

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**Caroline Monteiro Mattar**

**Determinação Ótima dos Montantes de Uso de Sistemas de Transmissão:  
Uma Abordagem Probabilística**

**Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação  
em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para  
obtenção do título de Mestre em Ciências em Engenhe-  
ria Elétrica.**

**Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência**

**Orientador: Prof. Dr. Armando M. Leite da Silva  
Co-orientador: Prof. Dr. João Guilherme de C. Costa**

**Abril 2007  
Itajubá – MG**

# AGRADECIMENTOS

- À Ampla Energia e Serviços S.A., pela oportunidade de realização deste trabalho.
- Ao meu orientador Armando Leite, pela excelente orientação, atenção cuidadosa e segura condução, presentes em todas as etapas do desenvolvimento desta pesquisa e dissertação.
- Ao meu co-orientador João Guilherme, pelos ensinamentos, apoio e disposição em ajudar sempre que foi necessário.
- Aos professores do CESE 2002 da UNIFEI, por compartilharem a riqueza de seus percursos.
- Aos amigos Cesar Fernandes, Paulo Eugênio e Maria Alice, pelo apoio, confiança e incentivos constantes.
- Ao amigo Antonio Carlos Brochado e ao ONS, por me apoiarem na conclusão deste trabalho.

*Ao meu filho Lucas, razão da minha existência.  
Aos meus pais, Fuad e Lígia, pelo amor incondicional, cujo incentivo e renúncias me permitiram chegar até aqui.  
Às minhas irmãs, Cris e Lu, mulheres maravilhosas.  
À minha madrinha Adélia e à minha avó Guidinha, por seus exemplos.*

# RESUMO

Desde a última década, os sistemas elétricos de potência têm sido reestruturados com base em diferentes modelos para introduzir a competição entre os participantes do mercado. O acesso dos fornecedores e consumidores ao sistema de transmissão é um dos principais serviços em que prevalece o monopólio. Normalmente, uma tarifa de conexão é estabelecida com base em diferentes fatores de mercado, incluindo o uso da rede de transmissão.

No Brasil, a maioria das companhias *verticalizadas* de propriedade dos governos dos estados ou do governo federal foram desagregadas. Novas companhias de transmissão têm sido criadas, disponibilizando seus recursos ao ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. Um dos principais objetivos do ONS é administrar os serviços de transmissão acima de um determinado nível de tensão, para assegurar o acesso não-discriminatório à rede. Todos os usuários, incluindo as companhias de distribuição, devem pagar pelo uso da transmissão em cada ponto de conexão com a Rede Básica, i.e. a rede operada pelo ONS.

Este trabalho apresenta uma metodologia para a determinação do montante ótimo de uso do sistema de transmissão que deve ser contratado por uma concessionária de energia em cada ponto de conexão. Na formulação proposta, o fluxo de potência máximo em cada conexão é representado como uma variável aleatória, possibilitando obter a distribuição de probabilidade do encargo de transmissão em função do montante de uso contratado. Além de determinar os montantes ótimos a serem contratados, a metodologia proposta permite quantificar riscos de violação de cada contrato e estimar valores médios para possíveis penalidades. Todos os passos do desenvolvimento do método são ilustrados através de exemplos numéricos. Uma aplicação à concessionária Ampla é também discutida.

# ABSTRACT

Over the past decade, electric power systems have been restructured based on different models to introduce competition among market participants. Transmission open access for suppliers and customers is one of the most prevailing unbundling services. Usually, a connection tariff is established based on different market factors including the actual usage of the transmission network.

In Brazil, most of vertically integrated companies owned by the federal and state governments were unbundled, and new transmission companies are being created. These companies make their assets available to the independent system operator, designated as *Operador Nacional do Sistema Elétrico* (ONS). One of the main objectives of ONS is to manage transmission services, over a certain voltage level, to ensure nondiscriminatory access to the grid. All transmission users, including regional distribution companies, pay wheeling transmission charges at each delivery or connection point with the major Brazilian network administrated by ONS.

This work presents a methodology for determining the optimal amount of transmission system usage that must be contracted by a regional distribution company, at each connection point. In the proposed approach, the maximum flow at each connection is represented as a random variable, in order to obtain the distribution probability of the transmission charges as a function of the contracted amount. Besides providing the optimal amounts to be contracted, the proposed probabilistic methodology allows quantifying the risks of violation of each contract and estimating possible penalties. All methodology development steps are described and illustrated through numerical examples. An application to a typical Brazilian regional distribution company, called Ampla, is also discussed.

# SUMÁRIO

<b>LISTA DE FIGURAS .....</b>	<b>ix</b>
<b>LISTA DE TABELAS .....</b>	<b>x</b>
<b>LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS .....</b>	<b>xi</b>
<b>CAPÍTULO 1: INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
1.1. Considerações Gerais .....	1
1.2. Estrutura da Dissertação .....	2
<b>CAPÍTULO 2: FORMULAÇÃO MATEMÁTICA E METODOLOGIA PROPOSTA .....</b>	<b>5</b>
2.1. Considerações Iniciais .....	5
2.2. Cálculo do Encargo de Transmissão .....	6
2.3. Conceituação do Problema .....	9
2.4. Modelagem Probabilística do Encargo .....	10
2.5. Critério para a Determinação do Montante de Uso .....	12
2.6. Exemplos Iniciais .....	14
2.7. Representação Discreta .....	19
2.8. Exemplos Complementares .....	20
2.9. Implementação Computacional .....	31
<b>CAPÍTULO 3: APLICAÇÕES NUMÉRICAS .....</b>	<b>36</b>
3.1. Sistema-Teste .....	36
3.2. Pdfs dos Fluxos – Aspectos Teóricos e Resultados .....	41
3.3. Determinação dos Montantes de Uso .....	46
3.4. Comentários Finais .....	53
<b>CAPÍTULO 4: APLICAÇÃO A UM SISTEMA REAL .....</b>	<b>54</b>
4.1. Descrição do Sistema .....	54

4.2. Considerações para Aplicação em Situações Reais .....	55
4.3. Método Alternativo para a Determinação do MUST .....	65
4.4. Resultados Obtidos .....	66
<b>CAPÍTULO 5: CONCLUSÕES .....</b>	<b>70</b>
<b>APÊNDICE .....</b>	<b>72</b>
Apêndice A: Dados do IEEE RTS .....	72
Apêndice B: Pdf dos Fluxos Máximos nas Conexões .....	74
Apêndice C: Resultados do Programa MUST para o IEEE RTS .....	77
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>80</b>

# LISTA DE FIGURAS

Fig. 2.1: Cálculo do encargo mensal .....	8
Fig. 2.2: Exemplo de cálculo do encargo mensal .....	9
Fig. 2.3: Obtenção da função densidade de probabilidade do encargo de uso .....	10
Fig. 2.4: Função densidade de probabilidade do encargo de uso .....	12
Fig. 2.5: Critério 1 – risco especificado .....	12
Fig. 2.6: Obtenção da pdf do encargo de uso .....	15
Fig. 2.7: Obtenção da pdf do encargo de uso .....	17
Fig. 2.8: Obtenção da pdf do encargo de uso em caso discreto .....	19
Fig. 2.9: Pdf do fluxo .....	20
Fig. 2.10: Comportamento do encargo esperado .....	22
Fig. 2.11: Pdf conjunta dos fluxos nos pontos 1 e 2 .....	23
Fig. 2.12: Densidades marginais dos fluxos nos pontos 1 e 2 .....	23
Fig. 2.13: Comportamento do encargo esperado .....	29
Fig. 2.14: Comportamento do encargo esperado nos pontos 1 e 2 .....	30
Fig. 2.15: Discretização da pdf do fluxo – Exemplo de aplicação .....	32
Fig. 2.16: Pdf do encargo mensal com contrato ótimo – Exemplo de aplicação .....	35
Fig. 2.17: Encargo esperado em função do montante de uso – Exemplo de aplicação ....	35
Fig. 3.1: IEEE RTS .....	36
Fig. 3.2: Representação gráfica do pico de carga dos dias úteis .....	39
Fig. 3.3: Seleção do estado operativo de um gerador .....	42
Fig. 3.4a: Pdf do fluxo máximo na conexão 1 .....	43
Fig. 3.4b: Pdf do fluxo máximo na conexão 2 .....	44
Fig. 3.4c: Pdf do fluxo máximo na conexão 3 .....	44
Fig. 3.4d: Pdf do fluxo máximo na conexão 4 .....	45
Fig. 3.4e: Pdf do fluxo máximo na conexão 5 .....	45
Fig. 3.5a: Comportamento do encargo esperado para a conexão 1 .....	47
Fig. 3.5b: Comportamento do encargo esperado para a conexão 2 .....	47
Fig. 3.5c: Comportamento do encargo esperado para a conexão 3 .....	48
Fig. 3.5d: Comportamento do encargo esperado para a conexão 4 .....	48
Fig. 3.5e: Comportamento do encargo esperado para a conexão 5 .....	49
Fig. 3.6a: Pdf do encargo com contrato ótimo na conexão 1 .....	49



Fig. 3.6b: Pdf do encargo com contrato ótimo na conexão 2 .....	50
Fig. 3.6c: Pdf do encargo com contrato ótimo na conexão 3 .....	50
Fig. 3.6d: Pdf do encargo com contrato ótimo na conexão 4 .....	51
Fig. 3.6e: Pdf do encargo com contrato ótimo na conexão 5 .....	51
Fig. 4.1: Área de concessão da Ampla e pontos de conexão .....	54
Fig. 4.2: Fluxos máximos mensais em Adrianoópolis .....	57
Fig. 4.3: Fluxos máximos mensais em Adrianópolis – Ajuste por mínimos quadrados ...	59
Fig. 4.4: Série resultante da eliminação da tendência .....	60
Fig. 4.5: Fluxos máximos ocorridos e estimados .....	63

## LISTA DE TABELAS

Tab. 2.1 – Pdf do Fluxo .....	20
Tab. 2.2 – Alternativas .....	20
Tab. 2.3a – Alternativa 1 (10 MW) .....	21
Tab. 2.3b – Alternativa 2 (20 MW) .....	21
Tab. 2.3c – Alternativa 3 (30 MW) .....	21
Tab. 2.3d – Alternativa 4 (40 MW) .....	21
Tab. 2.3e – Alternativa 5 (50 MW) .....	21
Tab. 2.3f – Alternativa 6 (60 MW) .....	21
Tab. 2.4 – Pdf conjunta dos fluxos .....	22
Tab. 2.5 – Alternativas .....	24
Tab. 2.6a – Alternativa 1 ( $U_1 = 10$ MW e $U_2 = 25$ MW) .....	24
Tab. 2.6b – Alternativa 2 ( $U_1 = 20$ MW e $U_2 = 25$ MW) .....	25
Tab. 2.6c – Alternativa 3 ( $U_1 = 30$ MW e $U_2 = 25$ MW) .....	25
Tab. 2.6d – Alternativa 4 ( $U_1 = 40$ MW e $U_2 = 25$ MW) .....	25
Tab. 2.6e – Alternativa 5 ( $U_1 = 10$ MW e $U_2 = 50$ MW) .....	26
Tab. 2.6f – Alternativa 6 ( $U_1 = 20$ MW e $U_2 = 50$ MW) .....	26
Tab. 2.6g – Alternativa 7 ( $U_1 = 30$ MW e $U_2 = 50$ MW) .....	26
Tab. 2.6h – Alternativa 8 ( $U_1 = 40$ MW e $U_2 = 50$ MW) .....	27
Tab. 2.6i – Alternativa 9 ( $U_1 = 10$ MW e $U_2 = 75$ MW) .....	27
Tab. 2.6j – Alternativa 10 ( $U_1 = 20$ MW e $U_2 = 75$ MW) .....	27
Tab. 2.6k – Alternativa 11 ( $U_1 = 30$ MW e $U_2 = 75$ MW) .....	28
Tab. 2.6l – Alternativa 12 ( $U_1 = 40$ MW e $U_2 = 75$ MW) .....	28
Tab. 2.7 – Resumo das alternativas .....	28
Tab. 2.8 – Resumo das alternativas do ponto 1 .....	29
Tab. 2.9 – Resumo das alternativas do ponto 2 .....	30
Tab. 3.1 – Pico semanal em % do pico anual .....	37
Tab. 3.2 – Carga diária em % do pico semanal .....	38
Tab. 3.3 – Pico horário em % do pico diário .....	38
Tab. 3.4 – Pico de carga nos dias úteis .....	40
Tab. 3.5 – Estatísticas dos fluxos máximos e montantes de uso .....	46
Tab. 3.6 – Comparação entre critérios .....	52

Tab. 3.7 – Fator de penalidade .....	53
Tab. 3.8 – Ultrapassagem permitida .....	53
Tab. 4.1 – Conexões do Sistema Ampla .....	55
Tab. 4.2 – Fluxos máximos mensais em Adrianópolis .....	57
Tab. 4.3 – Eliminação da tendência .....	59
Tab. 4.4 – Determinação dos índices de sazonalidade .....	61
Tab. 4.5 – Valores ocorridos e estimados .....	62
Tab. 4.6 – Valores estimados para 2005 com correção adicional de 4% .....	64
Tab. 4.7 – Previsão dos fluxos máximos .....	66
Tab 4.8 – Montantes de uso em MW .....	67
Tab 4.9 – Encargos acumulados de 2005 em R\$ .....	68

# LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ATC	<i>Available Transfer Capability</i> – Capacidade de Transferência Disponível
MUST	Montante de Uso do Sistema de Transmissão
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
<i>pdf</i>	<i>Probability Density Function</i> – Função Densidade de Probabilidade
E[]	Valor esperado ou esperança matemática
PAR	Plano de Ampliações e Reforços

# CAPÍTULO 1

## *INTRODUÇÃO*

### 1.1. CONSIDERAÇÕES GERAIS

Em muitas nações, como Inglaterra, Noruega, Estados Unidos e países da América dos Sul [RB05], a reestruturação do setor elétrico tem dado origem a diferentes modelos de mercado, caracterizados por uma utilização intensa da rede de transmissão por geradores, distribuidores e consumidores. Neste ambiente, a transmissão torna-se um elemento crítico, pois constitui, por razões técnico-econômicas, um monopólio natural.

Impactos na segurança e confiabilidade podem ser parcialmente atribuídos à reestruturação, devido a aumentos significativos nos carregamentos dos circuitos e redução nas margens de estabilidade. Aspectos relacionados à transmissão, e.g. capacidades de transferência [LM99, LCM02, SL03, SH05], tarifação pelo uso do sistema [RP95, M96, PT00], congestionamento da rede [FD01, CK01, MR04] e alocação de perdas [CA02, LC03a, LC03b] são problemas que vêm sendo recentemente estudados, dando origem a normas e procedimentos para um melhor uso compartilhado da rede pelos agentes do mercado.

Nos Estados Unidos, por exemplo, o FERC, *Federal Energy Regulatory Commission*, determina o acesso livre e não-discriminatório ao sistema de transmissão, bem como a obrigatoriedade da avaliação das capacidades de transferência de cada área [N96].

No Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, por meio da Resolução 281 [A99], estabelece as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica. O acesso aos sistemas de transmissão e distribuição é regido pelos Procedimentos de Rede (Módulo 3) [ONS02], Procedimentos de Distribuição (ainda em elaboração), bem como pelos contratos celebrados entre as partes, e normas/padrões específicos de cada concessionária ou permissionária a ser acessada.

De acordo com a Resolução 281, para efetivar o acesso aos sistemas de transmissão componentes da Rede Básica, os usuários deverão firmar o Contrato de Uso dos Sistemas de Transmissão, CUST, junto ao ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico, bem como o Contrato de Conexão de Transmissão, CCT, com a transmissora acessada. Para o acesso aos sistemas de distribuição, os usuários deverão firmar, com a concessionária local, os contratos CUSD e CCD, i.e. Contrato de Uso dos Sistemas de Distribuição e Contrato de Conexão de Distribuição, respectivamente.

Os contratos CUST e CUSD deverão dispor, dentre vários outros itens, sobre os Montantes de Uso dos Sistemas de Transmissão – MUST. Tais montantes deverão ser contratados por ponto de conexão para os horários de ponta e fora de ponta, e deverão ser os montantes máximos de potência demandados nos respectivos pontos.

Com relação aos encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, a Resolução 281 estabelece também que os mesmos serão devidos por todos os usuários, calculados com base nos montantes de uso contratados ou verificados por ponto de conexão. Os pontos de conexão a serem utilizados para a contratação do MUST são as fronteiras com a Rede Básica ou com as Demais Instalações de Transmissão – DIT, ou ainda, com os sistemas de Distribuição.

A contabilização dos encargos é realizada mensalmente. Se em algum ponto de conexão o fluxo verificado exceder o valor contratado em mais de 5%, será aplicada uma tarifa de ultrapassagem (sobre o excesso) igual a 3 (três) vezes a tarifa normal do respectivo período. O estabelecimento desta penalidade pela Resolução 281, leva à adoção de uma atitude mais conservadora por parte do contratante e, conseqüentemente, a contratação de valores mais elevados para evitar o pagamento da tarifa de ultrapassagem. No entanto, esse posicionamento conduz a gastos desnecessários e pode tornar os custos dos contratos economicamente indesejáveis. Além disso, as tarifas de uso dos sistemas de distribuição para níveis de tensão inferiores a 69 kV, em base mensal, são propostas pelas concessionárias de distribuição e aprovadas pela ANEEL, por nível de tensão e tipo de consumidor, com base nos custos marginais de expansão e incorporando esses encargos de uso dos sistemas de transmissão.

Neste contexto, esta dissertação apresenta uma metodologia para determinar o valor ótimo do MUST a ser contratado por uma concessionária em cada ponto de conexão com o sistema de transmissão. No método proposto [LCM06], o fluxo máximo em cada conexão é representado

como uma variável aleatória, de forma que se possa obter a distribuição de probabilidade do encargo de transmissão em função de uma única variável: o montante de uso.

Sem dúvida, qualquer fluxo de potência em um sistema elétrico poderia ser modelado como uma variável aleatória devido a incertezas na demanda e indisponibilidades de equipamentos. Este problema específico é conhecido como fluxo de potência probabilístico e vários trabalhos já se encontram publicados nesta área [AL81, LA90, LR90].

Outra área de estudo relacionada com fluxos de potência em linhas de interligação é a determinação de ATC, i.e. *Available Transfer Capability* (Capacidade de Transferência Disponível) [LM99, LCM02, SL03, SH05]. Essas duas áreas de pesquisa provêm o conhecimento adequado para formar a base probabilística do parâmetro MUST.

A formulação proposta utiliza um procedimento de otimização que minimiza o valor esperado do encargo de transmissão durante o período de contrato. Além de fornecer os montantes ótimos a serem contratados, a metodologia proposta é capaz de quantificar riscos de violação de cada contrato, bem como estimar valores médios para possíveis penalidades.

## 1.2. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação de mestrado é composta por cinco capítulos que serão brevemente descritos nas linhas subseqüentes.

O Capítulo 1 apresenta uma introdução ao assunto estudado, procurando estabelecer o ambiente em que se deseja desenvolver este trabalho, bem como justificar a necessidade de se calcular valores adequados para os montantes de uso dos sistemas de transmissão.

O Capítulo 2 apresenta a formulação matemática e a metodologia proposta para a solução do problema da determinação ótima do MUST. Neste capítulo são detalhados o cálculo do encargo de uso e sua representação probabilística através de uma *pdf*, i.e. *Probability Density Function* (Função Densidade de Probabilidade).

Para facilitar o entendimento da formulação proposta, são apresentados alguns exemplos numéricos utilizando a representação de variável aleatória contínua. O capítulo é finalizado com

a modelagem discreta para os fluxos de potência nas conexões e encargos de uso, o que é necessário para a aplicação da metodologia em sistemas reais, onde os dados são provenientes de processos de medição.

No Capítulo 3 são realizadas aplicações numéricas utilizando o *IEEE Reliability Test System* (IEEE RTS) [179]. As aplicações consistem em análises básicas e verificações de sensibilidades da metodologia proposta com relação a parâmetros importantes, como o fator de penalidade e a ultrapassagem máxima permitida. O capítulo apresenta também uma metodologia para a determinação da função densidade de probabilidade do fluxo de potência máximo mensal nas conexões de interesse, visto que tal função é um dado de entrada fundamental para a correta avaliação do parâmetro MUST.

No Capítulo 4, são apresentados os resultados obtidos através da aplicação da metodologia proposta ao sistema da Ampla, concessionária de energia elétrica do Estado do Rio de Janeiro. Além disso, o capítulo apresenta algumas considerações para a aplicação da metodologia em sistemas reais, como a necessidade de se trabalhar com valores previstos de fluxo de potência e a utilização de correções adicionais.

Apresenta-se ainda no Capítulo 4, um método alternativo para a determinação dos montantes de uso através de previsões por séries temporais, e uma comparação entre os encargos provenientes da aplicação das duas metodologias e dos contratos efetivamente firmados pela empresa para um determinado período.

Finalizando, o Capítulo 5 consolida as principais conclusões e recomendações relativas à presente dissertação de mestrado, bem como relaciona trabalhos futuros que poderão vir a complementar e aprimorar o apresentado neste documento.



## CAPÍTULO 2

### *FORMULAÇÃO MATEMÁTICA E METODOLOGIA PROPOSTA*

#### 2.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

De acordo com a Resolução N° 281 da ANEEL [A99], os encargos pelo uso dos sistemas de transmissão e distribuição serão devidos por todos os usuários e calculados com base nos montantes contratados ou verificados por ponto de conexão através das seguintes expressões:

- Para as unidades geradoras:

$$eg = Tg \times Ug \tag{2.1}$$

onde:

eg: Encargo mensal pelo uso dos sistemas de transmissão e distribuição, R\$;

Tg: Tarifa de uso atribuída ao usuário, R\$/kW;

Ug: Montante de uso contratado pelo usuário, kW.

- Para as unidades consumidoras:

$$ec = Tp \times Up + Tfp \times Ufp \tag{2.2}$$

onde:

ec: Encargo mensal pelo uso dos sistemas de transmissão e distribuição, R\$;

Tp: Tarifa de uso no horário de ponta, R\$/kW;

Up: Montante de uso no horário de ponta, kW.

Tfp: Tarifa de uso fora do horário de ponta, R\$/kW;

Ufp: Montante de uso fora do horário de ponta, kW.

Observe que no caso das unidades consumidoras, a tarifação é diferente nos horários de ponta e fora de ponta. No que se refere às concessionárias, cabem ainda as seguintes observações:

- a. Os montantes de uso devem ser determinados pelos maiores valores entre os contratados e os verificados por medição em cada período tarifário.
- b. A informação dos montantes de uso deve ser feita para cada ponto de conexão, incluindo as cargas dos consumidores livres, autoprodutores e outros agentes conectados à sua rede de distribuição.
- c. Se em algum ponto de conexão o fluxo máximo demandado exceder o montante contratado em mais de 5%, será aplicada (sobre o excesso) uma tarifa de penalização igual a 3 vezes a tarifa do respectivo período. Neste caso, serão consideradas as ocorrências de remanejamento de cargas, redespacho de geração e abertura de linhas para a identificação do real valor ultrapassado [A99].

## 2.2. CÁLCULO DO ENCARGO DE TRANSMISSÃO

A Eq. (2.2) pode ser reescrita para um ponto de conexão  $i$  qualquer. Assim,

$$ec_i = Tp_i Up_i + Tfp_i Ufp_i \quad (2.3)$$

onde os termos têm o mesmo significado dado em (2.2), sendo apenas indexados em relação a cada ponto  $i$ .

Assim, o encargo mensal associado ao ponto  $i$  é a soma dos encargos de uso nos horários de ponta e fora da ponta, i.e.

$$ec_i = ec_i^p + ec_i^{fp}. \quad (2.4)$$

O encargo de uso total de uma concessionária com “ $n$ ” pontos de conexão é dado por:

$$ec_{Tot} = \sum_{i=1}^n ec_i^p + \sum_{i=1}^n ec_i^{fp}. \quad (2.5)$$

De acordo com a observação “c” do item anterior, têm-se as seguintes expressões para os encargos mensais nos horários de ponta e fora de ponta:

$$ec_i^p = \begin{cases} Tp_i Up_i, & \text{para } dp_i \leq 1,05Up_i \\ Tp_i Up_i + 3Tp_i (dp_i - Up_i), & \text{para } dp_i > 1,05Up_i \end{cases} \quad (2.6)$$

$$ec_i^{fp} = \begin{cases} T_{fp_i} U_{fp_i}, & \text{para } dfp_i \leq 1,05 U_{fp_i} \\ T_{fp_i} U_{fp_i} + 3T_{fp_i} (dfp_i - U_{fp_i}), & \text{para } dfp_i > 1,05 U_{fp_i} \end{cases} \quad (2.7)$$

Neste caso,  $U_{p_i}$  e  $U_{fp_i}$  representam os montantes de uso contratados nos horários de ponta e fora de ponta e,  $dp_i$  e  $dfp_i$ , as demandas máximas, i.e. fluxos máximos demandados no ponto de conexão  $i$ , ocorridos nos respectivos períodos durante o mês. Observe que o encargo de uso associado a cada período tarifário é uma função do máximo fluxo observado nos mesmos, durante o mês de apuração.

Devido à simetria entre (2.6) e (2.7), as determinações dos montantes ótimos de uso nos horários de ponta e fora de ponta serão procedimentos análogos. Assim, a partir deste ponto, todos os desenvolvimentos utilizarão a seguinte notação simplificada:

- $U_i$ : Montante de uso contratado no ponto de conexão  $i$ ;
- $d_i$ : Fluxo máximo demandado no ponto de conexão  $i$ , durante o mês de apuração;
- $T_i$ : Tarifa de uso do sistema no ponto de conexão  $i$ .

Para tornar a formulação ainda mais genérica, a tarifa de penalização por ultrapassagem ao valor contratado no ponto de conexão  $i$  pode ser representada como  $\alpha \times T_i$ . Do mesmo modo, pode-se definir o fluxo máximo para a qual não haverá aplicação de penalidade como  $\beta \times U_i$ .

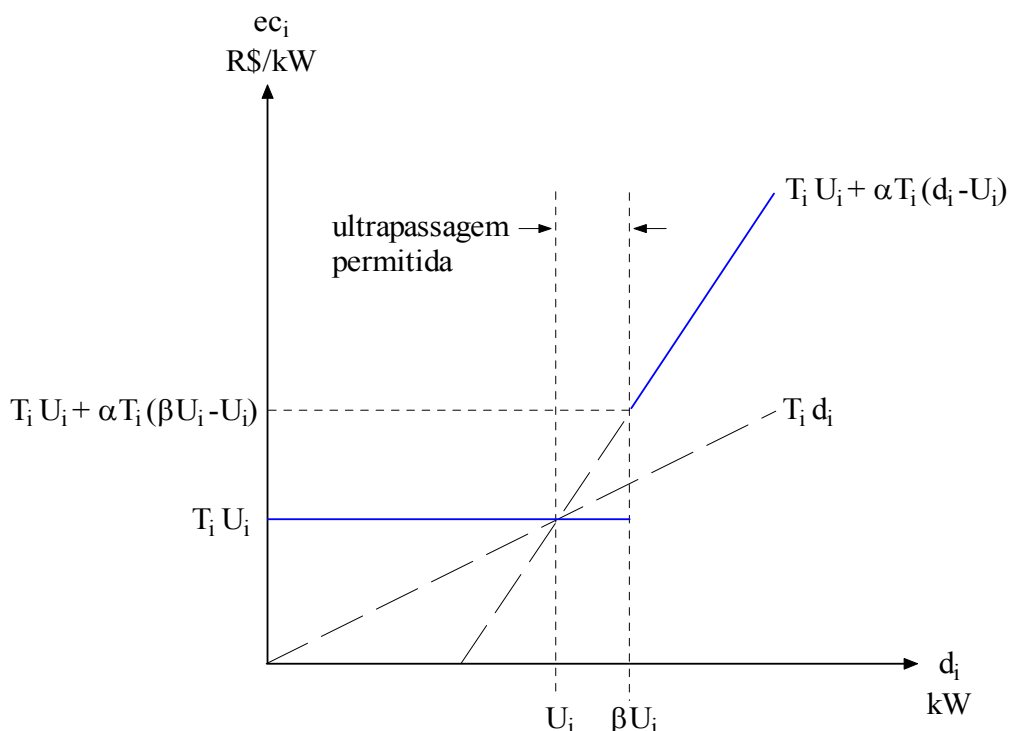
No estudo em questão, os valores das constantes  $\alpha$  e  $\beta$  deverão ser iguais a 3 e 1,05, respectivamente. Assim, tem-se a seguinte expressão para o encargo de uso mensal do ponto  $i$ :

$$ec_i = \begin{cases} T_i U_i, & \text{para } d_i \leq \beta U_i \\ T_i U_i + \alpha T_i (d_i - U_i), & \text{para } d_i > \beta U_i \end{cases} \quad (2.8)$$

onde o encargo associado ao horário de ponta é calculado fazendo  $U_i = U_{p_i}$ ,  $d_i = dp_i$  e  $T_i = T_{p_i}$ . Para o horário fora de ponta, basta fazer  $U_i = U_{fp_i}$ ,  $d_i = dfp_i$  e  $T_i = T_{fp_i}$ .

Pode-se observar que a função apresenta uma descontinuidade no ponto em que o fluxo máximo demandado vale exatamente  $\beta U_i$ , i.e. o máximo valor de fluxo para o qual ainda não é aplicada a tarifa de penalização.

A Fig. 2.1 ilustra esta função.



**Fig. 2.1: Cálculo do encargo mensal**

**Exemplo**

Considere que o montante de uso contratado no ponto de conexão “1” de uma concessionária seja  $U_{p1} = 10.000$  kW para o horário de ponta. Admita ainda que a tarifa no horário de ponta seja  $T_{p1} = 2$  R\$/kW, e os fatores  $\alpha$  e  $\beta$  sejam, respectivamente, 3 e 1,05.

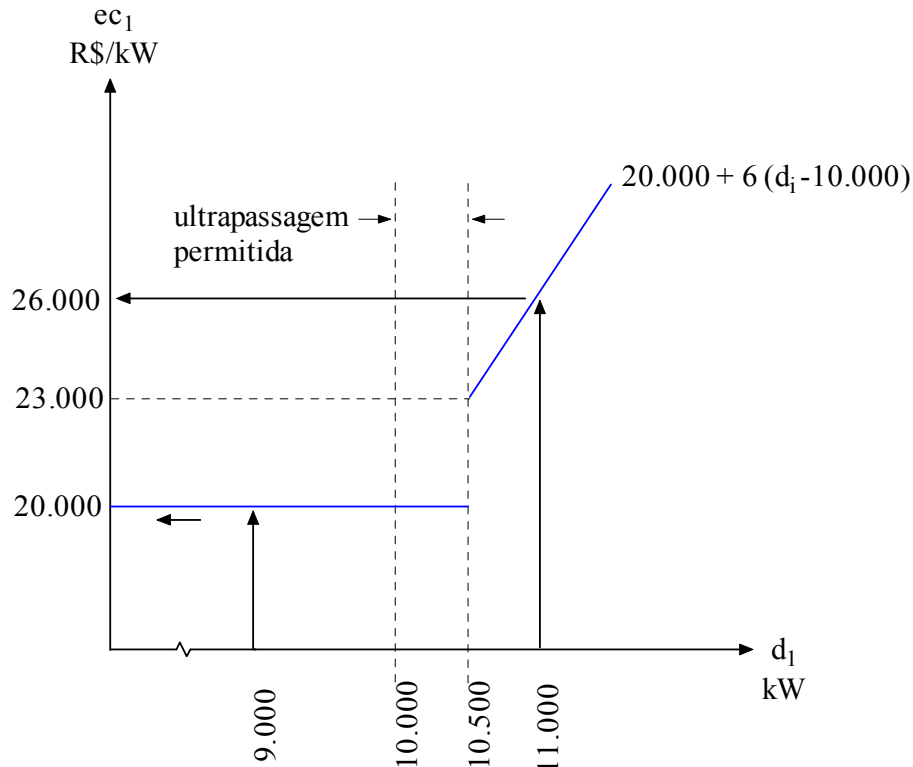
Neste caso, a função que descreve o encargo de uso associado ao horário de ponta é:

$$ec_1^p = \begin{cases} 20.000, & \text{para } dp_1 \leq 10.500 \\ 20.000 + 6(dp_1 - 10.000), & \text{para } dp_1 > 10.500. \end{cases} \quad (2.9)$$

Se o fluxo máximo demandado no ponto de conexão for de 9.000 kW, por exemplo, o encargo mensal será de R\$ 20.000,00, indicando que houve *sobrecontratação* do montante de uso, i.e. pagou-se por 1.000 kW a mais do que a capacidade utilizada.

Por outro lado, se o fluxo máximo atingir 11.000 kW, haverá uma *ultrapassagem* de 1.000 kW (maior que os 500 kW permitidos). Trata-se, portanto, de uma *subcontratação*, fazendo com que o encargo seja onerado pela tarifa de penalidade e atinja o valor de R\$ 26.000,00.

A Fig. 2.2 ilustra o cálculo do encargo mensal para este exemplo.



**Fig. 2.2: Exemplo de cálculo do encargo mensal**

### 2.3. CONCEITUAÇÃO DO PROBLEMA

Idealmente, o contrato ótimo seria aquele em que não ocorressem *sobrecontratações* (pagamentos desnecessários por uma capacidade de transmissão não utilizada plenamente), nem *subcontratações* (recebimento de penalidade por violação de limites máximos acordados). Assim, os montantes de uso a serem contratados nos horários de ponta e fora de ponta em cada ponto de conexão deveriam coincidir com os fluxos máximos mensais ocorridos nos mesmos, para cada período tarifário.

Contudo, não é possível determinar tais montantes, visto que a natureza aleatória da demanda de cada consumidor e da disponibilidade dos equipamentos de geração e transmissão faz com que o fluxo de potência máximo demandado em cada ponto de conexão  $i$  não seja representado por um único valor determinístico, mas por uma variável aleatória. Dessa forma, torna-se impossível conhecer, sem incerteza, o fluxo máximo em cada ponto de conexão para um ins-

tante futuro. Além disso, os montantes de uso contratados permanecerão válidos, no mínimo, por 6 meses, enquanto a apuração dos fluxos máximos e o cálculo dos encargos são feitos em base mensal. Logo, para um montante de uso contratado, ocorrerão sempre *sobrecontratações* e/ou *subcontratações* neste período.

Conclui-se, portanto, que o problema da determinação de montantes de uso de sistemas de transmissão deve ser entendido como uma busca por valores de contrato que minimizem os encargos pagos pela concessionária, e não como uma tentativa de se estabelecer montantes para os quais não ocorram *sobrecontratações* nem *subcontratações*.

## 2.4. MODELAGEM PROBABILÍSTICA DO ENCARGO

Considere que a função densidade de probabilidade i.e. a *pdf* (*Probability Density Function*) do fluxo máximo demandado em uma conexão  $i$  entre a concessionária e o sistema de transmissão seja conhecida [LCM02]. Neste caso, o encargo de uso associado ao ponto  $i$  também será uma variável aleatória, cuja função densidade de probabilidade pode ser determinada. A Fig. 2.3 ilustra este fato.

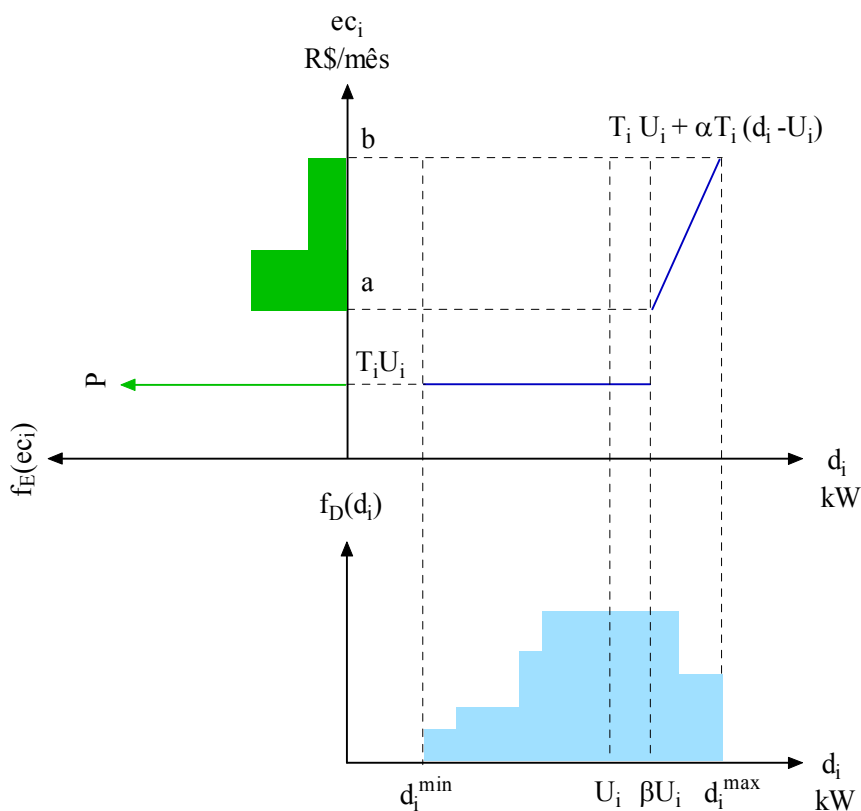


Fig. 2.3: Obtenção da função densidade de probabilidade do encargo de uso

Observe que as variáveis aleatórias são designadas por letras maiúsculas, i.e.  $EC_i$  para o encargo de uso associado ao ponto de conexão  $i$  e  $D_i$  para o fluxo máximo mensal demandado no mesmo ponto, enquanto as letras minúsculas  $ec_i$  e  $d_i$  representam valores particulares de encargo mensal e fluxo que as respectivas variáveis aleatórias possam assumir. Note também, que as funções densidade de probabilidade do fluxo máximo e do encargo são designadas por  $f_D$  e  $f_E$ , respectivamente.

A função densidade de probabilidade obtida através deste “mapeamento” é *mista* (discreta + contínua), podendo ser determinada [A82] por:

- *Para a parte discreta:*

$$f_E(ec_i) = P \times \delta(ec_i - T_i U_i) \quad (2.10)$$

onde “P” corresponde à área acumulada à esquerda de  $\beta U_i$  sob a curva da *pdf* do fluxo máximo demandado, sendo representada como um impulso em  $T_i U_i$ , i.e.

$$P = F_D(\beta U_i) = \int_{-\infty}^{\beta U_i} f_D(\tau) d\tau. \quad (2.11)$$

- *Para a parte contínua:*

$$f_E(ec_i) = \frac{f_D(d_i)}{\alpha T_i} = \frac{1}{\alpha T_i} f_D\left(U_i + \frac{ec_i - T_i U_i}{\alpha T_i}\right) \quad (2.12)$$

Logo, tem-se a seguinte *pdf* para o encargo de uso no ponto de conexão  $i$ ,

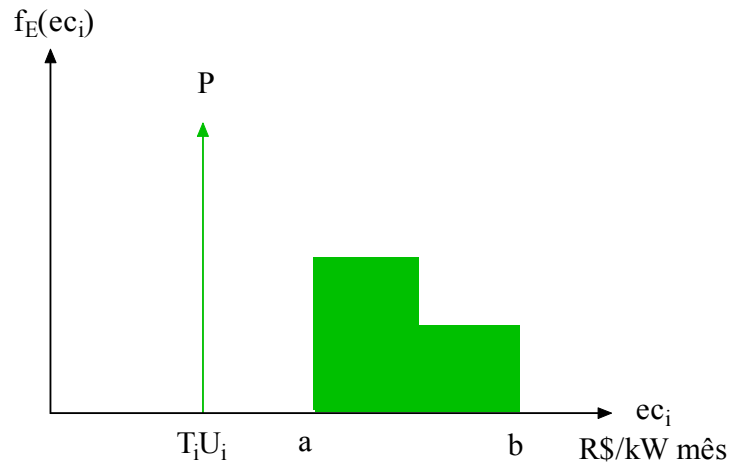
$$f_E(ec_i) = \begin{cases} P \times \delta(ec_i - T_i U_i), & \text{para } -\infty \leq ec_i < a \\ \frac{1}{\alpha T_i} f_D\left(U_i + \frac{ec_i - T_i U_i}{\alpha T_i}\right), & \text{para } a \leq ec_i \leq b \end{cases} \quad (2.13)$$

onde:

$$a = T_i U_i + \alpha T_i (\beta U_i - U_i) \quad (2.14)$$

$$b = T_i U_i + \alpha T_i (d_i^{\max} - U_i). \quad (2.15)$$

A Fig. 2.4 ilustra a *pdf* do encargo associado ao ponto  $i$ .



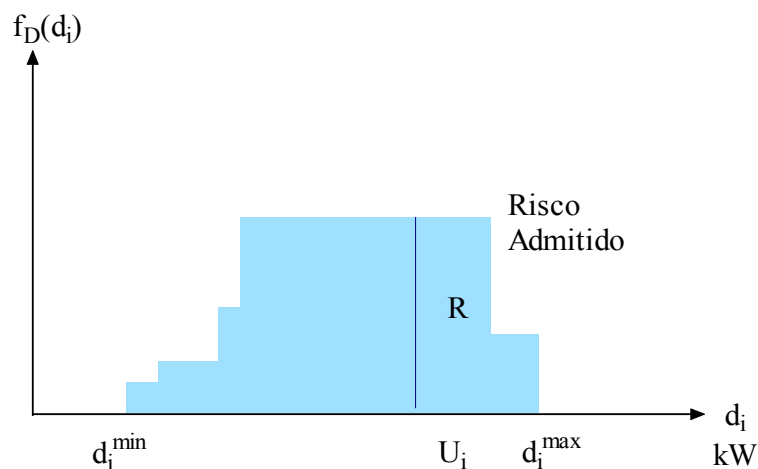
**Fig. 2.4: Função densidade de probabilidade do encargo de uso**

## 2.5. CRITÉRIO PARA A DETERMINAÇÃO DO MONTANTE DE USO

Pode-se observar em (2.11) e (2.13), que, para determinar a *pdf* do encargo associado ao ponto de conexão  $i$ , é necessário conhecer a *pdf* do fluxo máximo demandado neste ponto e fixar o montante de uso  $U_i$  a ser contratado no mesmo. A seguir, apresentam-se dois critérios para a determinação do referido montante.

- *Critério 1 – Risco Especificado:*

De acordo com este critério, o montante de uso a ser contratado em um ponto de conexão, deve ser tal que a probabilidade do fluxo máximo excedê-lo seja um valor “R” prefixado (risco admitido). A Fig. 2.5 ilustra este procedimento.



**Fig. 2.5: Critério 1 – risco especificado**



Observe que, neste caso, o montante de uso é obtido diretamente através da *pdf* do fluxo, não sendo necessária a obtenção da *pdf* do encargo. Estabelecendo, por exemplo, um risco de 10%, haverá 10% de chance de que se pague a tarifa de penalização. Naturalmente, quanto menor o risco fixado, menor será a probabilidade de ultrapassagens, mas maior será a chance de *sobrecontratação* e, conseqüentemente, de pagamentos desnecessários. Logo, o critério do risco especificado não necessariamente implica no encargo mínimo para a concessionária.

- *Critério 2 – Mínimo Encargo Esperado:*

Este critério visa minimizar o valor esperado do encargo de uso associado a cada ponto, i.e. escolher como montante de uso, o valor que torna mínima a soma dos encargos mensais para um horizonte de longo prazo.

Neste caso, torna-se necessário o cálculo do valor esperado do encargo de uso associado ao ponto de conexão *i*. Assim, tem-se pela definição [A82],

$$E[EC_i] = \int_{-\infty}^{+\infty} ec_i f_E(ec_i) dec_i . \quad (2.16)$$

Da Fig. 2.3, observa-se que os limites inferior e superior do encargo de uso são “0” e “b”, respectivamente, onde o valor de “b” é calculado por (2.15). Logo,

$$E[EC_i] = \int_0^b ec_i f_E(ec_i) dec_i . \quad (2.17)$$

Combinando (2.17) e (2.13),

$$E[EC_i] = \int_0^a T_i U_i P \delta(ec_i - T_i U_i) dec_i + \int_a^b ec_i \frac{1}{\alpha T_i} f_D \left( U_i + \frac{ec_i - T_i U_i}{\alpha T_i} \right) dec_i \quad (2.18)$$

Desenvolvendo (2.18),

$$E[EC_i] = T_i U_i F_D(\beta U_i) + \frac{1}{\alpha T_i} \int_a^b ec_i f_D \left( \frac{ec_i + (\alpha - 1) T_i U_i}{\alpha T_i} \right) dec_i \quad (2.19)$$

onde  $F_D(\beta U_i)$  é o valor da função de distribuição, i.e. a área acumulada à esquerda de  $\beta U_i$  sob a curva da *pdf* do fluxo no ponto de conexão *i*. Observe que para determinar o valor esperado

do encargo de uso no ponto de conexão  $i$ , é necessário informar o montante  $U_i$ . Assim, cada possível escolha do montante de uso implica em um encargo esperado diferente.

Fica, portanto, estabelecido um problema de otimização onde se deve fazer uma busca pelo  $U_i$  que resulte no mínimo  $E[EC_i]$ . Matematicamente,

$$\text{Minimizar: } E[EC_i] = T_i U_i F_D(\beta U_i) + \frac{1}{\alpha T_i} \int_a^b ec_i f_D\left(\frac{ec_i + (\alpha - 1) T_i U_i}{\alpha T_i}\right) dec_i$$

$$\text{Com: } 0 \leq U_i \leq d_i^{\max} \quad (2.20)$$

A seguir, são realizados alguns exemplos numéricos para ilustrar os critérios apresentados.

## 2.6. EXEMPLOS INICIAIS

### *Exemplo 1*

Considere uma concessionária com um único ponto de conexão com a rede de transmissão, onde a distribuição do fluxo máximo demandado segue uma *pdf* uniforme entre 10 e 50 MW. Admita ainda  $T = 2$  \$/(MW mês),  $\beta = 1,05$  e  $\alpha = 3$ .

- *Formulação do encargo:*

$$ec = \begin{cases} 2U, & \text{para } d \leq 1,05U \\ 2U + 6(d - U), & \text{para } d > 1,05U \end{cases} \quad (2.21)$$

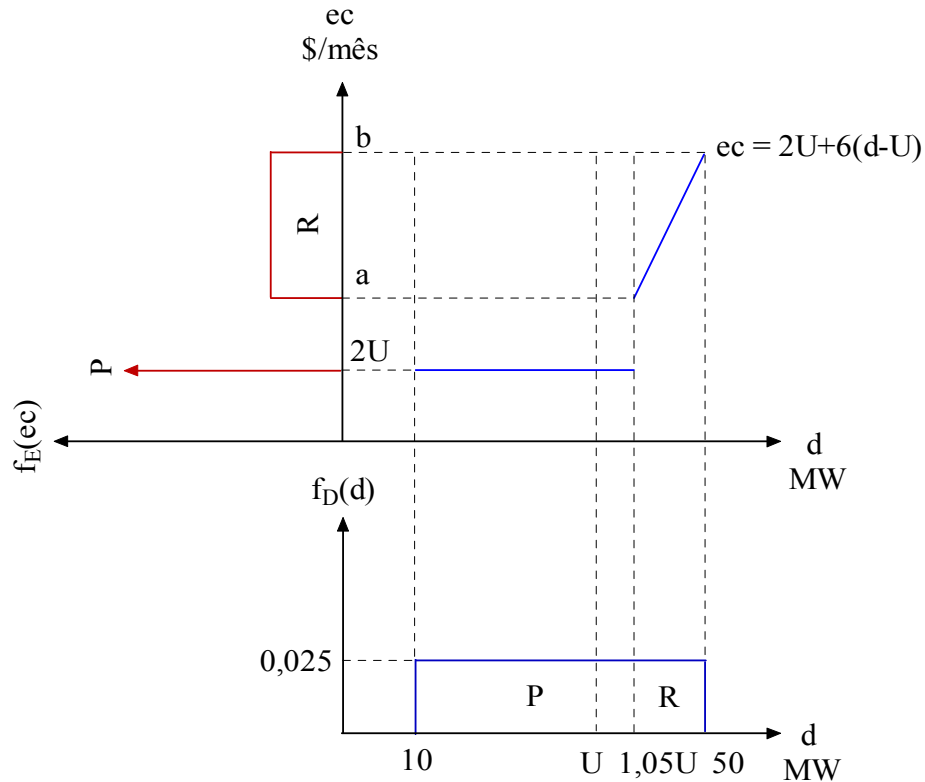
- *Pdf do encargo:*

O procedimento para a obtenção da *pdf* do encargo é mostrado na Fig. 2.6. Observe também a *pdf* do fluxo máximo demandado na parte inferior do gráfico. Neste caso, tem-se:

$$a = 2U + 6 \times (1,05U - U) = 2,3U \quad (2.22)$$

$$b = 2U + 6 \times (50 - U) = 300 - 4U \quad (2.23)$$

$$P = F_D(1,05U) = 0,025 \times (1,05U - 10). \quad (2.24)$$



**Fig. 2.6: Obtenção da pdf do encargo de uso**

A *pdf* para o encargo pode ser calculada através de (2.13), resultando em

$$f_E(ec) = \begin{cases} 0,025 \times (1,05U - 10) \times \delta(ec - 2U), & \text{para } 0 \leq ec \leq 2,3U \\ \frac{0,025}{6}, & \text{para } 2,3U < ec \leq 300 - 4U. \end{cases} \quad (2.25)$$

- *Valor esperado do encargo:*

Calculando-se o valor esperado do encargo por (2.19), tem-se

$$E[EC] = 2U \times 0,025 \times (1,05U - 10) + \frac{1}{3 \times 2} \int_{2,3U}^{300-4U} 0,025 ec \, dec \quad (2.26)$$

que, se desenvolvida, conduz a

$$E[EC] = 0,078125U^2 - 5,5U + 187,5. \quad (2.27)$$

Para conhecer o valor ótimo do montante de uso, basta encontrar o mínimo de (2.27). Assim,

$$\frac{\partial E[EC]}{\partial U} = 0 \rightarrow 2 \times 0,078125U - 5,5 = 0 \rightarrow U = 36,76 \text{ MW} . \quad (2.28)$$

O encargo esperado vale:

$$E[EC] = 0,078125 \times 36,76^2 - 5,5 \times 36,76 + 187,5 = 86,41 \text{ \$/mês} . \quad (2.29)$$

- *Risco de violação:*

Da Fig. 2.6, pode-se observar que o risco de violação do limite, “R”, corresponde à área sob a *pdf* da demanda, à direita de  $1,05U$ , onde  $U = 36,76$ . Assim,

$$R = 0,025 \times (50 - 1,05 \times 36,76) \cong 0,29 \rightarrow R \cong 29\% . \quad (2.30)$$

### **Exemplo 2**

Considere agora que a *pdf* do fluxo máximo demandado seja do tipo triangular decrescente entre 10 e 50 MW, como se pode verificar na Fig. 2.7. Os demais parâmetros permanecem idênticos aos utilizados no exemplo anterior.

- *Formulação do encargo:*

A função que permite o cálculo do encargo é a mesma apresentada no Exemplo 1, i.e.

$$ec = \begin{cases} 2U, & \text{para } d \leq 1,05U \\ 2U + 6(d - U), & \text{para } d > 1,05U \end{cases} \quad (2.31)$$

- *Pdf do encargo:*

O procedimento para a obtenção da *pdf* do encargo é ilustrado na Fig. 2.7, onde se pode verificar também a expressão analítica para a *pdf* do fluxo. Como não houve mudança na função de cálculo do encargo, os parâmetros “a” e “b” permanecem idênticos aos do exemplo anterior, i.e.

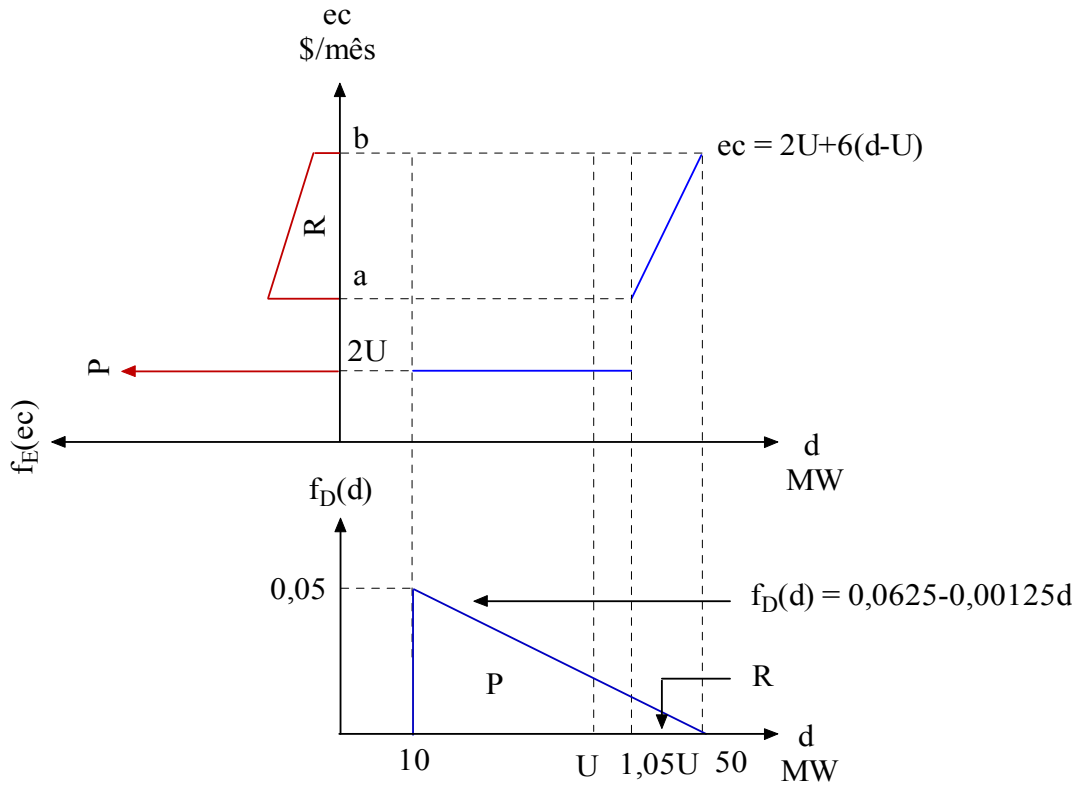
$$a = 2U + 6 \times (1,05U - U) = 2,3U \quad (2.32)$$

$$b = 2U + 6 \times (50 - U) = 300 - 4U \quad (2.33)$$

$$P = F_D(1,05U) = \frac{0,05 + (0,0625 - 0,00125U \times 1,05)}{2} \times (1,05U - 10)$$

que, após o desenvolvimento, fica

$$P = -0,0006890625U^2 + 0,065625U - 0,5625. \quad (2.34)$$



**Fig. 2.7: Obtenção da pdf do encargo de uso**

A *pdf* para o encargo é calculada através de (2.13), i.e.

$$f_E(ec) = \begin{cases} (-0,0006890625U^2 + 0,065625U - 0,5625) \times \delta(ec - 2U), & \text{para } 0 \leq ec \leq 2,3U \\ \frac{0,0625 - 0,00125 \times \left( U + \frac{ec - 2U}{3 \times 2} \right)}{3 \times 2}, & \text{para } 2,3U < ec \leq 300 - 4U. \end{cases}$$

que, se desenvolvida, resulta em

$$f_E(ec) = \begin{cases} (-0,0006890625U^2 + 0,065625U - 0,5625) \times \delta(ec - 2U), \\ \text{para } 0 \leq ec \leq 2,3U \\ 0,0104166667 - 0,0000347222ec - 0,0001388889U, \\ \text{para } 2,3U < ec \leq 300 - 4U. \end{cases} \quad (2.35)$$

- *Valor esperado do encargo:*

Calculando-se, por (2.19), o valor esperado do encargo, tem-se

$$E[EC] = 2U \times (-0,0006890625U^2 + 0,065625U - 0,5625) + \int_{2,3U}^{300-4U} (0,0104166667 - 0,0000347222ec - 0,0001388889U) ec \, dec \quad (2.36)$$

que, se desenvolvida, conduz a

$$E[EC] = -0,0012403131U^3 + 0,1870312499U^2 - 7,375U + 156,25. \quad (2.37)$$

Para conhecer o montante de uso ótimo, deve-se encontrar o mínimo da função  $E[EC]$ . Logo,

$$\frac{\partial E[EC]}{\partial U} = -3 \times 0,0012403131U^2 + 2 \times 0,1870312499U - 7,375 = 0 \quad (2.38)$$

onde as raízes são  $U' = 26,93$  e  $U'' = 73,60$ .

Como  $U''$  é maior que o limite superior, conclui-se que o montante de uso ótimo é  $U = U' = 26,93$  MW.

$$E[EC] = -0,0012403131 \times 26,93^3 + 0,1870312499 \times 26,93^2 - 7,375 \times 26,93 + 156,25$$

$$E[EC] = 69,06 \text{ \$/mês.} \quad (2.39)$$

- *Risco de violação:*

Da Fig. 2.7, é possível observar que o risco de violação do limite corresponde à área à direita de  $1,05U$ , para  $U = 26,93$ , i.e.

$$R = \frac{(50 - 1,05 \times 26,93) \times f_D(1,05 \times 26,93)}{2}$$

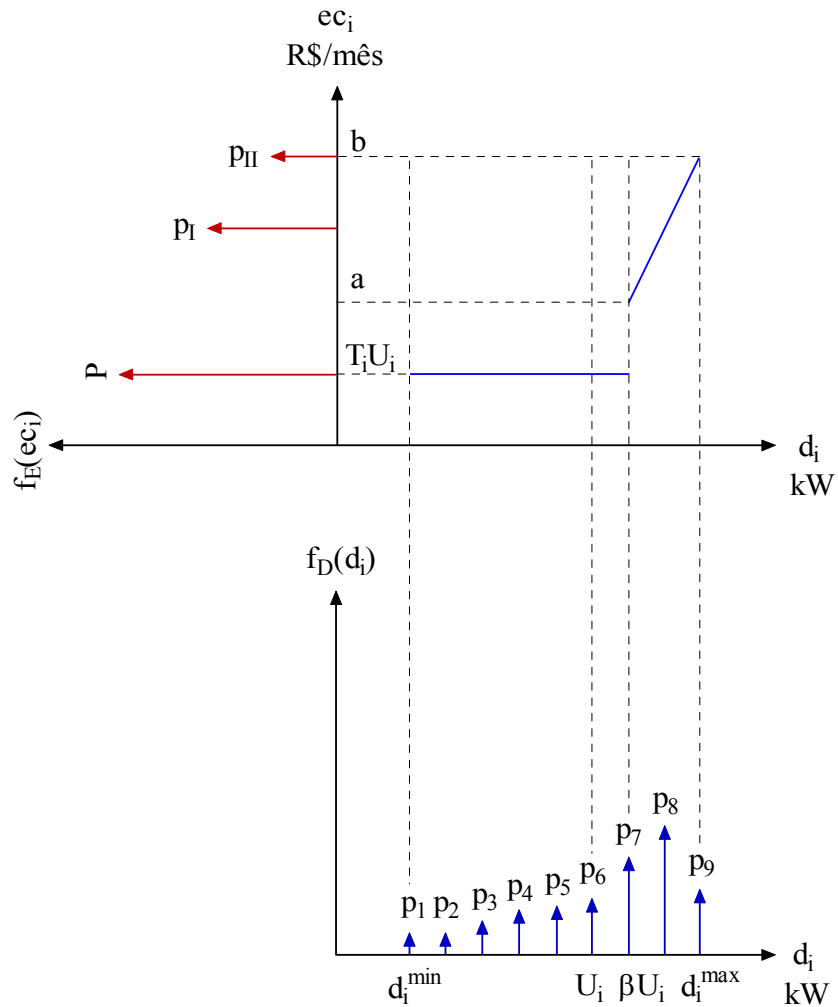
ou seja,

$$R = \frac{(50 - 1,05 \times 26,93) \times [0,0625 - 0,00125 \times (1,05 \times 26,93)]}{2} \cong 0,30$$

$$R \cong 30\%. \quad (2.40)$$

## 2.7. REPRESENTAÇÃO DISCRETA

Os desenvolvimentos feitos até o momento consideraram que as funções densidade de probabilidade do fluxo máximo demandado nos pontos de conexão eram contínuas e possuíam expressões analíticas conhecidas. Contudo, *pdfs* obtidas numericamente por simulação [LCM02] são, em geral, apresentadas sob forma de histogramas ou impulsos, como mostra a Fig. 2.8.



**Fig. 2.8: Obtenção da pdf do encargo de uso em caso discreto**

Neste caso, valores de  $ec_i$  são calculados normalmente para cada possível patamar de fluxo, sendo mantidas as respectivas probabilidades. Assim,

$$P = p_1 + p_2 + \dots + p_7 \quad (2.41)$$

$$P_I = p_8 \quad (2.42)$$

$$P_{II} = p_9 \quad (2.43)$$

Nessa representação, a otimização pode ser substituída por um processo de busca pelo melhor valor de contrato. Pode-se inicialmente testar como montante de uso todos os possíveis valores de fluxo, calculando-se o valor esperado do encargo em cada situação. Feito isso, a primeira aproximação para o montante ótimo é o fluxo que resultou no menor encargo esperado.

## 2.8. EXEMPLOS COMPLEMENTARES

Os exemplos apresentados nesta seção têm por objetivo ilustrar a metodologia proposta, sem, no entanto, caracterizar sua aplicação em sistemas reais. Para facilitar a visualização dos resultados, os cálculos foram realizados em planilhas desenvolvidas em *Microsoft Excel*.

### Exemplo 1

Considere uma concessionária com um único ponto de conexão com a rede de transmissão, onde a distribuição dos fluxos máximos demandados na conexão segue a *pdf* descrita na Tab. 2.1 e ilustrada na Fig. 2.9. Admita ainda  $T = 2 \text{ \$/ (MW mês)}$ ,  $\beta = 1$  e  $\alpha = 3$ .

TAB 2.1 – PDF DO FLUXO

d (MW)	Probabilidade
10	0,05
20	0,10
30	0,15
40	0,35
50	0,25
60	0,10

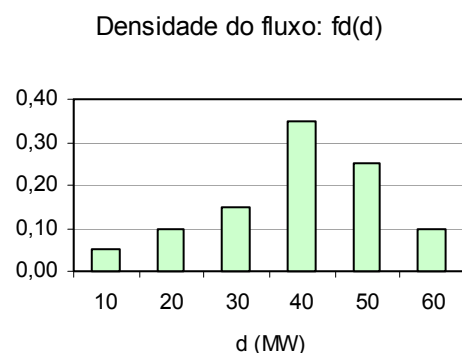


Fig. 2.9: Pdf do fluxo

Em um primeiro momento, o montante ótimo será identificado através de um processo de busca entre os possíveis valores de fluxo, i.e. 10, 20, 30, 40, 50 e 60 MW. Dessa forma, qual desses 6 valores seria o melhor montante de uso a ser contratado? A Tab. 2.2 resume as alternativas a serem testadas.

TAB. 2.2 – ALTERNATIVAS

Alternativa	1	2	3	4	5	6
U (MW)	10	20	30	40	50	60



Com os dados iniciais, pode-se modelar o encargo como,

$$ec = \begin{cases} 2U, & \text{para } d \leq U \\ 2U + 6(d - U), & \text{para } d > U. \end{cases} \quad (2.44)$$

As Tabelas 2.3A a 2.3F correspondem às funções densidade de probabilidade dos encargos associados a cada alternativa e mostram seu valor esperado.

TAB. 2.3A – ALTERNATIVA 1 (10 MW)

d (MW)	ec (\$/mês)	Prob.
10	20	0,05
20	80	0,10
30	140	0,15
40	200	0,35
50	260	0,25
60	320	0,10

E[EC] (\$/mês)	197,00
----------------	--------

TAB. 2.3D – ALTERNATIVA 4 (40 MW)

d (MW)	ec (\$/mês)	Prob.
10	80	0,05
20	80	0,10
30	80	0,15
40	80	0,35
50	140	0,25
60	200	0,10

E[EC] (\$/mês)	107,00
----------------	--------

TAB. 2.3B – ALTERNATIVA 2 (20 MW)

D (MW)	ec (\$/mês)	Prob.
10	40	0,05
20	40	0,10
30	100	0,15
40	160	0,35
50	220	0,25
60	280	0,10

E[EC] (\$/mês)	160,00
----------------	--------

TAB. 2.3E – ALTERNATIVA 5 (50 MW)

d (MW)	ec (\$/mês)	Prob.
10	100	0,05
20	100	0,10
30	100	0,15
40	100	0,35
50	100	0,25
60	160	0,10

E[EC] (\$/mês)	106,00
----------------	--------

TAB. 2.3C – ALTERNATIVA 3 (30 MW)

d (MW)	ec (\$/mês)	Prob.
10	60	0,05
20	60	0,10
30	60	0,15
40	120	0,35
50	180	0,25
60	240	0,10

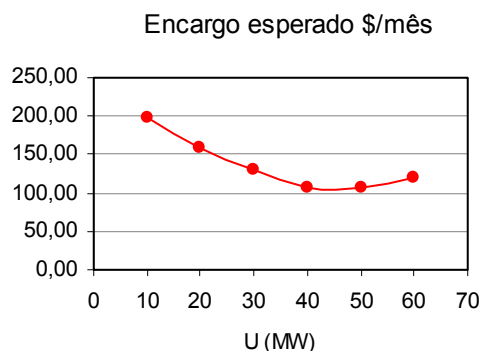
E[EC] (\$/mês)	129,00
----------------	--------

TAB. 2.3F – ALTERNATIVA 6 (60 MW)

d (MW)	ec (\$/mês)	Prob.
10	120	0,05
20	120	0,10
30	120	0,15
40	120	0,35
50	120	0,25
60	120	0,10

E[EC] (\$/mês)	120,00
----------------	--------

Observe que a Alternativa 5 foi a que apresentou o menor valor esperado para o encargo, com custo mensal médio de 106 \$/mês. Neste caso, o risco por ultrapassagens deste valor corresponde a 10%, exatamente a probabilidade do fluxo atingir 60 MW. Logo, o montante de uso ótimo (entre as alternativas analisadas) é 50 MW<sup>1</sup>. O gráfico da Fig. 2.10 mostra o comportamento encargo de uso esperado em função do montante contratado.



**Fig. 2.10: Comportamento do encargo esperado**

Naturalmente, a busca poderia ter sido feita utilizando-se um passo menor, i.e. o montante ótimo poderia ter sido localizado no intervalo compreendido entre 0 e 60 MW de 1 em 1 MW, por exemplo. No entanto, este refinamento será implementado posteriormente, quando da apresentação da *ferramenta* para a determinação dos montantes de uso.

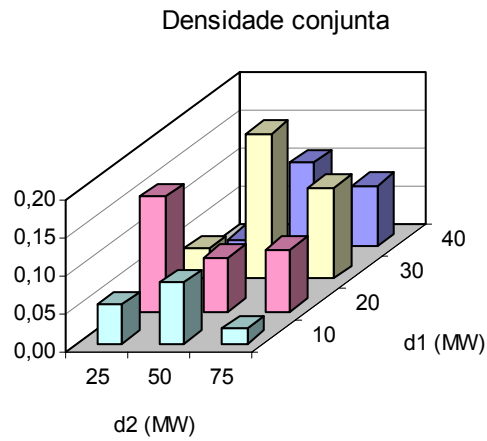
### Exemplo 2

Considere uma concessionária com dois pontos de conexão com a rede de transmissão. Neste exemplo, utiliza-se uma *pdf* conjunta [A82] para os fluxos máximos demandados nos pontos de conexão 1 e 2, i.e.  $D_1$  e  $D_2$ , conforme Tab. 2.4 e Fig. 2.11. Admitem-se ainda  $T_1 = 3$  \$/(MW mês),  $T_2 = 2$  \$/(MW mês),  $\beta = 1,05$  e  $\alpha = 3$ .

TAB. 2.4 – PDF CONJUNTA DOS FLUXOS

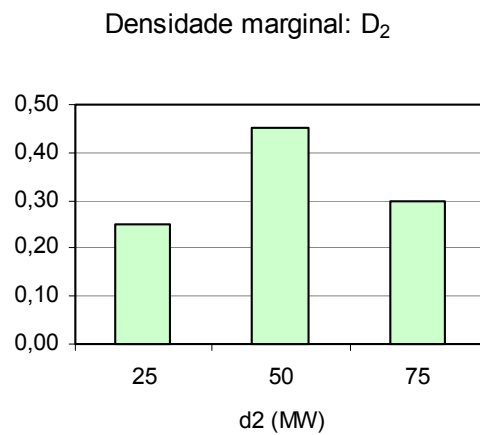
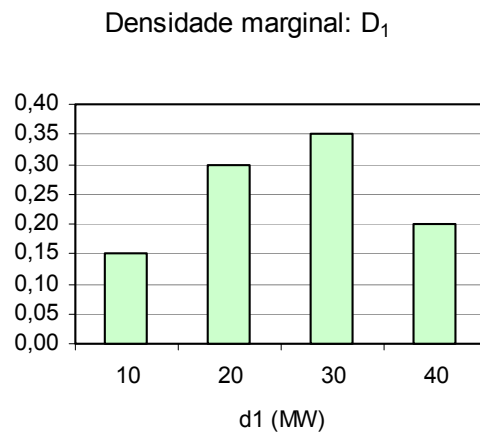
$d_1 \backslash d_2$ (MW)	25	50	75	$f_{D_1}(d_1)$
10	0,05	0,08	0,02	0,15
20	0,15	0,07	0,08	0,30
30	0,04	0,19	0,12	0,35
40	0,01	0,11	0,08	0,20
$f_{D_2}(d_2)$	0,25	0,45	0,30	1,00

<sup>1</sup> Por simplicidade, no caso específico deste exemplo, os montantes de uso testados foram os próprios valores de fluxo presentes na *pdf*. Naturalmente, um refinamento poderá ser feito nas proximidades de 50 MW, permitindo identificar uma melhor aproximação para o montante ótimo de uso.



**Fig. 2.11: Pdf conjunta dos fluxos nos pontos 1 e 2**

As Fig. 2.11 ilustra as densidades marginais [A82] dos fluxos  $D_1$  e  $D_2$ .



**Fig. 2.12: Densidades marginais dos fluxos nos pontos 1 e 2**

Neste exemplo existem 12 alternativas de contratação a serem analisadas, conforme Tab. 2.5.

TAB. 2.5 – ALTERNATIVAS

Alternativa	U <sub>1</sub> (MW)	U <sub>2</sub> (MW)	Alternativa	U <sub>1</sub> (MW)	U <sub>2</sub> (MW)
1	10	25	7	30	50
2	20	25	8	40	50
3	30	25	9	10	75
4	40	25	10	20	75
5	10	50	11	30	75
6	20	50	12	40	75

Os encargos dos pontos 1 e 2 podem ser expressos por:

$$ec_1 = \begin{cases} 3U_1, & \text{para } d_1 \leq 1,05U_1 \\ 3U + 9(d_1 - U_1), & \text{para } d_1 > 1,05U_1 \end{cases} \quad (2.45)$$

$$ec_2 = \begin{cases} 2U_2, & \text{para } d_2 \leq 1,05U_2 \\ 2U + 6(d_2 - U_2), & \text{para } d_2 > 1,05U_2. \end{cases} \quad (2.46)$$

As Tabelas 2.6A a 2.6L correspondem às funções densidade de probabilidade dos encargos associados a cada alternativa, bem como os valores de encargo correspondentes. Elas mostram também o valor esperado de cada uma das alternativas.

TAB. 2.6A – ALTERNATIVA 1 (U<sub>1</sub> = 10 MW E U<sub>2</sub> = 25 MW)

d <sub>1</sub> (MW)	d <sub>2</sub> (MW)	ec <sub>1</sub> (\$/mês)	ec <sub>2</sub> (\$/mês)	ec (\$/mês)	Prob.	E[EC] (\$/mês)
10	25	30	50	80	0,05	381,50
20	25	120	50	170	0,15	
30	25	210	50	260	0,04	
40	25	300	50	350	0,01	
10	50	30	200	230	0,08	
20	50	120	200	320	0,07	
30	50	210	200	410	0,19	
40	50	300	200	500	0,11	
10	75	30	350	380	0,02	
20	75	120	350	470	0,08	
30	75	210	350	560	0,12	
40	75	300	350	650	0,08	

TAB. 2.6B – ALTERNATIVA 2 ( $U_1 = 20$  MW E  $U_2 = 25$  MW)

$d_1$ (MW)	$d_2$ (MW)	$ec_1$ (\$/mês)	$ec_2$ (\$/mês)	$ec$ (\$/mês)	Prob.	E[EC] (\$/mês)
10	25	60	50	110	0,05	335,00
20	25	60	50	110	0,15	
30	25	150	50	200	0,04	
40	25	240	50	290	0,01	
10	50	60	200	260	0,08	
20	50	60	200	260	0,07	
30	50	150	200	350	0,19	
40	50	240	200	440	0,11	
10	75	60	350	410	0,02	
20	75	60	350	410	0,08	
30	75	150	350	500	0,12	
40	75	240	350	590	0,08	

TAB. 2.6C – ALTERNATIVA 3 ( $U_1 = 30$  MW E  $U_2 = 25$  MW)

$d_1$ (MW)	$d_2$ (MW)	$ec_1$ (\$/mês)	$ec_2$ (\$/mês)	$ec$ (\$/mês)	Prob.	E[EC] (\$/mês)
10	25	90	50	140	0,05	315,50
20	25	90	50	140	0,15	
30	25	90	50	140	0,04	
40	25	180	50	230	0,01	
10	50	90	200	290	0,08	
20	50	90	200	290	0,07	
30	50	90	200	290	0,19	
40	50	180	200	380	0,11	
10	75	90	350	440	0,02	
20	75	90	350	440	0,08	
30	75	90	350	440	0,12	
40	75	180	350	530	0,08	

TAB. 2.6D – ALTERNATIVA 4 ( $U_1 = 40$  MW E  $U_2 = 25$  MW)

$d_1$ (MW)	$d_2$ (MW)	$ec_1$ (\$/mês)	$ec_2$ (\$/mês)	$ec$ (\$/mês)	Prob.	E[EC] (\$/mês)
10	25	120	50	170	0,05	327,50
20	25	120	50	170	0,15	
30	25	120	50	170	0,04	
40	25	120	50	170	0,01	
10	50	120	200	320	0,08	
20	50	120	200	320	0,07	
30	50	120	200	320	0,19	
40	50	120	200	320	0,11	
10	75	120	350	470	0,02	
20	75	120	350	470	0,08	
30	75	120	350	470	0,12	
40	75	120	350	470	0,08	

TAB. 2.6E – ALTERNATIVA 5 ( $U_1 = 10$  MW E  $U_2 = 50$  MW)

$d_1$ (MW)	$d_2$ (MW)	$ec_1$ (\$/mês)	$ec_2$ (\$/mês)	$ec$ (\$/mês)	Prob.	E[EC] (\$/mês)
10	25	30	100	130	0,05	319,00
20	25	120	100	220	0,15	
30	25	210	100	310	0,04	
40	25	300	100	400	0,01	
10	50	30	100	130	0,08	
20	50	120	100	220	0,07	
30	50	210	100	310	0,19	
40	50	300	100	400	0,11	
10	75	30	250	280	0,02	
20	75	120	250	370	0,08	
30	75	210	250	460	0,12	
40	75	300	250	550	0,08	

TAB. 2.6F – ALTERNATIVA 6 ( $U_1 = 20$  MW E  $U_2 = 50$  MW)

$d_1$ (MW)	$d_2$ (MW)	$ec_1$ (\$/mês)	$ec_2$ (\$/mês)	$ec$ (\$/mês)	Prob.	E[EC] (\$/mês)
10	25	60	100	160	0,05	272,50
20	25	60	100	160	0,15	
30	25	150	100	250	0,04	
40	25	240	100	340	0,01	
10	50	60	100	160	0,08	
20	50	60	100	160	0,07	
30	50	150	100	250	0,19	
40	50	240	100	340	0,11	
10	75	60	250	310	0,02	
20	75	60	250	310	0,08	
30	75	150	250	400	0,12	
40	75	240	250	490	0,08	

TAB. 2.6G – ALTERNATIVA 7 ( $U_1 = 30$  MW E  $U_2 = 50$  MW)

$d_1$ (MW)	$d_2$ (MW)	$ec_1$ (\$/mês)	$ec_2$ (\$/mês)	$ec$ (\$/mês)	Prob.	E[EC] (\$/mês)
10	25	90	100	190	0,05	253,00
20	25	90	100	190	0,15	
30	25	90	100	190	0,04	
40	25	180	100	280	0,01	
10	50	90	100	190	0,08	
20	50	90	100	190	0,07	
30	50	90	100	190	0,19	
40	50	180	100	280	0,11	
10	75	90	250	340	0,02	
20	75	90	250	340	0,08	
30	75	90	250	340	0,12	
40	75	180	250	430	0,08	

TAB. 2.6H – ALTERNATIVA 8 ( $U_1 = 40$  MW E  $U_2 = 50$  MW)

$d_1$ (MW)	$d_2$ (MW)	$ec_1$ (\$/mês)	$ec_2$ (\$/mês)	$ec$ (\$/mês)	Prob.	E[EC] (\$/mês)
10	25	120	100	220	0,05	265,00
20	25	120	100	220	0,15	
30	25	120	100	220	0,04	
40	25	120	100	220	0,01	
10	50	120	100	220	0,08	
20	50	120	100	220	0,07	
30	50	120	100	220	0,19	
40	50	120	100	220	0,11	
10	75	120	250	370	0,02	
20	75	120	250	370	0,08	
30	75	120	250	370	0,12	
40	75	120	250	370	0,08	

TAB. 2.6I – ALTERNATIVA 9 ( $U_1 = 10$  MW E  $U_2 = 75$  MW)

$d_1$ (MW)	$d_2$ (MW)	$ec_1$ (\$/mês)	$ec_2$ (\$/mês)	$ec$ (\$/mês)	Prob.	E[EC] (\$/mês)
10	25	30	150	180	0,05	324,00
20	25	120	150	270	0,15	
30	25	210	150	360	0,04	
40	25	300	150	450	0,01	
10	50	30	150	180	0,08	
20	50	120	150	270	0,07	
30	50	210	150	360	0,19	
40	50	300	150	450	0,11	
10	75	30	150	180	0,02	
20	75	120	150	270	0,08	
30	75	210	150	360	0,12	
40	75	300	150	450	0,08	

TAB. 2.6J – ALTERNATIVA 10 ( $U_1 = 20$  MW E  $U_2 = 75$  MW)

$d_1$ (MW)	$d_2$ (MW)	$ec_1$ (\$/mês)	$ec_2$ (\$/mês)	$ec$ (\$/mês)	Prob.	E[EC] (\$/mês)
10	25	60	150	210	0,05	277,50
20	25	60	150	210	0,15	
30	25	150	150	300	0,04	
40	25	240	150	390	0,01	
10	50	60	150	210	0,08	
20	50	60	150	210	0,07	
30	50	150	150	300	0,19	
40	50	240	150	390	0,11	
10	75	60	150	210	0,02	
20	75	60	150	210	0,08	
30	75	150	150	300	0,12	
40	75	240	150	390	0,08	

TAB. 2.6K – ALTERNATIVA 11 ( $U_1 = 30$  MW E  $U_2 = 75$  MW)

$d_1$ (MW)	$d_2$ (MW)	$ec_1$ (\$/mês)	$ec_2$ (\$/mês)	$ec$ (\$/mês)	Prob.	E[EC] (\$/mês)
10	25	90	150	240	0,05	258,00
20	25	90	150	240	0,15	
30	25	90	150	240	0,04	
40	25	180	150	330	0,01	
10	50	90	150	240	0,08	
20	50	90	150	240	0,07	
30	50	90	150	240	0,19	
40	50	180	150	330	0,11	
10	75	90	150	240	0,02	
20	75	90	150	240	0,08	
30	75	90	150	240	0,12	
40	75	180	150	330	0,08	

TAB. 2.6L – ALTERNATIVA 12 ( $U_1 = 40$  MW E  $U_2 = 75$  MW)

$d_1$ (MW)	$d_2$ (MW)	$ec_1$ (\$/mês)	$ec_2$ (\$/mês)	$ec$ (\$/mês)	Prob.	E[EC] (\$/mês)
10	25	120	150	270	0,05	270,00
20	25	120	150	270	0,15	
30	25	120	150	270	0,04	
40	25	120	150	270	0,01	
10	50	120	150	270	0,08	
20	50	120	150	270	0,07	
30	50	120	150	270	0,19	
40	50	120	150	270	0,11	
10	75	120	150	270	0,02	
20	75	120	150	270	0,08	
30	75	120	150	270	0,12	
40	75	120	150	270	0,08	

A Tab. 2.7 resume os valores esperados de encargo obtidos nas 12 alternativas, o que também pode ser verificado na Fig. 2.13.

TAB. 2.7 – RESUMO DAS ALTERNATIVAS

Alternativa	$U_1$ (MW)	$U_2$ (MW)	E[EC] (\$/mês)
1	10	25	381,50
2	20	25	335,00
3	30	25	315,50
4	40	25	327,50
5	10	50	319,00
6	20	50	272,50
7	30	50	253,00
8	40	50	265,00
9	10	75	324,00
10	20	75	277,50
11	30	75	258,00
12	40	75	270,00



Observa-se que a Alternativa 7 é a que resulta no menor encargo total esperado<sup>2</sup>. Assim, os montantes ótimos de uso (entre os avaliados) são  $U_1 = 30$  MW no ponto de conexão 1 e  $U_2 = 50$  MW no ponto de conexão 2.

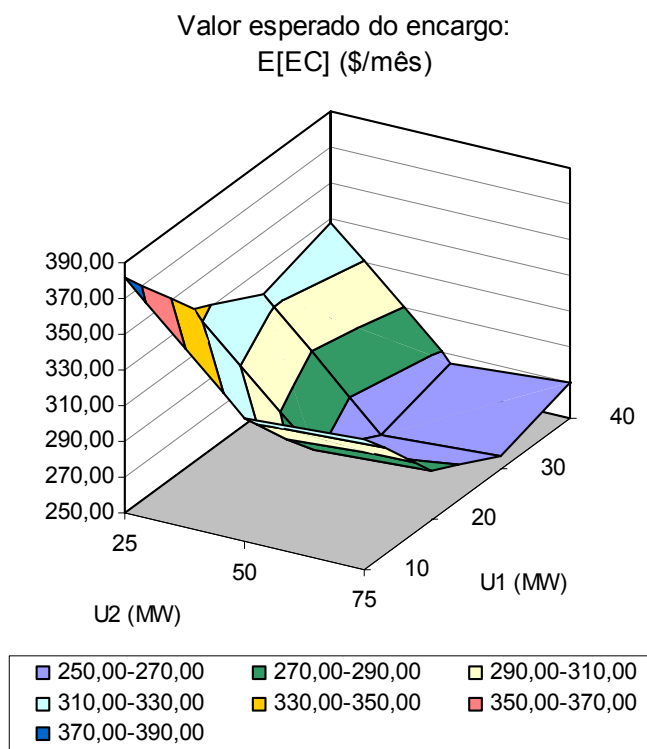


Fig. 2.13: Comportamento do encargo esperado

### Exemplo 3

Considerando as *pdfs marginais* dos fluxos  $D_1$  e  $D_2$  do Exemplo 2 e fazendo a busca pelos melhores valores de contrato para cada ponto separadamente (procedimento análogo ao usado no Exemplo 1), obtêm-se os resultados das Tab. 2.8 e 2.9 e os gráficos da Fig. 2.14.

TAB. 2.8 – RESUMO DAS ALTERNATIVAS DO PONTO 1

Alternativa	U (MW)	E[EC] (\$/mês)
1	10	174,00
2	20	127,50
3	30	108,00
4	40	120,00

<sup>2</sup> Assim como no exemplo anterior, foram testados como montantes de uso, os próprios patamares de fluxo nos pontos de conexão. Desta forma, é possível afirmar que os montantes ótimos de uso estão em torno da região definida pela Alternativa 7, i.e. aproximadamente 30 MW no Ponto 1 e 50 MW no Ponto 2.

TAB. 2.9 – RESUMO DAS ALTERNATIVAS DO PONTO 2

Alternativa	U (MW)	E[EC] (\$/mês)
1	25	207,50
2	50	145,00
3	75	150,00

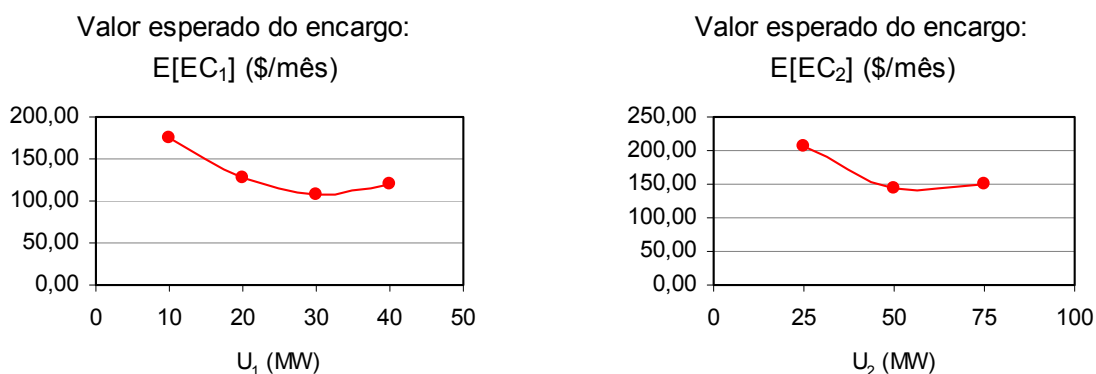


Fig. 2.14: Comportamento do encargo esperado nos pontos 1 e 2

### Comentários sobre os Exemplos

No Exemplo 1, foi feita a determinação do montante de uso para uma concessionária com um único ponto de conexão com o sistema de transmissão, enquanto a concessionária do Exemplo 2 possui dois pontos de conexão, cujos fluxos máximos demandados foram definidos através de uma função densidade de probabilidade conjunta.

Os resultados do Exemplo 2 foram obtidos através de uma busca entre 12 alternativas e mostraram que os montantes de uso ótimos são  $U_1 = 30$  MW para o ponto de conexão 1 e  $U_2 = 50$  MW para ponto de conexão 2. Neste caso, o valor esperado para o encargo mensal total é de 253,00 \$.

O Exemplo 3 considerou a mesma concessionária, contudo, a busca pelos valores ótimos de contrato foi feita isoladamente para cada ponto de conexão. Observou-se, então, que os montantes ótimos são  $U_1 = 30$  MW, com encargo mensal esperado de 108,00 \$ e  $U_2 = 50$  MW, com encargo mensal médio de 145,00 \$, totalizando os 253,00 \$ obtidos na resolução do exemplo anterior.

Este resultado mostrou que, para o critério de otimização proposto (i.e. “minimizar o valor esperado do encargo de uso”), a busca pelos montantes ótimos de uso pode ser feita separadamente para cada ponto de conexão.

Assim, processos de busca para sistemas com maior número de pontos de conexão poderão ser feitos da mesma maneira, o que torna mais simples a aplicação desta metodologia a sistemas reais.

## 2.9. IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL

### *Algoritmo*

A metodologia apresentada neste capítulo foi implementada em um programa computacional em plataforma MATLAB, cujo algoritmo é baseado nos seguintes passos:

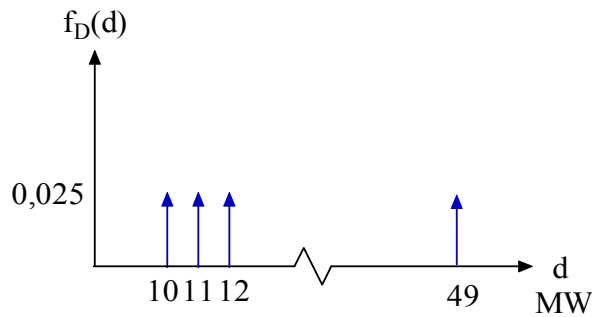
1. Dados de entrada:
  - *pdf* do fluxo máximo demandado no ponto de conexão de interesse (possíveis valores de fluxo e respectivas probabilidades);
  - tarifa de uso no ponto (para o período tarifário considerado);
  - parâmetros  $\alpha$  (penalidade) e  $\beta$  (ultrapassagem permitida);
2. Para cada possível valor de fluxo:
  - Assumir como montante de uso o presente valor do fluxo;
  - Determinar a *pdf* do encargo associado a este montante de uso;
  - Calcular o valor esperado do encargo para este caso;
3. Determinar o montante  $\bar{U}$  que resultou no menor valor esperado para o encargo de uso;
4. Executar o *passo 2* novamente para os montantes de uso compreendidos entre o valor imediatamente inferior a  $\bar{U}$  e o valor imediatamente superior a  $\bar{U}$  (na *pdf* do fluxo) usando um passo  $\Delta P$ ;

Determinar o montante de uso  $U^*$  vencedor do processo realizado no *passo 4*. Este é o montante ótimo de uso para o ponto de conexão e o período tarifário considerado.

**Exemplo de Aplicação**

Neste exemplo deseja-se aplicar o programa para resolver o Exemplo 1 do Item 2.6. Deve-se lembrar que o fluxo máximo mensal no ponto de conexão segue uma *pdf* uniforme entre 10 e 50 MW e que  $T = 2 \text{ \$/}(MW \text{ mês})$ ,  $\beta = 1,05$  e  $\alpha = 3$ .

Pode-se observar que a *pdf* do fluxo é contínua. Contudo, como o programa não utiliza distribuições contínuas, será necessário *discretizar* a *pdf*. Pode-se, por exemplo, dividir o domínio em 40 intervalos com amplitude de 1 MW e atribuir ao início de cada intervalo a probabilidade de  $0,025 \times 1 = 0,025$ , como ilustrado a Fig. 2.15.



**Fig. 2.15: Discretização da *pdf* do fluxo – Exemplo de aplicação**

Assim, pode-se preparar o arquivo de dados e executar o programa. Os dados utilizados e resultados obtidos são apresentados abaixo. O refinamento final é feito com precisão de 0,5 MW. Observe abaixo o relatório apresentado pelo programa.

```

=====
Programa para Determinação dos Montantes de Uso
do Sistema de Transmissão por Pontos de Conexão
=====

Dados:      exemplo1.dat
Sistema:    Exemplo-1
Conexão:    Fictício
Caso:       Distribuição-Uniforme

=====
Dados de Tarifação
=====

Tarifa:     2.00 R$/MW.mês
Alfa:       3.00
Beta:       1.05
Delta:      0.50
    
```

=====  
 Dados de fluxo  
 =====

Pdf do fluxo

Fluxo d MW	Probab D=d	Probab D<=d	Probab D>d
10.00	0.025000	0.025000	0.975000
11.00	0.025000	0.050000	0.950000
12.00	0.025000	0.075000	0.925000
13.00	0.025000	0.100000	0.900000
14.00	0.025000	0.125000	0.875000
15.00	0.025000	0.150000	0.850000
16.00	0.025000	0.175000	0.825000
17.00	0.025000	0.200000	0.800000
18.00	0.025000	0.225000	0.775000
19.00	0.025000	0.250000	0.750000
20.00	0.025000	0.275000	0.725000
21.00	0.025000	0.300000	0.700000
22.00	0.025000	0.325000	0.675000
23.00	0.025000	0.350000	0.650000
24.00	0.025000	0.375000	0.625000
25.00	0.025000	0.400000	0.600000
26.00	0.025000	0.425000	0.575000
27.00	0.025000	0.450000	0.550000
28.00	0.025000	0.475000	0.525000
29.00	0.025000	0.500000	0.500000
30.00	0.025000	0.525000	0.475000
31.00	0.025000	0.550000	0.450000
32.00	0.025000	0.575000	0.425000
33.00	0.025000	0.600000	0.400000
34.00	0.025000	0.625000	0.375000
35.00	0.025000	0.650000	0.350000
36.00	0.025000	0.675000	0.325000
37.00	0.025000	0.700000	0.300000
38.00	0.025000	0.725000	0.275000
39.00	0.025000	0.750000	0.250000
40.00	0.025000	0.775000	0.225000
41.00	0.025000	0.800000	0.200000
42.00	0.025000	0.825000	0.175000
43.00	0.025000	0.850000	0.150000
44.00	0.025000	0.875000	0.125000
45.00	0.025000	0.900000	0.100000
46.00	0.025000	0.925000	0.075000
47.00	0.025000	0.950000	0.050000
48.00	0.025000	0.975000	0.025000
49.00	0.025000	1.000000	0.000000

Fluxo esperado: 29.50 MW

=====  
 Contrato Ótimo  
 =====

Montante ótimo de uso: 36.50 MW  
 Precisão do refinamento: 0.50 MW  
 Fluxo máximo sem multa: 38.33 MW

Risco de violação: 27.50 %  
 Encargo esperado: 85.38 R\$/mês

Pdf do Encargo

	Fluxo d MW	Encargo ec R\$/mês	Probab EC=ec	Probab EC<=ec	Probab EC>ec
<=	38.00	73.00	0.725000	0.725000	0.275000
	39.00	88.00	0.025000	0.750000	0.250000
	40.00	94.00	0.025000	0.775000	0.225000
	41.00	100.00	0.025000	0.800000	0.200000
	42.00	106.00	0.025000	0.825000	0.175000
	43.00	112.00	0.025000	0.850000	0.150000
	44.00	118.00	0.025000	0.875000	0.125000
	45.00	124.00	0.025000	0.900000	0.100000
	46.00	130.00	0.025000	0.925000	0.075000
	47.00	136.00	0.025000	0.950000	0.050000
	48.00	142.00	0.025000	0.975000	0.025000
	49.00	148.00	0.025000	1.000000	0.000000

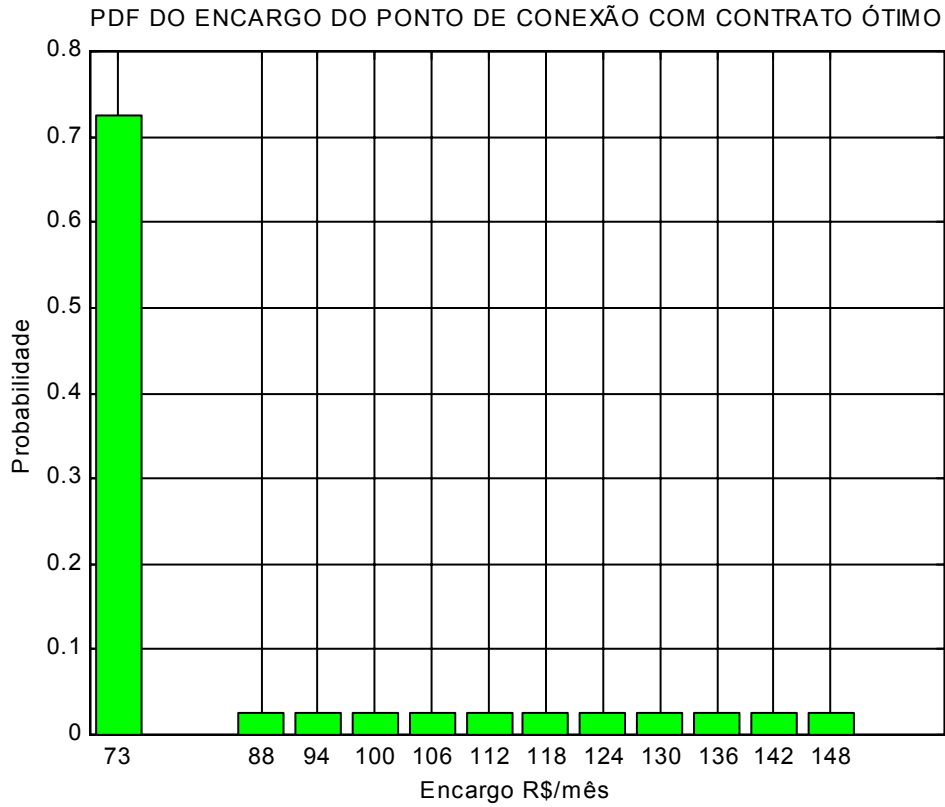
Observe que o valor ótimo para o montante de uso é 36,50 MW. Contratando-se este montante, pode-se ter um fluxo máximo mensal de até 38,33 MW sem o pagamento da tarifa de penalização. O valor esperado do encargo de uso para este contrato é de 85,38 \$/mês, i.e. a média dos pagamentos mensais tende a ficar em torno deste valor. No entanto, há um risco de 27,5% de que em qualquer mês se tenha de pagar a tarifa de penalização. A Fig. 2.16 ilustra a *pdf* do encargo mensal, caso seja contratado o montante ótimo, i.e. 36,50 MW.

Note que para cada mês, existe uma chance de aproximadamente 72,5% de que o encargo seja de 73 \$. O encargo pode ainda assumir valores entre 88 \$ e 148 \$, como pode ser visto na Fig. 2.16. Neste caso, a probabilidade de cada um desses valores é de 0,025 i.e. 2,5%.

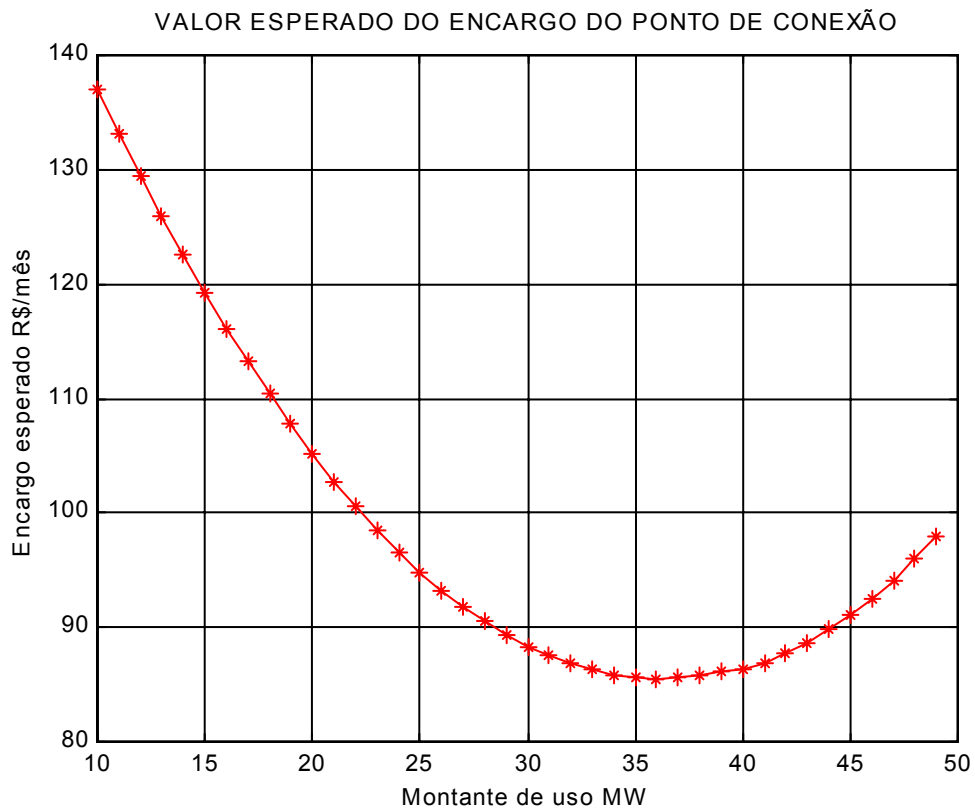
A soma dessas probabilidades resulta em 27,5%, valor que representa o risco de que em algum mês o fluxo máximo seja 5% superior ao montante contratado.

A Fig. 2.17 ilustra o processo de busca pelo contrato ótimo onde se pode observar o comportamento do valor esperado do encargo mensal em função do montante de uso. Note que o ótimo é realmente encontrado nas proximidades de 36 MW, onde o encargo mensal esperado fica em torno de 86 \$.

Os resultados obtidos são coerentes com os determinados analiticamente, onde se determinou um montante ótimo de uso igual a 36,76 MW com custo esperado de 86,41 \$/mês e um risco de ultrapassagem igual a 29 %.



**Fig. 2.16: Pdf do encargo mensal com o contrato ótimo – Exemplo de aplicação**



**Fig. 2.17: Encargo esperado em função do montante de uso – Exemplo de aplicação**

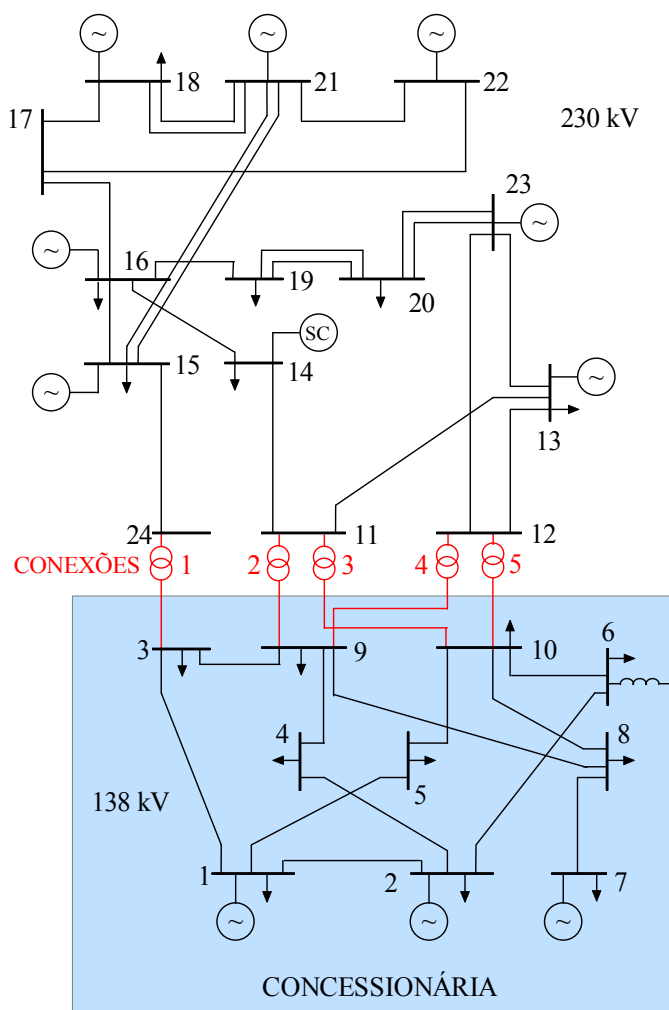
## CAPÍTULO 3

### APLICAÇÕES NUMÉRICAS

#### 3.1. SISTEMA-TESTE

##### *Descrição do Sistema*

O IEEE RTS possui 24 barras, 38 circuitos, duas áreas (230 e 138 kV) e um parque composto por 14 usinas distribuídas em 10 barras de geração. A capacidade instalada é de 3.405 MW e a carga tem pico anual de 2.850 MW. A Fig. 3.1 ilustra o sistema.



**Fig. 3.1: IEEE RTS**



A área de 138 kV possui carga superior à geração e representa, nas aplicações a seguir, uma concessionária que importa energia da área de 230 kV através de 5 transformadores: 24-03, 11-09, 11-10, 12-09 e 12-10.

Os parâmetros elétricos e dados de confiabilidade dos equipamentos de geração e transmissão podem ser encontrados no Apêndice A.

### ***Dados da Carga***

Dispõe-se da curva horária de carga do sistema, i.e. 8.736 valores de carga total, que podem ser obtidos através da combinação dos dados das Tab. 3.1, 3.2 e 3.3.

TAB. 3.1 – PICO SEMANAL EM % DO PICO ANUAL

Semana	Pico de Carga	Semana	Pico de Carga
1	86,20	27	75,50
2	90,00	28	81,60
3	87,80	29	80,10
4	83,40	30	88,00
5	88,00	31	72,20
6	84,10	32	77,60
7	83,20	33	80,00
8	80,60	34	72,90
9	74,00	35	72,60
10	73,70	36	70,50
11	71,50	37	78,00
12	72,70	38	69,50
13	70,40	39	72,40
14	75,00	40	72,40
15	72,10	41	74,30
16	80,00	42	74,40
17	75,40	43	80,00
18	83,70	44	88,10
19	87,00	45	88,50
20	88,00	46	90,90
21	85,60	47	94,00
22	81,10	48	89,00
23	90,00	49	94,20
24	88,70	50	97,00
25	89,60	51	100,00
26	86,10	52	95,20

TAB. 3.2 – CARGA DIÁRIA EM % DO PICO SEMANAL

Dia	Pico de Carga
S	93
T	100
Q	98
Q	96
S	94
S	77
D	75

TAB. 3.3 – PICO HORÁRIO EM % DO PICO DIÁRIO

Hora	Semanas de Inverno		Semanas de Verão		Primavera e Outono	
	1 – 8 e 44 – 52		18 – 30		9 – 17 e 31 – 43	
	Dias Úteis	Sáb/Dom	Dias Úteis	Sáb/Dom	Dias Úteis	Sáb/Dom
00 – 01	67	78	64	74	63	75
01 – 02	63	72	60	70	62	73
02 – 03	60	68	58	66	60	69
03 – 04	59	66	56	65	58	66
04 – 05	59	64	56	64	59	65
05 – 06	60	65	58	62	65	65
06 – 07	74	66	64	62	72	68
07 – 08	86	70	76	66	85	74
08 – 09	95	80	87	81	95	83
09 – 10	96	88	95	86	99	89
10 – 11	96	90	99	91	100	92
11 – 12	95	91	100	93	99	94
12 – 13	95	90	99	93	93	91
13 – 14	95	88	100	92	92	90
14 – 15	93	87	100	91	90	90
15 – 16	94	87	97	91	88	86
16 – 17	99	91	96	92	90	85
17 – 18	100	100	96	94	92	88
18 – 19	100	99	93	95	96	92
19 – 20	96	97	92	95	98	100
20 – 21	91	94	92	100	96	97
21 – 22	83	92	93	93	90	95
22 – 23	73	87	87	88	80	90
23 – 00	63	81	72	80	70	85

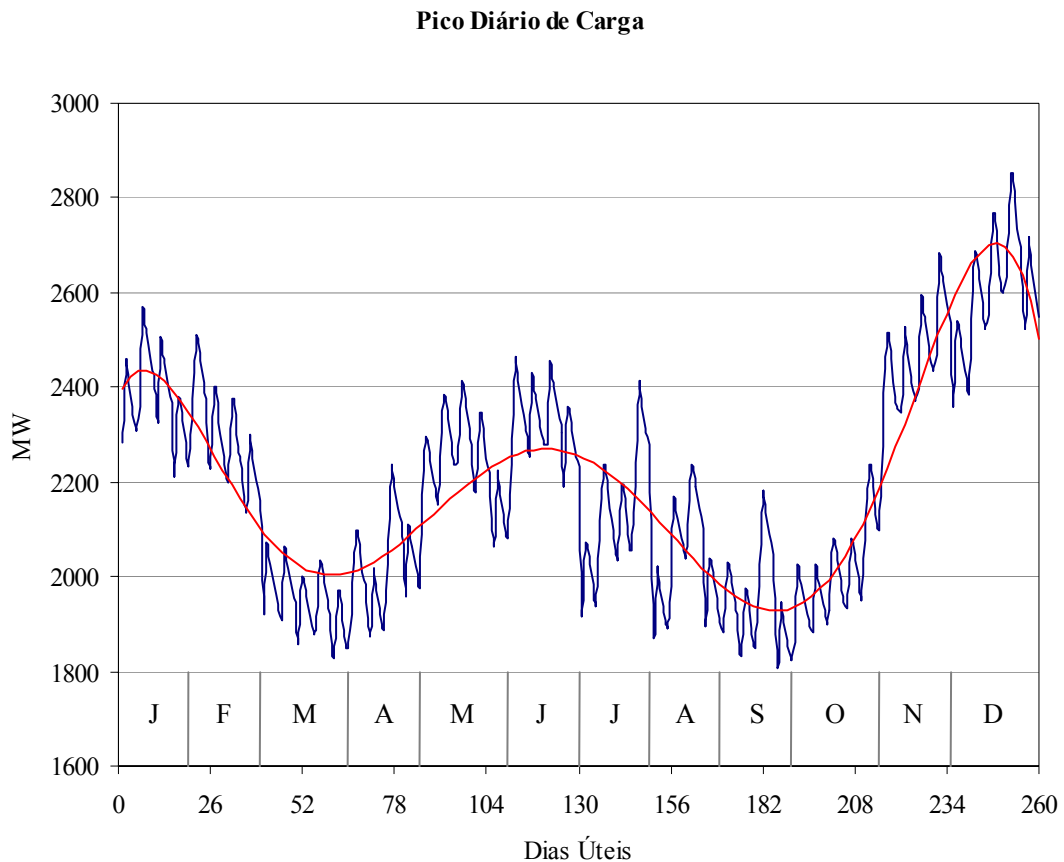
Por exemplo, a carga total do sistema às 19 horas da segunda-feira da 20ª semana vale:  $0,837 \times 0,93 \times 0,92 \times 2.850 = 2.040,99$  MW. O fator de participação de cada barra pode ser obtido no Apêndice A, a partir da proporção dada pela relação entre a carga de cada barra e a total.

Nas aplicações seguintes, calculam-se os montantes de uso no horário de ponta, i.e. o período do dia compreendido entre 17 e 20 horas.

Para efeito de cálculo, cada dia útil será representado pelo maior entre os valores de carga das 17, 18, 19 horas. Os sábados e domingos são excluídos do processo, pois não representam de forma típica, a demanda máxima no horário de ponta.

A curva de carga usada nas análises subseqüentes possui, portanto,  $52 \times 5 = 260$  pontos, i.e. existem no máximo 260 valores distintos que a carga total do sistema poderá assumir. A Tab. 3.4 apresenta esses valores em ordem cronológica, separados por mês. Por exemplo, a carga máxima de ponta é 2.285 MW para o 1º dia útil do ano, 2.457 MW para o 2º e assim sucessivamente.

A Fig. 3.2 representa graficamente os dados da Tab. 3.4.



**Fig. 3.2: Representação gráfica do pico de carga dos dias úteis**

TAB. 3.4 – PICO DE CARGA NOS DIAS ÚTEIS

1	2.285	45	1.943	89	2.198	133	2.024	177	1.969	221	2.346
2	2.457	46	1.914	90	2.153	134	1.983	178	1.930	222	2.522
3	2.408	47	2.058	91	2.214	135	1.942	179	1.890	223	2.472
4	2.358	48	2.017	92	2.380	136	2.076	180	1.851	224	2.421
5	2.309	49	1.976	93	2.333	137	2.233	181	2.026	225	2.371
6	2.385	50	1.935	94	2.285	138	2.188	182	2.179	226	2.409
7	2.565	51	1.857	95	2.238	139	2.143	183	2.135	227	2.591
8	2.514	52	1.997	96	2.239	140	2.099	184	2.091	228	2.539
9	2.462	53	1.957	97	2.408	141	2.038	185	2.048	229	2.487
10	2.411	54	1.917	98	2.360	142	2.192	186	1.805	230	2.435
11	2.327	55	1.877	99	2.311	143	2.148	187	1.941	231	2.491
12	2.502	56	1.888	100	2.263	144	2.104	188	1.902	232	2.679
13	2.452	57	2.031	101	2.178	145	2.060	189	1.864	233	2.625
14	2.402	58	1.990	102	2.342	146	2.239	190	1.825	234	2.572
15	2.352	59	1.949	103	2.295	147	2.408	191	1.881	235	2.518
16	2.211	60	1.909	104	2.248	148	2.360	192	2.022	236	2.359
17	2.377	61	1.829	105	2.201	149	2.311	193	1.982	237	2.537
18	2.329	62	1.966	106	2.064	150	2.263	194	1.941	238	2.486
19	2.282	63	1.927	107	2.219	151	1.875	195	1.901	239	2.435
20	2.234	64	1.888	108	2.175	152	2.017	196	1.881	240	2.384
21	2.332	65	1.848	109	2.130	153	1.976	197	2.022	241	2.497
22	2.508	66	1.948	110	2.086	154	1.936	198	1.982	242	2.685
23	2.458	67	2.095	111	2.290	155	1.896	199	1.941	243	2.631
24	2.408	68	2.053	112	2.462	156	2.016	200	1.901	244	2.577
25	2.358	69	2.011	113	2.413	157	2.167	201	1.930	245	2.524
26	2.229	70	1.969	114	2.364	158	2.124	202	2.075	246	2.571
27	2.397	71	1.873	115	2.315	159	2.081	203	2.034	247	2.765
28	2.349	72	2.014	116	2.257	160	2.037	204	1.992	248	2.709
29	2.301	73	1.973	117	2.427	161	2.078	205	1.951	249	2.654
30	2.253	74	1.933	118	2.378	162	2.234	206	1.933	250	2.599
31	2.205	75	1.893	119	2.330	163	2.190	207	2.078	251	2.651
32	2.371	76	2.078	120	2.281	164	2.145	208	2.036	252	2.850
33	2.324	77	2.234	121	2.280	165	2.100	209	1.995	253	2.793
34	2.276	78	2.190	122	2.451	166	1.894	210	1.953	254	2.736
35	2.229	79	2.145	123	2.402	167	2.036	211	2.078	255	2.679
36	2.136	80	2.100	124	2.353	168	1.995	212	2.234	256	2.523
37	2.297	81	1.959	125	2.304	169	1.955	213	2.190	257	2.713
38	2.251	82	2.106	126	2.191	170	1.914	214	2.145	258	2.659
39	2.205	83	2.064	127	2.356	171	1.886	215	2.100	259	2.605
40	2.159	84	2.022	128	2.309	172	2.028	216	2.335	260	2.550
41	1.922	85	1.980	129	2.261	173	1.987	217	2.511		
42	2.067	86	2.130	130	2.214	174	1.947	218	2.461		
43	2.025	87	2.290	131	1.921	175	1.906	219	2.410		
44	1.984	88	2.244	132	2.066	176	1.831	220	2.360		

A linha de tendência adicionada ao gráfico da Fig. 3.2 foi obtida pelo ajuste de um polinômio de grau 5 aos dados da Tab. 3.4. Neste sistema, os picos diários tendem a assumir valores menores nos meses de março, abril, agosto, setembro e outubro, que correspondem à primavera e ao outono. Nos demais (verão e inverno), observam-se picos diários com valores mais altos.

Embora a cronologia da carga esteja de certa forma representada na Fig. 3.2, a principal informação da carga necessária à determinação da *pdf* do fluxo de potência máximo e ao cálculo dos montantes ótimos de uso é a exposição temporal do sistema aos possíveis patamares de carga.

### 3.2. PDFs DOS FLUXOS – ASPECTOS TEÓRICOS E RESULTADOS

O fluxo de potência em qualquer linha de transmissão, transformador ou ponto de conexão entre dois sistemas depende de fatores como:

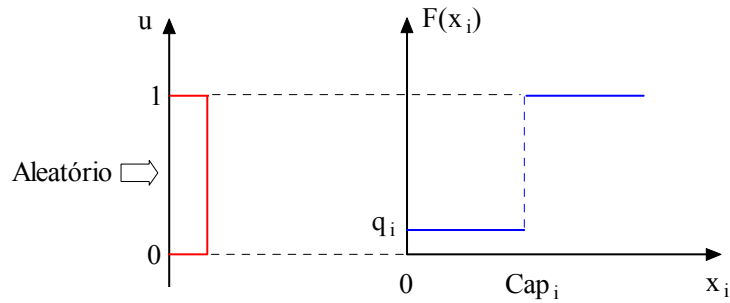
- Disponibilidades de equipamentos de geração e transmissão;
- Condição da carga;
- Condições operativas como despacho econômico, níveis de reservatórios, ações corretivas, condições do tempo;
- Manutenção programada, etc.

A consideração desses e outros fatores fazem com que o fluxo de potência seja adequadamente modelado por uma variável aleatória, cuja *pdf* pode ser determinada por simulação Monte Carlo [LCM02] através dos seguintes passos:

- a) Ler os dados do sistema;
- b) Selecionar um estado para o sistema: geração, transmissão e carga;
- c) Resolver as equações de rede para o estado selecionado, fazendo despacho econômico e, se necessário, cortes de carga;
- d) Calcular os fluxos de potência nas conexões e armazenar os resultados;
- e) Verificar convergência e, se necessário, voltar ao passo (b);
- f) Montar os histogramas.

Observe que no caso desta aplicação, a *pdf* será gerada por simulação, mas em casos reais, esta poderá ser montada a partir de dados de medição, colhidos em um histórico de operação.

Na seleção de estados de geradores e linhas, sorteia-se um número aleatório entre 0 e 1 com distribuição uniforme e faz-se uma comparação tal como na Fig. 3.3.



**Fig. 3.3: Seleção do estado operativo de um gerador**

Se o número aleatório “u” sorteado for maior que a indisponibilidade “q<sub>i</sub>” do equipamento, sua capacidade “Cap<sub>i</sub>” será considerada disponível e, caso contrário, o equipamento estará indisponível no estado em questão.

Para a seleção da carga, um número aleatório entre 0 e 1 é sorteado e multiplicado por 260 (nº de dias úteis do ano). Em seguida, identifica-se o número inteiro imediatamente superior, para se conhecer o dia útil selecionado. A carga correspondente pode ser obtida na Tab. 3.4. Por exemplo, se o dia selecionado for 160, a carga total do sistema deverá ser de 2.037 MW.

Na análise de cada estado, utiliza-se um algoritmo de programação linear com fluxo de potência DC, onde a seguinte função deve ser minimizada:

$$\text{Min } Z = \sum_{i=1}^{nb} CG_i \times PG_i + \sum_{i=1}^{nb} \alpha_i \times \Delta PC_i \quad (3.1)$$

sujeita a:

$$P = B' \times \theta \quad : \text{ equações do fluxo de potência DC;}$$

$$PG_i^{\min} \leq PG_i \leq PG_i^{\max} \quad : \text{ capacidade do gerador da barra } i;$$

$$|F_k| \leq F_k^{\max} \quad : \text{ capacidade do circuito } k;$$

$$0 \leq \Delta PC_i \leq PC_i \quad : \text{ corte de carga da barra } i;$$

$$nb \quad : \text{ número de barras do sistema;}$$

onde:

$P$  : vetor de potências injetadas em  $pu$ ;

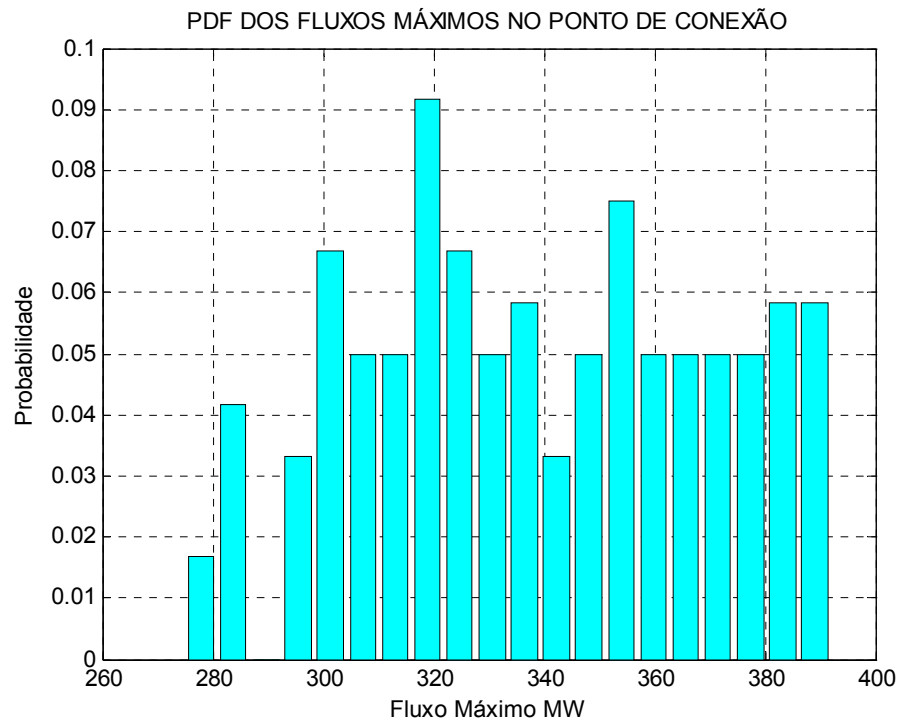
$B'$  : matriz de rede;

$\theta$  : vetor de ângulos em  $rad$ ;

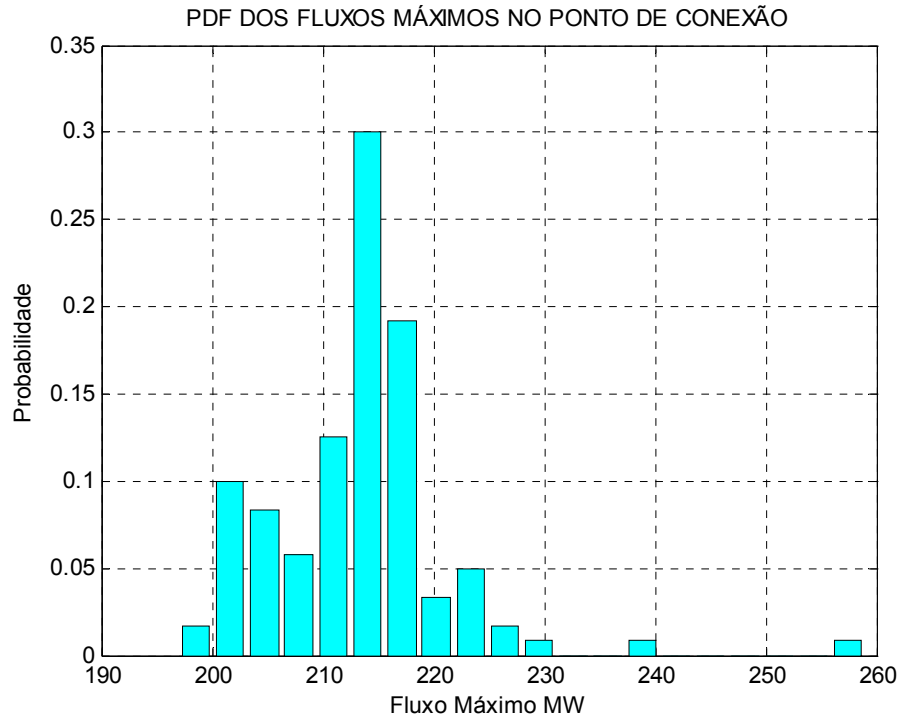
$CG_i$  : custo do gerador da barra  $i$  em  $\$/MWh$ ;

$\alpha_i$  : penalidade por interrupção da carga da barra  $i$  em  $\$/MWh$ .

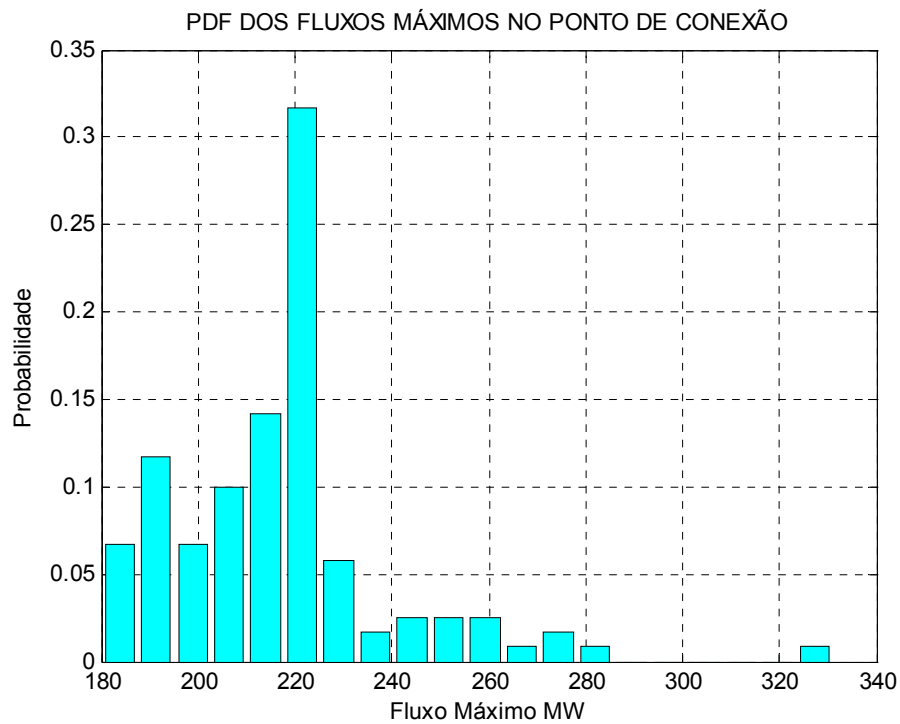
Os passos apresentados acima permitem determinar, de acordo com [LCM02] a função densidade de probabilidade dos fluxos de potência em qualquer elemento de transmissão de um sistema de potência. Contudo, a *pdf* a ser utilizada na determinação dos montantes de uso deve representar a distribuição dos fluxos máximos mensais em cada conexão. Assim, para gerar os dados para a montagem das *pdfs* dos fluxos máximos mensais, foram realizadas 12 simulações Monte Carlo não-seqüencial (seguindo os passos já descritos), cada qual com a curva de carga correspondente a um mês. Em cada simulação, foram armazenados os 10 maiores fluxos observados nas 5 conexões. Ao fim das 12 simulações, estavam disponíveis 120 valores representativos do fluxo máximo de cada conexão, que foram usados para montar as *pdfs*. A Fig. 3.4 ilustra as funções obtidas. Os valores numéricos estão disponíveis no Apêndice B.



**Fig. 3.4a: Pdf do fluxo máximo na conexão 1**

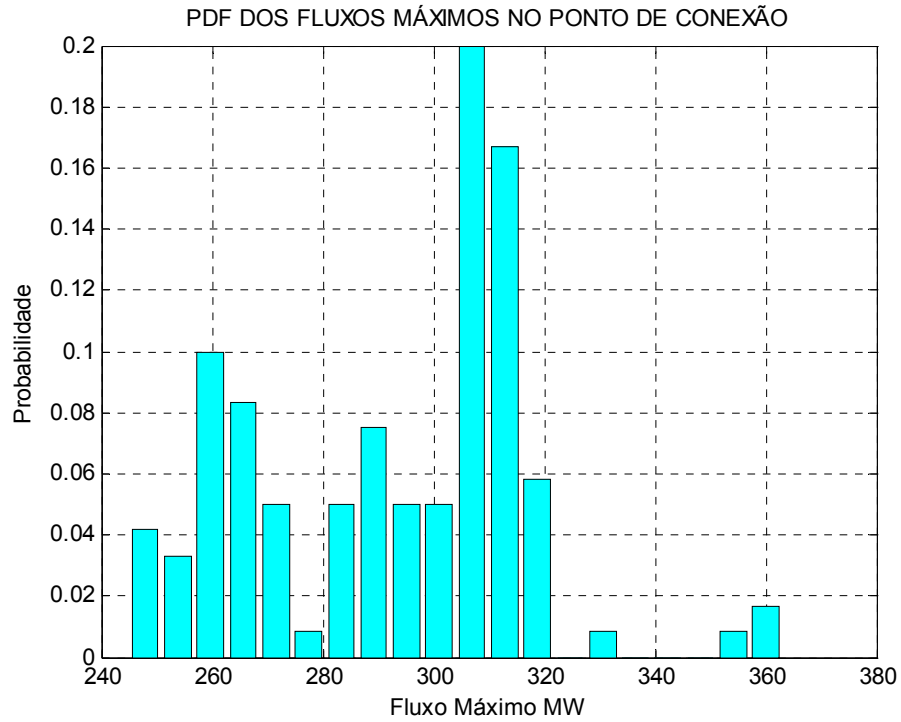


**Fig. 3.4b: Pdf do fluxo máximo na conexão 2**

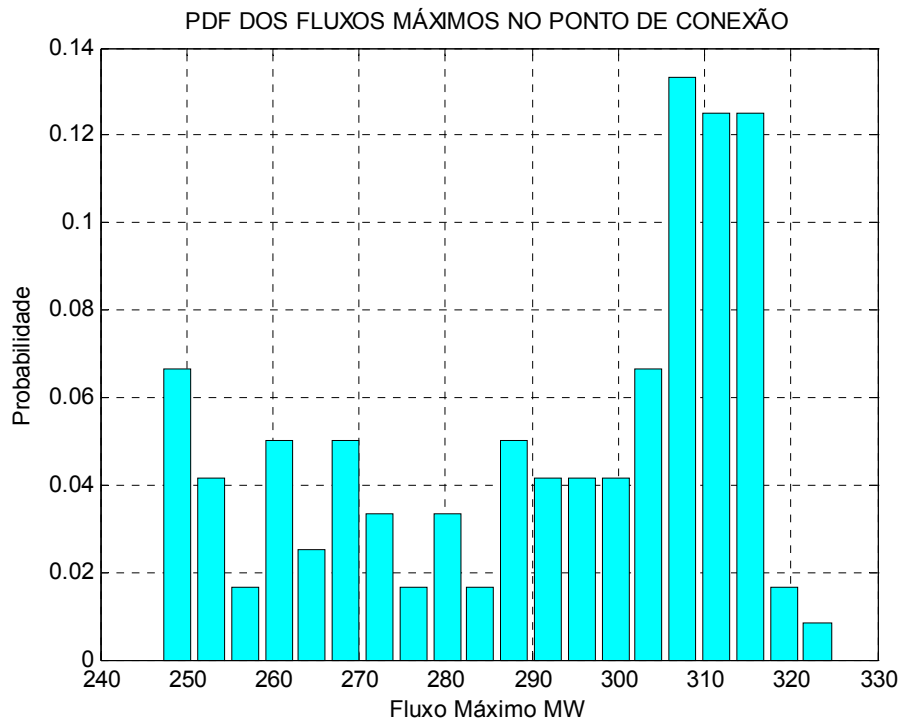


**Fig. 3.4c: Pdf do fluxo máximo na conexão 3**





**Fig. 3.4d: Pdf do fluxo máximo na conexão 4**



**Fig. 3.4e: Pdf do fluxo máximo na conexão 5**

### 3.3. DETERMINAÇÃO DOS MONTANTES DE USO

Como mencionado anteriormente, a metodologia apresentada no Capítulo 2 foi implementada em um programa MATLAB para permitir a avaliação dos valores ótimos para o parâmetro MUST. No programa, a busca pelo montante ótimo de uso é feita inicialmente considerando como valores de contrato os próprios patamares informados na *pdf* dos fluxos. Nesta fase, os centros das classes da *pdf* são considerados, um de cada vez, como montante de uso. Para cada possibilidade de contrato são avaliados o encargo esperado e o risco de violação. A alternativa vencedora é aquela com o menor valor esperado para o encargo.

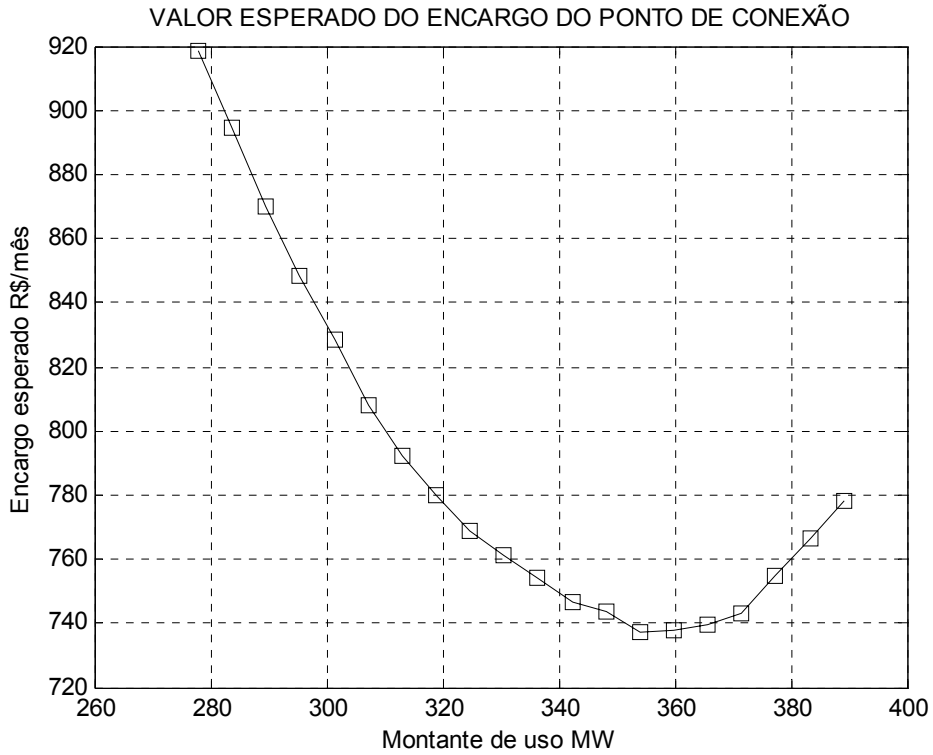
Uma vez identificado o patamar vencedor, a solução ótima é procurada no intervalo compreendido entre os centros das classes adjacentes, i.e. entre o patamar imediatamente inferior e o imediatamente superior ao vencedor. Para esse refinamento são usados 10 subintervalos. Ao final deste processo tem-se uma aproximação bastante razoável para o contrato que torna mínimo o encargo esperado.

Admitindo-se  $T = 2$  \$/MW,  $\alpha = 3$  e  $\beta = 1,05$ , obtêm-se os valores indicados na Tab. 3.5. A tabela apresenta ainda estatísticas dos fluxos máximos mensais, como os seus valores mínimos máximos e médios. Observe que os montantes ótimos apresentam riscos de violação diferentes em cada ponto de conexão, i.e. não existe uma padronização de risco para os contratos ótimos.

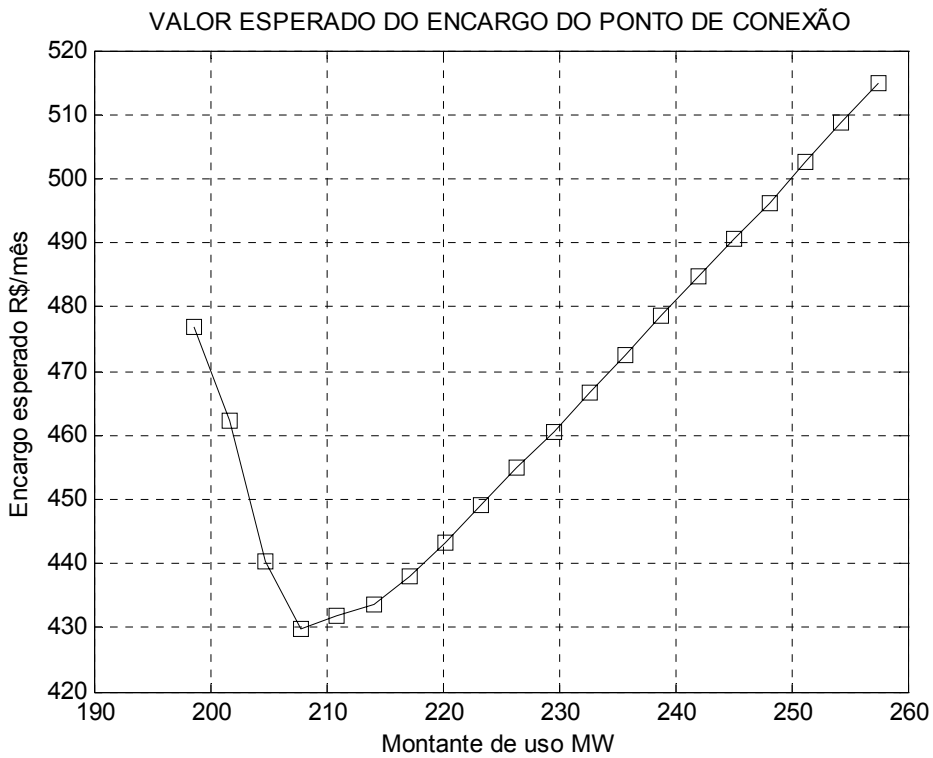
TAB. 3.5 – ESTATÍSTICAS DOS FLUXOS MÁXIMOS E MONTANTES DE USO

Conexão	Trans- formador	Estatísticas (MW)			Montante ótimo (MW)	Risco	Encargo esperado (\$/mês)
		Mínimo	Máximo	Médio			
1	24 – 03	275,06	391,89	338,52	353,98	16,67%	737,50
2	11 – 09	197,81	258,42	213,12	207,23	12,50%	429,03
3	11 – 10	180,61	330,55	216,72	212,47	19,17%	468,96
4	12 – 09	245,48	362,26	292,48	298,69	9,17%	614,90
5	12 – 10	247,08	324,21	291,17	300,43	2,50%	603,86
Total	-	-	-	-	1.372,80	-	2.854,25

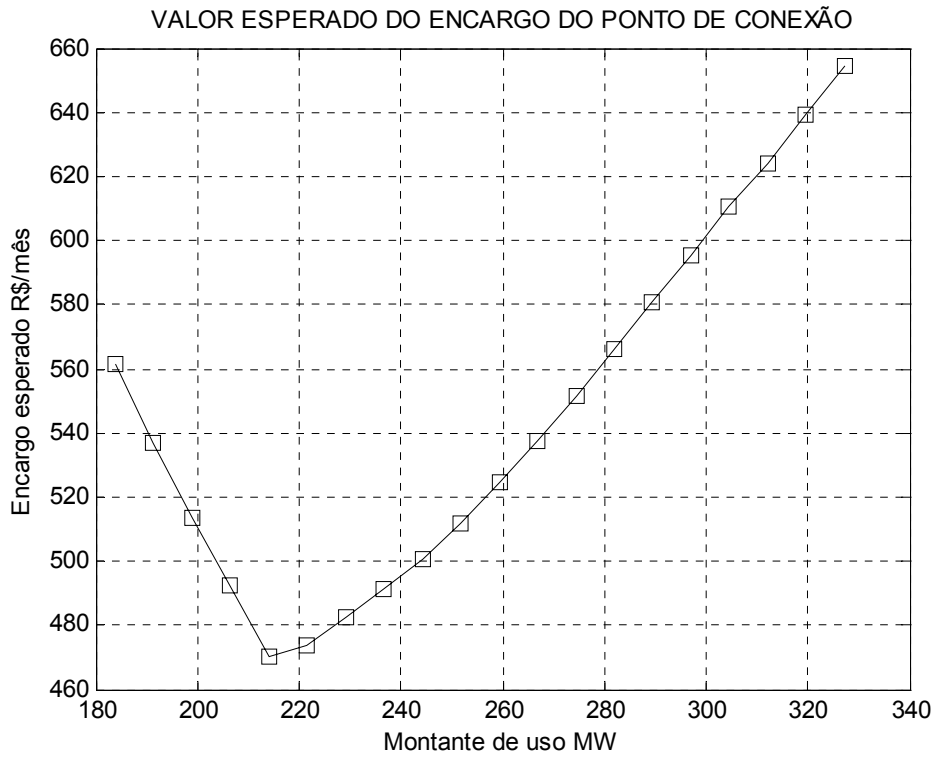
As Fig. 3.5 e 3.6 apresentam, respectivamente, comportamento do encargo esperado em função do montante de uso, bem como a *pdf* do encargo (com contrato ótimo) para os 5 pontos de conexão. Os gráficos foram gerados pelo programa de cálculo do MUST.



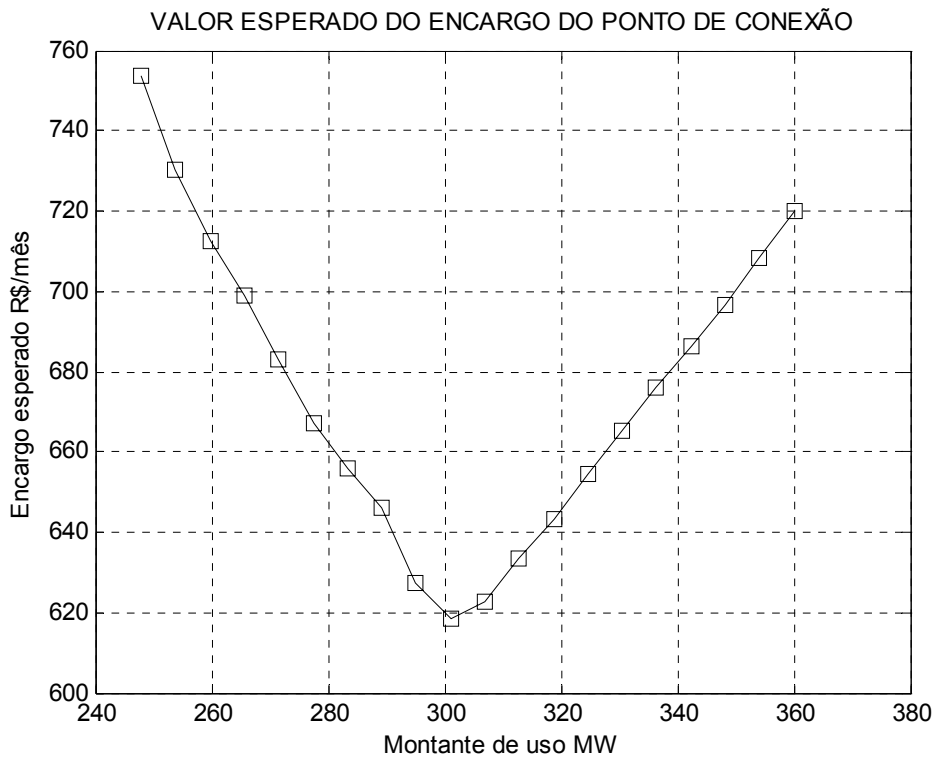
**Fig. 3.5a: Comportamento do encargo esperado para a Conexão 1**



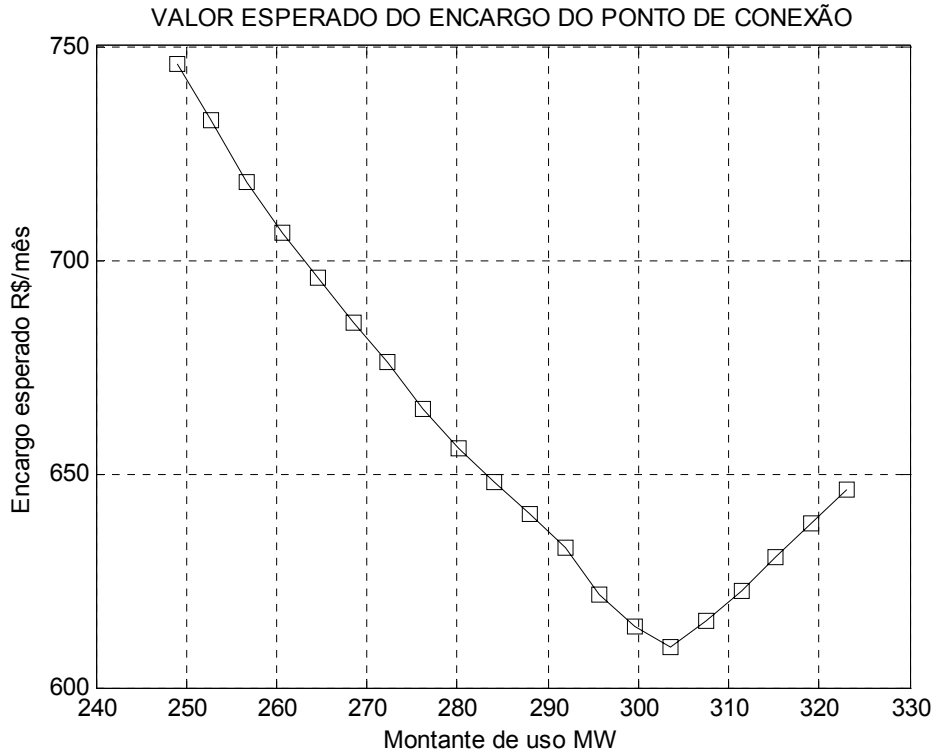
**Fig. 3.5b: Comportamento do encargo esperado para a Conexão 2**



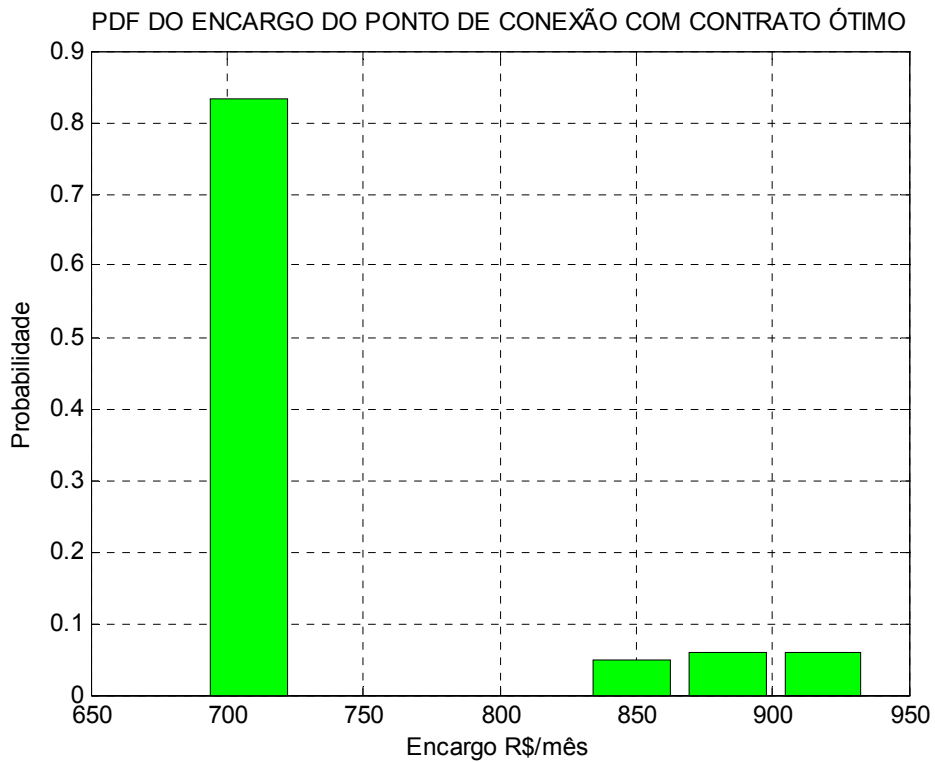
**Fig. 3.5c: Comportamento do encargo esperado para a Conexão 3**



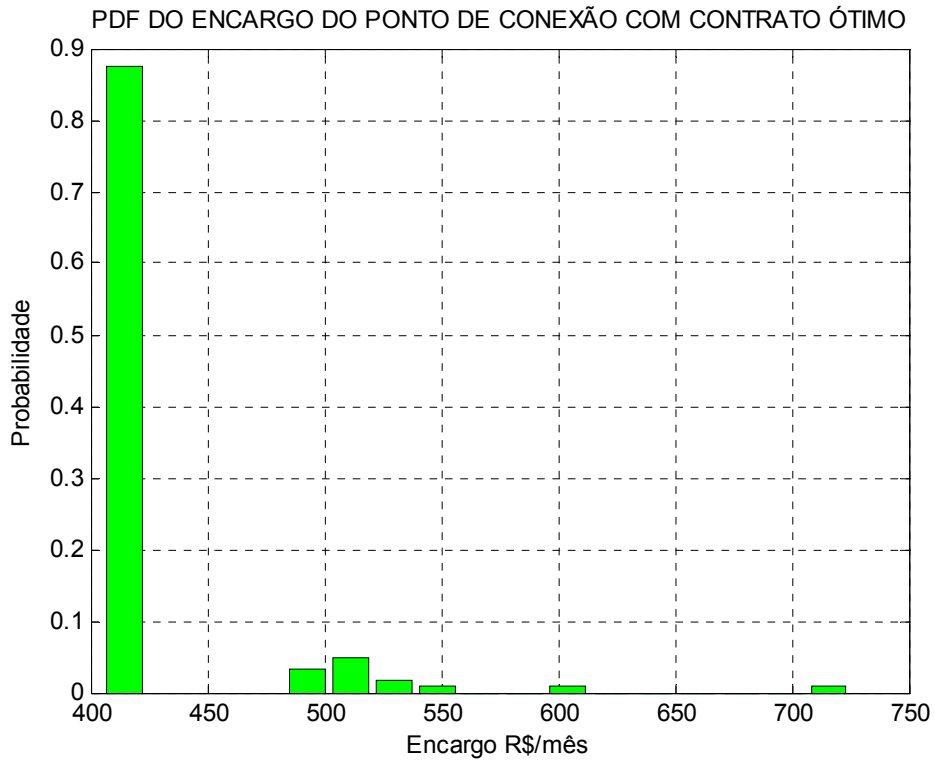
**Fig. 3.5d: Comportamento do encargo esperado para a Conexão 4**



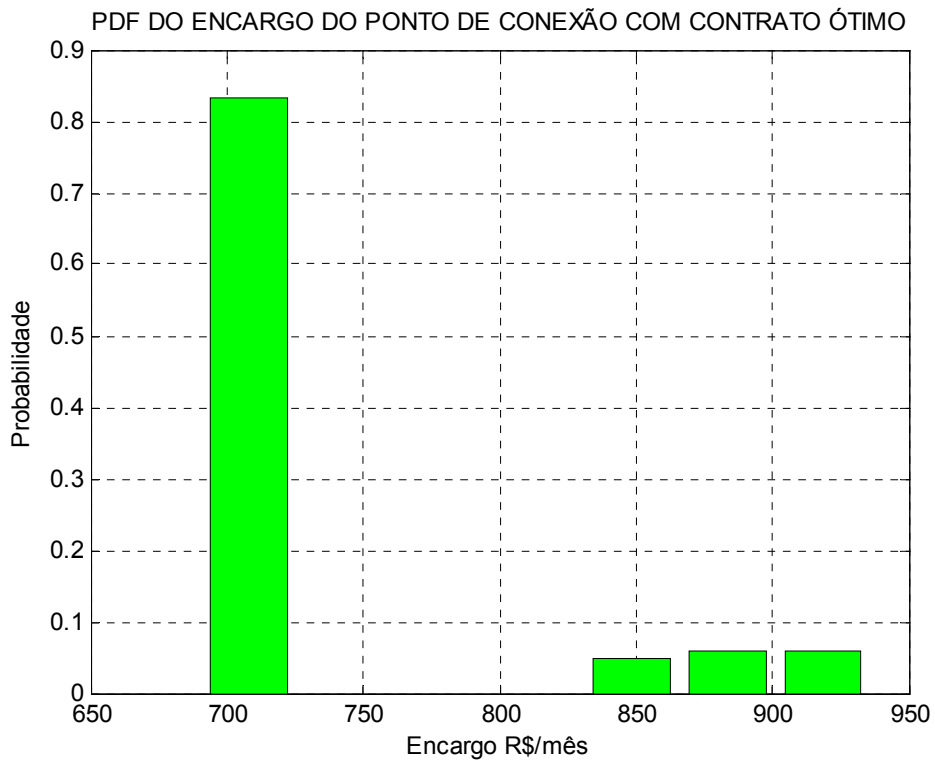
**Fig. 3.5e: Comportamento do encargo esperado para a Conexão 5**



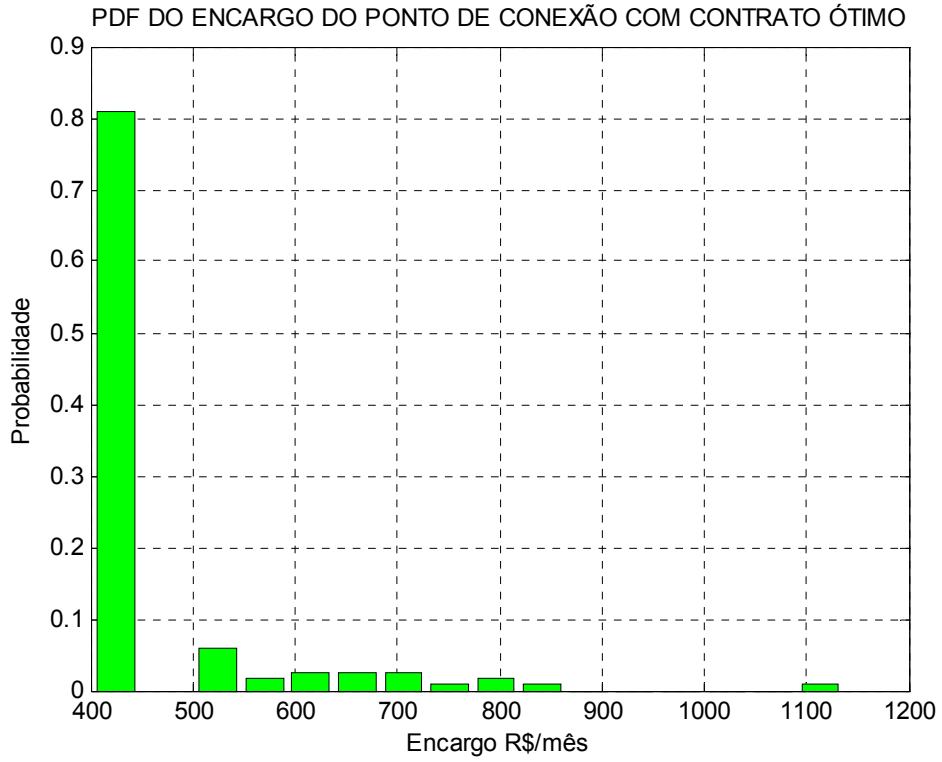
**Fig. 3.6a: Pdf do encargo com contrato ótimo na Conexão 1**



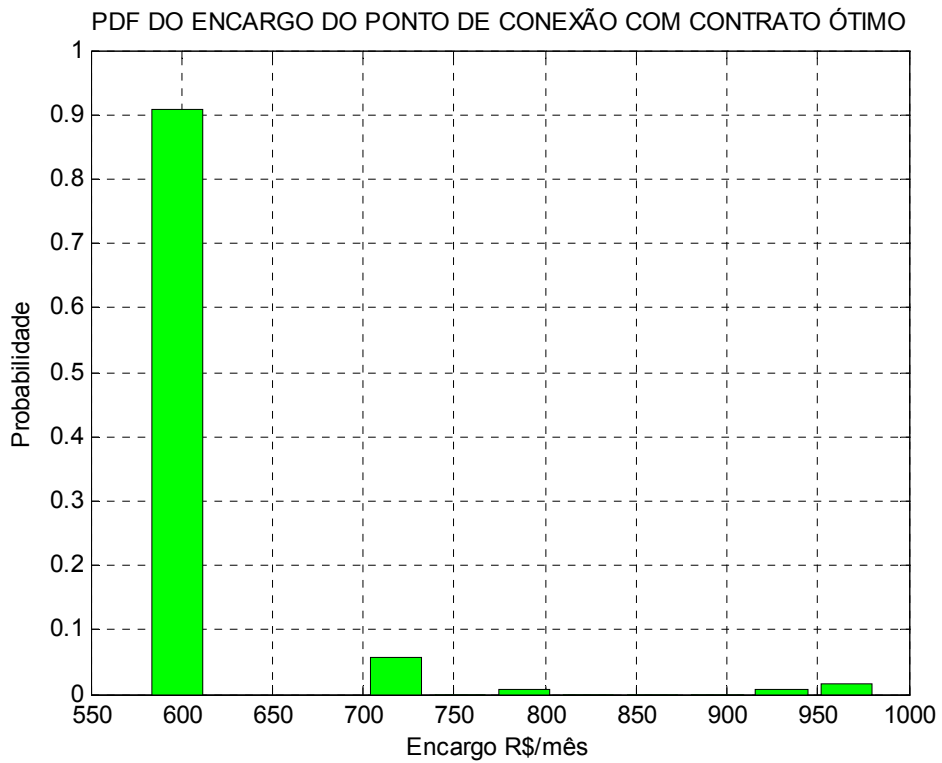
**Fig. 3.6b: Pdf do encargo com contrato ótimo na Conexão 2**



**Fig. 3.6c: Pdf do encargo com contrato ótimo na Conexão 3**



**Fig. 3.6d: Pdf do encargo com contrato ótimo na Conexão 4**



**Fig. 3.6e: Pdf do encargo com contrato ótimo na Conexão 5**

O encargo da Conexão 1, por exemplo, tem apenas 4 possíveis valores (veja Fig. 3.6a e Apêndice C): 708, 848, 884 e 919 \$/mês, onde o primeiro valor tem 83% de chance de acontecer. A probabilidade de ocorrência dos encargos mais elevados é de aproximadamente 6%.

O encargo esperado representa a média dos encargos mensais no período de um ano. Para ilustrar este conceito (sem querer, no entanto, demonstrá-lo matematicamente) foram selecionadas aleatoriamente (da base de dados usada na montagem das *pdfs*), 5 séries de 12 fluxos máximos mensais, correspondendo a uma simulação de 5 anos. Os encargos médios resultantes são mostrados na Tab. 3.6, onde o Critério 1 corresponde à contratação dos montantes indicados na Tab. 3.5. O Critério 2 sugere a contratação da média dos fluxos máximos, enquanto o Critério 3 contrata o montante para o qual o risco de violação é inferior a 5%.

TAB. 3.6 – COMPARAÇÃO ENTRE CRITÉRIOS

Conexão	Transformador	Montante de uso (MW)			Encargo médio na simulação (\$/mês)		
		Critério 1	Critério 2	Critério 3	Critério 1	Critério 2	Critério 3
1	24 – 03	353,98	338,52	383,23	739,94	750,91	766,46
2	11 – 09	207,23	213,12	223,35	432,29	433,79	450,21
3	11 – 10	212,47	216,72	259,28	472,70	472,42	520,31
4	12 – 09	298,69	292,48	318,15	623,91	639,41	641,85
5	12 – 10	300,43	291,17	315,25	606,67	634,56	630,50
Total	-	1.372,80	1.352,01	1.499,26	2.875,51	2.931,09	3.009,33

Pode-se observar que o Critério 1 (montantes ótimos) realmente resulta no menor encargo médio ao longo dos 5 anos analisados. O maior encargo ocorre quando se usa o Critério 3 (risco admitido).

Embora o Critério 2 (média dos fluxos máximos) tenha conduzido a montantes relativamente próximos dos calculados pelo Critério 1, não se pode garantir que este produzirá bons resultados sempre.

Por exemplo, considere que o fator de penalidade  $\alpha$  seja elevado de 3 para 10. Nesta nova situação, o programa indica que o montante ótimo na Conexão 3 deve passar de 212,47 MW para 247,20 MW, enquanto o montante de uso referente ao Critério 2 fica mantido em 216,72 MW. Considerando-se a mesma simulação de 5 anos, o novo encargo médio da Conexão 3 seria de 519,71 \$ pelo Critério 1 contra 563,37 \$ obtido com o Critério 2, que não é sensível aos parâmetros de tarifação.



As Tabelas 3.7 e 3.8 apresentam uma análise de sensibilidade do montante de uso da Conexão 3 em relação ao fator de penalidade  $\alpha$  e à ultrapassagem permitida  $\beta$ .

TAB. 3.7 – FATOR DE PENALIDADE

$\alpha$	Montante Ótimo (MW)	Risco
3	212,47	19,17%
5	218,51	13,33%
10	247,20	4,17%
20	254,75	3,33%

TAB. 3.8 – ULTRAPASSAGEM PERMITIDA

$\beta$	Montante Ótimo (MW)	Risco
1,05	212,47	19,17%
1,07	209,45	19,17%
1,09	203,41	19,17%
1,15	200,39	13,33%

Observe na Tab. 3.7 como o aumento na penalidade faz com que o montante ótimo seja maior, reduzindo o risco de pagamento da tarifa de ultrapassagem.

Por outro lado, uma maior tolerância nas ultrapassagens faz com que o montante ótimo seja menor, para que os contratos possam ter valores mais baixos. Na Tab. 3.8, mesmo com a redução dos montantes contratados, o risco pode cair, pois a margem de tolerância é cada vez maior.

### 3.4. COMENTÁRIOS FINAIS

Os testes realizados neste capítulo mostram que a metodologia procura fazer o balanço mais adequado possível entre a folga (*sobrecontratação*) e o pagamento de penalidades (*subcontratação*) de tal forma que o encargo médio anual seja o menor possível.

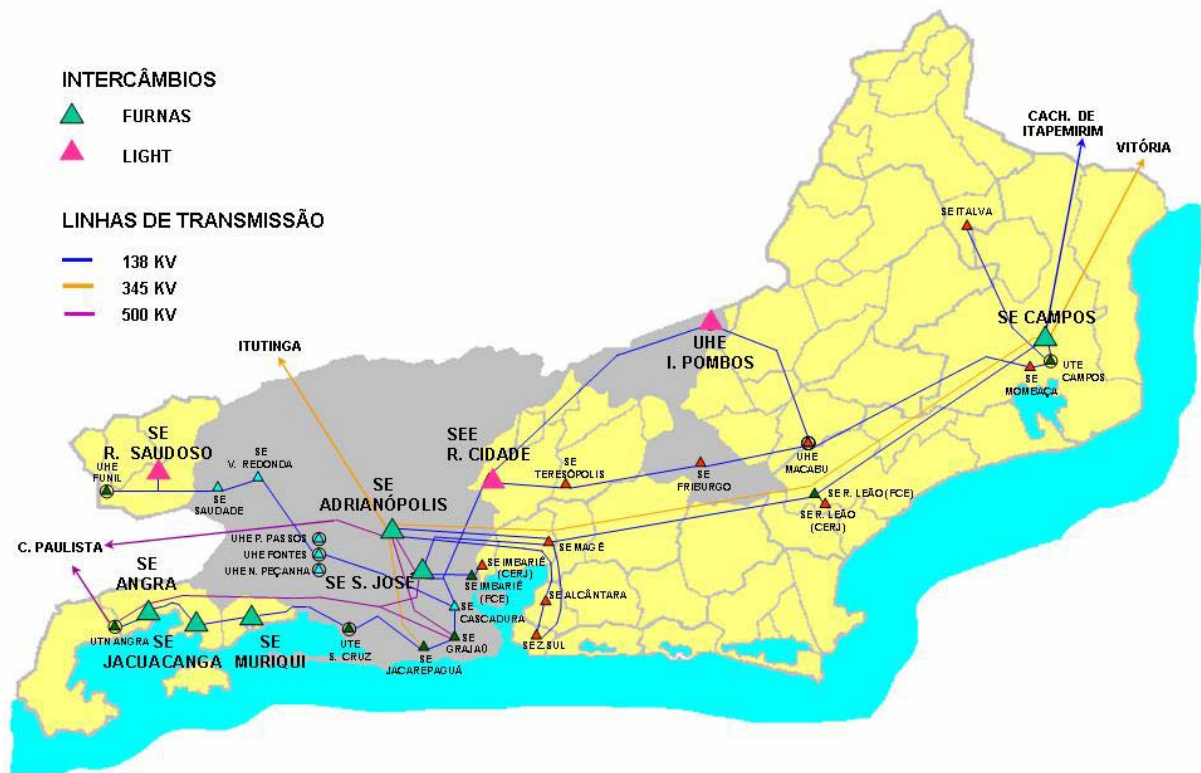
Deve-se notar ainda que os montantes de uso calculados apresentam comportamentos adequados mediante alterações em parâmetros de entrada como o fator de penalidade e a ultrapassagem permitida.

## CAPÍTULO 4

### *APLICAÇÃO A UM SISTEMA REAL*

#### 4.1. DESCRIÇÃO DO SISTEMA

A metodologia proposta foi aplicada no cálculo dos montantes de uso do sistema Ampla, concessionária do estado do Rio de Janeiro. Existem ao todo 10 pontos de conexão com a rede de transmissão, sendo 7 com Furnas e 3 com a Light, como mostra a Fig. 4.1.



**Fig. 4.1: Área de concessão da Ampla e pontos de conexão**

Os pontos de conexão com o sistema Furnas são: Adrianópolis, São José, Campos, Jacuacanga, Itaorna, Angra e Muriqui e os pontos de conexão com a Light são: Ilha dos Pombos, Rio da Cidade e Retiro Saudoso. A Tab. 4.1 apresenta os valores das tarifas de uso para as referidas conexões no horário de ponta, para o ano de 2005. Os parâmetros de tarifação  $\alpha$  e  $\beta$  valem 3 e 1,05, respectivamente, conforme a Resolução 281 da ANEEL [A99].

TAB. 4.1 – CONEXÕES DO SISTEMA AMPLA

Ponto de Conexão	Tarifa (R\$/kW.mês)
Adrianópolis	5.460,00
São José	5.460,00
Campos	5.460,00
Jacuacanga	5.460,00
Itaorna	5.460,00
Angra	5.460,00
Muriqui	5.460,00
Ilha dos Pombos	12.870,00
Rio da Cidade	12.870,00
Retiro Saudoso	12.870,00

## 4.2. CONSIDERAÇÕES PARA APLICAÇÃO EM SISTEMAS REAIS

### *Montagem dos Histogramas*

As *pdfs* ou histogramas dos fluxos máximos mensais em cada ponto de conexão devem ser montadas a partir de um conjunto de valores de fluxos observados em anos anteriores. Se fossem utilizados somente os fluxos máximos mensais, o histograma para um determinado ano teria apenas 12 valores. Contudo, para se representar melhor o comportamento estatístico dos dados é possível selecionar um conjunto com todos os fluxos superiores a um determinado percentual do fluxo máximo ocorrido em cada mês. A esse percentual, dá-se o nome de *nível de aceitação*. Por exemplo, considere que o fluxo máximo de um determinado mês seja de 100 MW. Se for especificado um *nível de aceitação* de 95%, todos os fluxos superiores a 95 MW ocorridos no referido mês serão selecionados para compor o histograma.

Considerando que a carga do sistema (e conseqüentemente os fluxos nas conexões) pode variar de um ano para outro, a seguinte normalização deve ser aplicada para se adicionar o fluxo “F” ocorrido em um ano “j” ao conjunto de dados utilizados na montagem do histograma:

$$\bar{F} = \frac{F - F_j^{\text{med}}}{\sigma_j} \quad (4.1)$$

onde:

- $\bar{F}$ : Valor normalizado do fluxo F;
- F: Valor do fluxo em MW;

$F_j^{\text{med}}$ : Valor médio dos fluxos selecionados do ano “j” em MW;

$\sigma_j$ : Desvio-padrão dos fluxos selecionados do ano “j” em MW.

De acordo com a normalização proposta, o conjunto final dos dados selecionados (contendo fluxos de vários anos) apresentará média igual a 0 e desvio-padrão igual a 1.

Uma vez obtido o histograma com os dados normalizados, o que se faz é supor que este padrão se repetirá no ano seguinte (ano para o qual se deseja obter o MUST). Para isso, os dados deverão sofrer a seguinte transformação:

$$F = F^{\text{med}} + \bar{F} \times \sigma \quad (4.2)$$

onde:

$\bar{F}$ : Valor normalizado;

$F$ : Valor do fluxo a ser adicionado ao histograma em MW;

$F^{\text{med}}$ : Valor médio previsto para os fluxos máximos em MW;

$\sigma$ : Desvio-padrão previsto para os fluxos máximos em MW.

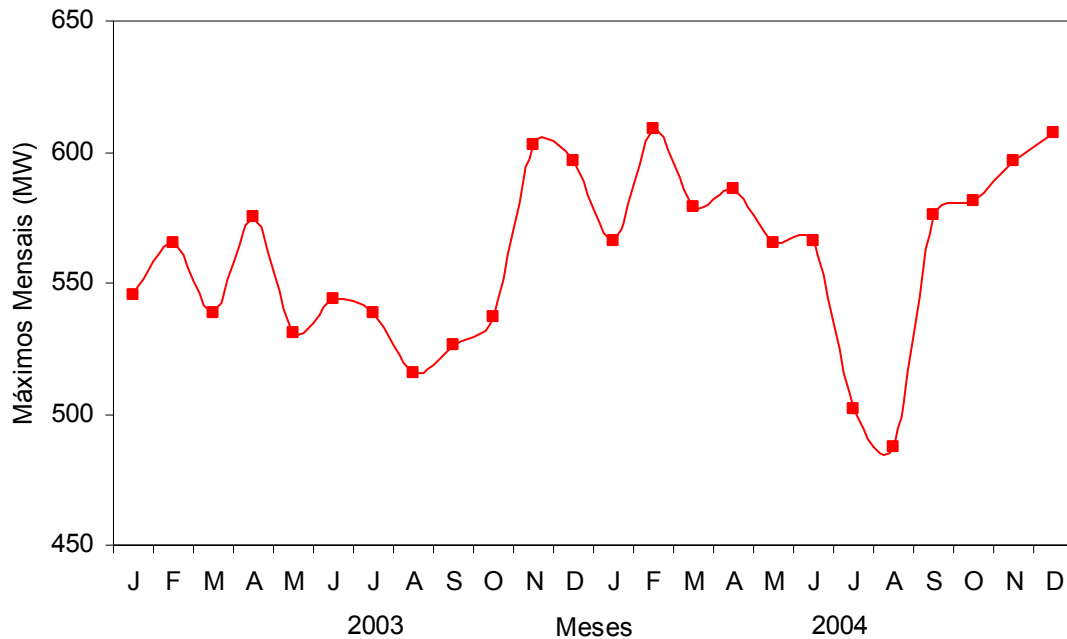
Observe que será necessário especificar a média e o desvio-padrão dos fluxos máximos do ano seguinte. Essa etapa consiste em uma previsão de valores que, nesta dissertação, é resolvida através da análise de séries temporais, cuja metodologia é tratada a seguir.

### ***Previsão da Média dos Fluxos***

Testes realizados durante a implementação da metodologia mostraram que os resultados são muito mais sensíveis à média dos fluxos que ao seu desvio-padrão. Com base nisso, optou-se por utilizar como estimador do desvio-padrão, a média dos desvios-padrões observados em anos anteriores. A estimativa da média será feita combinando-se a projeção (via séries temporais) de valores de fluxos máximos mensais, com informações provenientes de estudos de planejamento como o PAR – Plano de Ampliações e Reforços, que é realizado pelo ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico.

Uma série temporal pode se definida como um conjunto de observações ordenadas no tempo. A Fig. 4.2 exemplifica este conceito através do gráfico dos fluxos máximos registrados em Adrianópolis nos anos de 2003 e 2004, cujos dados podem ser vistos na Tab. 4.2.

Fluxos Máximos Mensais em Adrianópolis

**Fig. 4.2: Fluxos máximos mensais em Adrianópolis**

De acordo com o método clássico, uma série temporal pode ser escrita como a soma (modelo aditivo) ou o produto (modelo multiplicativo) de 3 componentes: uma tendência, uma componente sazonal e um termo aleatório. Na maioria dos casos, o termo aleatório representa um ruído branco, i.e. possui distribuição normal com média igual a zero [MT85].

TAB. 4.2 – FLUXOS MÁXIMOS MENSAIS EM ADRIANÓPOLIS

t	2003	Fluxo (f) (MW)	t	2004	Fluxo (f) (MW)
1	J	545,27	13	J	565,68
2	F	564,93	14	F	608,49
3	M	538,76	15	M	578,92
4	A	575,39	16	A	585,50
5	M	531,05	17	M	565,01
6	J	544,26	18	J	565,77
7	J	538,47	19	J	501,60
8	A	515,82	20	A	487,69
9	S	526,12	21	S	575,72
10	O	537,31	22	O	581,10
11	N	602,60	23	N	596,55
12	D	596,61	24	D	607,44
-	Média	551,38	-	Média	568,29

Diz-se que uma série temporal possui tendência, quando esta apresenta, em média, crescimentos e/ou declives com o passar dos anos.

A componente sazonal surge quando as observações são registradas em períodos menores dentro do ano, e.g. mensalmente ou trimestralmente. Nota-se na Fig. 4.2 que, tanto em 2004 quanto em 2005, há uma sensível redução dos fluxos em agosto.

De acordo com a formulação usada nesta dissertação, a componente de tendência é determinada pelo método dos mínimos quadrados [S94]. Neste caso, é preciso identificar a reta  $T = a_0 + a_1 t$ , que torne mínima a soma dos quadrados das diferenças entre os valores calculados pela reta e os observados.

Os coeficientes deste modelo podem ser determinados através da solução do sistema:

$$\begin{array}{|c|c|} \hline m & \sum_{i=1}^m t_i \\ \hline \sum_{i=1}^m t_i & \sum_{i=1}^m t_i^2 \\ \hline \end{array}
 \begin{array}{|c|} \hline a_0 \\ \hline a_1 \\ \hline \end{array}
 =
 \begin{array}{|c|} \hline \sum_{i=1}^m t_i \\ \hline \sum_{i=1}^m t_i f_i \\ \hline \end{array}
 \tag{4.3}$$

onde  $m$  é número de pontos  $(t_i, f_i)$  observados. Para os dados em questão,  $a_0 = 543,25$  e  $a_1 = 1,3272$ .

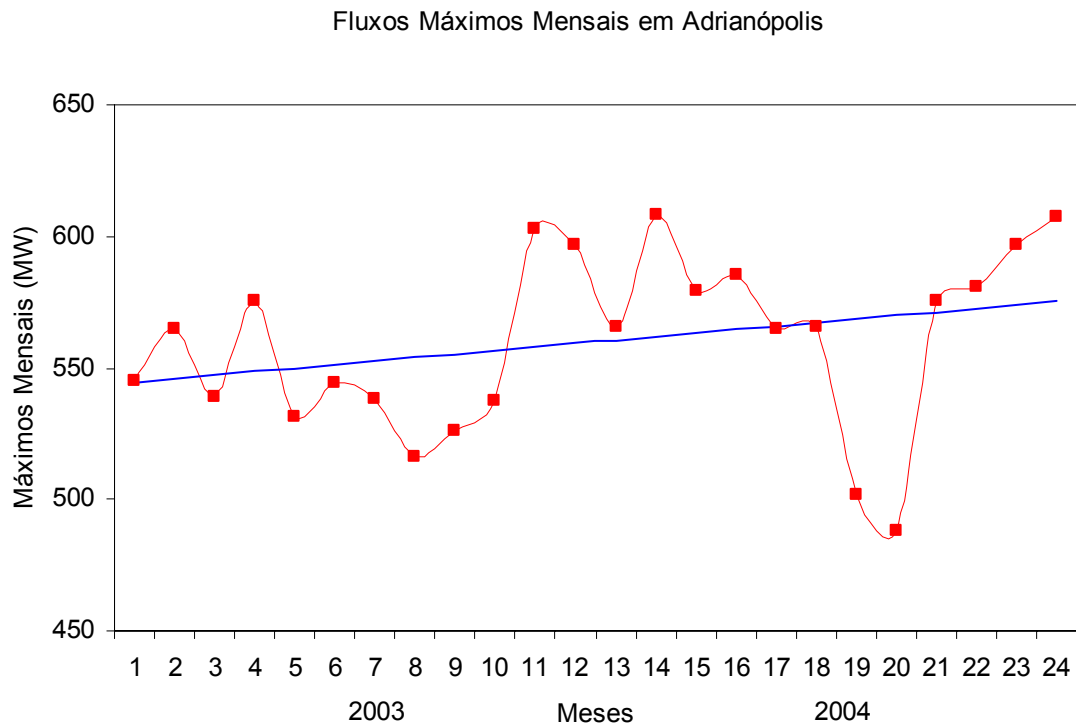
A Fig. 4.3 mostra a reta de mínimos quadrados ajustada aos valores da Tab. 4.2. Observe como a reta é crescente, indicando que os fluxos máximos tendem a crescer (em média) com o passar dos anos. Esse fato pode também ser notado na Tab. 4.2, em que a média de 2004 vale 568,29 MW, enquanto a média de 2003 é 551,38 MW.

Para eliminar a tendência da série original (visando à determinação posterior da componente sazonal), basta dividir o fluxo observado pelo valor calculado pela reta no mês correspondente (modelo multiplicativo).

No caso do modelo aditivo, deve-se fazer a subtração ao invés da divisão. Eliminando-se a tendência, obtêm-se os valores indicados na Tab. 4.3.

Neste caso, pode-se observar que a média de 2003 ficou bastante próxima da média de 2004, indicando que a série resultante se tornou estacionária.

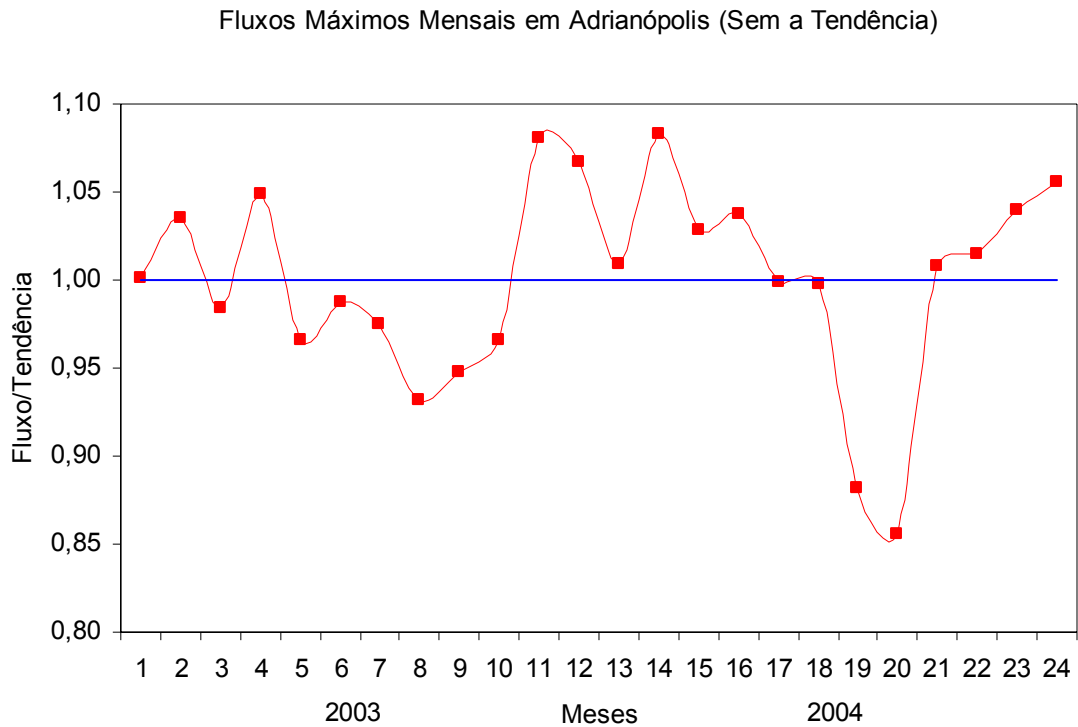
Esse fato é comprovado na Fig. 4.4, onde a reta de mínimos quadrados é horizontal.



**Fig. 4.3: Fluxos máximos mensais em Adrianópolis – Ajuste por mínimos quadrados**

TAB. 4.3 – ELIMINAÇÃO DA TENDÊNCIA

t	2003	Fluxo/Tendência	t	2004	Fluxo/Tendência
1	J	1,0013	13	J	1,0092
2	F	1,0349	14	F	1,0831
3	M	0,9845	15	M	1,0280
4	A	1,0489	16	A	1,0372
5	M	0,9658	17	M	0,9986
6	J	0,9874	18	J	0,9976
7	J	0,9745	19	J	0,8824
8	A	0,9313	20	A	0,8559
9	S	0,9476	21	S	1,0081
10	O	0,9655	22	O	1,0151
11	N	1,0802	23	N	1,0397
12	D	1,0669	24	D	1,0562
-	Média	0,9991	-	Média	1,0009



**Fig. 4.4: Série resultante da eliminação da tendência**

A determinação da componente sazonal é feita através do cálculo de índices que permitem avaliar o comportamento mensal dos fluxos que, de acordo com as premissas do modelo, se repetirá para todos os anos.

Depois de eliminada a componente de tendência, os dados resultantes devem ser organizados tal como indicado na Tab. 4.4. Neste caso, calculam-se as médias relativas a cada mês, considerando-se todos os anos. Por exemplo, a média de janeiro (ver Tab. 4.3) é calculada por:

$$\frac{1,0013 + 1,0092}{2} = 1,0053.$$

Uma vez calculadas as médias de todos os meses, estas devem ser normalizadas com relação à média de todos os valores da tabela. O resultado é o índice de sazonalidade de cada mês.

Como a média final é igual a 1, não é necessário fazer a normalização e, conseqüentemente, os fatores de sazonalidade de cada mês são os próprios valores indicados na última coluna da Tab. 4.4.



TAB. 4.4 – DETERMINAÇÃO DOS ÍNDICES DE SAZONALIDADE

Mês	Fluxo/Tendência (2003)	Fluxo/Tendência (2004)	Média
J	1,0013	1,0092	1,0053
F	1,0349	1,0831	1,0590
M	0,9845	1,0280	1,0063
A	1,0489	1,0372	1,0431
M	0,9658	0,9986	0,9822
J	0,9874	0,9976	0,9925
J	0,9745	0,8824	0,9285
A	0,9313	0,8559	0,8936
S	0,9476	1,0081	0,9779
O	0,9655	1,0151	0,9903
N	1,0802	1,0397	1,0600
D	1,0669	1,0562	1,0616
Média	0,9991	1,0009	1,0000

Com a componente de tendência e a componente sazonal identificadas anteriormente, pode-se aproximar a série temporal pela seguinte expressão geral:

$$F_t \cong \hat{F}_t = \hat{T}_t \times \hat{S}_t \quad (4.4)$$

onde:

$F_t$  : valor ocorrido do fluxo máximo no mês  $t$ , MW;

$\hat{F}_t$  : valor estimado do fluxo máximo no mês  $t$ , MW;

$\hat{T}_t$  : estimativa da tendência do fluxo máximo no mês  $t$ , MW;

$\hat{S}_t$  : fator de sazonalidade estimado para o mês  $t$ .

A Tab. 4.5 mostra os valores ocorridos e estimados para os fluxos máximos de 2003, 2004 e 2005 em Adrianópolis. Deve-se lembrar que a reta de tendência determinada anteriormente é:

$$\hat{T}_t = 543,25 + 1,3272 t \quad (4.5)$$

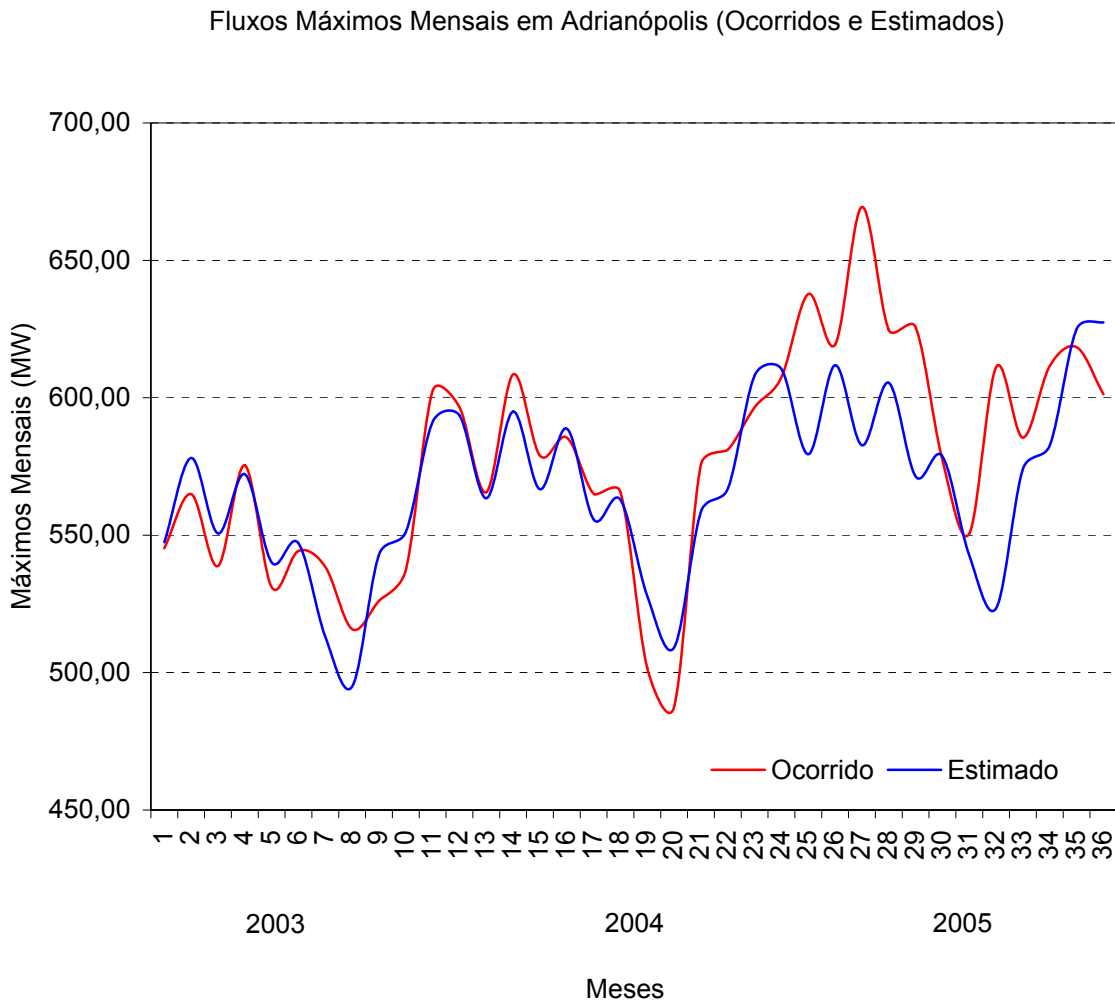
onde  $t$  é uma variável inteira que representa os meses da série.

Na Tab. 4.5, os valores em azul correspondem às previsões para 2005, calculadas em função dos fluxos de 2003 e 2004. Os dados escritos em vermelho são os fluxos ocorridos em 2005. Cabe ressaltar que estes não foram utilizados na determinação dos parâmetros do modelo de previsão. A Fig. 4.5 ilustra os fluxos máximos ocorridos e previstos para Adrianópolis em 2003, 2004 e 2005.

TAB. 4.5 – VALORES OCORRIDOS E ESTIMADOS

t	Mês	Tendência (MW)	Fator de Sazonalidade	Fluxo Estimado (MW)	Fluxo Ocorrido (MW)
1	J	544,57	1,0053	547,43	545,27
2	F	545,90	1,0590	578,09	564,93
3	M	547,23	1,0063	550,65	538,76
4	A	548,55	1,0431	572,18	575,39
5	M	549,88	0,9822	540,08	531,05
6	J	551,21	0,9925	547,07	544,26
7	J	552,54	0,9285	513,00	538,47
8	A	553,86	0,8936	494,94	515,82
9	S	555,19	0,9778	542,89	526,12
10	O	556,52	0,9903	551,13	537,31
11	N	557,84	1,0600	591,30	602,60
12	D	559,17	1,0616	593,61	596,61
13	J	560,50	1,0053	563,44	565,68
14	F	561,83	1,0590	594,95	608,49
15	M	563,15	1,0063	566,68	578,92
16	A	564,48	1,0431	588,80	585,50
17	M	565,81	0,9822	555,72	565,01
18	J	567,14	0,9925	562,88	565,77
19	J	568,46	0,9285	527,79	501,60
20	A	569,79	0,8936	509,17	487,69
21	S	571,12	0,9778	558,47	575,72
22	O	572,44	0,9903	566,90	581,10
23	N	573,77	1,0600	608,18	596,55
24	D	544,57	1,0616	610,52	607,44
25	J	576,43	1,0053	579,45	637,75
26	F	577,75	1,0590	611,82	619,39
27	M	579,08	1,0063	582,71	669,45
28	A	580,41	1,0431	605,41	624,69
29	M	581,74	0,9822	571,36	625,62
30	J	583,06	0,9925	578,68	577,35
31	J	584,39	0,9285	542,58	550,56
32	A	585,72	0,8936	523,41	611,19
33	S	587,04	0,9778	574,04	585,50
34	O	588,37	0,9903	582,67	611,59
35	N	589,70	1,0600	625,06	618,41
36	D	591,03	1,0616	627,43	601,31

Pode-se notar na Fig. 4.5, que os fluxos estimados (representados na cor azul) foram quase sempre menores que os ocorridos no ano de 2005 (em vermelho). Tem-se assim, para 2005, uma média estimada de 583,72 MW contra 611,07 MW dos fluxos máximos realmente observados.



**Fig. 4.5: Fluxos máximos ocorridos e estimados**

Conclui-se que o aumento médio nos fluxos entre 2004 e 2005 foi superior à elevação ocorrida entre 2003 e 2004 (que foi identificada pela componente de tendência da série temporal).

Visando diminuir este problema, o módulo de previsão implementado no programa de cálculo do MUST permitirá que o usuário especifique uma *correção de nível* para os fluxos máximos estimados. Dessa forma, será possível levar em consideração parâmetros provenientes de estudos de planejamento, como os casos analisados no PAR. Uma verificação dos valores previstos para 2005 (Tab. 4.5) mostra que o maior fluxo vale 627,43 MW, enquanto o caso de carga pesada do PAR indica para 2005 um fluxo máximo de 648 MW (aproximadamente 4% maior que o previsto). Neste caso, o termo  $a_0$  da reta de tendência poderia sofrer uma correção adicional, sendo modificado de 543,25 para  $1,04 \times 543,25 = 564,98$ . Assim, a estimativa de tendência (só para o ano de 2005) passa a ser dada por:

$$\hat{T}_t = 564,98 + 1,3272 t. \quad (4.6)$$

A Tab. 4.6 apresenta os valores previstos para 2005, já com a correção adicional. Como consequência, a média estimada passa de 583,72 para 605,45 MW.

Tab. 4.6 – Valores estimados para 2005 com correção adicional de 4%

t	Mês	Tendência (MW)	Fator de Sazonalidade	Fluxo Estimado (MW)	Fluxo Ocorrido (MW)
25	J	598,16	1,0053	601,30	637,75
26	F	599,48	1,0590	634,83	619,39
27	M	600,81	1,0063	604,57	669,45
28	A	602,14	1,0431	628,08	624,69
29	M	603,46	0,9822	592,70	625,62
30	J	604,79	0,9925	600,25	577,35
31	J	606,12	0,9285	562,75	550,56
32	A	607,45	0,8936	542,82	611,19
33	S	608,77	0,9778	595,29	585,50
34	O	610,10	0,9903	604,19	611,59
35	N	611,43	1,0600	648,10	618,41
36	D	612,76	1,0616	650,49	601,31

Agora, com a média prevista (605,45 MW) e o desvio-padrão médio de 2003 e 2004 (35,07 MW) pode-se determinar, *a priori*, o montante ótimo de uso de Adrianópolis para 2005. Tem-se, dessa forma, o seguinte algoritmo para fazer a previsão dos fluxos máximos mensais:

1. Com os fluxos máximos mensais de anos anteriores, determinar a componente de tendência, i.e. a reta que melhor representa os dados de acordo critério dos mínimos quadrados.
2. Eliminar a tendência da série, dividindo os dados observados pelos valores calculados através da reta, nos respectivos meses;
3. Com os dados resultantes (sem tendência), calcular o índice de sazonalidade de cada mês, usando o processo descrito anteriormente;
4. Considerar uma correção ao termo  $a_0$  (coeficiente linear da reta) em função da expectativa de crescimento dos fluxos.
5. Obter o termo geral da série temporal, fazendo o produto da equação da reta de tendência (já corrigida) pelo índice de sazonalidade dos meses correspondentes;
6. Fazer as previsões de fluxo máximo para os 12 meses do ano subsequente e calcular sua média.

*Observação:*

Em situações onde a previsão por séries temporais e o resultado do PAR forem significativamente diferentes, o planejador/usuário deverá determinar uma correção média, considerando então, as duas estimativas disponíveis. Em aplicações subseqüentes este assunto será tratado com maiores detalhes.

### **4.3. MÉTODO ALTERNATIVO PARA A DETERMINAÇÃO DO MUST**

Uma forma alternativa de se determinar o montante ótimo de uso de um ponto de conexão consiste em se prever os fluxos máximos mensais para o ano de interesse e assumir que os mesmos irão ocorrer. Assim, pode-se fazer uma busca pelo contrato que minimiza o encargo anual associado a esses fluxos.

Para facilitar a referência aos dois métodos disponíveis, a partir de agora a formulação originalmente proposta será chamada de “Método 1” e o procedimento apresentado neste item (baseado em previsão de séries temporais) será denominado “Método 2”.

Por utilizar a mesma ferramenta de previsão, os dois métodos considerarão sempre a mesma média para os fluxos máximos mensais. A principal diferença entre eles reside na forma pela qual se determina o montante ótimo.

No Método 1, os fluxos máximos são organizados em uma função densidade de probabilidade, que incorpora, de uma forma mais representativa, a possibilidade de ocorrerem variações nos valores máximos mensais. Para que o montante ótimo seja determinado, deve-se buscar o contrato que minimize o valor esperado do encargo mensal, que é modelado como uma variável aleatória. Como resultado dessa representação, tem-se a vantagem de se poder quantificar riscos de violação de contrato, bem como fornecer estimativas para ultrapassagens, encargos e penalidades esperadas.

No Método 2, têm-se simplesmente valores previstos para os fluxos máximos, enquanto a única tarefa é obter o valor de contrato que minimiza o encargo anual, supondo-se que os fluxos previstos pela série temporal têm 100% de chance de ocorrer.

Como nas duas possibilidades de cálculo existe a incerteza associada à previsão dos fluxos para o ano de interesse, optou-se por disponibilizar também o Método 2 no programa de de-

terminação do MUST. Assim, o programa calculará o montante ótimo de uso pelos dois métodos, cabendo ao planejador analisar os resultados e decidir o montante a ser contratado.

#### 4.4. RESULTADOS OBTIDOS

##### *Considerações Gerais*

Nos casos considerados a seguir, utilizam-se os fluxos ocorridos em 2003 e 2004 para a determinação dos montantes ótimos de uso *a priori* para 2005. A Tab. 4.7 mostra a previsão dos fluxos máximos para os 10 pontos de conexão, bem como os resultados indicados do PAR para 2005.

TAB. 4.7 – PREVISÃO DOS FLUXOS MÁXIMOS

Ponto	Fluxo Máximo Anual (MW)		Relação	Diferença	Correção
	Série Temporal <sup>†</sup>	PAR			
Adrianópolis	627,43	648	1,03	20,57	5%
São José	435,38	437	1,00	1,62	5%
Campos	184,32	263	1,43	78,68	23%
Jacuacanga	23,55	25	1,06	1,45	5%
Itaorna	24,15	19	0,79	-5,15	5%
Angra	22,15	20	0,90	-2,15	5%
Muriqui	22,38	21	0,94	-1,38	5%
Ilha dos Pombos	218,73	173	0,79	-45,73	-10%
Rio da Cidade	241,40	132	0,55	-109,40	-39%
Retiro Saudoso	84,16	92	1,09	7,84	5%

Na Tab. 4.7, a coluna “Relação” corresponde ao quociente entre o fluxo (patamar de carga pesada) estimado pelo PAR e o fluxo máximo anual previsto para cada ponto de conexão através da análise de séries temporais (sem correção de nível). Pode-se notar que as maiores distâncias ocorrem em Campos, Ilha dos Pombos e Rio da Cidade, o que também pode ser comprovado na coluna “Diferenças”.

Nos pontos em que as previsões ficaram razoavelmente próximas aos casos do PAR, i.e. Adrianópolis, São José, Jacuacanga, Itaorna, Angra, Muriqui e Retiro Saudoso, foram utilizadas por segurança, correções de 5%, mesmo que o PAR tenha indicado alguns decréscimos. Esse

<sup>†</sup> Neste caso, a previsão é aquela obtida pela série temporal original, i.e. sem qualquer tipo de correção adicional à tendência.

valor foi escolhido, pois a média da coluna “Relação” é de aproximadamente 1,05 para os valores maiores que 1.

Para os pontos de conexão onde os fluxos previstos pela série temporal original e os indicados pelo PAR ficaram distantes, foi adotada a correção tal que a previsão de fluxo máximo pela série temporal (após a correção) ficasse igual à média entre a previsão original e a sugerida pelo PAR. Por exemplo, para Campos, o fluxo máximo previsto é de 184,32 MW, enquanto o PAR (carga pesada) indica 263 MW. A média aritmética entre esses dois valores vale aproximadamente 224 MW. Logo, deve-se descobrir o valor de correção adicional que faz com que o fluxo máximo previsto pela série temporal seja próximo de 224 MW. Ajustando então a correção para 23%, obtém-se um fluxo máximo previsto de 225,69 MW. Este processo de ajuste pode ser feito rapidamente por tentativa e erro.

Uma vez determinados os valores de correção adicional para todos os pontos, pode-se passar à determinação dos montantes ótimos de uso, como feito a seguir.

### ***Determinação do MUST para 2005***

A Tab. 4.8 apresenta os montantes ótimos calculados pelos Métodos 1 e 2, bem como os valores efetivamente contratados pela Ampla em 2005 e os ótimos *a posteriori*, i.e. os montantes de uso ótimos que minimizam os encargos ocorridos no ano de 2005. Os encargos totais de 2005 podem ser encontrados na Tab. 4.9.

TAB. 4.8 – MONTANTES DE USO EM MW

Ponto	Método 1	Método 2	Ótimo	Contratado em 2005
Adrianópolis	613,20	625,10	608,00	615,00
São José	424,40	415,80	420,60	479,00
Campos	204,40	206,50	207,15	314,20
Jacuacanga	22,70	22,80	23,20	26,70
Itaorna	23,60	23,90	24,50	34,90
Angra	19,20	18,70	25,00	27,50
Muriqui	19,50	19,80	18,80	26,60
I. dos Pombos	164,00	161,60	195,50	205,00
Rio da Cidade	164,00	153,50	162,50	180,00
Retiro Saudoso	84,00	83,90	81,75	95,00
Total	1739,00	1731,60	1767,00	2003,90

TAB. 4.9 – ENCARGOS ACUMULADOS DE 2005 EM R\$

Ponto	Método 1	Método 2	Ótimo	Contratado em 2005
Adrianópolis	41.098.187,16	41.682.953,16	40.842.659,16	41.186.639,16
São José	28.297.195,10	28.290.937,27	28.110.463,10	31.384.080,00
Campos	13.909.896,00	13.978.692,00	13.835.367,00	20.573.280,00
Jacuacanga	1.535.264,64	1.538.540,64	1.520.064,00	1.749.384,00
Itaorna	1.764.204,62	1.769.118,62	1.760.576,45	2.286.648,00
Angra	2.087.336,16	2.137.529,39	1.860.768,00	1.900.080,00
Muriqui	1.463.077,98	1.467.991,98	1.451.611,98	1.742.832,00
I. dos Pombos	32.343.519,78	32.778.268,38	30.887.227,80	31.660.200,00
Rio da Cidade	27.362.443,68	27.695.404,74	27.246.613,68	28.674.797,58
Retiro Saudoso	12.972.960,00	12.957.516,00	12.625.470,00	14.671.800,00
Total	162.834.085,12	164.296.952,18	160.140.821,17	175.829.740,74

Os resultados das Tab. 4.8 e 4.9 mostram que a utilização dos métodos de cálculo do MUST causaria uma redução no montante total contratado de 2003,90 MW para 1739 MW (pelo Método 1).

Das três alternativas, o Método 1 foi o que resultou no menor encargo anual, e, com sua aplicação, a economia em relação ao contrato efetivamente realizado pela Ampla em 2005 teria sido de R\$ 12.995.655,62. Desconsiderando o encargo de Campos, cujo valor de contrato é bem superior aos fluxos ocorridos, a economia obtida pela aplicação do Método 1 seria de R\$ 6.332.271,62.

Observações individuais mostram que as maiores diferenças entre os montantes sugeridos pelos Métodos 1 e 2 em relação aos ótimos *a posteriori* ocorreram em Angra e Ilha dos Pombos. Nestes pontos, as previsões de fluxos máximos foram de 22,25 MW e 218,73 MW, enquanto os casos de carga pesada do PAR indicaram, respectivamente, reduções para 20 MW e 173 MW. No entanto, contrariando as expectativas do PAR, os máximos ocorridos em 2005 para Angra e Ilha dos Pombos foram de 30,80 MW e 213,48 MW.

Como resultado, os Métodos 1 e 2 sugeriram, respectivamente, a contratação de 164 e 161,60 MW em Ilha dos Pombos, enquanto o ótimo real é de 195,5 MW. Se a informação do PAR tivesse sido desprezada, ter-se-ia um montante ótimo de 180 MW (Método 1). Neste caso, o encargo anual seria reduzido de R\$ 32.343.519,78 para R\$ 31.545.064,98, i.e. haveria uma economia adicional de R\$ 798.454,80.



Nos demais pontos, os montantes calculados foram sempre próximos dos ótimos reais, determinados *a posteriori*. A diferença média em relação aos contratos ótimos é de -2,80 MW para o Método 1, -3,54 MW para o Método 2 e 23,69 MW para os contratos firmados para 2005.

Cabe ressaltar que nos índices apresentados acima, estão presentes alguns valores extremos, como a diferença de aproximadamente -31 MW (i.e. 164 - 195) do contrato (Método 1) calculado para Ilha dos Pombos. Outra grande diferença é a ocorrida em Campos, onde a Ampla contratou 314,20 MW em 2005, enquanto os métodos indicaram valores bem inferiores. Desprezando então esses pontos críticos, as novas diferenças médias são: 0,39 MW para o Método 1, -0,17 MW para o Método 2 e 14,43 MW para os contratos de 2005.

## **CAPÍTULO 5**

### ***CONCLUSÕES***

Nesta dissertação propôs-se uma metodologia para a determinação dos montantes ótimos de uso de sistemas de transmissão por ponto de conexão, i.e. os valores máximos de fluxo de potência demandado que as concessionárias devem contratar em suas conexões com a rede de transmissão para fins de *tarifação* pelo uso deste sistema.

De acordo com o método proposto, o fluxo de potência máximo mensal em cada conexão é representado por uma função densidade de probabilidade, o que permite conhecer as chances de ocorrência de diversos patamares de fluxo. A representação probabilística dos fluxos possibilita, por sua vez, a determinação de uma função densidade de probabilidade para o encargo mensal referente a cada ponto de conexão. Neste caso, a distribuição de probabilidade fica completamente definida em função do montante de uso.

O Capítulo 2 apresentou a formulação matemática do problema, bem como alguns exemplos numéricos para ilustrar os desenvolvimentos. Uma conclusão importante extraída deste capítulo é a de que a busca pelos montantes ótimos de uso pode ser feita independentemente para cada ponto de conexão, o que simplifica sobremaneira o processo de determinação do parâmetro MUST, evitando a necessidade de se trabalhar com funções densidade de probabilidade conjuntas para os fluxos nas conexões.

Os Capítulos 3 e 4 foram destinados à aplicação da metodologia em sistemas testes e reais. No Capítulo 3, foi utilizado o IEEE RTS para realizar testes básicos e análises de sensibilidade do método proposto. Pode-se destacar que a formulação é sensível a parâmetros de *tarifação* como a penalidade por violações e a ultrapassagem máxima permitida. Já no Capítulo 4, a metodologia foi aplicada ao sistema da Ampla, onde o método teria resultado em uma economia significativa (aproximadamente 13 milhões de reais para o ano de 2005). Ainda neste capítulo foram tratados alguns aspectos complementares ao método, como a montagem dos histogramas dos fluxos máximos mensais, o que envolve previsões e normalizações.

O programa computacional desenvolvido em plataforma MATLAB é responsável pela busca do valor de contrato (montante de uso) que minimize o valor médio do encargo de uso em cada ponto. O critério assim estabelecido garante que os encargos anuais (soma dos 12 meses) sejam os menores possíveis considerando-se um horizonte de longo prazo.

Pode-se dizer que o montante ótimo faz um balanço entre *subcontratações* (pagamentos de multa por violações dos montantes acordados) e *sobrecontratações* (pagamentos desnecessários por capacidades de transmissão que não foram plenamente utilizadas) para que o encargo total anual seja mínimo.

Procura-se deste modo, estabelecer montantes de uso de forma racional, i.e. que beneficiem à concessionária e, ao mesmo tempo, evitem que a contratação de montantes desnecessariamente elevados implique em tarifas inadequadas para os consumidores finais.

Propõem-se os seguintes tópicos para desenvolvimentos que, no futuro, possam complementar este trabalho:

- Estudo e avaliação de técnicas mais sofisticadas para a previsão de fluxos máximos mensais, visando uma determinação mais precisa dos histogramas e, conseqüentemente, a estimativa de montantes de uso mais próximos do ótimo;
- Ainda no que se refere à montagem dos histogramas, pretende-se avaliar a viabilidade de inclusão de valores de fluxos máximos nos pontos de conexão obtidos através de simulação Monte Carlo para considerar alterações na topologia da rede e/ou condição de carregamento prevista para o ano subsequente;
- Com o aprimoramento da ferramenta de previsão dos fluxos, existe também a chance de que o Método 2 apresente uma melhora em seu desempenho, o que poderá ser verificado e comparado com o método originalmente proposto;
- Finalmente, pretende-se avaliar a relação entre os montantes de uso e a tarifa do consumidor final, para destacar a contribuição social da metodologia proposta.

# APÊNDICE A

## *DADOS DO IEEE RTS*

DESCRIÇÃO DO SISTEMA E CASO

SISTEMA	CASO
IEEE-RTS	Verificação-do-Contrato-Ótimo

DADOS GERAIS

MAXSIM	SEED	ALFA	BETA
10000	1234	3	1.05

DADOS DE BARRAS

BA	ARE	NG	PMN MW	PMX MW	FOR	CUST \$/MW	CAR MW	CINT \$/MW
1	138	2	5	20	0.10	48.50	108	1000
2	138	2	5	20	0.10	48.50	97	1000
3	138	0	0	0	0	0	180	1000
4	138	0	0	0	0	0	74	1000
5	138	0	0	0	0	0	71	1000
6	138	0	0	0	0	0	136	1000
7	138	3	30	100	0.04	23.80	125	1000
8	138	0	0	0	0	0	171	1000
9	138	0	0	0	0	0	175	1000
10	138	0	0	0	0	0	195	1000
11	230	0	0	0	0	0	0	1000
12	230	0	0	0	0	0	0	1000
13	230	3	40	197	0.05	22.80	265	1000
14	230	0	0	0	0	0	194	1000
15	230	5	3	12	0.02	28.50	317	1000
16	230	1	40	155	0.04	12.44	100	1000
17	230	0	0	0	0	0	0	1000
18	230	1	100	400	0.12	6.30	333	1000
19	230	0	0	0	0	0	181	1000
20	230	0	0	0	0	0	128	1000
21	230	1	100	400	0.12	6.30	0	1000
22	230	6	8	50	0.01	10.00	0	1000
23	230	2	40	155	0.04	12.44	0	1000
24	230	0	0	0	0	0	0	1000
25	138	2	15	76	0.02	15.30	0	1000
26	138	2	15	76	0.02	15.30	0	1000
27	230	1	40	155	0.04	12.44	0	1000
28	230	1	75	350	0.08	12.10	0	1000
9999								

DADOS DE CIRCUITOS

DE	PA	NO	REAT PU	TXFL F/A	TMR H	CAP MW	CNX 1/0
1	2	01	0.0139	0.24	16	175	0
1	3	02	0.2112	0.51	10	175	0
1	5	03	0.0845	0.33	10	175	0
2	4	04	0.1267	0.39	10	175	0
2	6	05	0.1920	0.48	10	175	0
3	9	06	0.1190	0.38	10	175	0
24	3	07	0.0839	0.02	768	400	1
4	9	08	0.1037	0.36	10	175	0
5	10	09	0.0883	0.34	10	175	0
6	10	10	0.0605	0.33	35	175	0
7	8	11	0.0614	0.30	10	175	0
8	9	12	0.1651	0.44	10	175	0
8	10	13	0.1651	0.44	10	175	0
11	9	14	0.0839	0.02	768	400	1
12	9	15	0.0839	0.02	768	400	1
11	10	16	0.0839	0.02	768	400	1
12	10	17	0.0839	0.02	768	400	1
11	13	18	0.0476	0.40	11	500	0
11	14	19	0.0418	0.39	11	500	0
12	13	20	0.0476	0.40	11	500	0
12	23	21	0.0966	0.52	11	500	0
13	23	22	0.0865	0.49	11	500	0
14	16	23	0.0389	0.38	11	500	0
15	16	24	0.0173	0.33	11	500	0
15	21	25	0.0490	0.41	11	500	0
15	21	26	0.0490	0.41	11	500	0
15	24	27	0.0519	0.41	11	500	0
16	17	28	0.0259	0.35	11	500	0
16	19	29	0.0231	0.34	11	500	0
17	18	30	0.0144	0.32	11	500	0
17	22	31	0.1053	0.54	11	500	0
18	21	32	0.0259	0.35	11	500	0
18	21	33	0.0259	0.35	11	500	0
19	20	34	0.0396	0.38	11	500	0
19	20	35	0.0396	0.38	11	500	0
20	23	36	0.0216	0.34	11	500	0
20	23	37	0.0216	0.34	11	500	0
21	22	38	0.0678	0.45	11	500	0
25	1	39	0.0100	0	1	999	0
26	2	40	0.0100	0	1	999	0
27	15	41	0.0100	0	1	999	0
28	23	42	0.0100	0	1	999	0
9999							

## APÊNDICE B

### PDF DOS FLUXOS MÁXIMOS NAS CONEXÕES

#### Conexão 1

Pdf do Fluxo Máximo

Fluxo d MW	Probab D=d	Probab D<=d	Probab D>d
277.93	0.016667	0.016667	0.983333
283.78	0.041667	0.058334	0.941666
289.63	0.000000	0.058334	0.941666
295.48	0.033333	0.091667	0.908333
301.33	0.066667	0.158334	0.841666
307.18	0.050000	0.208334	0.791666
313.03	0.050000	0.258334	0.741666
318.88	0.091667	0.350001	0.649999
324.73	0.066667	0.416668	0.583332
330.58	0.050000	0.466668	0.533332
336.43	0.058333	0.525001	0.474999
342.28	0.033333	0.558334	0.441666
348.13	0.050000	0.608334	0.391666
353.98	0.075000	0.683334	0.316666
359.83	0.050000	0.733334	0.266666
365.68	0.050000	0.783334	0.216666
371.53	0.050000	0.833334	0.166666
377.38	0.050000	0.883334	0.116666
383.23	0.058333	0.941667	0.058333
389.08	0.058333	1.000000	-0.000000

Valor esperado: 338.57 MW

#### Conexão 2

Pdf do Fluxo Máximo

Fluxo d MW	Probab D=d	Probab D<=d	Probab D>d
198.55	0.016667	0.016667	0.983333
201.65	0.100000	0.116667	0.883333
204.75	0.083333	0.200000	0.800000
207.85	0.058333	0.258333	0.741667
210.95	0.125000	0.383333	0.616667
214.05	0.300000	0.683333	0.316667
217.15	0.191667	0.875000	0.125000
220.25	0.033333	0.908333	0.091667

223.35	0.050000	0.958333	0.041667
226.45	0.016667	0.975000	0.025000
229.55	0.008333	0.983333	0.016667
232.65	0.000000	0.983333	0.016667
235.75	0.000000	0.983333	0.016667
238.85	0.008333	0.991666	0.008334
241.95	0.000000	0.991666	0.008334
245.05	0.000000	0.991666	0.008334
248.15	0.000000	0.991666	0.008334
251.25	0.000000	0.991666	0.008334
254.35	0.000000	0.991666	0.008334
257.45	0.008333	0.999999	0.000001

Valor esperado: 213.20 MW

### Conexão 3

Pdf do Fluxo Máximo

Fluxo d MW	Probab D=d	Probab D<=d	Probab D>d
183.78	0.066667	0.066667	0.933333
191.33	0.116667	0.183334	0.816666
198.88	0.066667	0.250001	0.749999
206.43	0.100000	0.350001	0.649999
213.98	0.141667	0.491668	0.508332
221.53	0.316667	0.808335	0.191665
229.08	0.058333	0.866668	0.133332
236.63	0.016667	0.883335	0.116665
244.18	0.025000	0.908335	0.091665
251.73	0.025000	0.933335	0.066665
259.28	0.025000	0.958335	0.041665
266.83	0.008333	0.966668	0.033332
274.38	0.016667	0.983335	0.016665
281.93	0.008333	0.991668	0.008332
289.48	0.000000	0.991668	0.008332
297.03	0.000000	0.991668	0.008332
304.58	0.000000	0.991668	0.008332
312.13	0.000000	0.991668	0.008332
319.68	0.000000	0.991668	0.008332
327.23	0.008333	1.000001	-0.000000

Valor esperado: 217.00 MW

### Conexão 4

Pdf do Fluxo Máximo

Fluxo d MW	Probab D=d	Probab D<=d	Probab D>d
247.95	0.041667	0.041667	0.958333
253.85	0.033333	0.075000	0.925000

APÊNDICE B – PDF DOS FLUXOS MÁXIMOS NAS CONEXÕES

259.75	0.100000	0.175000	0.825000
265.65	0.083333	0.258333	0.741667
271.55	0.050000	0.308333	0.691667
277.45	0.008333	0.316666	0.683334
283.35	0.050000	0.366666	0.633334
289.25	0.075000	0.441666	0.558334
295.15	0.050000	0.491666	0.508334
301.05	0.050000	0.541666	0.458334
306.95	0.200000	0.741666	0.258334
312.85	0.166667	0.908333	0.091667
318.75	0.058333	0.966666	0.033334
324.65	0.000000	0.966666	0.033334
330.55	0.008333	0.974999	0.025001
336.45	0.000000	0.974999	0.025001
342.35	0.000000	0.974999	0.025001
348.25	0.000000	0.974999	0.025001
354.15	0.008333	0.983332	0.016668
360.05	0.016667	0.999999	0.000001

-----  
 Valor esperado: 292.30 MW

**Conexão 5**

Pdf do Fluxo Máximo

Fluxo d MW	Probab D=d	Probab D<=d	Probab D>d
248.95	0.066667	0.066667	0.933333
252.85	0.041667	0.108334	0.891666
256.75	0.016667	0.125001	0.874999
260.65	0.050000	0.175001	0.824999
264.55	0.025000	0.200001	0.799999
268.45	0.050000	0.250001	0.749999
272.35	0.033333	0.283334	0.716666
276.25	0.016667	0.300001	0.699999
280.15	0.033333	0.333334	0.666666
284.05	0.016667	0.350001	0.649999
287.95	0.050000	0.400001	0.599999
291.85	0.041667	0.441668	0.558332
295.75	0.041667	0.483335	0.516665
299.65	0.041667	0.525002	0.474998
303.55	0.066667	0.591669	0.408331
307.45	0.133333	0.725002	0.274998
311.35	0.125000	0.850002	0.149998
315.25	0.125000	0.975002	0.024998
319.15	0.016667	0.991669	0.008331
323.05	0.008333	1.000002	-0.000002

-----  
 Demanda esperada: 291.17 MW



## APÊNDICE C

### ***RESULTADOS DO PROGRAMA MUST PARA O IEEE RTS***

#### ***Conexão 1***

Montante ótimo de uso: 353.98 MW  
 Precisão do refinamento: 1.17 MW

Fluxo máximo sem multa: 371.68 MW  
 Risco de violação: 16.67 %  
 Encargo esperado: 737.50 R\$/mês

Pdf do Encargo

	Fluxo d MW	Encargo ec R\$/mês	Probab EC=ec	Probab EC<=ec	Probab EC>ec
<=	371.53	707.96	0.833334	0.833334	0.166666
	377.38	848.36	0.050000	0.883334	0.116666
	383.23	883.46	0.058333	0.941667	0.058333
	389.08	918.56	0.058333	1.000000	-0.000000

#### ***Conexão 2***

Montante ótimo de uso: 207.23 MW  
 Precisão do refinamento: 0.62 MW

Fluxo máximo sem multa: 217.59 MW  
 Risco de violação: 12.50 %  
 Encargo esperado: 429.03 R\$/mês

Pdf do Encargo

	Fluxo d MW	Encargo ec R\$/mês	Probab EC=ec	Probab EC<=ec	Probab EC>ec
<=	217.15	414.46	0.875000	0.875000	0.125000
	220.25	492.58	0.033333	0.908333	0.091667
	223.35	511.18	0.050000	0.958333	0.041667
	226.45	529.78	0.016667	0.975000	0.025000
	229.55	548.38	0.008333	0.983333	0.016667
	232.65	566.98	0.000000	0.983333	0.016667
	235.75	585.58	0.000000	0.983333	0.016667
	238.85	604.18	0.008333	0.991666	0.008334
	241.95	622.78	0.000000	0.991666	0.008334
	245.05	641.38	0.000000	0.991666	0.008334

APÊNDICE C – RESULTADOS DO PROGRAMA MUST PARA O IEEE RTS

248.15	659.98	0.000000	0.991666	0.008334
251.25	678.58	0.000000	0.991666	0.008334
254.35	697.18	0.000000	0.991666	0.008334
257.45	715.78	0.008333	0.999999	0.000001

### Conexão 3

Montante ótimo de uso:	212.47 MW
Precisão do refinamento:	1.51 MW
Fluxo máximo sem multa:	223.09 MW
Risco de violação:	19.17 %
Encargo esperado:	468.96 R\$/mês

Pdf do Encargo

	Fluxo d MW	Encargo ec R\$/mês	Probab EC=ec	Probab EC<=ec	Probab EC>ec
<=	221.53	424.94	0.808335	0.808335	0.191665
	229.08	524.60	0.058333	0.866668	0.133332
	236.63	569.90	0.016667	0.883335	0.116665
	244.18	615.20	0.025000	0.908335	0.091665
	251.73	660.50	0.025000	0.933335	0.066665
	259.28	705.80	0.025000	0.958335	0.041665
	266.83	751.10	0.008333	0.966668	0.033332
	274.38	796.40	0.016667	0.983335	0.016665
	281.93	841.70	0.008333	0.991668	0.008332
	289.48	887.00	0.000000	0.991668	0.008332
	297.03	932.30	0.000000	0.991668	0.008332
	304.58	977.60	0.000000	0.991668	0.008332
	312.13	1022.90	0.000000	0.991668	0.008332
	319.68	1068.20	0.000000	0.991668	0.008332
	327.23	1113.50	0.008333	1.000001	-0.000001

### Conexão 4

Montante ótimo de uso:	298.69 MW
Precisão do refinamento:	1.18 MW
Fluxo máximo sem multa:	313.62 MW
Risco de violação:	9.17 %
Encargo esperado:	614.90 R\$/mês

Pdf do Encargo

	Fluxo d MW	Encargo ec R\$/mês	Probab EC=ec	Probab EC<=ec	Probab EC>ec
<=	312.85	597.38	0.908333	0.908333	0.091667
	318.75	717.74	0.058333	0.966666	0.033334
	324.65	753.14	0.000000	0.966666	0.033334
	330.55	788.54	0.008333	0.974999	0.025001
	336.45	823.94	0.000000	0.974999	0.025001

APÊNDICE C – RESULTADOS DO PROGRAMA MUST PARA O IEEE RTS

342.35	859.34	0.000000	0.974999	0.025001
348.25	894.74	0.000000	0.974999	0.025001
354.15	930.14	0.008333	0.983332	0.016668
360.05	965.54	0.016667	0.999999	0.000001

**Conexão 5**

Montante ótimo de uso: 300.43 MW  
 Precisão do refinamento: 0.78 MW  
 Fluxo máximo sem multa: 315.45 MW  
 Risco de violação: 2.50 %  
 Encargo esperado: 603.86 R\$/mês

Pdf do Encargo

	Fluxo d MW	Encargo ec R\$/mês	Probab EC=ec	Probab EC<=ec	Probab EC>ec
<=	315.25	600.86	0.975002	0.975002	0.024998
	319.15	713.18	0.016667	0.991669	0.008331
	323.05	736.58	0.008333	1.000002	-0.000002

---

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [A82] A. Papoulis, “Probability, Random Variables, and Stochastic Processes”, *McGraw-Hill*, 1965, 1982 (2<sup>nd</sup>. Edition).
- [A99] ANEEL, Resolução nº 281, 1º de outubro de 1999, <http://www.aneel.gov.br>.
- [AL81] R.N. Allan, A.M. Leite da Silva and R.C. Burchett, “Evaluation methods and accuracy in probabilistic load flow analysis”, *IEEE Trans. on Power Apparatus and Syst.*, vol. PAS-100, pp.2531-2546, May 1981.
- [CA02] A. Conejo, J.M. Arroyo, N. Alguacil, A.L. Guijarro, “Transmission loss allocation: a comparison of different practical algorithms”, *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 17, no. 3, pp. 571-576, Aug. 2002.
- [CK01] J. Choi, H. Kim, J. Cha, R. Billinton, “Nodal probabilistic congestion and reliability evaluations of a transmission system under the deregulated electricity market”, in Proc. IEEE PES Summer Meeting, vol. 1, pp. 497-502, July 2001.
- [FD01] R.S. Fang and A.K. Davi, “Transmission congestion management in electricity markets”, *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 14, no. 3, pp. 877-883, Aug. 1999.
- [I79] IEEE APM Subcommittee, “IEEE reliability test system”, *IEEE Trans. on PAS*, vol. PAS-99, Nov/Dec. 1979, pp. 2047-2054.
- [LA90] A.M. Leite da Silva and V.L. Arienti, “Probabilistic load flow by a multilinear simulation algorithm”, *IEE Proceedings Part C*, vol. 137, no.4, pp. 276-282, July 1990.
- [LC03a] A.M. Leite da Silva and J.G.C. Costa, “Loss transmission loss allocation - part I: single energy market”, *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 18, no. 4, pp. 1389-1394, Nov. 2003.
- [LC03b] A.M. Leite da Silva and J.G.C. Costa, “Loss transmission loss allocation - part II: multiple interconnected energy market”, *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 18, no. 4, pp. 1395-1401, Nov. 2003.
- [LCM02] A.M. Leite da Silva, J.G.C. Costa, L.A.F. Manso, G.J. Anders, “Transmission capacity: availability, maximum transfer and reliability”, *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. 17, no. 3, Aug. 2002, pp. 843-849.
- [LCM06] A.M. Leite da Silva, J.G.C. Costa and C.M. Mattar “A Probabilistic Approach for Determining the Optimal Amount of Transmission System Usage”, *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 21, no. 4, pp. 1557-1564, Nov. 2006.

- [LM99] A.M. Leite da Silva, J.W. Marangon Lima and G.J. Anders, “Available transmission capability - sell firm or interruptible?”, *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 14, no. 4, pp. 1299-1305, Nov. 1999.
- [LR90] A.M. Leite da Silva, S.M.P. Ribeiro, V.L. Arienti, R.N. Allan and M.B. Do Coutto Filho, “Probabilistic load flow techniques applied to power system expansion planning”, *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 5, no. 4, pp. 1047-1053, Nov. 1990.
- [M96] J.W. Marangon Lima, “Allocation of transmission fixed charges: an overview”, *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 11, no. 3, pp. 1409-1418, Aug. 1996.
- [MR04] R. Méndes and H. Rudnick, “Congestion management and transmission rights in centralized electric markets”, *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 19, no. 2, pp. 889-896, May 2004.
- [MT85] P. A. Morettin, C. M. C. Toloi, “Previsão de Séries Temporais”, Atual Editora, 1985.
- [N96] Transmission Transfer Capability Task Force, “Available transfer capability definitions and determination”, North American Reliability Council, Princeton, NJ, June 1996.
- [ONS02] ONS, Procedimentos de Rede – Módulo 3: Acesso aos Sistemas de Transmissão. Utilização em caráter provisório pela Resolução nº 140, 25/03/2002 da ANEEL, <http://www.ons.org.br>.
- [PT00] J. Pan, Y. Teklu, S. Rahman and K. Jun, “Review of usage-based transmission cost allocation methods under open access”, *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 15, no. 4, pp. 1218-1224, Nov. 2000.
- [RB05] H. Rudnick, L.A. Barroso, C. Skerk, A. Blanco, “South American reform lessons - twenty years of restructuring and reform in Argentina, Brazil, and Chile”, *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 3, no. 4 pp. 49-59, July-Aug. 2005.
- [RP95] H. Rudnick, R. Palma and J.E. Fernández, “Marginal pricing and supplement cost allocation in transmission open access”, *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 10, no. 2, pp. 889-896, May 1995.
- [S94] M. R. Spiegel, “Estatística”, Pearson Education do Brasil, 3ª ed. 1994.
- [SH05] J.W. Stahlhurt, G.T. Heydt and G.B. Sheblé, “A stochastic evaluation of available transfer capability”, in Proc. IEEE PES General Meeting, San Francisco, vol. 1, pp. 2393-2399, June 2005.
- [SL03] M. Shaaban, W. Li, H. Liu, Y. Ni, F. Wu, “ATC calculation with steady-state security constraints using Benders decomposition”, *IEE Proc. on Gener., Transm. Distrib.*, vol. 150, no. 5, pp. 611-615, Sept. 2003.