem associado a ele um custo médio esperado anual de R\$3.147.336,08. Este montante de uso do sistema de transmissão apresentou uma penalidade de aproximadamente R\$ 31.700,26.

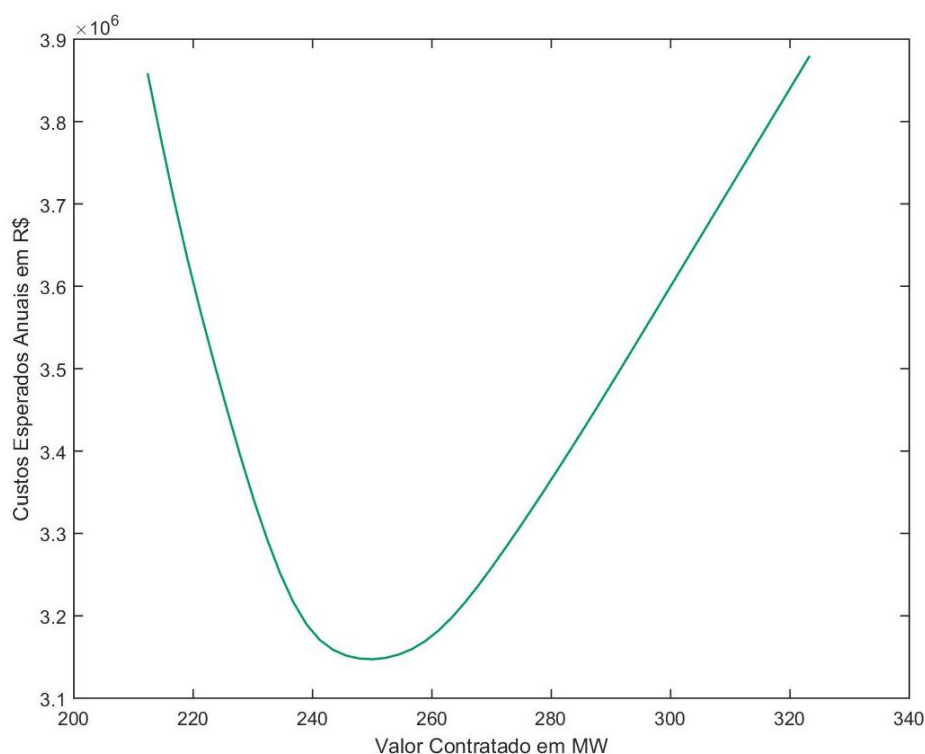


Figura 3.11 – Custos médios anuais em função do valor contratado MUST para a Barra 10, Caso 1.

Os montantes ótimos dos contratos para os três pontos de interligação são apresentados na Tabela 3.4. Foram realizados testes para diferentes resultados de especificação do MUST e custo médio esperado anual, considerando diferentes intervalos de discretização. Observe por meio dos montantes ótimos para os intervalos de 50 e 100, que para 50 intervalos os valores já convergem, visto que tanto os MUST quanto os custos são muito parecidos. Por exemplo, utilizando 50 intervalos de discretização para o processo de otimização, os valores ótimos contratados para as barras 3, 9 e 10 são 166,59MW, 176,94MW e 250,07MW, respectivamente, e os custos anuais mínimos esperados correspondentes são R\$ 2.129.589,28, 2.218.308,20 e 3.147.336,08.

Tabela 3.4 – Síntese dos Resultados do MUST Ótimo, Caso 1.

Nº Intervalos (K)	Barras	Valor Contratado (MW)	Custo médio esperado Anual (R\$)
10	3	160,61	2.141.332,82
	9	181,24	2.230.207,35
	10	245,64	3.157.703,86
50	3	166,59	2.129.589,28
	9	176,94	2.218.308,20
	10	250,07	3.147.336,08
100	3	166,59	2.129.397,76
	9	176,94	2.218.170,47
	10	250,07	3.147.209,78

3.4.2.

Contratação Ótima: Caso 2

Para este caso, foram usados os sistemas do Caso 1 e a mesma lista de contingências incluindo o sistema equivalente sem a “saída” de ramos. Entretanto, os dados estocásticos da rede foram substituídos por $A=0,9$ e $U=0,1$, de modo a estressar as contingências de transmissão.

As funções densidade de probabilidade para as barras de fronteira 3, 9 e 10 correspondem, respectivamente, as Figuras 3.12, 3.14 e 3.16. Além disso, como mencionado anteriormente, somente serão analisadas as funções de dois meses: junho (a) e novembro (b).

Neste caso, a busca pelo MUST ótimo restringe-se aos intervalos a seguir: [110,71 MW, 211,75 MW] para a Barra 3, [150,3 MW, 233,3 MW] para a Barra 9 e [208,41 MW, 329,86 MW] para a Barra 10.

Para a Barra 3, o valor ótimo é 163,25 MW (linha cheia em vermelho), assim, o valor contratado mais a tolerância é 179,57 MW (linha tracejada em vermelho). Neste contexto, repare que em junho (Figura 3.12a), 8% das ocorrências são representadas pela condição (a) e 92% pela (b). Enquanto, em novembro (Figura 3.12b), 15% das ocorrências correspondem à condição (b) e 85% a (c).

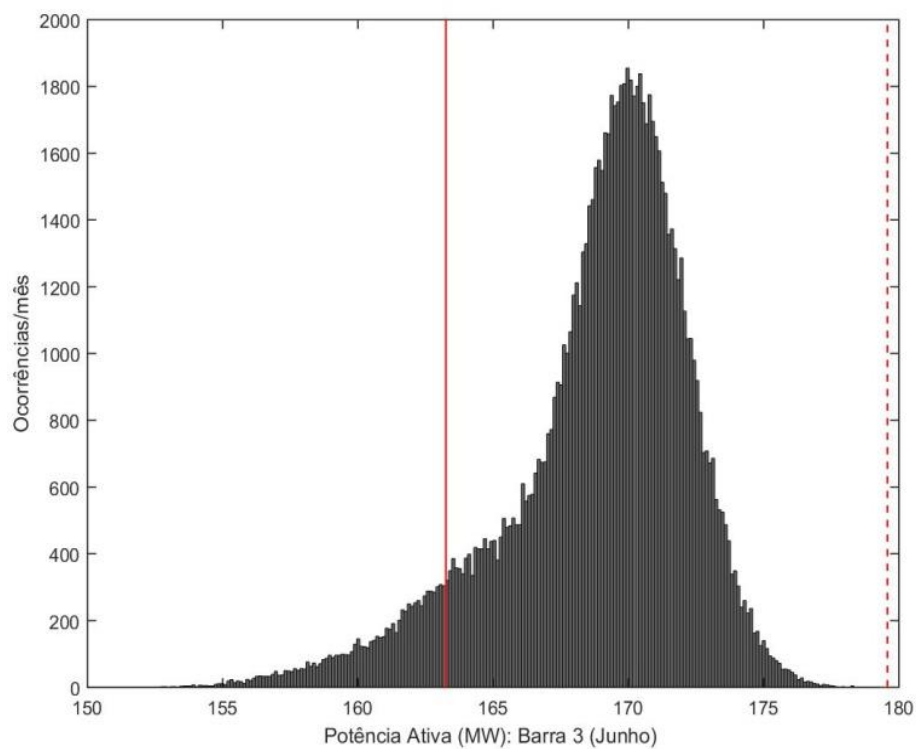


Figura 3.12a – Caso 2: Função densidade de probabilidade para a injeção da Barra 3, valores máximos de Junho.

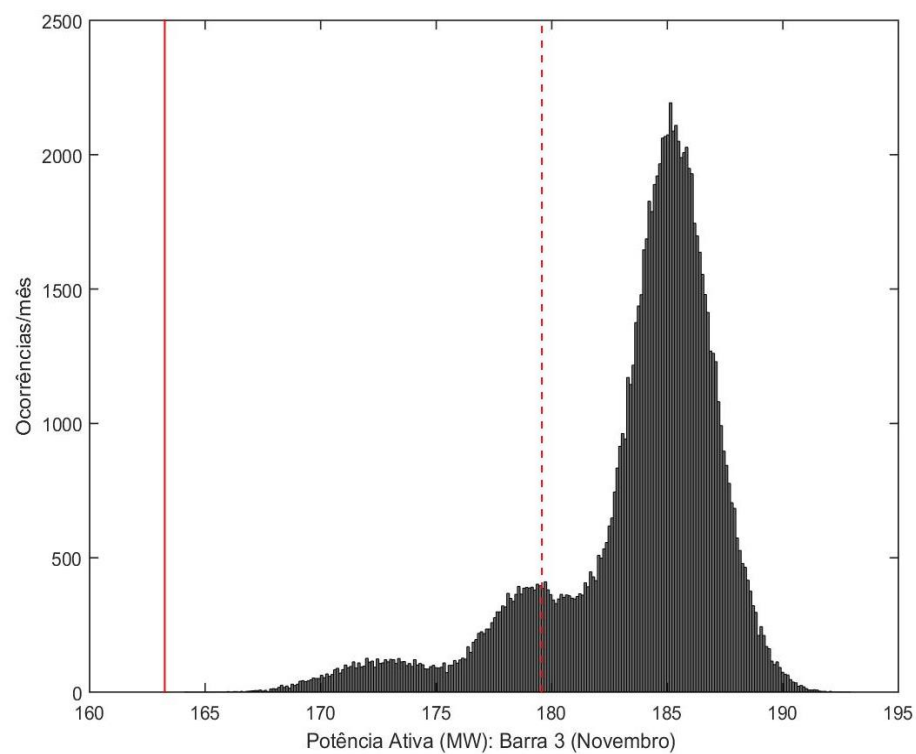


Figura 3.12b – Caso 2: Função densidade de probabilidade para a injeção da Barra 3, valores máximos de Novembro.

A curva de custos esperados anuais (R\$) em função do montante contratado (MW) para a Barra 3 está ilustrada na Figura 3.13. Para esta barra, o valor ótimo é 163,25 MW. Ao final do ano em análise, este montante apresentará um custo médio total de R\$2.115.632,09. Deste encargo, a parcela a mais (i.e., referente à subcontratação) é aproximadamente R\$ 78.062,97.

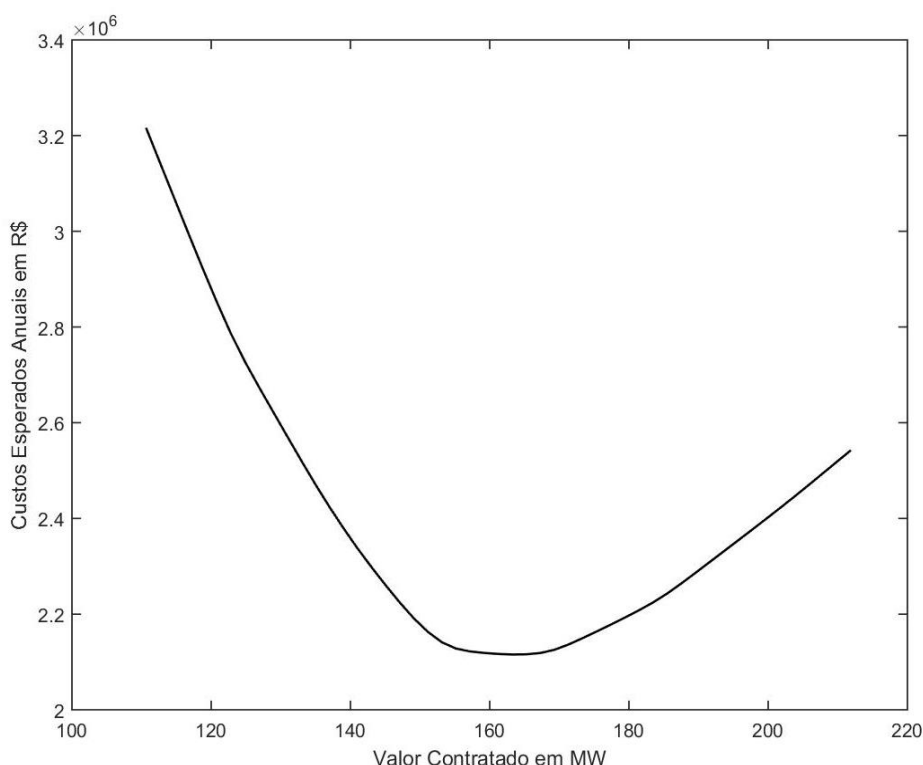


Figura 3.13 – Custos médios anuais em função do valor contratado MUST para a Barra 3, Caso 2.

Na Figura 3.14, função densidade de probabilidade para a injeção na Barra 9, o valor ótimo é 178,52 MW, naturalmente, o limite de penalidade é 196,37 MW. Neste cenário, em junho (Figura 3.14a), 89% localizam-se até o limite de penalidade, com 23% das ocorrências determinadas pela condição (a) e 66% pela (b), logo os 11% referem-se à condição (c). No mês de novembro (Figura 3.14b), as condições (a), (b) e (c) estão indicadas, respectivamente, por 17%, 63% e 20% das ocorrências.

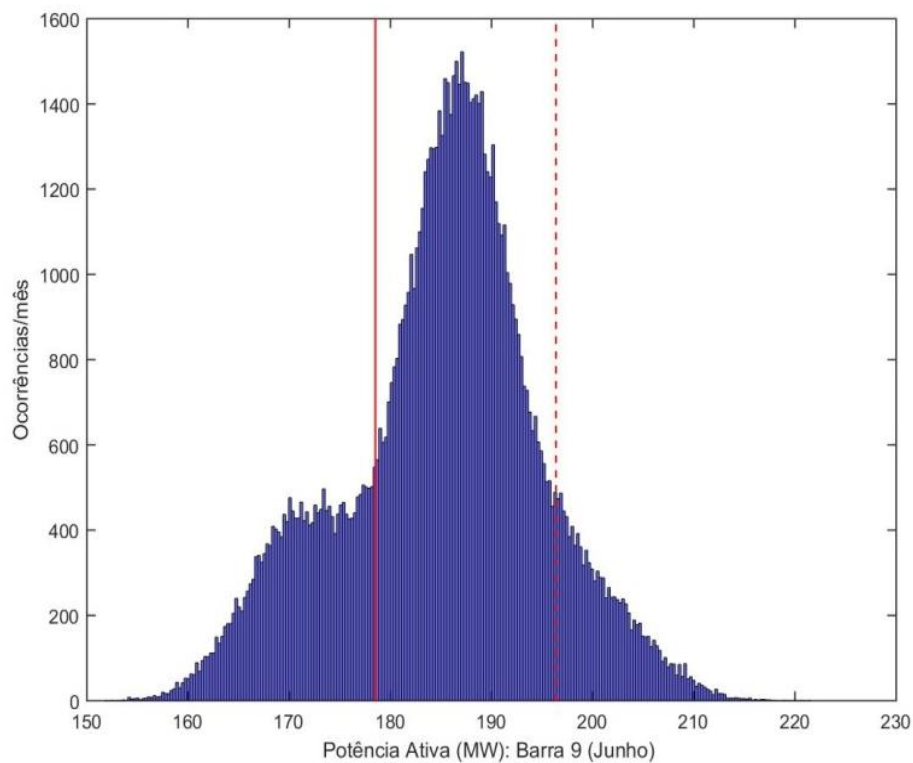


Figura 3.14a – Caso 2: Função densidade de probabilidade para a injeção da Barra 9, valores máximos de Junho.

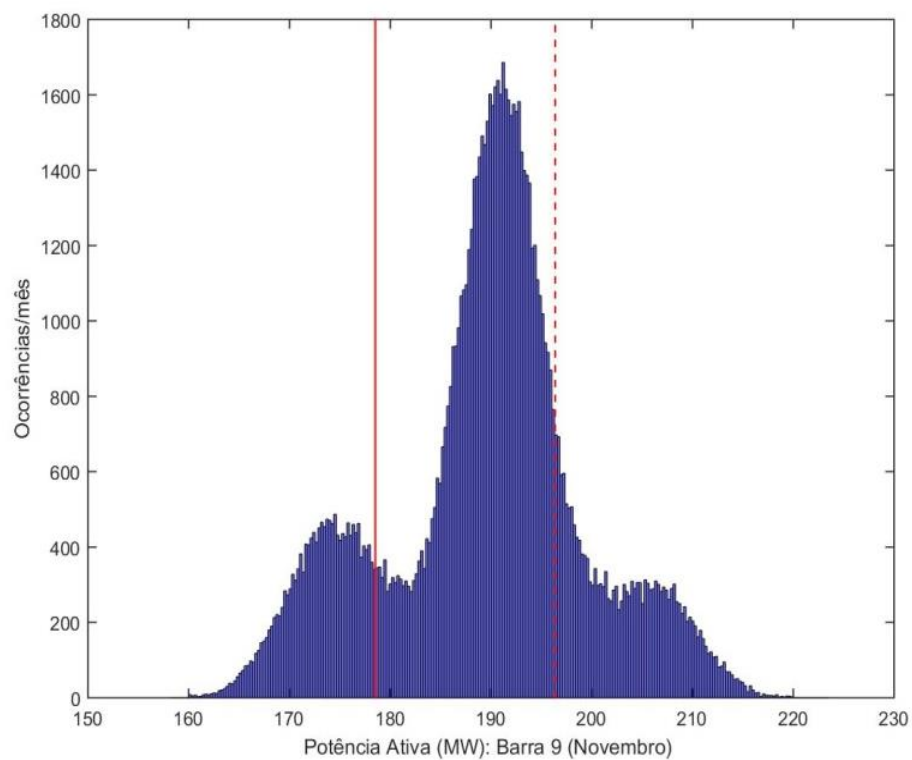


Figura 3.14b – Caso 2: Função densidade de probabilidade para a injeção da Barra 9, valores máximos de Novembro.

Observa-se na Figura 3.15, curva de custos esperados anuais (R\$) em função do montante contratado (MW) para a Barra 9, que o valor ótimo é 178,52 MW. A este montante está associado um custo médio esperado de R\$2.241.809,10. Deste total, a concessionária pagará uma multa de aproximadamente R\$ 21.887,02.

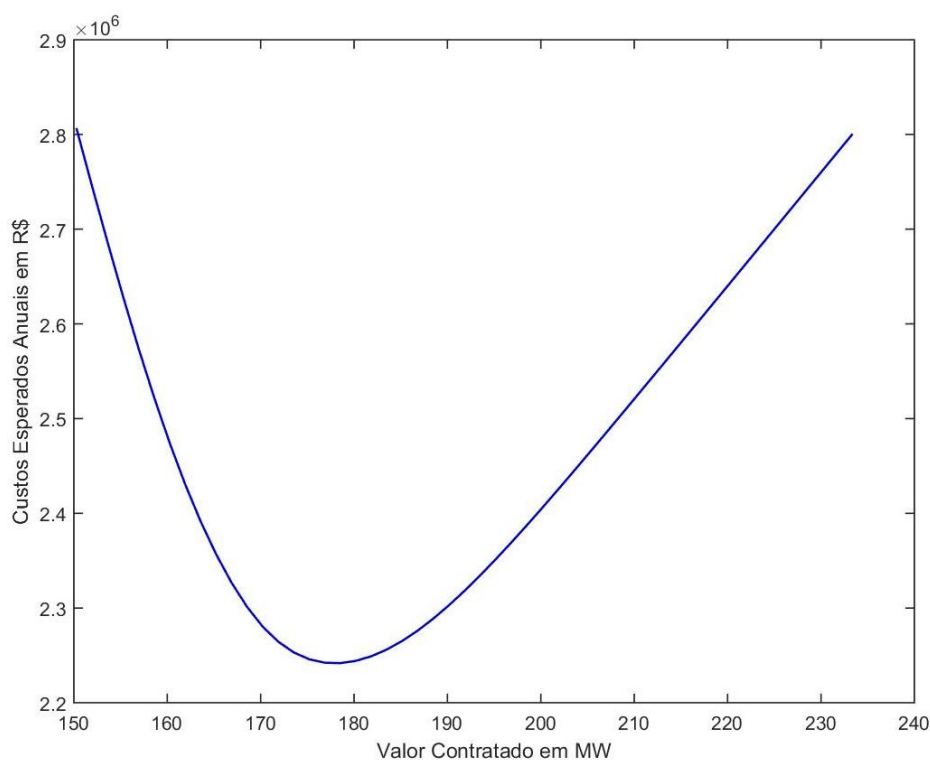


Figura 3.15 – Custos médios anuais em função do valor contratado MUST para a Barra 9, Caso 2.

Na função densidade de probabilidade para a injeção na Barra 10, ilustrada na Figura 3.16, o valor ótimo é 254,56 MW. Assim, o limite de penalidade é 280,02 MW. Com estes valores especificados, verifica-se no mês de junho (Figura 3.16a) que 88% das ocorrências, sendo 14% descritas pela condição (a) e 74% pela (b), estão situadas até 280,02 MW. Enfim, 12% estão relacionadas à condição (c). Note que em novembro (Figura 3.16b) as porcentagens 1,59%, 71,58% e 26,83% das ocorrências correspondem, nesta ordem, as condições (a), (b) e (c).

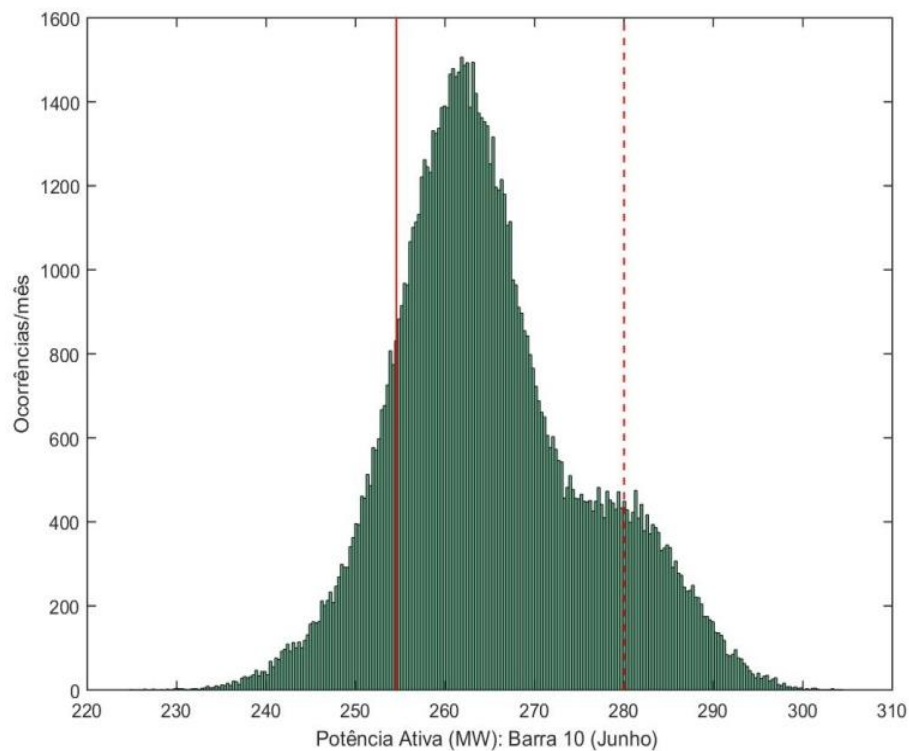


Figura 3.16a – Caso 2: Função densidade de probabilidade para a injeção da Barra 10, valores máximos de Junho.

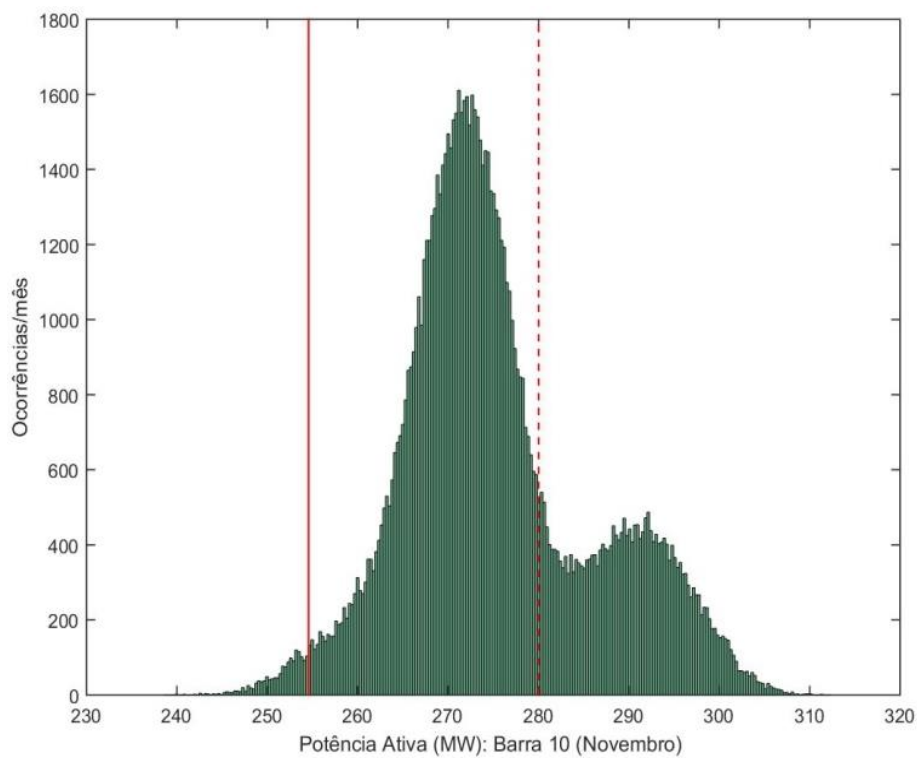


Figura 3.16b – Caso 2: Função densidade de probabilidade para a injeção da Barra 10, valores máximos de Novembro.

O gráfico da Figura 3.17 exibe a curva de custos esperados anuais (R\$) em função do montante contratado (MW) para a Barra 10. Pode-se observar que o valor ótimo é 254,56 MW, ao qual está atrelado um custo médio esperado de R\$3.205.392,96. Além disto, a penalidade aproximada pela ultrapassagem é R\$ 41.860,57.

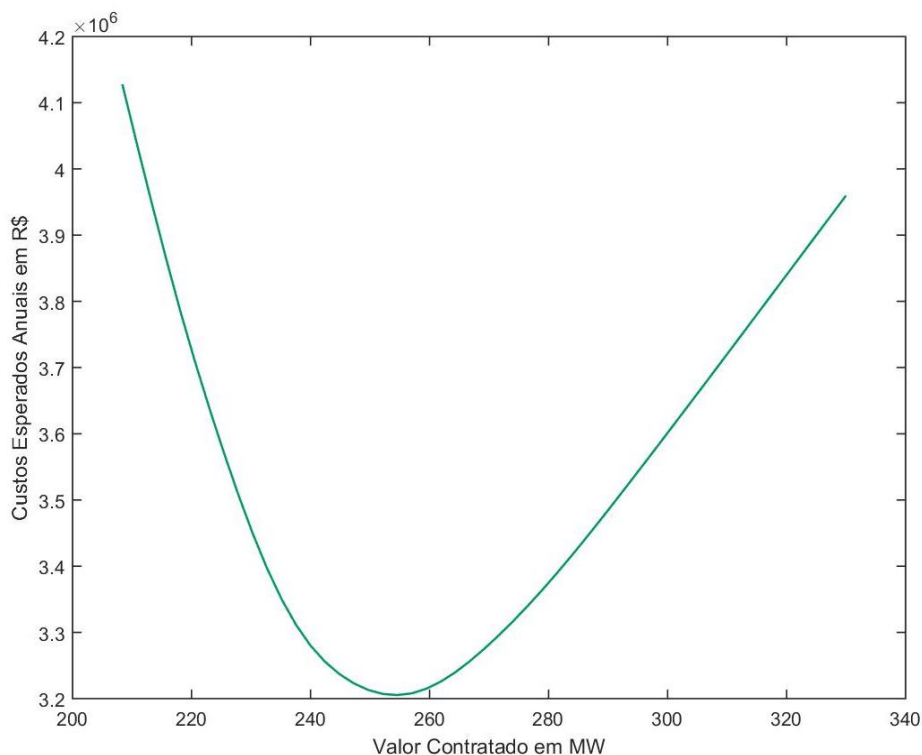


Figura 3.17 – Custos médios anuais em função do valor contratado MUST para a Barra 10, Caso 2.

A Tabela 3.5 apresenta uma síntese dos resultados do MUST ótimo para os diferentes intervalos de discretização, isto é, K igual 10, 50 e 100 (primeira coluna). Os montantes ótimos a serem contratados por ponto de conexão localizam-se na terceira coluna, enquanto seus respectivos custos médios esperados anuais estão na quarta coluna. Como visto anteriormente, os montantes ótimos para os 50 intervalos já estão convergidos. Assim, ao adotar 50 intervalos para o processo de otimização, os valores ótimos contratados para as barras 3, 9 e 10 são 163,25MW, 178,52MW e 254,56MW, respectivamente, e os custos anuais mínimos esperados correspondentes são R\$ 2.115.632,09, 2.241.809,10 e 3.205.392,96.

Tabela 3.5 – Síntese dos Resultados do MUST Ótimo, Caso 2.

Nº Intervalos (K)	Barras	Valor Contratado (MW)	Custo médio esperado Anual (R\$)
10	3	161,23	2.123.034,51
	9	175,20	2.252.671,25
	10	256,99	3.216.267,22
50	3	163,25	2.115.632,09
	9	178,52	2.241.809,10
	10	254,56	3.205.392,96
100	3	164,26	2.115.498,70
	9	177,69	2.241.508,44
	10	254,56	3.205.155,13

3.4.3.**Contratação Ótima: Caso 3**

Para este caso, foram usados os sistemas do Caso 2 e os mesmos dados estocásticos da rede. Agora, além do sistema equivalente sem a “saída” de ramos foram consideradas todas as contingências da Tabela 3.1. Assim, foram consideradas tanto as contingências internas quanto as externas.

As Figuras 3.18, 3.20 e 3.22 mostram as funções densidades de probabilidade para as barras 3, 9 e 10, nesta ordem. Assim como nos casos anteriores, simplesmente serão analisadas as funções com as máximas nos meses de junho (a) e novembro (b).

Neste caso, a busca pelo MUST ótimo limita-se a estes intervalos: [110,54 MW, 227,72 MW] para a Barra 3, [116, 1 MW, 265,62 MW] para a Barra 9 e [170,6 MW, 345,81 MW] para a Barra 10.

A Figura 3.18 ilustra a função densidade de probabilidade para a injeção na Barra 3. Nesta imagem, o valor ótimo é 166,79 MW, logo o limite de penalidade é 183,45 MW. Deste modo, pode-se notar que em junho (Figura 3.18a), 18% das ocorrências são descritas pela condição (a), 72% pela (b) e 10% pela (c). Em novembro (Figura 3.18b) a maior parte das ocorrências (i.e., 72,30%) está relacionada à condição (c), enquanto os 27,69% a (b).

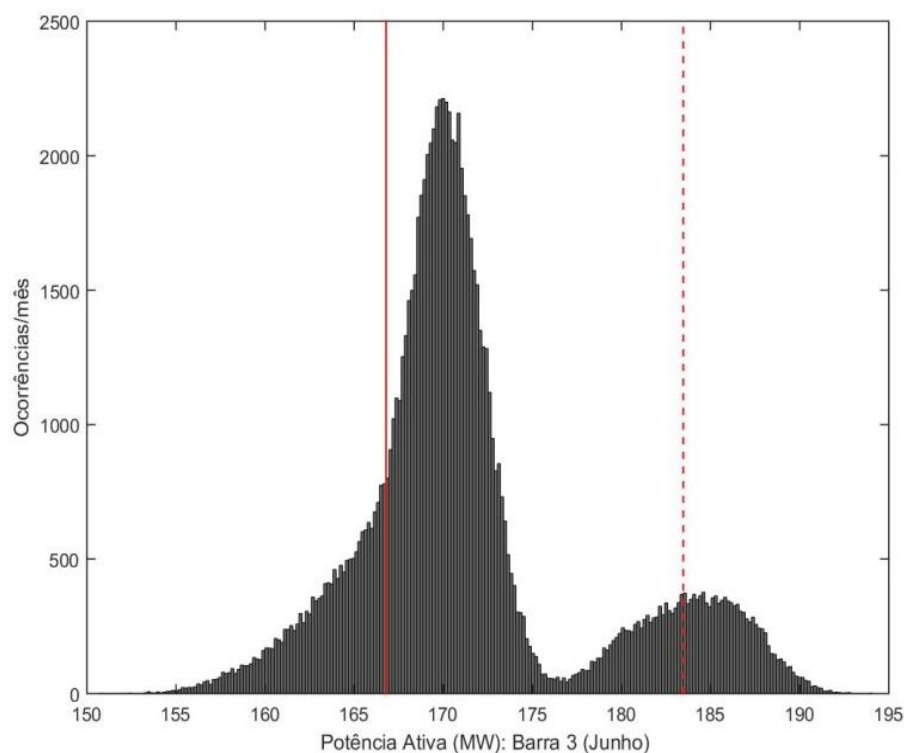


Figura 3.18a – Caso 3: Função densidade de probabilidade para a injeção da Barra 3, valores máximos de Junho.

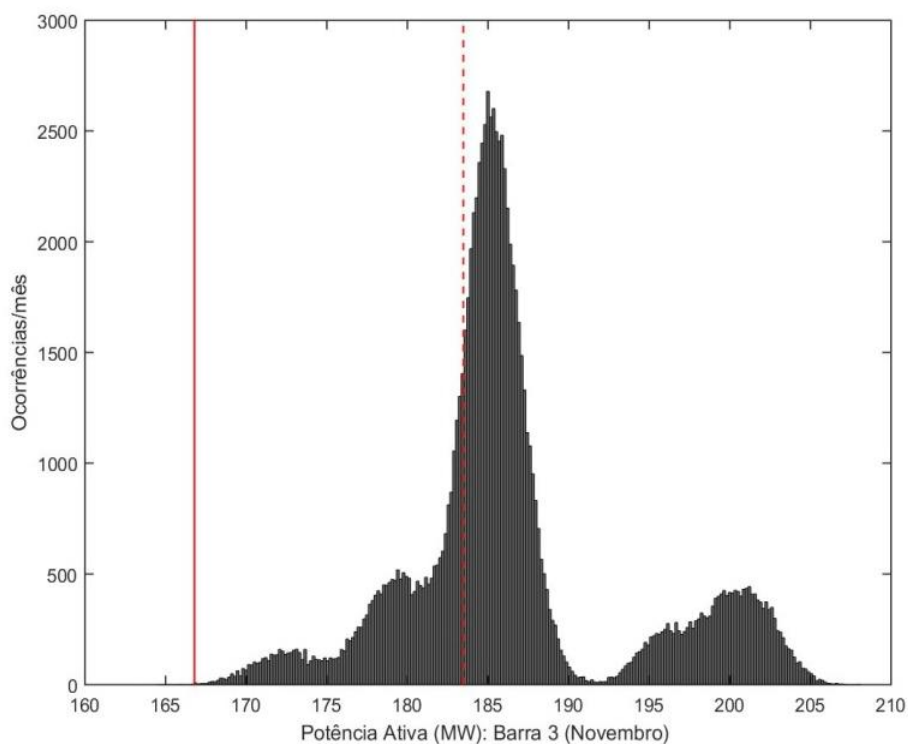


Figura 3.18b – Caso 3: Função densidade de probabilidade para a injeção da Barra 3, valores máximos de Novembro.

A Figura 3.19 mostra a curva de custos esperados anuais (R\$) em função do montante contratado (MW) para a Barra 3. Pode-se constatar que o valor ótimo (i.e., 166,79 MW) apresentou um custo médio esperado de R\$2.155.707,46. A multa por ultrapassagem, para este montante, é aproximadamente de R\$ 76.554,83 em um ano.

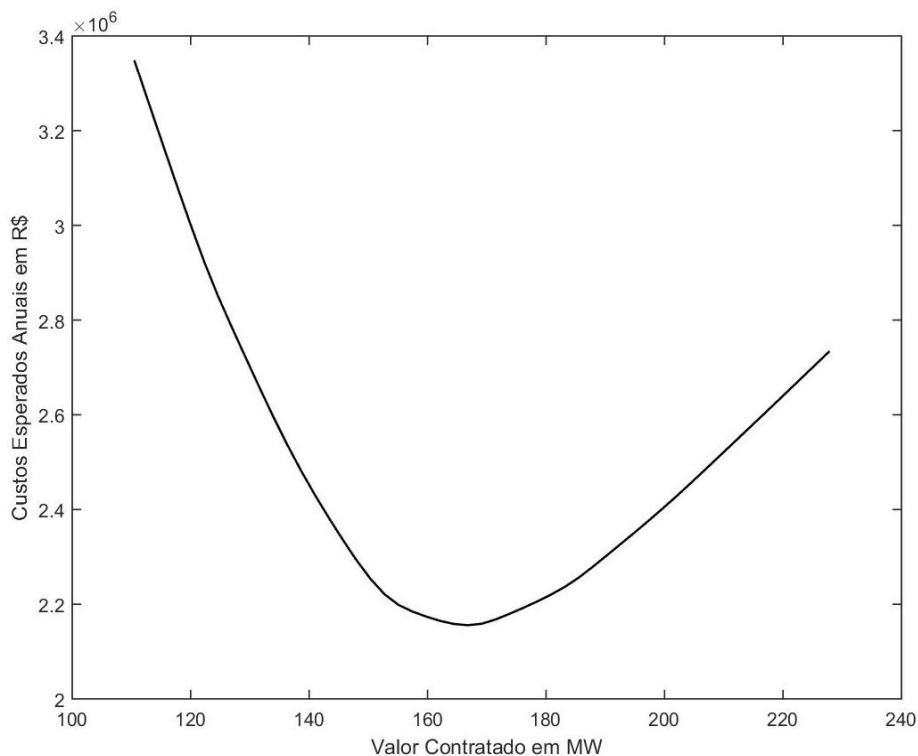


Figura 3.19 – Custos médios anuais em função do valor contratado MUST para a Barra 3, Caso 3.

A Figura 3.20 exibe a função densidade de probabilidade para a injeção na Barra 9, onde o valor ótimo e o limite de penalidade são, respectivamente, 181,89 MW e 200,08MW. No mês de junho (Figura 3.20a), a maior parte das ocorrências está localizada até o limite de penalidade, sendo que 35% refere-se à condição (a) e 51% a (b). Por fim, 14% são definidas pela condição (c). Quanto ao mês de novembro (Figura 3.20b), 26% das ocorrências correspondem à condição (a), 54% a (b) e 20% a (c).

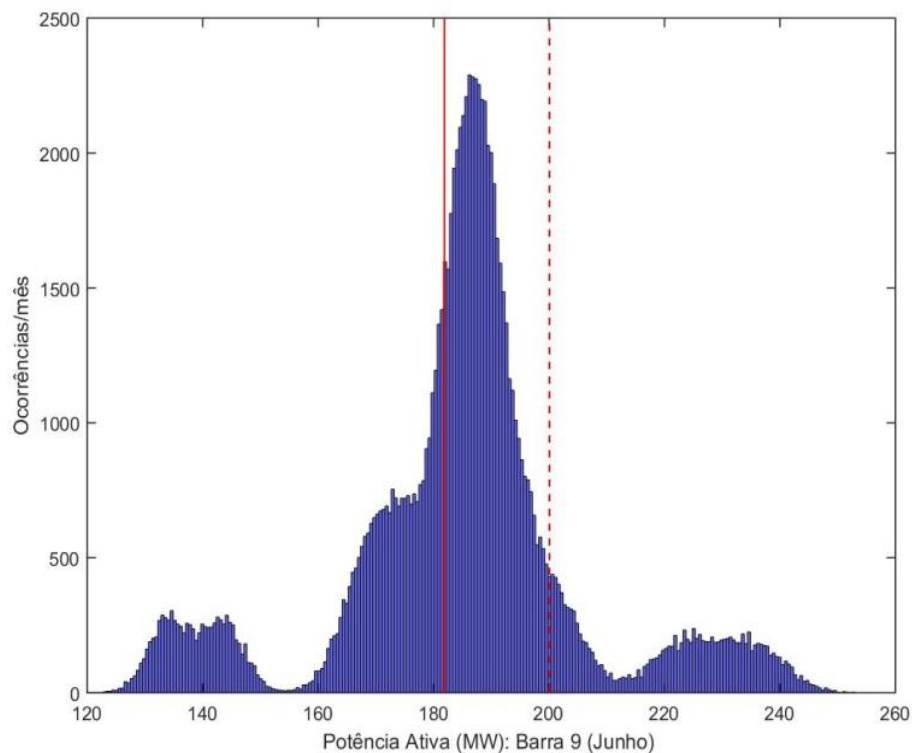


Figura 3.20a – Caso 3: Função densidade de probabilidade para a injeção da Barra 9, valores máximos de Junho.

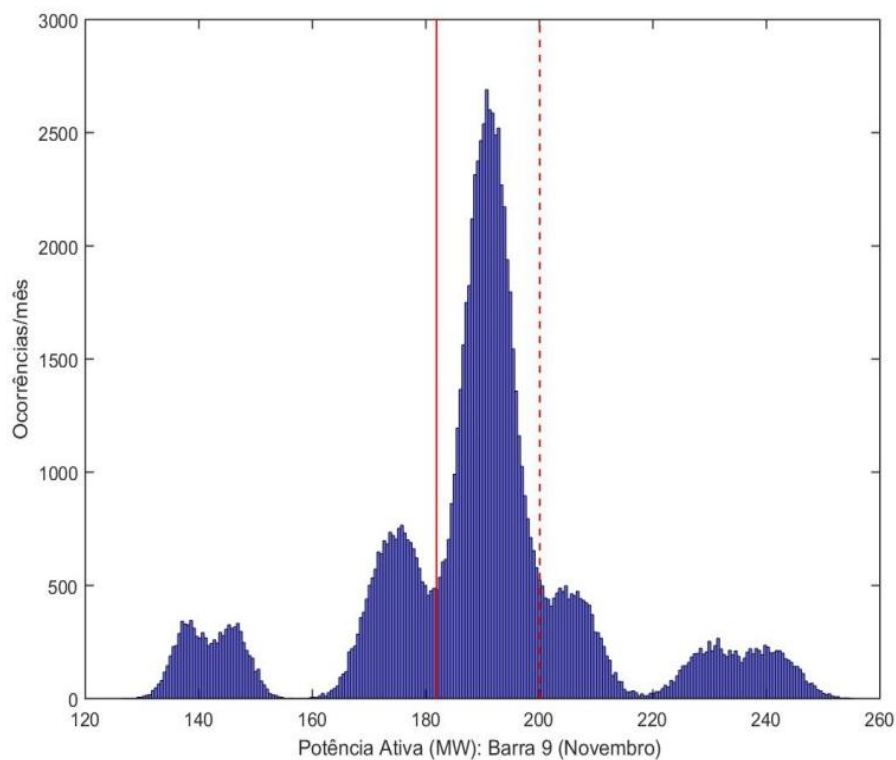


Figura 3.20b – Caso 3: Função densidade de probabilidade para a injeção da Barra 9, valores máximos de Novembro.

Na Figura 3.21 estão os custos esperados anuais (R\$) em função do montante contratado (MW) para a Barra 9. Repare que o MUST ótimo desta curva é 181,89 MW, portanto a concessionária pagará o encargo de R\$2.368.107,32. Sendo que deste custo médio esperado, a parcela referente à ultrapassagem é R\$ 69.609,54.

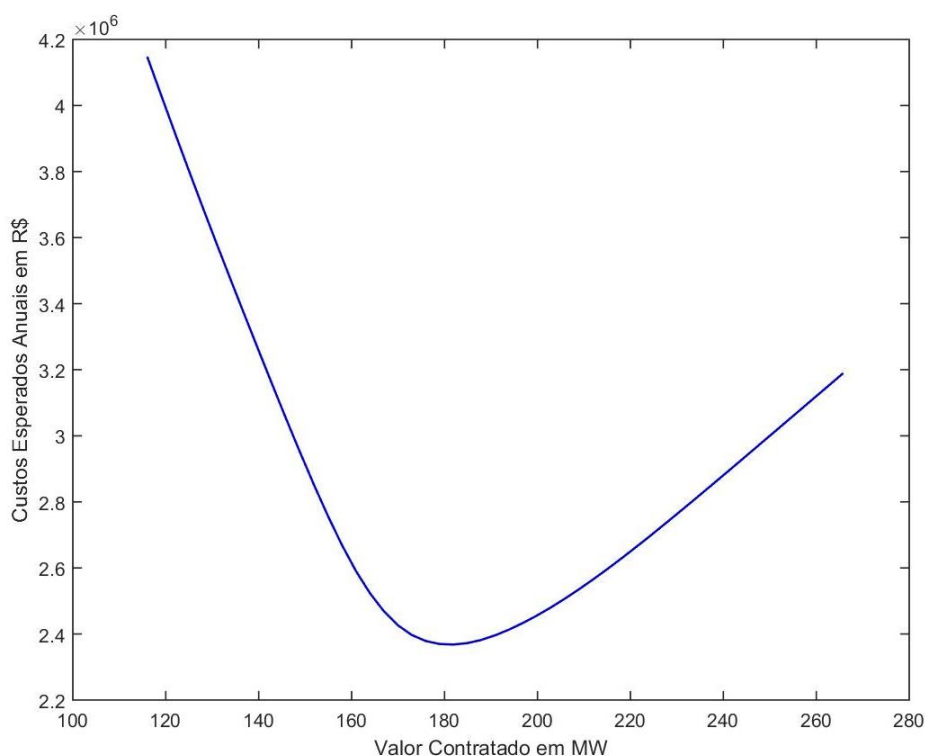


Figura 3.21 – Custos médios anuais em função do valor contratado MUST para a Barra 9, Caso 3.

Na Figura 3.22, função densidade de probabilidade para a injeção na Barra 10, o valor ótimo contratado é 254,70 MW e o limite de penalidade é 280,17 MW. Em junho (Figura 3.22a), 21% das ocorrências são representadas pela condição (a), 61% pela (b) e 18% pela (c). Quanto ao mês de novembro (Figura 3.22b), as condições (a), (b) e (c) correspondem, respectivamente, a 11%, 58% e 31% das ocorrências.

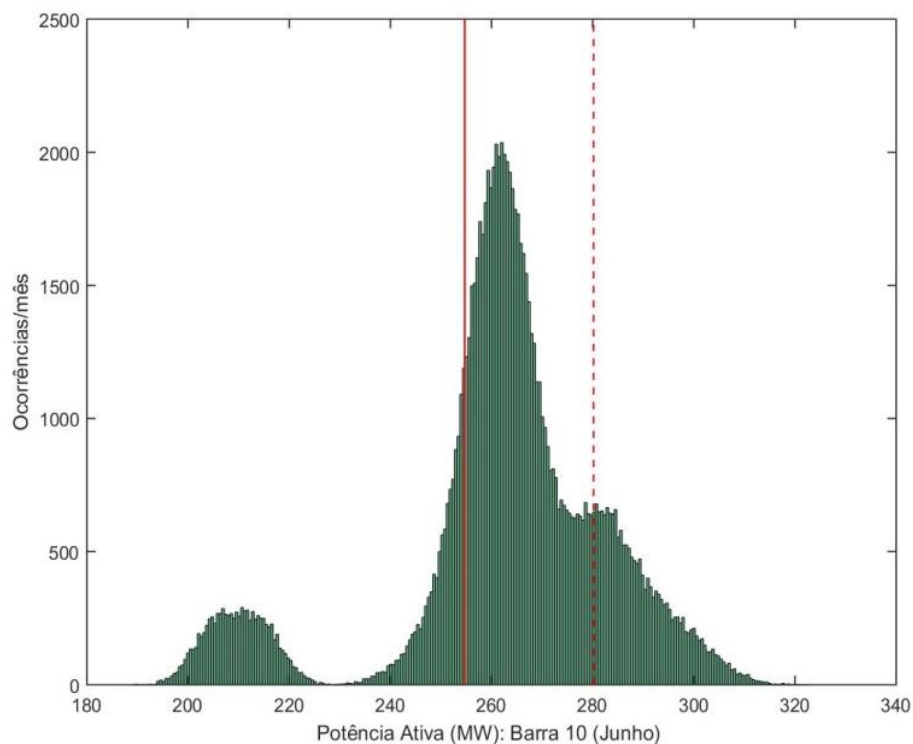


Figura 3.22a – Caso 3: Função densidade de probabilidade para a injeção da Barra 10, valores máximos de Junho.

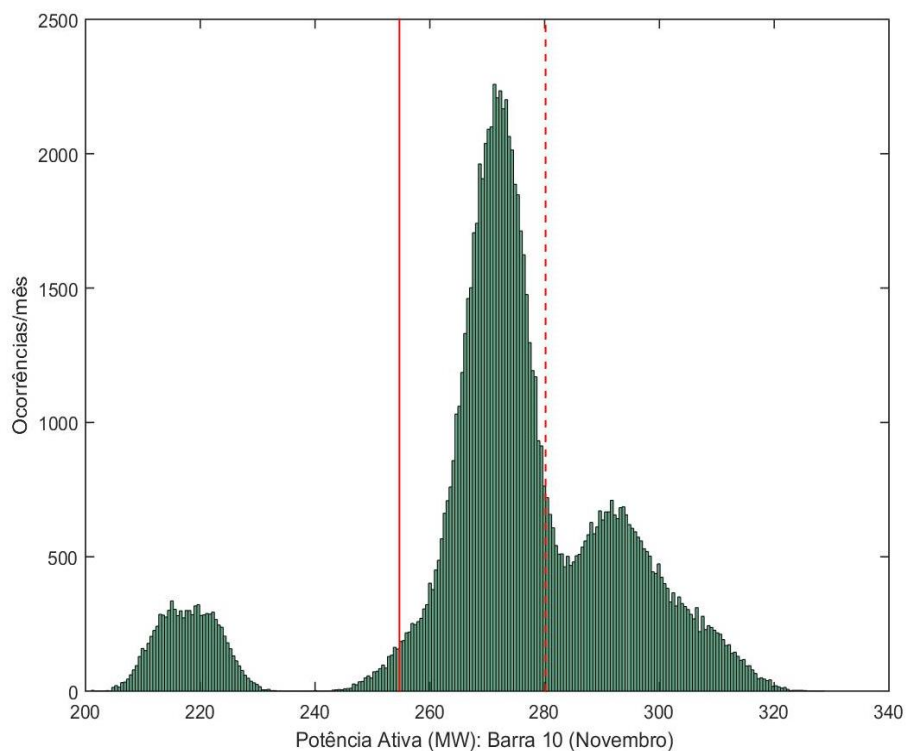


Figura 3.22b – Caso 3: Função densidade de probabilidade para a injeção da Barra 10, valores máximos de Novembro.

Na curva de custos esperados anuais (R\$) em função do montante contratado (MW) para a Barra 10 (Figura 3.23) é possível reparar que o valor ótimo é 254,70MW. Este montante apresenta um custo médio esperado anual de R\$3.249.145,29. A multa total devido à subcontratação é aproximadamente R\$ 69.609,54.

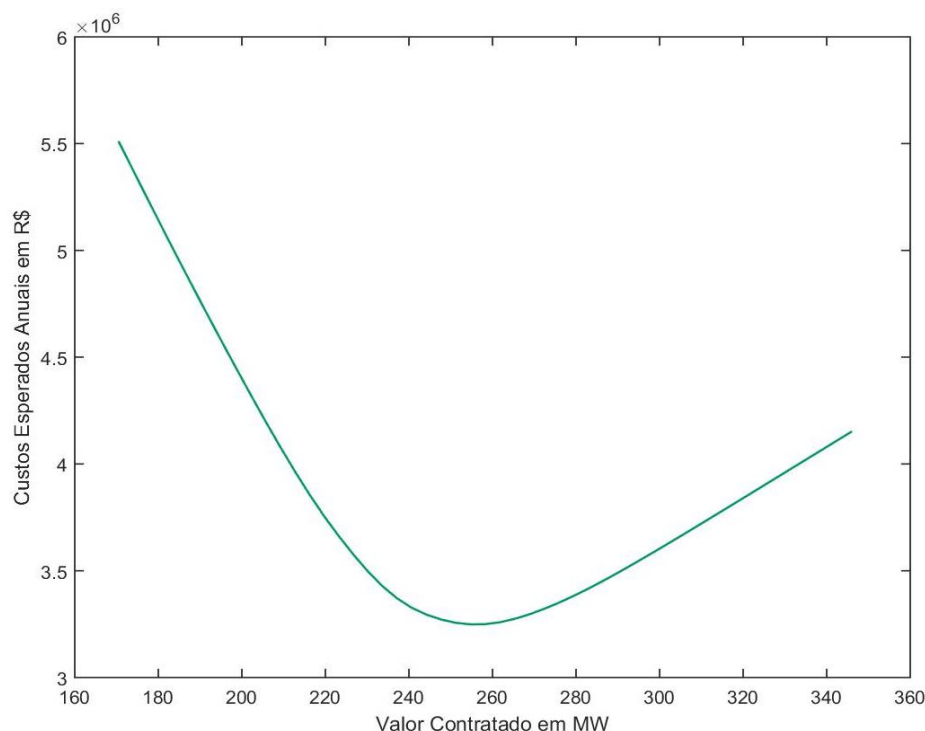


Figura 3.23 – Custos médios anuais em função do valor contratado MUST para a Barra 10, Caso 3.

As Tabelas 3.6 e 3.7 resumem os montantes ótimos encontrados e seus custos médios esperados, por intervalo de discretização e para os três pontos de conexão, para os sistemas equivalentes e para o completo, respectivamente.

Considerando 50 intervalos no processo de otimização, observe que os valores ótimos para as barras 3, 9 e 10 apresentados na Tabela 3.6 são 166,79MW, 181,89MW e 254,70MW, respectivamente, e os custos anuais mínimos esperados correspondentes são R\$ 2.155.707,46, 2.368.107,32 e 3.249.145,29. Posteriormente, note que os valores ótimos, para o este mesmo intervalo, na Tabela 3.7 correspondem a 166,78MW para a Barra 3, 181,95MW para a Barra 9 e 254,72MW para a Barra10. O encargo anual mínimo relacionado a cada uma é: R\$ 2.155.699,04, 2.367.750,50 e 3.250.361,33.

Assim, os resultados da Tabela 3.6 quando comparados aos da Tabela 3.7, constata-se que, para os diferentes intervalos especificados e barras de fronteira, os resultados não apresentam mudanças significativas, certamente o uso do equivalente mostra-se eficiente em problemas de contratação do MUST.

Tabela 3.6 – Síntese dos Resultados do MUST Ótimo, Caso 3 - Sistema Equivalente.

Nº Intervalos (K)	Barras	Valor Contratado (MW)	Custo médio esperado Anual (R\$)
10	3	169,13	2.167.478,45
	9	175,91	2.396.457,58
	10	258,21	3.265.326,43
50	3	166,79	2.155.707,46
	9	181,89	2.368.107,32
	10	254,70	3.249.145,29
100	3	166,79	2.155.401,58
	9	181,89	2.367.733,10
	10	256,45	3.248.109,63

Tabela 3.7 – Síntese dos Resultados do MUST Ótimo, Caso 3 - Sistema Completo.

Nº Intervalos (K)	Barras	Valor Contratado (MW)	Custo médio esperado Anual (R\$)
10	3	169,13	2.167.483,41
	9	175,97	2.395.505,42
	10	258,22	3.266.388,54
50	3	166,78	2.155.699,04
	9	181,95	2.367.750,50
	10	254,72	3.250.361,33
100	3	166,78	2.155.390,87
	9	180,45	2.367.295,76
	10	256,47	3.249.199,30

3.5. Comentários Adicionais dos Resultados

No Caso 1, assim como nos demais, foram acrescentadas incertezas Gaussianas as barras do sistema interno. Além disto, neste caso, com relação às incertezas na rede, adotou-se uma lista com algumas contingências internas. Entretanto, como foram utilizados os dados estocásticos da rede apresentados em [19] praticamente não existiu influência destas contingências na formação das funções densidades de probabilidade, ou seja, apenas as incertezas na carga foram registradas. Logo, pode-se observar, por exemplo, na Figura 3.6a que esta função possui a forma de uma normal.

No Caso 2, foram considerados os mesmos sistemas e incertezas, tanto na carga quanto na rede, do Caso 1. Contudo, os dados estocásticos da rede foram substituídos por $A=0,9$ e $U=0,1$, a fim de estressar as contingências de transmissão. Deste modo, com mais cenários prováveis (i.e., estas contingências, agora, exercem uma influência maior) pode-se observar na função da Figura 3.12a o “deslocamento” de parte da função para a esquerda. Por exemplo, 164 MW e 154 MW correspondem ao início das funções das Figuras 3.6a e 3.12a, respectivamente. Como se nota, houve um aumento das ocorrências na região especificada pela condição a (i.e., região com injeções de menor patamar), este fato levou a uma redução no custo deste mês.

O Caso 3 é o mesmo do Caso 2 adicionando algumas contingências externas. Portanto, mais cenários tornaram-se prováveis. Neste contexto, pode-se constatar na Figura 3.18a o “deslocamento” de parte da função para a direita, ou seja, ocorreu um aumento das ocorrências na região com injeções maior patamar. Por exemplo, 176 MW e 193 MW correspondem ao final das funções das Figuras 3.12a e 3.18a, respectivamente. Como se percebe, houve um aumento das ocorrências na região especificada pela condição c, este fato levou a um aumento no custo deste mês. Entretanto, como o critério escolhido é o custo médio anual mínimo é necessária à avaliação de todos os meses para definir o montante ótimo.

3.6. Conclusão

Inicialmente, foi apresentada uma metodologia que visa à determinação do MUST ótimo. Para tal, utilizaram-se: os equivalentes de redes flexíveis, fluxo de potência probabilístico via SMC para mapear as incertezas (i.e., provenientes das cargas e rede) nos pontos de contratação e de técnicas simples de otimização, baseada na discretização das funções densidades de probabilidade, a fim de oferecer o valor ótimo a ser contratado pela distribuidora de energia elétrica. Entretanto, outras formas de otimização estocástica poderiam ter sido empregadas como descrito em [39]. Este processo foi guiado pelo custo médio anual mínimo do MUST, contudo esta postura acaba levando a uma decisão menos conservadora. Assim, outras métricas de risco poderiam ter sido utilizadas, por exemplo, CVaR [39]. A metodologia proposta foi aplicada no sistema equivalente e completo, provando ser bastante eficiente, robusta e simples.

A partir da Resolução Normativa 666, atualmente em vigor, foi abordado o problema da contratação do MUST, onde a contratação dos Montantes de Uso dos Sistemas de Transmissão (MUST) deve, por virtude, incentivar economicamente as distribuidoras a declararem as suas melhores previsões de fluxo máximo por ponto de conexão. Em um cenário ideal, o contrato ótimo é aquele onde não ocorre subcontratação e nem a sobrecontratação. Contudo, os custos adicionais devido à subcontratação levam as distribuidoras a optarem por uma postura mais conservadora, isto é, contratarem com base na demanda máxima verificada no ano anterior a fim de evitar as penalidades por ultrapassagem [13]. Com a metodologia de otimização apresentada pode-se observar que pagar uma multa, em um mês ou outro, por extrapolar o limite máximo estabelecido nem sempre é ruim, por exemplo, o valor ótimo para a Barra 9 no Caso 3 é 181,89 MW com um custo médio anual de R\$ 2.368.107,32, mas caso a concessionária tivesse adotado uma postura conservadora e contratasse a demanda máxima anual (i.e., 265,62 MW) pagaria R\$ 3.187.437,34, ou seja, haveria um “desperdício” de R\$ 819.330,02. Deste modo, a metodologia proposta busca equilibrar o custo do valor contratado com as penalidades.

Por último, o tempo de execução para o processo completo de simulação do Caso 3 utilizando os sistemas equivalentes foi de 1h e 22 minutos, para 50 inter-

valos de discretização em um processador Intel i7, 3.40 GHz. Deste tempo, o processo referente à SMC possui um peso bem maior. Sendo que o esforço computacional referente ao processo de discretização gasta, em média, apenas alguns segundos independente do número de intervalos.

4 Conclusões

No primeiro capítulo foi apresentado o problema da contratação do MUST, além de um breve desenvolvimento histórico das principais ferramentas utilizadas na metodologia proposta bem como a estrutura da dissertação.

No Capítulo 2 foi apresentada uma metodologia integrada ao recurso de equivalentes de redes do programa computacional Organon, cuja redução utilizou o método Ward e a zona de amortecimento. Cinco estratégias foram simuladas e seus desempenhos comparados. Deste modo, foi possível observar que a retenção de barras PV e ramos do sistema externo (i.e., Estratégia 3) na constituição da zona de amortecimento apresentaram o melhor desempenho. Embora o uso desta estratégia em sistemas de pequeno porte apresente, praticamente, a manutenção de boa parte do sistema, em sistemas reais sua implementação torna-se indispensável. Foi discutido também como o equivalente flexível deve ser utilizado tendo em vista diferentes despachos e níveis de carga no período de contratação.

Por fim no Capítulo 3, foi apresentado o processo proposto de otimização bem como sua implementação e a análise dos resultados, sendo esta metodologia dividida em três etapas básicas. Na primeira, utilizou-se a Estratégia 3, do Capítulo 2, para a devida redução do sistema original. Na segunda, as incertezas oriundas das cargas e da rede foram devidamente simuladas e capturadas nos pontos de interligação, através de um algoritmo de fluxo de potência probabilístico. Para tal, utilizou-se a simulação Monte Carlo. Uma vez que a função densidade de probabilidade no ponto em análise foi salva, procuraram-se as injeções mínimas e máximas anuais para fixar os limites do intervalo de busca do MUST ótimo. Na terceira, enfim, foi abordada a nova metodologia para a obtenção do MUST ótimo, para cada barra de fronteira. As funções densidades de probabilidade foram discretizadas e os resultados organizados em tabelas. Então, a análise dos possíveis valores de MUST percorre de forma discreta do valor mínimo ao máximo. Para cada valor de MUST foi realizado o cálculo mensal e ao final do último mês (i.e., dezembro)

os custos foram somados para se obter um custo médio anual. Com todos os custos anuais buscou-se o menor, assim, o montante com o menor custo médio esperado anual é o ótimo. A segunda parte do capítulo é a implementação da metodologia e análise dos resultados. Conclui-se que balancear os custos do montante contratado e as multas por ultrapassagem é adequado, pois evitam-se, em alguns casos, gastos desnecessários.

A metodologia proposta nessa dissertação para contratação ótima do MUST, constituída das três etapas básicas, i.e., equivalente flexível, fluxo probabilístico e otimização discreta, proporcionou resultados consistentes em tempo computacional aceitável. O processo de otimização, embora estruturado de forma simples, é robusto e capaz de obter o valor ótimo do custo médio de forma controlada, tendo em vista a precisão estabelecida pelo usuário. Outros aspectos associados ao risco das decisões de contratação poderiam também ser considerados.

Ficam como sugestões de trabalhos futuros os seguintes tópicos:

- As técnicas propostas devem obviamente ser também aplicadas em sistemas reais de grande porte. Em princípio, não se tem qualquer restrição na aplicação dessa metodologia em sistemas reais. Entretanto, somente a aplicação direta poderá indicar alguns ajustes na metodologia em questão;
- A automatização das três etapas através de um único algoritmo pode ser interessante de forma a minimizar o trabalho do usuário, principalmente em sistemas reais;
- Foi implementada para fins didáticos de testes da metodologia proposta nesta dissertação somente parte das regras da ANEEL. As regras completas poderão ser facilmente consideradas num próximo passo;
- Utilizou-se como critério básico de decisão o custo médio ótimo do valor do MUST. Entretanto, outras medidas de risco poderão ser também implementadas: e.g., VaR (Value-at-Risk) e CVaR (Conditional VaR).

- [1] LIMA, B. M. M. “Metodologia para otimização do montante de uso do sistema de transmissão”. Itajubá, 2011. 88p. **Dissertação (Mestrado em Ciências em Engenharia Elétrica). Universidade Federal de Itajubá.**
- [2] LORENZO, H. C. O Setor elétrico Brasileiro: Passado e Futuro. Perspectivas: Revista de Ciências Sociais (UNESP. Araraquara. Impresso), São Paulo, v. 24-25, p. 147-170, 2003.
- [3] RUDNICK, H.; BARROSO, L. A.; SKERK, C.; BLANCO, A. **South American Reform Lessons - Twenty Years of Restructuring and Reform in Argentina, Brazil, and Chile.** IEEE Power Energy, 3(4):49-59, July/August. 2005.
- [4] LEITE DA SILVA, A. M.; MARAGON LIMA, J. W.; ANDERS, G. J. **Available transmission capability - sell firm or interruptible?.** IEEE Transactions on Power Systems, 14(4):1299-1305, Nov. 1999.
- [5] OTHMAN, M. M.; BUSAN, S. **A Novel Approach of Rescheduling the Critical Generators for a New Available Transfer Capability Determination.** IEEE Transactions on Power Systems, 31(1):3-17, Jan. 2016.
- [6] KHANI, H.; DADASH ZADEH, M. R.; HAJIMIRAGHA, A. H. **Transmission Congestion Relief Using Privately Owned Large-Scale Energy Storage Systems in a Competitive Electricity Market.** IEEE Transactions on Power Systems, 31(2):1449-1458, Mar. 2016.
- [7] TOR, O. B.; GUVEN, A. N.; SHAHIDEHPOUR, M. **Congestion-Driven Transmission Planning Considering the Impact of Generator Expansion.** IEEE Transactions on Power Systems, 23(2): 781-789, May. 2008.
- [8] LEITE DA SILVA, A. M.; COSTA, J. G. C. **A New Methodology for Cost Allocation of Transmission Systems in Interconnected Energy Markets.** IEEE Transactions on Power Systems, 28(2):740-748, May. 2013.
- [9] TELLES, E.; LIMA, D. A.; CONTRERAS, J.; ALGUACIL, A. **A New Transmission Tariff Allocation Model Based on Bilevel Programming.** IEEE Transactions on Power Systems, 32(3): 2204-2213, May. 2017.

- [10] LEITE DA SILVA, A. M.; COSTA, J. G. C. **Transmission Loss Allocation: Part I–Single Energy Market**. IEEE Transactions on Power Systems, 18(4):1389-1394, Nov. 2003.
- [11] LEITE DA SILVA, A. M.; COSTA, J. G. C. **Transmission Loss Allocation: Part II –Multiple Interconnected Energy Market**. IEEE Transactions on Power Systems, 18(4):1395-1401, Nov. 2003.
- [12] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução normativa nº 666. Brasil, 23 Jun. 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015666.pdf>>. Acesso em: 6 nov. 2017.
- [13] LEITE DA SILVA, A. M.; COSTA, J. G. C.; MATTAR, C. M.A **Probabilistic Approach for Determining the Optimal Amount of Transmission System Usage**. IEEE Transactions on Power Systems, 21 (4):1557-1564, Nov. 2006.
- [14] QUEIROZ, A. R.; LIMA, L. M. M.; MORTON, D. P.; LIMA, J. W. M. **Determining the optimal transmission system usage contracts for a distribution company**. IEEE Power and Energy Society General Meeting, Providence, RI, USA, 2010.
- [15] 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, 100 (5): 2539-2546, May. 1981.
- [16] CASTRO, A.M. “Fluxo de Potência Probabilístico via Simulação Monte Carlo e Método da Entropia Cruzada”. Dissertação de Mestrado. Rio de Janeiro, 2017. 91p. **Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.**
- [17] Monticelli, A., “Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica”, Editora Edgar Blucher Ltda, São Paulo, S.P., 1983.
- [18] LIMA, L. R., LEITE DA SILVA, A. M., JARDIN, J. L., CASTRO, A. M., SILVA, N. S. M. **A Method to Compute Flexible Static Equivalents for Very Large Power Networks**, SBSE, Niterói, RJ, 12-16 Maio. 2018.
- [19] SUBCOMMITTEE, P. M. **IEEE reliability test system**. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-98(6):2047–2054, Nov 1979.
- [20] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução nº 281. Brasil, 1 Out. 1999. Disponível em: < <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/res1999281.pdf>>. Acesso em: 12 nov. 2017.

- [21] MATTAR, C. M. “Determinação Ótima dos Montantes de Uso de Sistemas de Transmissão: Uma Abordagem Probabilística”. Itajubá, 2007. 93p. **Dissertação (Mestrado em Ciências em Engenharia Elétrica). Universidade Federal de Itajubá.**
- [22] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução nº 399. Brasil, 13 Abr. 2010. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010399.pdf>>. Acesso em: 12 nov. 2017.
- [23] 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./Apr. 1979.
- [24] DECKMANN, S.; PIZZOLANTE, A.; MONTICELLI, A.; STOTT, B.; ALSAÇ, O. **Studies on Power System Load Flow Equivalencing**, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-99(6): 2301-2310, Nov 1980.
- [25] SHOULTS, R. R.; BIERCK, W. J. **Buffer System Selection of a Steady-State External Equivalent Model for Real-Time Power Flow using an Automated Sensitivity Analysis Procedure**, IEEE Trans. on Power Systems, vol. 3, no. 3, pp. 1104-1111, Aug. 1988.
- [26] BORKOWSKA, B. **Probabilistic load flow**. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-93(3):752–759, May 1974.
- [27] LEITE DA SILVA, A. M.; ALLAN, R. N.; SOARES, S. M.; ARIENTI, V. L. **Probabilistic load flow considering network outages**. IEE Proceedings C - Generation, Transmission and Distribution, 132(3):139–145, May 1985.
- [28] SCHILLING, M. T.; LEITE DA SILVA, A. M.; BILLINTON, R.; EL-KADY, M. A. **Bibliography on power system probabilistic analysis (1962-1988)**. IEEE Transactions on Power Systems, 5(1):1–11, Feb 1990.
- [29] LEITE DA SILVA, A. M.; RIBEIRO, S. M. P.; ARIENTI, V. L.; ALLAN, R. N.; FILHO, M. B. D. C. **Probabilistic load flow techniques applied to power system expansion planning**. IEEE Transactions on Power Systems, 5(4):1047–1053, Nov 1990.
- [30] DECKMANN, S.; PIZZOLANTE, A.; MONTICELLI, A.; STOTT, B.; ALSAÇ O. **Numerical Testing of Power System Load Flow Equivalents**, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-99(6): 2292- 2300, Nov. 1980.

- [31] TINNEY, W. F.; BRIGHTJ, M. **Adaptive Reductions for Power Flow Equivalents**, IEEE Transactions on Power Systems, vol. PWRS-2, no. 2, pp. 351-359, May 1987.
- [32] JARDIM, J.L.;LEITE DA SILVA, A.M.A **Methodology for Computing Robust Dynamic Equivalents of Large Power Systems**, Electric Power Systems Research, vol. 143, pp. 513-521, 2017.
- [33] HPPA - High Performance Power System Applications (2017), Manual do Programa Organon, Rio de Janeiro, Brasil.
- [34] LEITE DA SILVA, A. M.; JARDIM, J.L.; MORAES, C.H.V.; LIMA, L. R. **Methodology and Computer Program for Network Equivalent Reduction - Hydro One**, Research Report (Review), June 2014.
- [35] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução normativa nº 506. Brasil, 4 Set. 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2011/038/resultado/atren2012506.pdf>>. Acesso em: 12 nov. 2017.
- [36] BILLINTON, R.; ALLAN, R .N.; **Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques**, Plenum Press, New York. (1992).
- [37] CHAKHCHOUKH, Y.;PANJIATICI, P.;LAMINE, M. **Electric Load Forecasting Based on Statistical Robust Methods**, IEEE Trans. on Power Systems, vol. 26, no. 3, pp. 982-991, Aug. 2011.
- [38] ZIMMERMAN, R.D.; MURILLO-SANCHEZ, C.E.; THOMAS, R. J. **Matpower: Steady-state operations, planning, and analysis tools for power systems research and education**. IEEE Transactions on Power Systems, 26(1):12-19, Feb. 2011.
- [39] TELLES, E., SAAVEDRA, R., BODIN, G., SILVA, T., CASTRO, A. M., FERNANDES, C., STREET, A. LEITE DA SILVA, A. M., **Risk-Averse Contracting Strategy or the Transmissiom System Usage**, SBPO, Rio de Janeiro, RJ, 6-9 Agosto de 2018.

A

Funções Densidades de Probabilidade

Neste apêndice são apresentadas as funções densidades de probabilidade (ocorrências) para a injeção nas barras de fronteira (i.e., barras 3, 9 e 10), considerando os valores máximos para um ano, correspondentes aos três casos apresentados na seção 3.4.

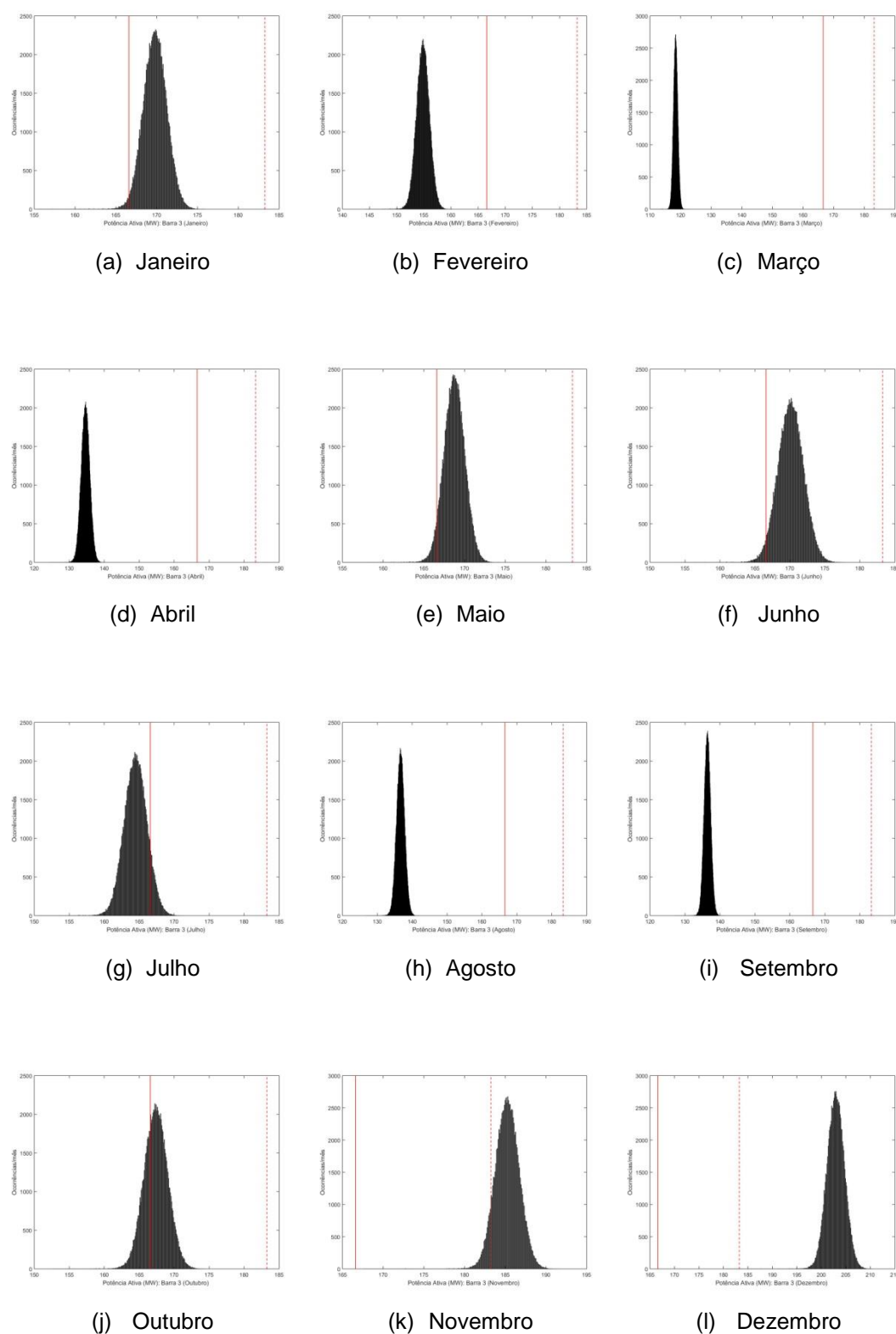


Figura A.1– Caso 1: Funções densidades de probabilidade para a injeção da Barra 3, valores máximos para um ano.

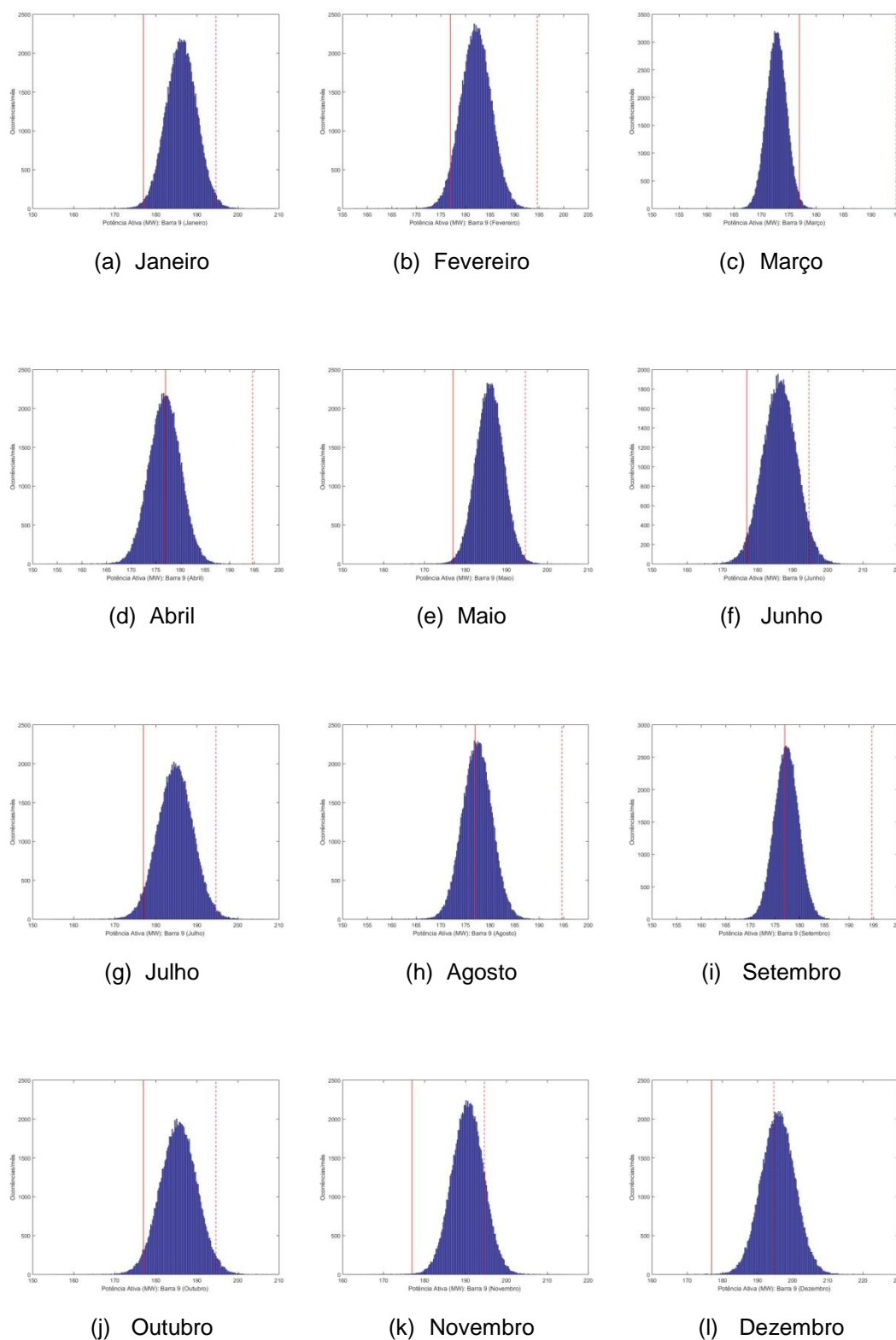


Figura A.2 – Caso 1: Funções densidades de probabilidade para a injeção da Barra 9, valores máximos para um ano.

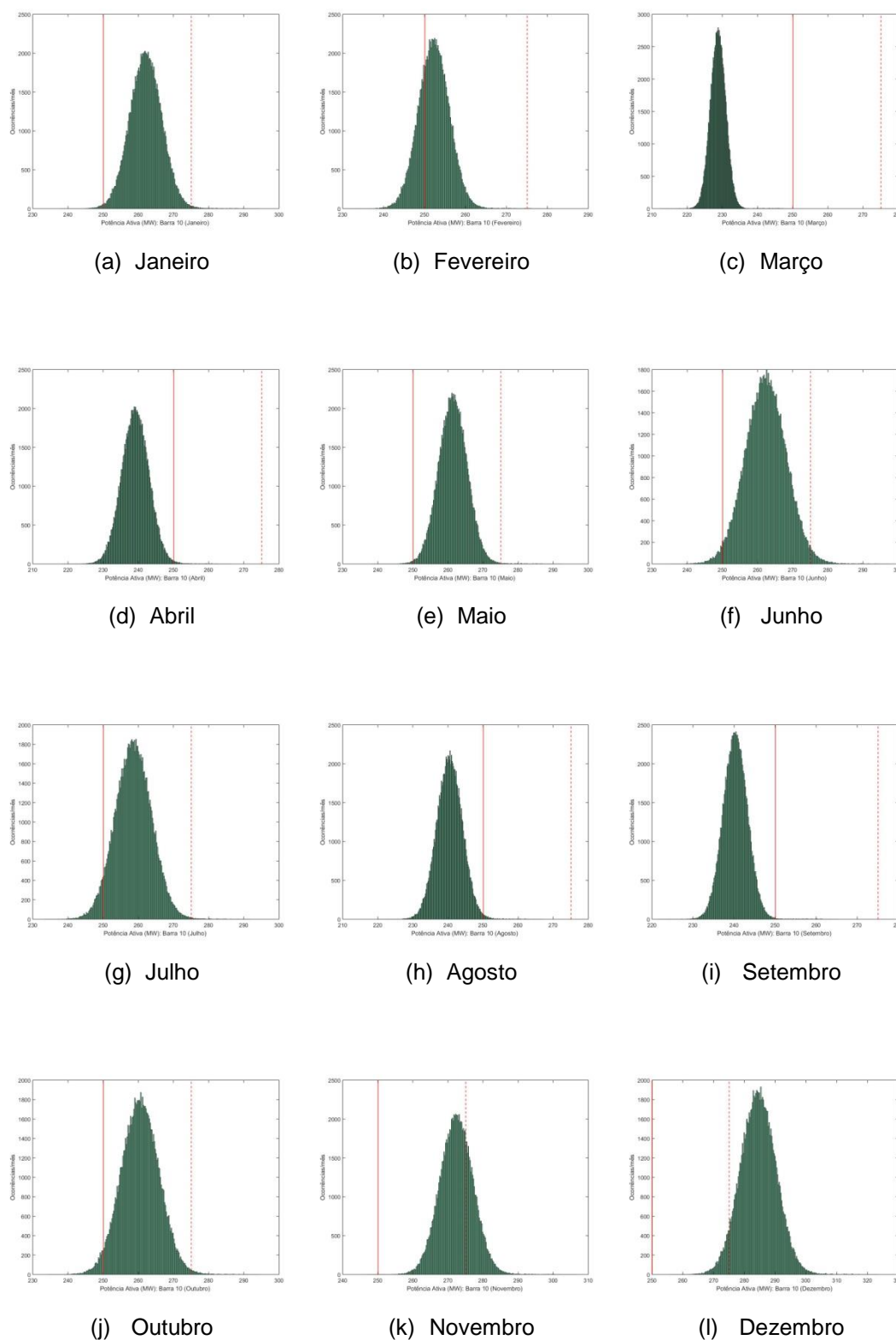


Figura A.3 – Caso 1: Funções densidades de probabilidade para a injeção da Barra 10, valores máximos para um ano.

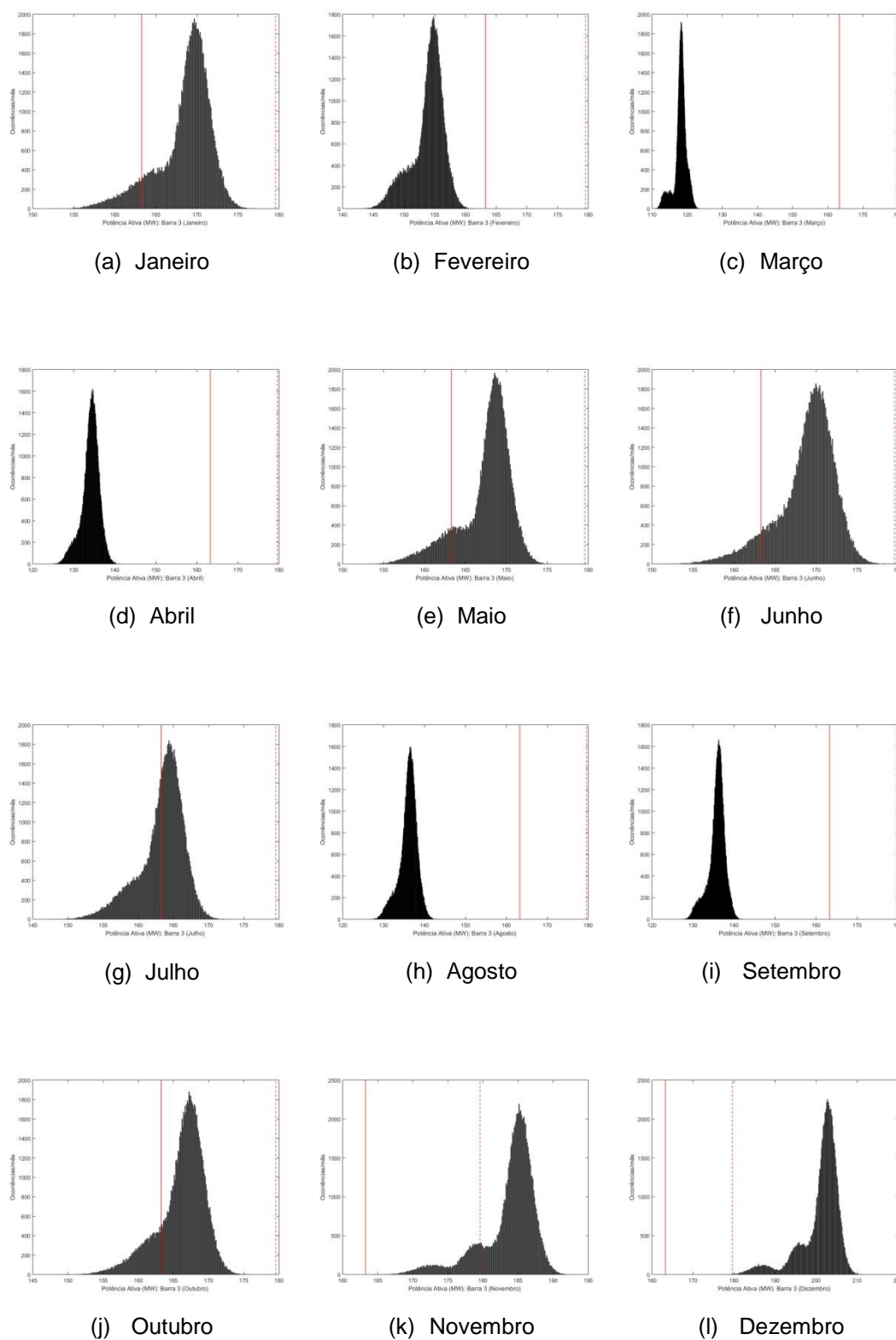


Figura A.4 – Caso 2: Funções densidades de probabilidade para a injeção da Barra 3, valores máximos para um ano.

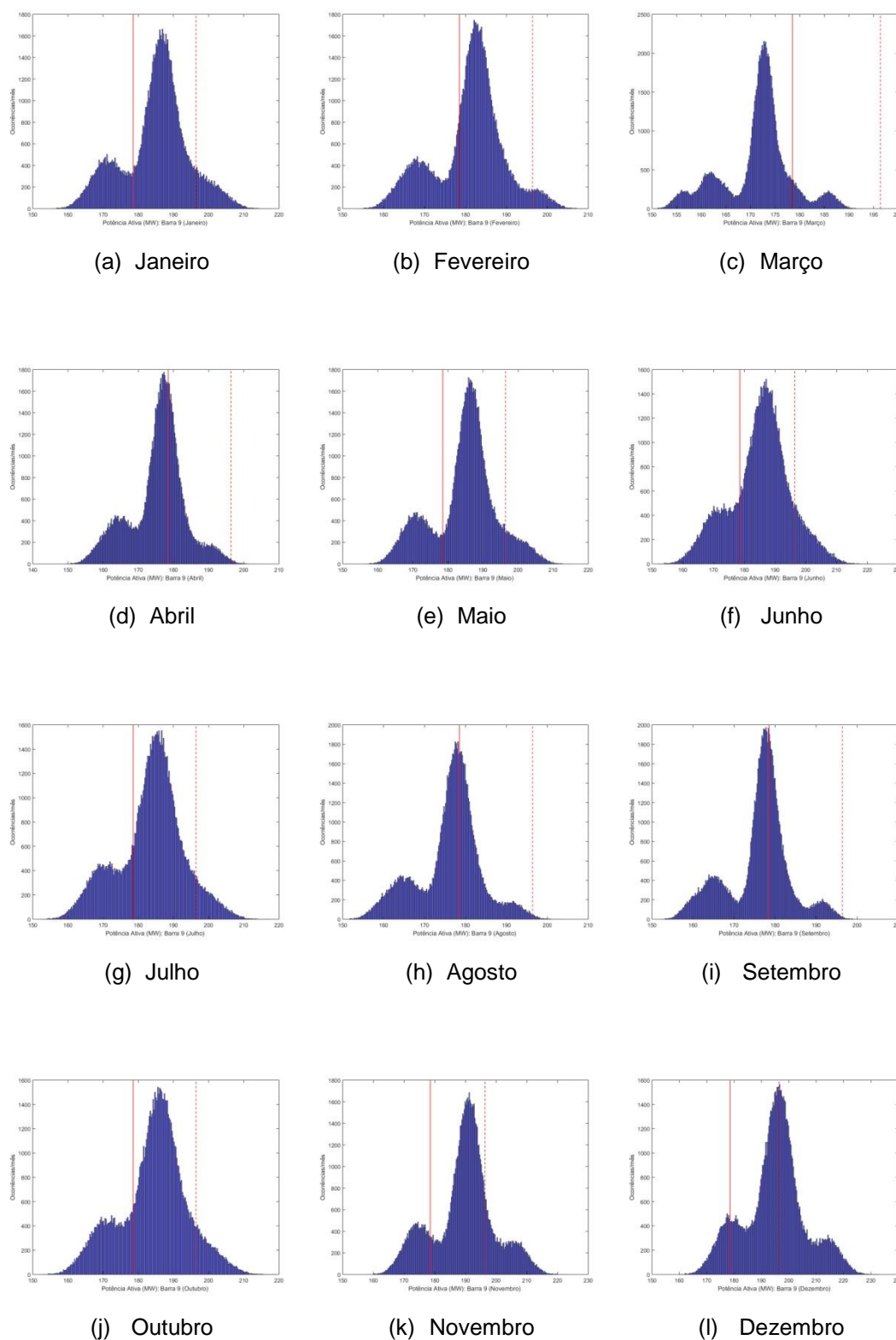


Figura A.5 – Caso 2: Funções densidades de probabilidade para a injeção da Barra 9, valores máximos para um ano.

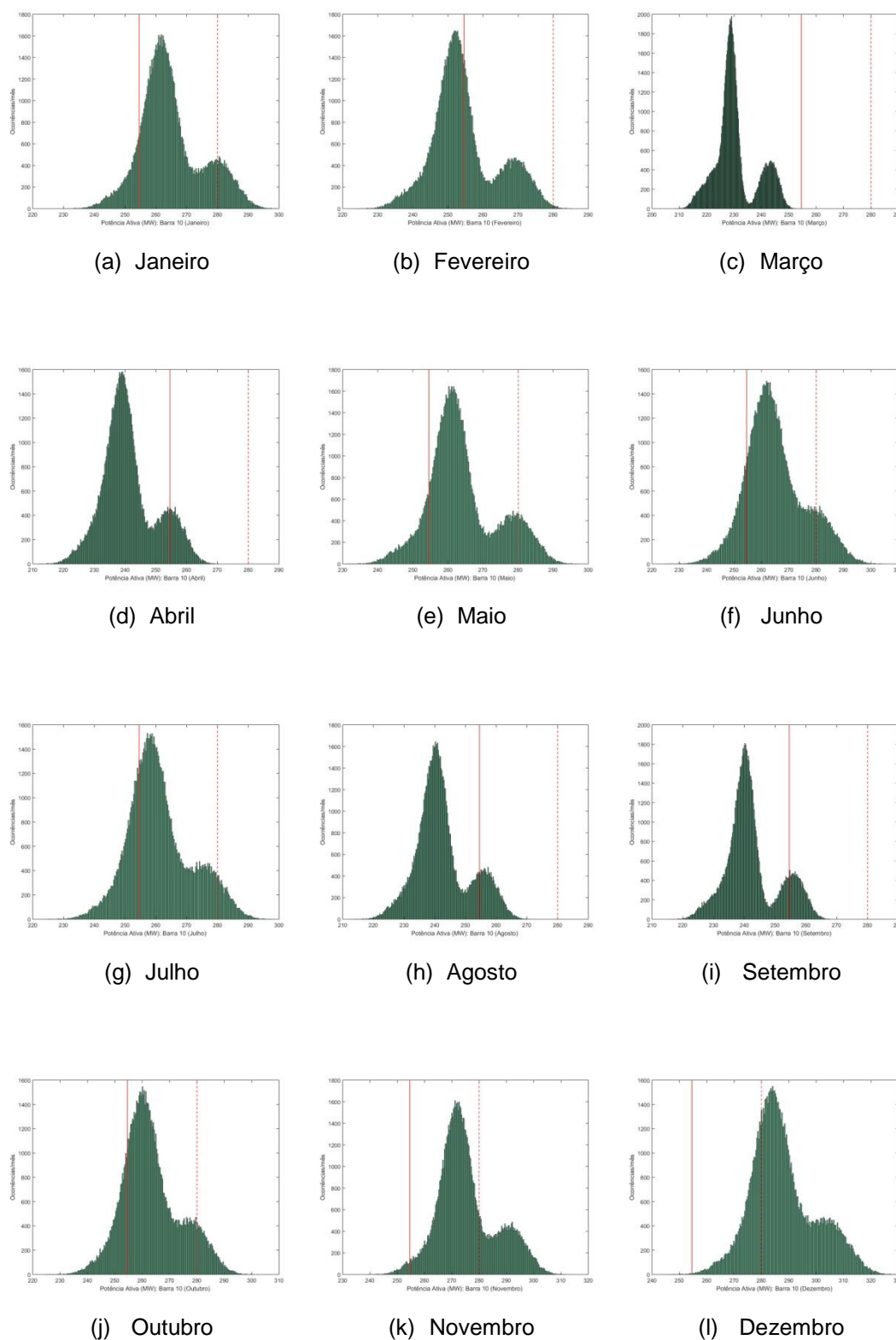


Figura A.6 – Caso 2: Funções densidades de probabilidade para a injeção da Barra 10, valores máximos para um ano.

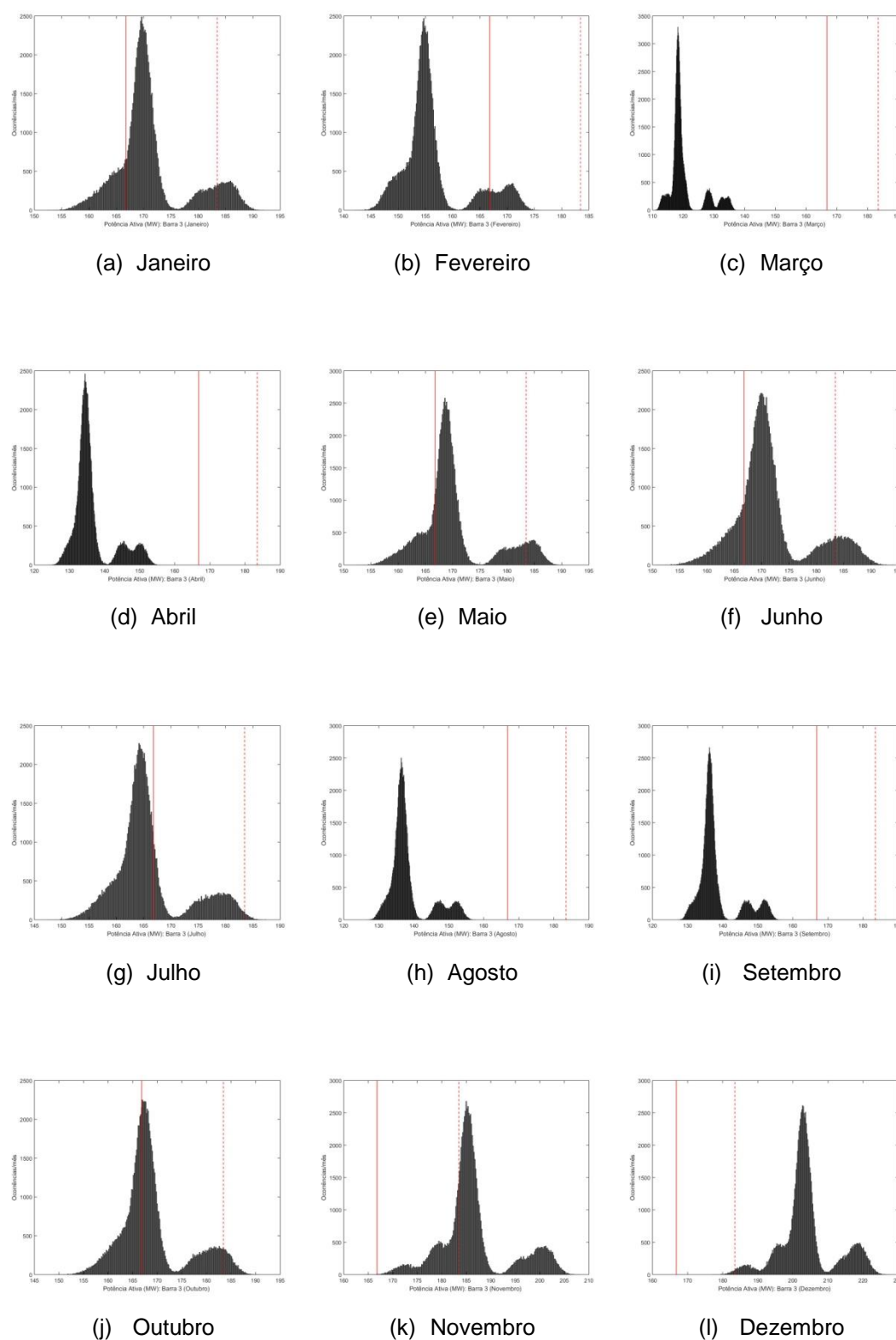


Figura A.7 – Caso 3: Funções densidades de probabilidade para a injeção da Barra 3, valores máximos para um ano.

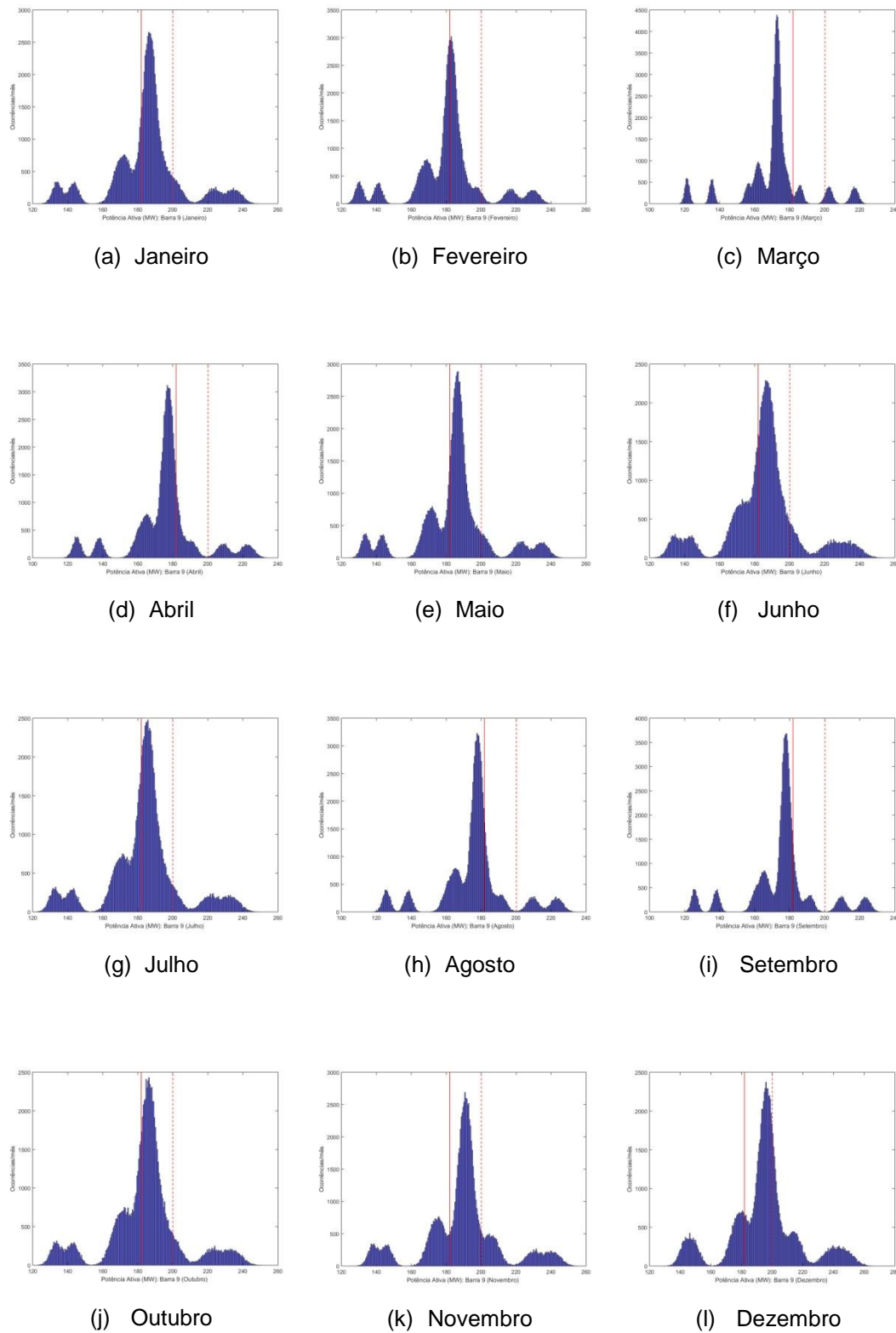


Figura A.8 – Caso 3: Funções densidades de probabilidade para a injeção da Barra 9, valores máximos para um ano.

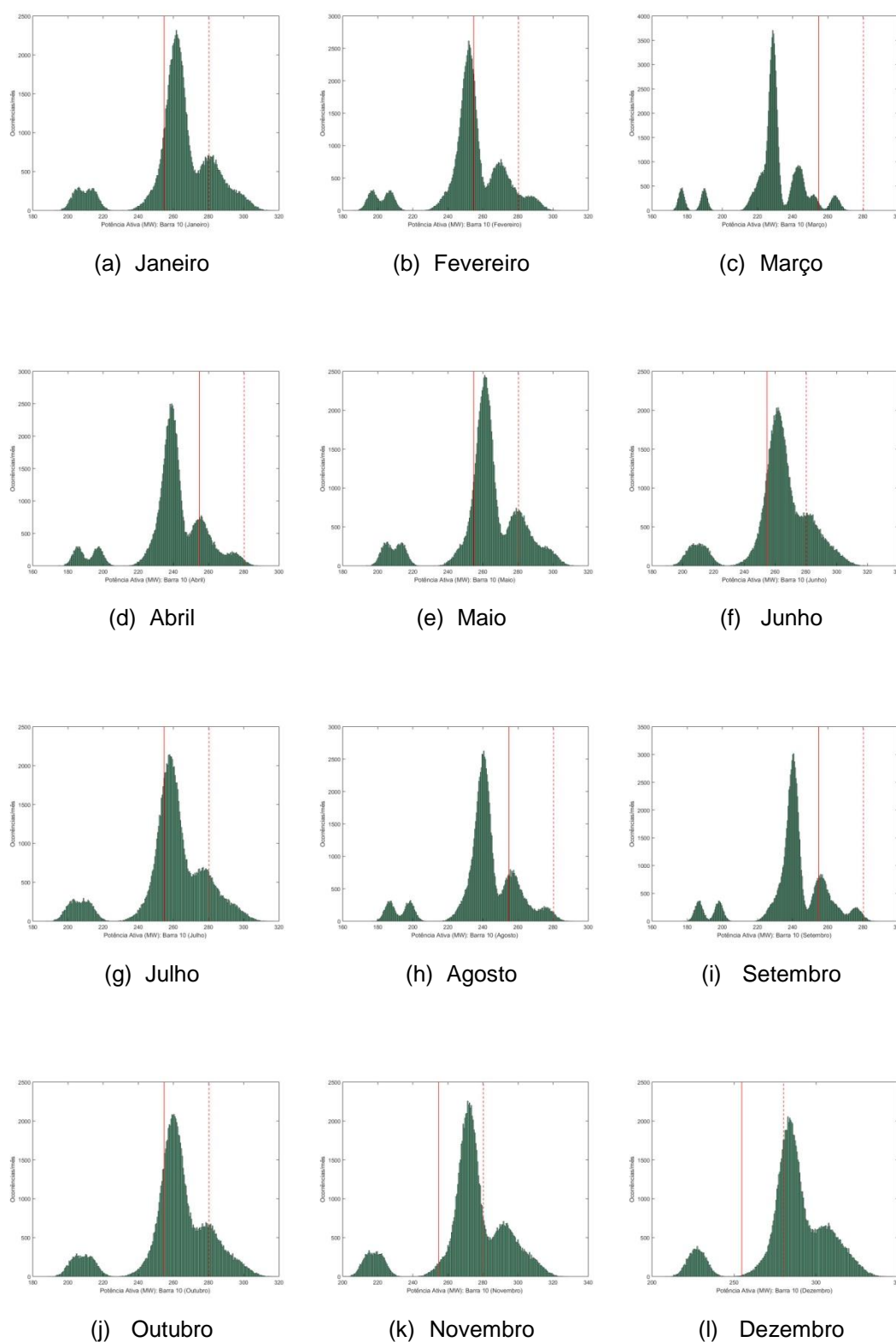
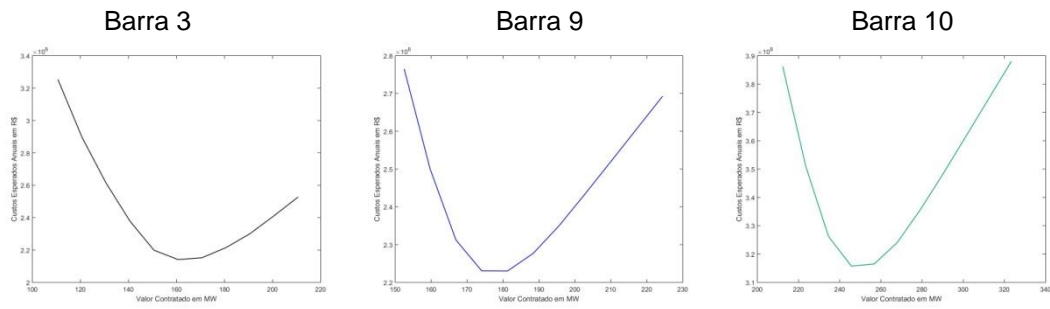


Figura A.9 – Caso 3: Funções densidades de probabilidade para a injeção da Barra 10, valores máximos para um ano.

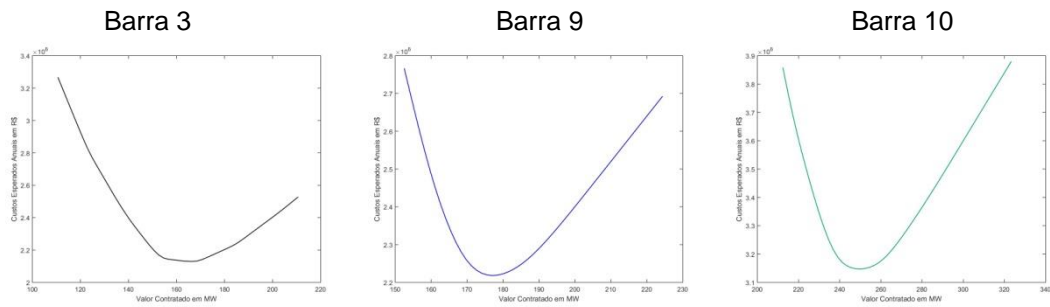
B

Curvas de Custos Médios Anuais

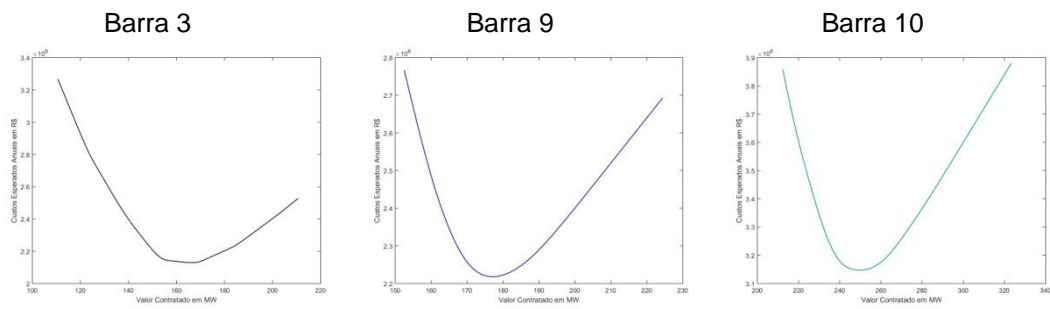
Neste apêndice são apresentadas as curvas de custos médios anuais em função do valor contratado (i.e., B.1, B.2 e B.3), correspondentes aos três casos apresentados na seção 3.4. Foram considerados três intervalos (K) distintos, em todos os casos e para cada barra de fronteira. Sendo (a) 10 intervalos, (b) 50 intervalos e (c) 100 intervalos.



(a) 10 Intervalos

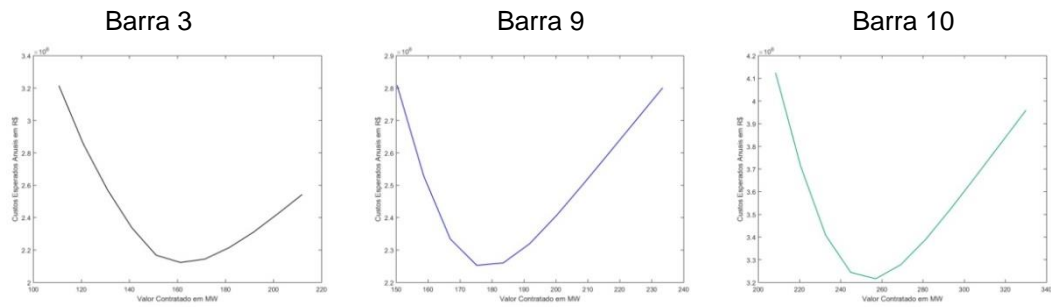


(b) 50 Intervalos

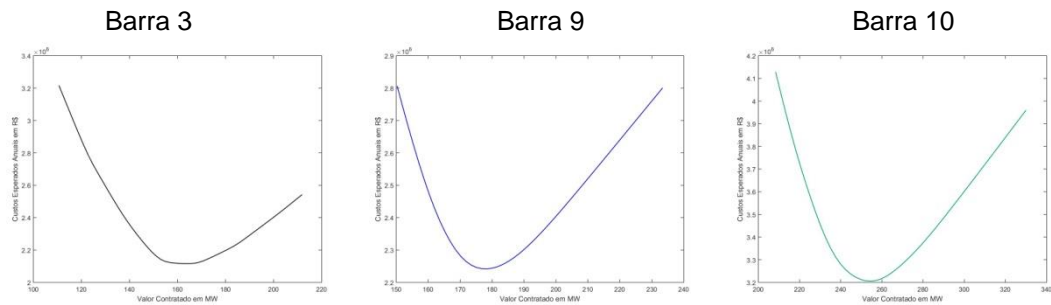


(c) 100 Intervalos

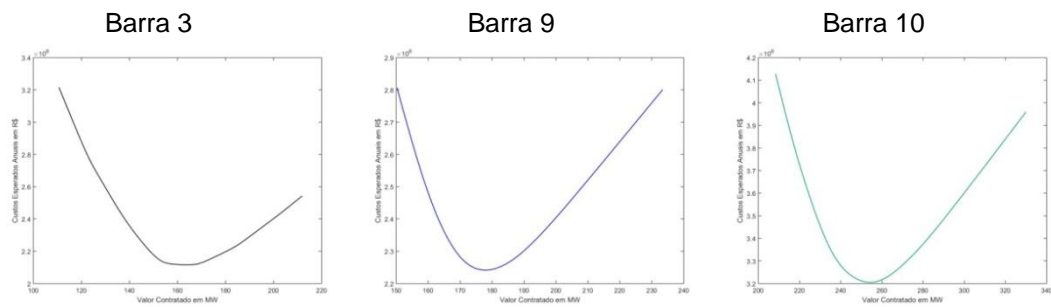
Figura B.1 – Custos médios anuais em função do valor contratado MUST considerando diferentes intervalos (K), Caso 1.



(a) 10 Intervalos

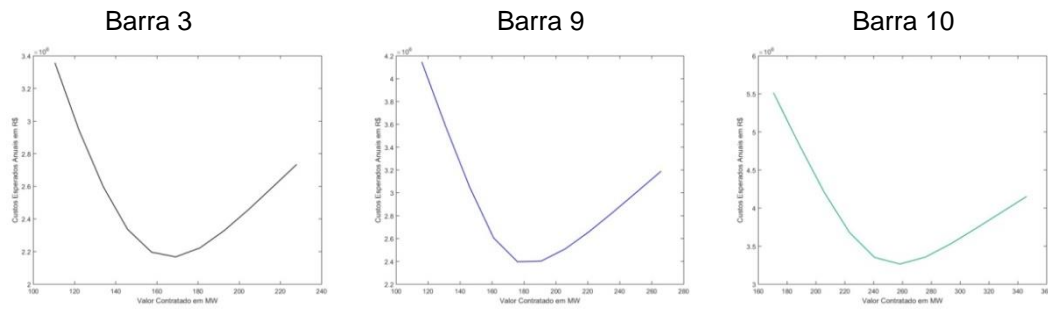


(b) 50 Intervalos

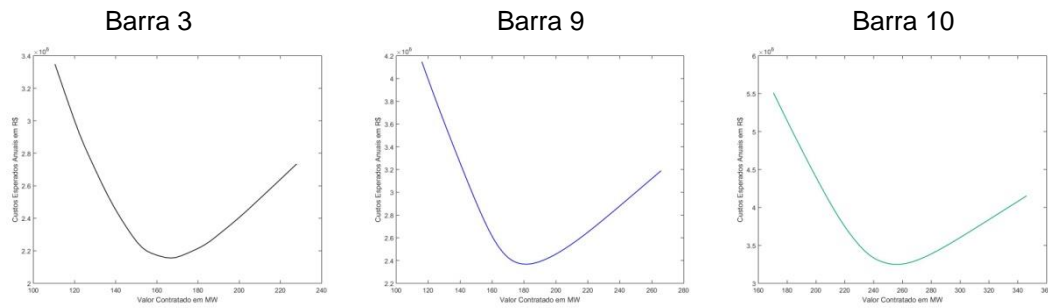


(c) 100 Intervalos

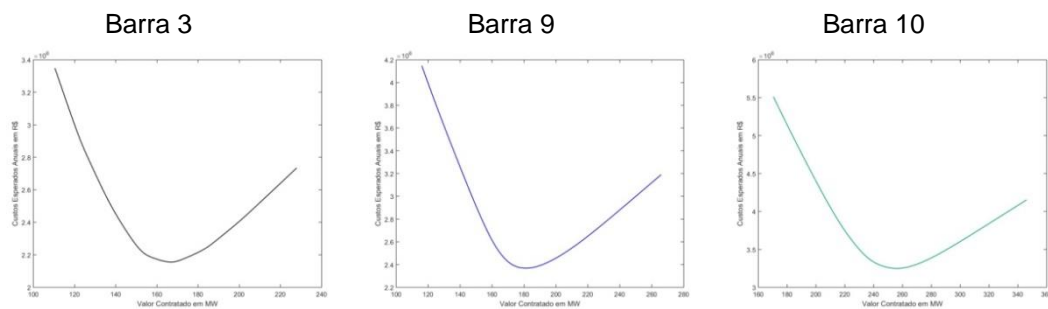
Figura B.2 – Custos médios anuais em função do valor contratado MUST considerando diferentes intervalos (K), Caso 2.



(a) 10 Intervalos



(b) 50 Intervalos



(c) 100 Intervalos

Figura B.3 – Custos médios anuais em função do valor contratado MUST considerando diferentes intervalos (K), Caso 3.