

UNIVERSIDADE ESTADUAL DO OESTE DO PARANÁ
CAMPUS DE FOZ DO IGUAÇU
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA DE SISTEMAS DINÂMICOS E ENERGÉTICOS

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**SELEÇÃO E OPERAÇÃO ÓTIMA DE RECURSOS
ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS INSERIDOS EM UMA
MICRORREDE DE ENERGIA ELÉTRICA**

CRISTIAN ADOLFO ALVEZ

FOZ DO IGUAÇU

2015

Cristian Adolfo Alvez

**Seleção e Operação Ótima de Recursos Energéticos Distribuídos Inseridos
em uma Microrrede de Energia Elétrica**

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Sistemas Dinâmicos e Energéticos como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia de Sistemas Dinâmicos e Energéticos.

Orientador: Prof. Dr. Roberto Cayetano Lotero

Foz do Iguaçu
2015

Seleção e Operação Ótima de Recursos Energéticos Distribuídos Inseridos em uma Microrrede de Energia Elétrica

Cristian Adolfo Alvez

Esta Dissertação de Mestrado foi apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Sistemas Dinâmicos e Energéticos e aprovada pela Banca Examinadora: Data da defesa publica: 13/03/2015

Prof. Dr. Roberto Cayetano Lotero – (Orientador)
Universidade do Oeste do Paraná – UNIOESTE

Prof. Dr. Clodomiro Unsihuay Vila
Universidade Federal do Paraná – UFPR

Prof. Dr. Carlos Roberto Mendonça da Rocha
Universidade do Oeste do Paraná – UNIOESTE

Resumo

As microrredes podem ser consideradas como pequenos sistemas de potência que operam de maneira autônoma e automática, utilizando tecnologias, conectadas a elas, conhecidas como recursos energéticos distribuídos (REDs), sendo a própria demanda um desses recursos. Estas redes se caracterizam pelo uso intensivo de tecnologias de informação, comunicação e automação, permitindo atender a demanda de forma eficiente e otimizada. No entanto, implementar, expandir e operar uma microrrede traz consigo vários desafios econômicos, técnicos e operacionais que devem ser enfrentados, sendo um deles a seleção e operação dos REDs. Como consequência disso, neste trabalho apresenta-se um modelo de otimização para a seleção e operação de REDs, com o objetivo de analisar o impacto que provocam os diversos parâmetros de entrada no comportamento das variáveis envolvidas na seleção e modo de operação desses REDs. As incertezas na demanda e nos recursos renováveis foram tratadas através de uma árvore de cenários enquanto que para a estimação do risco se utilizou o valor em risco (VaR). A formulação matemática resultante se constitui em um modelo de programação linear inteira mista que foi implementado na linguagem GAMS e resolvido com o solver CPLEX. Através dos resultados de simulação foi possível observar os benefícios econômicos que podem obter-se mediante a utilização de REDs, assim como destacar o impacto que pode produzir a natureza intermitente dos recursos renováveis sobre os custos de operação e também evidenciar a importância de dispor informação do risco em situações de incerteza. Os resultados obtidos corroboram as funcionalidades da ferramenta desenvolvida como auxílio no momento de tomar decisões em relação à implantação de REDs e à gestão otimizada de energia em uma microrrede. Como característica a destacar do modelo, este opera independentemente do qual seja o tipo de demanda do consumidor e permite efetuar diversas análises a respeito da influência dos parâmetros de entrada sobre as variáveis de decisão.

Palavras chave: Microrredes Inteligentes, REDs, Gestão Integrada de Energia, Incertezas, Risco.

Abstract

The microgrids may be considered as small power systems that operate autonomously and automatically, using technologies linked to it known as distributed energy resources (DERs), being demand, one of this resources. These networks are characterized by intensive use of information, communication and automation technologies, allowing meet demand in form efficient and optimally. However, implement, expand and operate a microgrid brings various economic, technical and operational challenges that must be faced, being one of those challenges the selection and operation of DERs. Thus, this work presents an optimization model, with the objective of analyzing the impact of input parameters on the behavior of the variables involved in selection and operations of these resources. The uncertainties in demand and renewable resources were treated through a scenario tree while for risk estimation was used the value at risk (VaR). The mathematical formulation constitutes a mixed integer linear programming model that was implemented in GAMS language and solved by CPLEX solver. Through simulations was possible to observe the economic benefits that can be obtained through use of DERs, highlight the impact that can produce the intermittent nature of renewable resources on operating costs, and also evidence the importance to have information regards of risk in situations of uncertainty. The results of the simulations show the tool's features developed as an aid when decisions must be made regarding the deployment of DERs and the optimized energy management in a microgrid. As features to highlight, this model operates independently of the energy consumer profile and also allows to perform various analyzes with respect to the influence of the input parameters on the decision variables.

Keywords: Smart Microgrids, DERs, Integrated Energy System Management, Uncertainty, Risk.

Dedicatória

Dedicado a mi familia por el apoyo incondicional y porque siempre creyeron en mi.

Agradecimentos

Há tanto que agradecer...

Agradeço a meus pais Marta Teresa Hayduk de Alvez e Adolfo Alvez pelos valores fundamentais que me ensinaram, pela compreensão, pelo carinho e apoio.

O meu especial agradecimento ao Dr. Roberto Cayetano Lotero pela orientação deste trabalho, pela paciência, e pela grande amizade que me professou.

Agradeço a todos os professores do PGESDE pela amizade e excelente formação que recebi deles.

Agradeço ainda aos meus amigos Antônio Chiella, Jhonattan Andrade, Artur Piardi, Jhoni Schulz, Ana Caetano, Rômulo Bainy, Fernando Machado, Itamar Nieradka, Éder Tontini, Fernando Reis, Jonattan Sarmiento, Matheus Thomé, João Montemezzo e ao pessoal da turma 2012 pelo companheirismo e apoio em tudo.

Agradeço à CAPES pelo apoio financeiro.

Finalmente agradeço a todos os que de maneira direta ou indireta contribuíram com este trabalho.

Sumário

Lista de Figuras	xiii
Lista de Tabelas	xiv
Lista de Nomenclaturas	xv
Lista de Símbolos	xviii
Capítulo 1	1
Introdução	1
1.1 Justificativa e motivação	2
1.2 Objetivo	3
1.2.1 Objetivos específicos	4
1.3 Estrutura do trabalho	4
Capítulo 2	5
Seleção e Operação de REDs	5
2.1 Microrredes de energia elétrica	5
2.1.1 REDs.....	6
Grupos motor-gerador	6
Microturbinas	6
Células de combustível.....	7
Painéis fotovoltaicos.....	7
Turbinas eólicas.....	8
Resposta da demanda.....	8
Benefícios do uso de REDs	9
2.2 Detalhamento do problema de pesquisa	10
2.3 O problema de seleção e operação ótima de REDs na literatura.....	13
2.4 Considerações finais	17
Capítulo 3	19
Formulação Matemática	19
3.1 Modelo determinístico	19
3.1.1 Função objetivo	19
3.1.2 Restrições	21

3.2	Modelo estocástico para decisor neutro ao risco	24
3.3	Modelo estocástico para decisor com aversão ao risco.....	28
3.4	Considerações finais	32
Capítulo 4	33
Testes e Resultados	33
4.1	Dados de entrada.....	33
4.1.1	REDs	33
4.1.2	Consumo	35
4.1.3	Tarifas	36
4.2	Casos de estudo.....	37
4.2.1	Caso 1.....	37
Caso 1a	37
Caso 1b	38
4.2.2	Caso 2.....	40
Caso 2a	42
Caso 2b	43
4.2.3	Caso 3.....	44
4.3	Considerações finais	46
Capítulo 5	49
Conclusões	49
Referências Bibliográficas	51
Apêndice A	55
Dados de demanda	55
Apêndice B	85
Dados da potência dos REDs renováveis	85

Lista de Figuras

Figura 2.1: Microrrede inteligente. Fonte: Própria.....	5
Figura 2.3: Modelo de otimização. Fonte: Própria.....	11
Figura 3.1: Árvores de cenários.....	24
Figura 3.2: Modelo estocástico de duas etapas. Fonte: Villalba & Ramos, 2004.	25
Figura 3.3: Valor em risco (VaR). Fonte: Adaptado de Villalba & Ramos (2004).....	29
Figura 4.1: Demanda de energia elétrica correspondente a dias típicos de semana.....	35
Figura 4.2: Demanda de calor correspondente a dias típicos de semana.	35
Figura 4.3: Potência da geração eólica para três dias típicos.	41
Figura 4.4: Potência da geração fotovoltaica para três dias típicos.....	41
Figura 4.5: Curvas de potência de um dia típico de Janeiro.....	46

Lista de Tabelas

Tabela 4.1: Dados dos recursos energéticos distribuídos.	34
Tabela 4.2: Dados das tecnologias de recuperação de calor e queima de gás.	34
Tabela 4.3: Tarifas de energia elétrica.	36
Tabela 4.4: Tarifas para compra de gás	36
Tabela 4.5: Resultados de simulação para o caso 1a.	38
Tabela 4.6: Resultados de simulação para o caso 1b.	39
Tabela 4.7: Resultados de simulação ao combinar as melhores opções dos casos 1a e 1b.	40
Tabela 4.8: Dados das tecnologias baseadas em recursos renováveis.	41
Tabela 4.9: Resultados de simulação para o caso 2a.	42
Tabela 4.10: Resultados de simulação para o caso 2b.	43
Tabela 4.11: Características dos cenários.	44
Tabela 4.12: Resultados de simulação para o caso 3.	45
Tabela A.1: Dados de demanda para o caso 1.	55
Tabela A.2: Dados de demanda para o cenário 1.	58
Tabela A.3: Dados de demanda para o cenário 2.	61
Tabela A.4: Dados de demanda para o cenário 3.	65
Tabela A.5: Dados de demanda para o cenário 4.	68
Tabela A.6: Dados de demanda para o cenário 5.	71
Tabela A.7: Dados de demanda para o cenário 6.	74
Tabela B.1: Dados de potência da turbina eólica.	85
Tabela B.2: Dados de potência do sistema do sistema fotovoltaico	88

Lista de Nomenclaturas

Índices

m	Meses do ano (Janeiro a Dezembro)
t	Tipos de dia (semana, final de semana)
h	Horas do dia (1 a 24hs)
$hp(h)$	Horário de ponta (18hs a 21hs)
$hfp(h)$	Horário fora de ponta (1 a 17hs e 22 a 24hs)
$hc(h)$	Horário para carga de baterias (1 a 3hs)
i	Recursos Energéticos Distribuídos ($i1$ a $i8$)
$id(i)$	Recursos Energéticos Distribuídos com potência determinística ($i1$ a $i5$ e $i8$)
u	Tipos de uso final (eletricidade, calor, frio)
j	Tecnologias para recuperação de calor e queima de gás ($j1$ a $j6$)
s	Cenários ($s1$ a $s6$)

Parâmetros

$TCE_{m,t,h}$	Tarifa de compra de energia elétrica no horário h , do tipo de dia t , no mês m [R\$/kWh]
$TDCP$	Tarifa de demanda contratada em horário de ponta [R\$/kW]
$TDCFP$	Tarifa de demanda contratada em horário fora de ponta [R\$/kW]
$CFCH_j$	Custo fixo de manutenção e operação de cada tecnologia j [R\$/ano]
CCH_j	Custo de investimento de cada tecnologia j [R\$]
$Anualiza_x$	Fator para anualizar os custos de investimento de cada tecnologia i ou j
CPE_i	Custo de produção de energia elétrica para cada tecnologia i [R\$/kWh]
Cv_i	Custo variável de manutenção e operação de cada tecnologia i [R\$/kWh]
$TECinvest_i$	Custo de investimento de cada tecnologia i [R\$]
Cf_i	Custo fixo de manutenção e operação de cada tecnologia i [R\$/ano]
$CustoG_{m,h}$	Preço de compra de gás no horário h , de cada mês m [R\$/kWh]
$PVE_{m,t,h}$	Preço de venda de energia no horário h , do tipo de dia t , no mês m [\$/kWh]
$\beta_{j,u}$	Potência útil em kW por cada kW de gás comprado em cada uso final u , para cada tecnologia j

$\gamma_{j,u}$	Potência útil em kW que pode se converter no uso final u , por kW de calor recuperado em cada tecnologia j
Mag	Magnitude de cada desconexão de carga na resposta da demanda [kW]
$CargaB_{m,t,u,h}$	Demanda para carregar o banco de baterias [kW]
$CargaC_{m,t,u,h}$	Demanda dos consumidores sem incluir carga de baterias [kW]
M	Representa um número finito muito grande
α_i	Potência de calor em kW que se obtém a cada kW de potência elétrica produzida em cada tecnologia i
$Gmax_i$	Máxima capacidade de geração de cada tecnologia i [kW]
$Gmax_{id}$	Máxima capacidade de geração de cada tecnologia id [kW]
ρ	Densidade do ar a 25° C e uma pressão de uma atmosfera [Kg/m ³]
Cp	Coefficiente de potência da turbina eólica
Ae	Área barrida pelo rotor da turbina eólica [m ²]
$V_{m,h}$	Velocidade do vento em cada hora h de cada mês m [m/seg]
η	Rendimento do sistema de painéis fotovoltaicos
Af	Área total do conjunto de painéis fotovoltaicos [m ²]
$I_{m,h}$	Intensidade de radiação solar em cada hora h de cada mês m [W/m ²]
$CHmax_j$	Potência máxima das tecnologias de recuperação de calor e queima de gás j [kW]
$Taxinv$	Taxa de remuneração de capital [%]
VU_x	Vida útil de cada tecnologia i ou j [anos]
Co	Quantidade de cortes permitidos diariamente na resposta da demanda em cada uso final
p_s	Probabilidade de ocorrência para cada cenário
$Svar$	Limite máximo para o valor esperado do custo [R\$/ano]
Variáveis	
$DEC_{m,t,u,h}$	Potência com a qual é comprada energia elétrica na hora h , do tipo de dia t , para o uso final u , no mês m [kW]
DCP	Demanda contratada no horário de ponta [kW]
$DCFP$	Demanda contratada no horário fora de Ponta [kW]
CH_j	Variável binária que indica investimento na tecnologia j se seu valor for 1
$GV_{i,m,t,h}$	Potência com a qual é gerada energia elétrica pela tecnologia i para venda [kW]

$GL_{i,m,t,u,h}$	Potência com a qual é gerada energia elétrica pela tecnologia i para atender a demanda local [kW]
$InvGer_i$	Variável binária que indica investimento na tecnologia i se seu valor for 1
$GasC_{m,t,u,h}$	Quantidade de gás comprado na hora h , do tipo de dia t , para o uso final u , no mês m [kW]
$CR_{i,j,m,t,u,h}$	Potência associada à recuperação de calor na hora h , do tipo de dia t , para o uso final u , no mês m , recuperado por cada tecnologia j , produzido por cada tecnologia i [kW]
$RD_{m,t,u,h}$	Variável binária para indicar a resposta da demanda na hora h , do tipo de dia t , para o uso final u , no mês m [kW]
$ZDM_{m,t,h}$	Variável binária que indica a compra de energia elétrica
$ZGV_{m,t,h}$	Variável binária que indica a venda de energia elétrica
δ_s	Variável binária auxiliar associada ao cálculo do VAR
Z	Função objetivo do modelo determinístico
$CustoE$	Função objetivo do modelo estocástico para decisor neutro ao risco
ξ	Variável que representa o VAR

Lista de Símbolos

CPLEX	Algoritmo para solução de problemas de programação inteira mista
CVaR	Conditional value at risk
EXCEL	Planilha de cálculo
EE	Energia elétrica
FC	Fator de capacidade
GAMS	General Algebraic Modeling System
Gb	Giga byte
GD	Geração distribuída
GHz	Giga Hertz
MLIM	Modelo linear inteiro misto
PEM	Point estimate method
R	Software para processamento estatístico de dados
RAM	Random Access Memory
REDS	Recursos Energéticos Distribuídos
VaR	Value at risk

Capítulo 1

Introdução

Atualmente a energia elétrica se tornou um elemento indispensável para a sociedade moderna. Como consequência disso, pode-se perceber que, apesar da melhoria na eficiência energética das tecnologias de conversão para os usos finais, em vários países o uso de eletricidade per capita continua crescendo (Cardoso et al., 2012; Siddiqui et al., 2004; Kagan et al., 2005).

Durante muitos anos a indústria de energia elétrica, responsável em atender essa demanda crescente, se caracterizou por uma estrutura centralizada, com grandes centrais de geração interligadas aos centros de consumo mediante linhas de transmissão e entregando a energia aos consumidores através de uma infraestrutura de distribuição geralmente passiva, sem opções de oferta de energia local conectadas à mesma. Esse tipo de estrutura da indústria causa elevados impactos ambientais devido às usinas termelétricas que utilizam combustíveis fósseis e às usinas hidrelétricas que precisam alagar grandes extensões. Também impõe grandes investimentos na rede de transporte para garantir a confiabilidade de serviço, provoca perdas na transmissão, enfrenta fortes restrições para sua expansão, dentre outras dificuldades (Siddiqui et al., 2004; Marnay & Venkataramanan, 2006; Marvart, 2006; Leão et al., 2009; Cardoso et al., 2012).

Na década de 1980 apareceram as primeiras alterações no paradigma de geração centralizada com a criação da figura do produtor independente, com o qual se pretendia aproveitar as vantagens econômicas e ambientais dos equipamentos de geração de menor escala. A partir disso se originou uma onda de reestruturações do setor elétrico em vários países do mundo. Com a reestruturação se introduziram grandes transformações no modo em que a energia é produzida e comercializada, sobretudo no atacado, porém sem grandes alterações tecnológicas do sistema (Falcão, 2009).

Como consequência foi percebida uma diminuição nos investimentos em grandes usinas de geração e uma tendência à utilização de geração distribuída na média e baixa tensão (Leão et al., 2009, Kagan et al., 2005).

Um dos objetivos perseguidos com a reestruturação do setor elétrico foi a criação de mercados de energia liberalizados, nos quais os agentes têm livre acesso à infraestrutura de transmissão e distribuição, incentivando a competição, resultando numa maior descentralização da geração de energia elétrica. Nestes mercados os consumidores podem

escolher seus provedores bem como produzir e comercializar energia, desempenhando um papel ativo na cadeia de suprimento, dando origem ao conceito de prosumidores (Cóczy et al., 2014; Sanz et al., 2014).

1.1 Justificativa e motivação

No dia a dia é possível perceber mudanças de natureza tecnológica, estrutural e regulatória que viabilizam um melhor aproveitamento da energia nos usos finais (Falcão, 2009; Leão et al., 2009, Kagan et al., 2005), dando origem ao conceito de Rede Elétrica Inteligente (*Smart Grid*) como uma nova concepção dos sistemas de potência que permite atender a demanda energética de forma eficiente e otimizada (Lasseter & Piagi, 2004; Hatziargyriou et al., 2007; Falcão, 2010; Cardoso et al., 2012; Sup, 2012).

Esta nova visão aborda questões que vão desde as preocupações com mudanças climáticas e o envelhecimento das instalações atuais, até a possibilidade de proporcionar ao usuário final maior participação no planejamento e operação do sistema. O surgimento da rede inteligente permite uma interação acentuada e dinâmica entre as diferentes partes dos sistemas de energia (geração, transmissão e distribuição) e as infraestruturas de comunicações e processamento de dados, facilitando a troca de informações e ações de controle entre os diversos segmentos da rede elétrica. Espera-se que a transformação para uma rede inteligente seja gradual, de maneira que novas tecnologias sejam introduzidas na rede atual, formando sub-redes chamadas Microrredes Inteligentes (*Smart Microgrids*), as quais se integram de forma harmoniosa. Logo, na medida em que estas aumentem em número e capacidade, o sistema atual tenderá a uma rede inteligente (Falcão, 2010; Ipakchi & Albuyeh, 2009; Agrawal & Mittal, 2011; Smith & Ton, 2013).

Desse modo, como um desafio à estrutura centralizada surgem as microrredes inteligentes, através das quais se busca fornecer parte da demanda de energia elétrica de forma descentralizada, utilizando tecnologias conhecidas como recursos energéticos distribuídos (REDs) (Jiménez, 2006; Lasseter & Piagi, 2004; Masiello & Venkata, 2013; Falcão, 2009).

Uma microrrede é basicamente um conjunto de cargas, sistemas de microgeração, e tecnologias de armazenamento, em alguns casos, que opera como se fosse um único sistema provedor de eletricidade e calor. Estas redes se caracterizam pelo uso intensivo de tecnologias de medição, informação, comunicação e automação, para efetuar o monitoramento e controle dos recursos nela conectados, sejam eles demandantes ou ofertantes de energia (Lasseter, 2002; Falcão, 2009).

Dentre os benefícios que podem ser alcançados mediante o uso de microrredes, destacam-se o aproveitamento do calor no processo de geração utilizando equipamentos de cogeração e trigeração, a possibilidade de incorporar tecnologias baseadas em recursos renováveis com baixo impacto ambiental, e o aumento da confiabilidade do serviço e qualidade de energia (Lasseter & Piagi, 2004; Farzan, et al., 2013; Markvart, 2006; Ekanayake et al., 2012; Montoya et al., 2013).

No entanto, novos desafios surgem para a implementação e operação adequada das mesmas. Particularmente, o que motivou o presente trabalho é a necessidade de definir quais tecnologias, de um conjunto disponível, são as mais convenientes de implementar para satisfazer a demanda de energia elétrica e térmica, de um conjunto de consumidores conectados a uma microrrede, as quais podem operar em simultâneo com a distribuidora de energia. Para minimizar o custo envolvido no atendimento da demanda de energia na microrrede, também é necessário definir como devem ser operadas as opções de abastecimento ao longo do tempo. Portanto, é necessário calcular o custo total que também indique a melhor forma de utilizar os REDs e as quantidades de energia elétrica e combustíveis a serem compradas.

A questão é que para atender a demanda de energia elétrica se considera o uso de REDs e a possibilidade de comprar energia elétrica do sistema ao qual está conectada a microrrede. Além de suprir a demanda local da microrrede, a energia elétrica gerada pelos REDs pode ser vendida para o restante do sistema. Ao mesmo tempo, a demanda de energia térmica tem como opções de suprimento a compra de combustíveis, como gás natural, a utilização de algum tipo de biomassa, ou calor recuperado nos REDs, em processos de cogeração e trieração.

Outra característica importante do problema é a necessidade de tratar os parâmetros sujeitos a incertezas. Tais incertezas se devem a que estes parâmetros representam informação futura no horizonte temporal considerado, a qual é possível estimar, porém não conhecer com exatidão. Neste problema alguns desses parâmetros podem ser, por exemplo, a potência máxima disponível nos recursos renováveis intermitentes, a demanda de energia elétrica e térmica, e os preços de energia e gás do mercado. Essas incertezas tornam-se significativas porque podem causar escassez ou excesso de energia em comparação com o que foi planejado e, portanto, ocasionar variações de custos e receitas. Assim, o problema requer a adoção de uma estratégia que permita o tratamento das incertezas nesses parâmetros, permitindo estimar o risco associado às mesmas.

1.2 Objetivo

Dado o contexto anterior, o objetivo do trabalho de pesquisa foi desenvolver um modelo de otimização que permita determinar as opções de oferta de energia para atender as demandas de energia elétrica e térmica (calor e refrigeração) de uma microrrede que opera interligada com um sistema de distribuição.

O citado modelo deve permitir a seleção das opções de oferta, sejam elas existentes ou novas, sendo necessário contemplar os custos de investimento. No entanto, a viabilidade de possíveis investimentos deve ser avaliada juntamente com a operação ao longo do tempo dos novos recursos em conjunto com as opções já existentes. Tudo isso considerando o fato de que as variáveis envolvidas estão sujeitas a incertezas. A principal ênfase deste estudo está nas incertezas associadas aos recursos eólicos e fotovoltaicos e da demanda. Pretende-se que

o modelo incorpore um método para estimar o risco associado com essas incertezas, disponibilizando assim uma ferramenta que brinde apoio à tomada de decisão.

1.2.1 Objetivos específicos

Para alcançar o objetivo geral especificado foi necessário estabelecer um conjunto de objetivos específicos que são declarados a seguir:

- Delimitar o objeto de pesquisa através da análise crítica da bibliografia que contempla modelos de otimização para a seleção e operação de REDs, sendo possível identificar e analisar as variáveis relevantes envolvidas nesses modelos.
- Definir as características esperadas do modelo matemático a ser desenvolvido a partir da bibliografia consultada, dando ênfase ao tratamento das incertezas e à avaliação quantitativa do risco associado.
- Estudar as ferramentas computacionais que permitam implementar e resolver problemas de otimização utilizando técnicas clássicas.
- Implementar o modelo matemático na ferramenta escolhida.
- Levantar dados das tecnologias, como custos de implantação e operação dos REDs, e dados de tarifas de energia elétrica e compra de combustíveis.
- Realizar testes e avaliar resultados com o fim de validar o modelo, sendo utilizada a técnica de cenários para considerar as incertezas e avaliar a praticabilidade do modelo implementado computacionalmente.

1.3 Estrutura do trabalho

O trabalho se compõe de cinco capítulos, incluindo este no qual é contextualizado e definido o problema de pesquisa e são colocados os objetivos.

O segundo capítulo descreve em maiores detalhes o problema objeto de pesquisa, sustentado em uma ampla revisão bibliográfica sobre modelos de otimização para a seleção e/ou operação de REDs, sendo abordados modelos determinísticos e estocásticos, e contemplando diversos períodos de tempo, sendo possível delimitar o objeto da pesquisa.

No terceiro capítulo se expõe a descrição dos modelos desenvolvidos, detalhando as características que foram consideradas no problema, a função objetivo e as restrições, juntamente com os dados de entrada necessários e as saídas geradas.

O quarto capítulo mostra os casos estudados, analisando os resultados obtidos mediante simulações, como as opções de investimento para a microrrede em situações determinísticas e estocásticas.

Finalmente o quinto capítulo apresenta as conclusões do trabalho e aponta as sugestões para trabalhos futuros.

Capítulo 2

Seleção e Operação de REDs

Neste capítulo se apresentam os conceitos de microrrede e se descrevem de maneira breve os recursos energéticos distribuídos. Posteriormente se contempla com maior detalhe o problema de pesquisa que foi apresentado no primeiro capítulo, e finalmente, com o intuito de expor ao leitor a relevância do assunto e apresentar alguns métodos que permitem modelar as incertezas no problema em questão, serão descritos modelos de otimização que se encontraram na literatura.

2.1 Microrredes de energia elétrica

Uma microrrede pode ser considerada um pequeno sistema de potência formado por grupos de cargas, sistemas de armazenamento de energia e sistemas de microgeração que operam em conjunto, permitindo atender a demanda elétrica e térmica dos consumidores ligados à mesma, segundo ilustra a Figura 2.1. A característica destas redes é a utilização intensiva de tecnologias de informação, comunicação e automação, de forma tal que permitem uma operação automática e otimizada dos recursos energéticos distribuídos a ela conectados (Lasseter & Piagi, 2004; Montoya et al., 2013; Schmitt et al., 2013).

De forma simples e resumida a microrrede pode ser definida como a forma mais eficiente, segura e gerenciável para a conexão de grande número de geradores de pequeno e médio porte aos sistemas atuais de energia elétrica (Falcão, 2009).

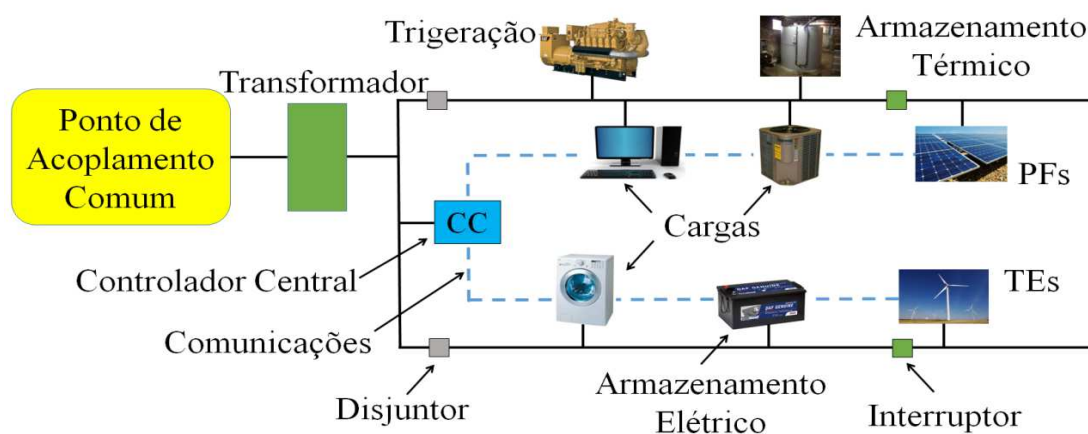


Figura 2.1: Microrrede inteligente. Fonte: Própria.

2.1.1 REDs

O conjunto de tecnologias de pequeno porte, normalmente conectadas em redes de distribuição (geração distribuída), baseadas em sistemas térmicos de cogeração, painéis fotovoltaicos, turbinas eólicas, aproveitamento de biogás, células de combustível, e dispositivos de armazenamento de energia elétrica, são chamados coletivamente de recursos energéticos distribuídos (REDs) (Agrawal & Mittal, 2011, Hatziargyriou et al., 2007). É importante destacar que também se inclui como RED a resposta da demanda, que consiste basicamente no controle do consumo e da demanda de forma direta ou indireta, seja por parte dos usuários ou pela empresa distribuidora, de forma manual ou mediante tecnologias automáticas que atuam sobre cargas controláveis (Firestone, 2007; Sheblé, 2011).

Antes de abordar em detalhe o problema de pesquisa que motivou este trabalho, se apresenta a seguir uma breve descrição dos REDs.

Grupos motor-gerador

Basicamente estes sistemas são formados por um motor acoplado a um gerador síncrono, o que permite a conversão de energia mecânica em elétrica. Estes sistemas utilizam motores numa larga gama de potências de saída, desde pequenas unidades 1 kW até 10 MW, e são geralmente alimentados por combustível diesel ou gás natural. Com a tecnologia moderna de controle de emissões estes podem lograr baixo impacto ambiental e podem funcionar com os combustíveis derivados da biomassa.

A eficiência elétrica do sistema é aproximadamente de 30%, podendo alcançar valores de 80% ao utilizar em regime de cogeração. Esta tecnologia tem os menores custos de instalação entre as tecnologias utilizadas como REDs, representando a forma mais comum de geração distribuída instalada (Jiménez, 2006).

Microturbinas

Basicamente o sistema está formado por um compressor, um combustor e uma turbina de potência, sendo parte da energia gerada pela turbina utilizada para mover o compressor, já que ambos estão conectados ao mesmo eixo girante. O compressor pressiona o ar para dentro da câmara de combustão, na qual se forma uma mistura de ar comprimido e combustível que alimenta um processo de combustão contínua. O gás quente pressurizado, proveniente do combustor, se expande na turbina transformando energia térmica em energia mecânica.

No mesmo eixo da turbina, segundo ilustra a Figura 2.2, é conectado um gerador elétrico síncrono a ímã permanente (geradores de corrente contínua ou geradores de indução também podem ser utilizados), que gera energia com tensão em alta frequência (até 1.600Hz, que corresponde a uma velocidade angular de 96.000 rpm para um gerador de 2 pólos). A tensão terminal compatível com a rede elétrica e com os equipamentos elétricos convencionais (50 ou 60 Hz) é obtida mediante o uso de um conversor CA/CC (retificador), um elo de corrente contínua e um conversor CC/CA (inversor) ligados em cascata nos terminais do gerador. Apesar de a microturbina ter uma eficiência elétrica de

aproximadamente 30%, sua eficiência total quando utilizada em instalações de cogeração pode ser maior de 80% (Malmquist et al., 2000).

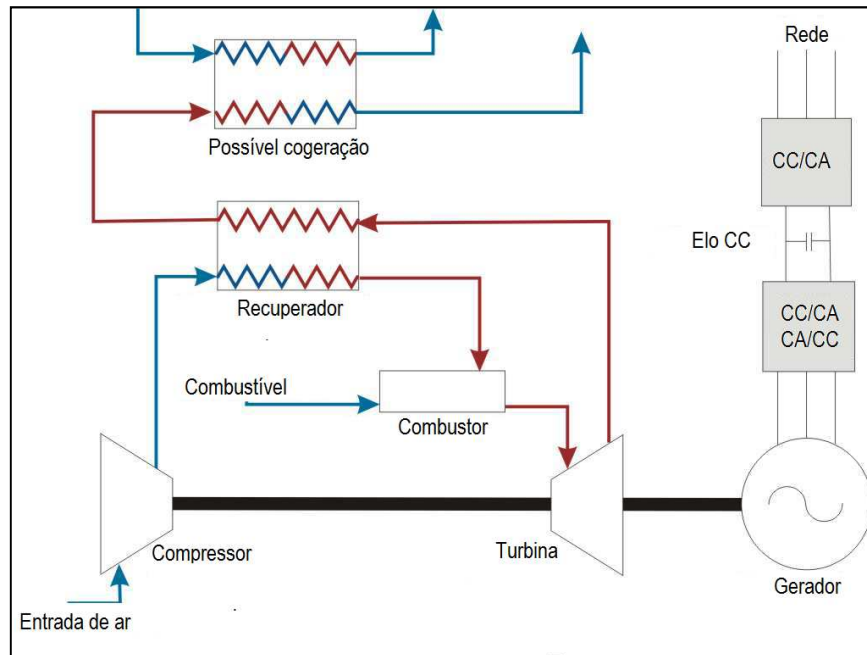


Figura 2.2: Esquema de uma microturbina. Fonte: Ruppert & De Bona (2011).

Células de combustível

As células a combustível basicamente produzem eletricidade a partir de oxigênio e hidrogênio, ocasionando como resíduo somente vapor de água. No entanto, emissões de óxidos de nitrogênio (NO_x) e dióxido de carbono (CO_2) estão associadas à produção de hidrogênio para alimentar as mesmas.

Estes dispositivos oferecem maior eficiência elétrica que as microturbinas e com baixas emissões, sendo mais caros para igual potência. A eficiência elétrica destes sistemas está em torno de 50%, sendo possível alcançar uma eficiência total de 85% em cogeração.

Conjuntos de células de ácido fosfórico estão comercialmente disponíveis em uma faixa de 200 kW. Células de óxido sólido de alta temperatura e células de carbonato fundido são promissoras para aplicações distribuídas. O maior esforço de desenvolvimento das companhias de automóveis tem seu foco na possibilidade de usá-las em veículos elétricos mediante as membranas de intercâmbio de prótons (*PEM*) (Lasseter & Piagi, 2004; Ekanayake et al., 2012).

Painéis fotovoltaicos

A energia solar pode ser transformada em energia elétrica por meio da radiação eletromagnética sobre certos materiais fotovoltaicos, baseando seu funcionamento no efeito fotoelétrico. O mesmo ocorre pela excitação dos elétrons de alguns materiais na presença de luz solar (ou outras formas de radiação eletromagnética).

A eficiência da conversão de energia solar em elétrica é medida pela proporção da radiação solar incidente sobre a superfície da célula que é convertida em energia elétrica. Existem vários materiais semicondutores, como o silício, que se utilizam para fabricar painéis fotovoltaicos, também é utilizado o silício amorfo, silício cristalino hidrogenado, telureto de cádmio, todos com variados percentagens de aproveitamento energético. Os sistemas de painéis fotovoltaicos que se encontram disponíveis comercialmente possuem um rendimento em torno ao 25% (Cardoso et al., 2012).

Turbinas eólicas

As modernas turbinas eólicas tipicamente empregadas são de eixo de rotação horizontal, com três pás, e rotores posicionados à frente da nacele (*upwind*). Basicamente duas concepções de aerogeradores são as mais comuns no mercado: os aerogeradores de velocidade fixa e os de velocidade variável. Os tradicionais aerogeradores de velocidade fixa são conectados diretamente à rede, com a velocidade do gerador mantida pela velocidade angular da rede elétrica. Devido à operação em velocidade fixa, as flutuações na velocidade do vento são convertidas em flutuações no torque mecânico e transmitidas à rede elétrica. As flutuações na potência elétrica causam flutuações na tensão e perdas nas linhas. Devido à falta de controle sobre as potências ativa e reativa, a tecnologia de aerogeradores de velocidade fixa está sendo substituída pela de velocidade variável (Leão et al., 2009; Ekanayake et al., 2012).

O coeficiente de potência de uma turbina eólica, o qual indica a relação da energia do vento que se transforma em energia elétrica, é no máximo de 0,5926 (Voneschen, 2009).

Resposta da demanda

Segundo Firestone (2007), o elevado preço da energia durante horários de pico tem incentivado a capacidade de resposta por parte dos usuários. Estes podem responder a sinais de preços ou outros estímulos para reduzir ou ajustar seu consumo. Esta prática se conhece como resposta da demanda e basicamente se conforma por dois tipos: cargas interruptíveis (*curtailable loads*) e cargas reprogramáveis (*reschedulable loads*).

As cargas interruptíveis são de uso mais comum e se caracterizam por reduções de carga, geralmente em intervalos curtos, se há certo benefício associado com a redução. Por exemplo, pode-se diminuir a potência dos sistemas de ar condicionado durante os horários de pico, sendo o custo desse desconforto compensado pelo menor custo de compra de energia elétrica. Este tipo de carga pode ser quantificada por vários parâmetros como, por exemplo, carga total requerida, porcentagem de carga a ser interrompida, custo de interrupção de cargas e frequência máxima de interrupção (Firestone, 2007).

Por outra parte, certas cargas podem ser flexíveis na sua programação. Um exemplo pode ser deslocar a partida de vários motores elétricos, obtendo vários picos de corrente menores, ao invés de um grande pico, sendo isto útil para evitar exceder a demanda contratada ou sobrecarregar um sistema de geração distribuída. A diferença das cargas interruptíveis, este

tipo reorganiza o padrão temporal da demanda de energia, porém não reduz o consumo. A quantificação deste recurso pode ser feita através de parâmetros como a carga demandada, o tempo aceitável para reprogramação, o custo de reprogramação, dentre outros (Firestone, 2007).

Benefícios do uso de REDs

Espera-se que os REDs tenham um papel cada vez mais significativo no fornecimento de energia, podendo contribuir mediante o uso de energias renováveis com a redução de emissões de gases de efeito estufa, e também melhorar a qualidade e confiabilidade da oferta de energia, devido às microfuentes estar próximas das cargas (Lasseter, 2002; Hatzigiorgiou et al., 2007).

O potencial econômico essencial do uso de REDs reside na oportunidade de utilizar o calor resultante da conversão de fontes primárias de energia em eletricidade, mediante equipamentos de cogeração. Tais sistemas podem ser encontrados, por exemplo, em grupos motor-gerador, turbinas a vapor, microturbinas, ou conjuntos de células de combustível.

A energia térmica proveniente de uma instalação de cogeração pode ser utilizada para produzir frio, através de um *chiller* de absorção, constituindo a trigeração; isto é, a produção combinada de energia elétrica, calor e frio, a partir de um único combustível (Firestone, 2007; Sarmiento, 2011).

De acordo com Farzan (2013), a operação de uma microrrede está intimamente ligada com o uso otimizado da energia, resultantes da interação entre a rede de distribuição, a geração local e a resposta da demanda. As microrredes podem contribuir de várias formas aos benefícios econômicos de seus usuários:

- Geradores locais, em algumas circunstâncias em conjunto com dispositivos de armazenamento de energia, podem ser utilizados para evitar elevados custos no horário de ponta e até mesmo criar fontes de receita, produto da venda de energia para a rede de distribuição, sempre que o preço para essa venda seja economicamente conveniente.
- A resposta da demanda pode ser considerada não só como um meio de reduzir os custos de energia, mas também uma forma de reduzir custos com a demanda contratada da rede de distribuição.
- A participação da microrrede nos mercados de serviços ancilares também pode ser um fator importante para gerar receitas adicionais.
- A melhoria de confiabilidade obtida através da capacidade de operar de forma autônoma, utilizando recursos locais, pode ser muito valiosa dependendo da missão da instalação e das cargas críticas que são alimentadas.
- Também podem ser vistas como um meio de criação de comunidades de energia zero (teoricamente produzem o mesmo que consomem), contribuindo com determinadas metas ambientais estabelecidas por estados ou agências reguladoras,

e assim evitando custos associados a penalidades ou recebendo receitas devido a incentivos.

No entanto, apesar dos benefícios citados, implementar, expandir e operar uma microrrede traz consigo vários desafios econômicos, técnicos e operacionais que devem ser enfrentados, sendo um deles a seleção e operação dos REDs que podem formar parte de uma microrrede, sendo este o foco do presente trabalho.

2.2 Detalhamento do problema de pesquisa

Numa microrrede existe um conjunto de unidades consumidoras que possuem diversas tecnologias de uso final. Particularmente, o que se quer é dispor de eletricidade, calor e refrigeração para atender as necessidades impostas pelos usuários finais.

A demanda de energia, nas três formas citadas, pode ser atendida através de calor recuperado na cogeração ou trieração, mediante a queima de combustíveis ou através de energia elétrica, a qual pode ser comprada da empresa distribuidora ou gerada localmente. Logo, para aproveitar algum excedente de energia durante períodos de elevada geração local é possível a venda de energia elétrica entre a microrrede e o sistema ao qual a mesma está conectada.

Desse modo, o desafio consiste em determinar qual a combinação ótima das opções de oferta de energia que estão disponíveis numa microrrede, para atender a demanda de energia elétrica e térmica ao menor custo possível. Portanto, é necessário definir quais tecnologias são convenientes de implantar e, além disso, determinar como estas devem ser operadas no período de tempo analisado, indicando também as quantidades de combustíveis e eletricidade que devem ser compradas, segundo se observa na Figura 2.3.

As características de uma microrrede permitem que a operação dos REDs a ela conectados possa ser realizada de maneira autônoma e automática por um operador digital, o qual pode ser perfeitamente viabilizado através de tecnologias de informação, comunicação e automação. Esse operador digital, que pode ser independente da empresa distribuidora, leva em conta as características técnicas e econômicas dos REDs, os perfis de demanda a serem atendidas e as condições de energia elétrica e de gás no mercado.

É importante destacar que no problema em questão o principal interesse não está nas tecnologias de informação, comunicação e automação, e, portanto, estas se consideram instaladas e não se incluem seus custos no momento de representar matematicamente o problema. Sendo assim, o que se busca é representar os custos relacionados à implantação e operação dos REDs e à compra de energia elétrica e combustíveis.

Entre os REDs que podem ser integrados na microrrede estão os grupos motor gerador, as microturbinas, as células de combustível, os painéis fotovoltaicos, as turbinas eólicas, os sistemas de armazenamento de energia elétrica e térmica, e a resposta da demanda.

Para lograr uma representação adequada das unidades de geração distribuída e armazenamento de energia, é necessário levar em conta seus custos de investimento,

manutenção e operação, sua vida útil, seu custo de produção de energia, sua potência nominal, e suas características termodinâmicas.

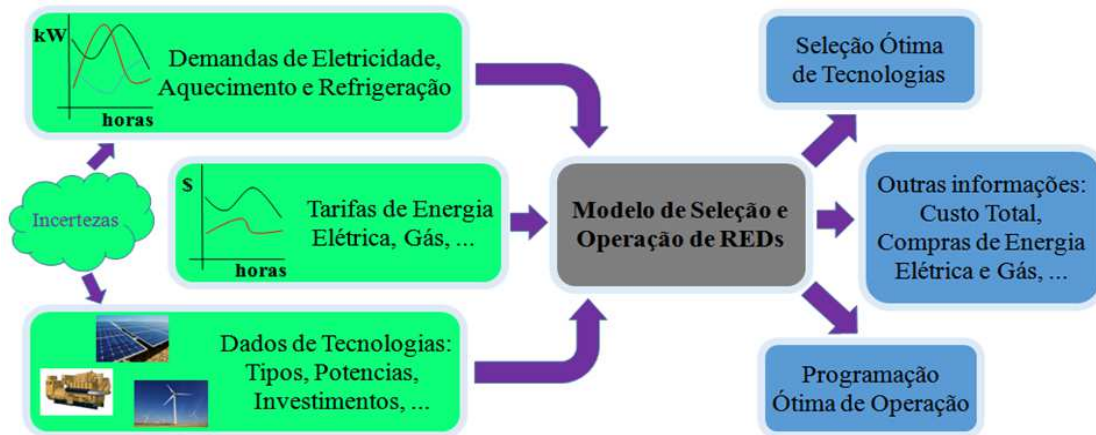


Figura 2.3: Modelo de otimização. Fonte: Própria.

Devido a que a vida útil das tecnologias geralmente são diferentes, os custos com investimento devem ser anualizados, o qual permite levar quantidades monetárias distribuídas em períodos de tempo distintos, a um período em comum para serem somadas.

Dentre as tecnologias utilizadas para atender a demanda térmica estão os trocadores de calor e os *chillers* de absorção. O primeiro grupo atende só demanda de calor, enquanto o segundo atende demanda de frio e calor. Além disso, estas tecnologias podem operar só com calor recuperado, só com queima de gás, ou com ambos ao mesmo tempo. Para lograr uma representação adequada das mesmas se devem levar em conta seus custos de investimento, manutenção e operação, sua vida útil e sua potência nominal.

Para lograr que várias tecnologias de geração distribuída possam utilizar a mesma tecnologia de recuperação de calor, e dessa forma alcançar alguma redução nos custos de investimento, é necessário que a seleção de ambos os tipos de tecnologias se efetue de forma separada.

Em um sistema de cogeração existem duas potências intimamente relacionadas, a potência de produção de energia elétrica e a de produção de calor. Sendo assim, a quantidade de calor em kW que é produzido por cada kW de energia elétrica gerada é dada pela equação (2.1) na qual P_e representa a potência elétrica, P_c a potência com a qual é produzido calor, e α é um parâmetro adimensional que estabelece a relação entre essas magnitudes, o qual depende da tecnologia de conversão (Sidiqi et al., 2004).

$$P_c = \alpha \cdot P_e \quad (2.1)$$

Por outra parte, o processo de converter o calor produzido na cogeração em algum uso final não é ideal e possui associado um rendimento, o qual pode ser representado pelo parâmetro γ . Desse modo, para determinar a quantidade de calor produzido na cogeração que se transforma em calor útil para atender algum uso final, se utiliza a equação (2.2), onde C_u é o calor útil que se transforma em algum uso final. Logo, o valor de γ é diferente segundo a

tecnologia de uso final considerada. Para realizar a transformação de calor recuperado a uso final calor o valor de γ é aproximadamente 0,8; enquanto que para a transformação de calor recuperado a uso final refrigeração este valor é próximo a 0,13 (Siddiqui et al., 2004; Firestone, 2007).

$$C_u = \gamma \cdot P_c \quad (2.2)$$

De maneira similar, ao atender a demanda térmica por queima de gás o processo não é ideal. Portanto, o rendimento envolvido nesta transformação é representado pelo parâmetro β , o qual também varia segundo a tecnologia de uso final considerada. Em este trabalho se assume que β possui os mesmos valores que γ para as conversões de calor-calor e calor-refrigeração (Siddiqui et al., 2004).

Devido a que o tamanho do problema que se busca representar aumenta na medida em que se aumenta o nível de detalhamento, para representar cada tipo de demanda é conveniente utilizar dias típicos de semana e final de semana para cada mês, os quais são discretizados em 24 horas, identificando-se as horas de ponta e fora de ponta. Assim, a energia consumida ao longo de uma hora se considera que ocorre com uma potência constante, correspondente a seu valor médio nessa hora.

A resposta da demanda pode ser caracterizada pela magnitude das cargas a serem desconectadas, pelo intervalo de duração das interrupções, e pela frequência com a qual estas são efetuadas. Não serão considerados custos associados à perda de conforto para este recurso, pois se supõe que os usuários estão dispostos a sofrer o desconforto para alcançar os benefícios econômicos que resultam da redução de carga.

Em relação à operação dos REDs, é importante mencionar que foram consideradas algumas simplificações, as quais permitem a representação do problema através de um modelo linear sem sofrer uma perda significativa de informação (Villalba & Ramos, 2003; Siddiqui et al., 2004). As suposições são as seguintes:

- Relação linear entre consumo de combustível e potência de saída nas unidades de geração distribuída que operam segundo um processo térmico.
- Relação linear entre calor recuperado de entrada e calor útil que se transforma em algum uso final, nas tecnologias de recuperação de calor.
- Relação linear entre consumo de combustível e o calor útil que se transforma em algum uso final, nas tecnologias para queima de gás.
- Rendimento de todas as tecnologias como constante frente a variações de potência.

Por outra parte, um desafio importante que apresenta a seleção e operação de REDs é o tratamento das incertezas.

Existem várias fontes de incertezas associadas com este problema, como as relacionadas à disponibilidade das unidades de geração distribuída, as quais podem sofrer uma eventual falha e comprometer toda a operação do sistema, as associadas à intermitência dos recursos renováveis devidas, por exemplo, a padrões variáveis de velocidade do vento e irradiação

solar, as que resultam da variabilidade dos preços de energia e combustíveis no mercado, ou a própria demanda de energia elétrica e térmica dentro da microrrede, a qual pode variar, por exemplo, devido às condições de temperatura no ambiente.

Outra fonte de incerteza está associada com a integração em grande escala da resposta da demanda, por exemplo, através de veículos elétricos, o qual também pode comprometer o funcionamento do sistema devido ao comportamento imprevisível que geralmente apresentam os usuários.

Como pode ser percebido, desconsiderar o efeito das incertezas pode ocasionar que a solução obtida ao resolver o modelo se encontre afastada da solução ótima, tornando um investimento inviável por causa de elevados custos, o qual é uma situação indesejável.

Embora esteja fora do escopo deste trabalho, é importante mencionar que a intermitência dos recursos renováveis também pode ocasionar dificuldades do ponto de vista técnico para manter o balanço de potência na microrrede.

Apesar de existirem várias fontes de incerteza, incorporar todas elas num modelo aumenta consideravelmente o tamanho do problema e, como consequência, dificulta a sua solução. Além disso, aumenta a complexidade das análises porque se torna mais difícil diferenciar o impacto individual que produz cada fonte de incerteza.

Sendo assim, no presente trabalho serão incluídas somente incertezas relacionadas com a disponibilidade dos recursos eólicos e fotovoltaicos e a demanda.

Outro motivo para analisar esse tipo de incertezas surge do fato de que, devido às economias de escala, os custos das tecnologias baseadas em recursos renováveis estão diminuindo de forma considerável e se espera um nível de integração cada vez maior das mesmas com as redes de distribuição (Baziar et al., 2013; Pappala et al., 2009).

2.3 O problema de seleção e operação ótima de REDs na literatura

Nesta seção será feita uma breve descrição dos trabalhos encontrados na literatura que utilizam modelos de otimização para a seleção e operação de REDs, iniciando com modelos determinísticos, para posteriormente abordar com maior ênfase os que incluem o tratamento de incertezas. Sendo assim, serão descritos modelos que abordam só a operação dos REDs, para na sequência tratar de alguns que contemplam a seleção e operação de maneira simultânea. Finalmente são abordados trabalhos que apresentam métodos para estimar o risco associado com as incertezas.

Existem vários autores que tem abordado o problema do ponto de vista determinístico. Marnay et al. (2001) apresentam um modelo para analisar a viabilidade econômica de implantar REDs em uma microrrede, incluindo a seleção e a operação dos recursos em um ano. Para alcançar o objetivo de minimizar o custo de atender a demanda de energia elétrica, se representam as características técnico-econômicas dos REDs e a estrutura tarifária para

compra e venda de energia através de um modelo do tipo linear inteiro misto (MLIM). Neste estudo se analisam várias opções de investimento em REDs mediante simulação com dados reais. Os resultados mostram o atrativo de utilizar REDs para diminuir os custos de suprimento.

Logo, uma continuação do modelo anterior se apresenta em Siddiqui et al. (2004), no qual se inclui a demanda térmica da microrrede e se contemplam como opções de abastecimento o calor recuperado nos REDs e a queima de combustíveis. Uma característica a destacar deste modelo é que a seleção de REDs e tecnologias para recuperação de calor se efetuam de maneira separada.

Por outra parte, Firestone et al. (2006) descrevem um modelo linear inteiro misto que permite realizar a gestão integrada de energia em uma microrrede. Este estudo é focado no despacho em tempo real dos REDs e considera os mesmos como implantados. Além disso, entre os REDs se contempla a utilização de resposta da demanda e armazenamento de energia térmica.

Em outro trabalho, Villalva & Ramos (2003) propõem um modelo que provê a operação ótima dos REDs implantados em uma indústria, incorporando uma modelagem detalhada de vários contratos que podem ser adquiridos para compra de energia. O objetivo é minimizar o custo de operação dos REDs no período de um ano.

Outros autores destacam a falta de exatidão da abordagem determinística para com a realidade a modelar e, portanto, abordam o problema incluindo o tratamento de incertezas.

Pappala et al. (2009) apresentam um modelo não linear inteiro misto para efetuar a programação ótima da geração distribuída em um sistema elétrico, o qual integra energia eólica e geradores térmicos. Neste estudo se utiliza programação estocástica (*stochastic programming*) e se incluem restrições de reserva de operação (*reserve requirements*). As incertezas na demanda de energia elétrica e na potência da geração eólica são tratadas através da criação, e posterior redução, de uma árvore de cenários. O modelo minimiza o custo de atender a demanda em um período de 24hs. Nos resultados os autores comparam simulações com dados de medições reais e ressaltam a robustez do modelo que trata as incertezas em relação ao determinístico.

Uma abordagem similar à anterior se encontra em Ruiz et al. (2009), sendo a principal diferença que este modelo é de tipo linear. Neste trabalho os autores analisam o desempenho do modelo estocástico quando comparado ao determinístico. Os resultados mostram benefícios, em termos econômicos e de confiabilidade, ao utilizar a abordagem estocástica combinada com a reserva de operação.

De Quevedo (2009) descreve no seu trabalho um modelo que tem como objetivo maximizar as receitas de uma empresa geradora de pequeno porte, a qual possui um gerador térmico e outro hidrelétrico. Este trabalho aborda o tratamento de incertezas nos recursos renováveis, na demanda de eletricidade e nos preços de mercado. A técnica utilizada para modelar tais incertezas é uma árvore de cenários. Além disso, o estudo contempla alguns

métodos para estimar o risco. O modelo é de programação linear inteira mista, e contempla a operação ótima em um ano.

O modelo proposto por Asano et al. (2010) permite avaliar diferentes alternativas de investimento em geração distribuída (GD) em uma microrrede, considerando incertezas nos preços do gás natural. Neste estudo se utiliza a abordagem de opções reais para tratar as incertezas e encontrar estratégias flexíveis que diminuam a exposição à variabilidade dos preços. Os resultados mostram o atrativo, em termos de redução de risco, das opções que incluem GD renovável quando comparadas às que utilizam gás, em situações nas quais existe um elevado nível de variabilidade nos preços do gás.

Siddiqui & Marnay (2008) apresentam um modelo para analisar a implantação de GD em uma microrrede. Abordam-se incertezas nos custos relacionados à produção local e à compra de energia elétrica. Através da aplicação de opções reais, os autores determinam o máximo valor do custo de geração local, que ainda torna viável o investimento em GD, para situações nas quais se consideram as duas fontes de incerteza. Os resultados deste estudo mostram que valores elevados da volatilidade dos preços de compra de eletricidade, em relação à volatilidade do custo de produção local, retarda o investimento, aumentando simultaneamente o valor da opção associada.¹

No trabalho de Baziar et al. (2013) se propõe um modelo não linear inteiro misto que utiliza um método probabilístico para incorporar as incertezas envolvidas na gestão energética de uma microrrede, em um período de 24hs. Contemplam-se simultaneamente incertezas na demanda, nos preços de energia elétrica e nos recursos intermitentes eólicos e fotovoltaicos. Uma característica interessante do método utilizado, chamado 2m PEM (*2m point estimate method*), é que duplica o tamanho do problema em relação à modelagem determinística, fato que pode ser uma vantagem quando comparado ao aumento de tamanho que resulta da modelagem por árvore de cenários. Os resultados de simulação expostos revelam melhor desempenho do modelo probabilístico com relação ao caso determinístico.

Outro modelo que utiliza métodos probabilísticos para representar incertezas na gestão energética de uma microrrede é o de Niknam et al. (2012). As incertezas na geração eólica e fotovoltaica, na demanda e nos preços de compra de energia são representadas através do método 2m PEM. A diferença com o trabalho anterior, neste estudo se incluem restrições de reserva de operação. Os resultados de simulação mostram que método probabilístico, quando comparado ao determinístico, pode proporcionar uma maneira mais eficiente de utilizar os REDs intermitentes, auxiliando aos operadores dos sistemas no momento de enfrentar as incertezas.

Prodam e Zio (2013) descrevem um modelo para efetuar o despacho ótimo em uma microrrede que opera em simultâneo com a distribuidora, sendo o objetivo minimizar o custo de abastecimento da demanda local de energia elétrica. O sistema implantado contém turbinas

¹ Na teoria de opções reais o valor da opção de investimento pode aumentar, no sentido de maiores ganhos e menos custos, mediante a aplicação do conceito de flexibilidade gerencial.

eólicas que alimentam bancos de baterias, as quais suprem a demanda de eletricidade na microrrede. Este trabalho modela em detalhe a dinâmica do conjunto de baterias e as incertezas na geração eólica se representam através de um método de controle preditivo.

No trabalho de Chaouachi et al. (2013) se expõe um modelo que permite realizar a gestão energética de uma microrrede. Mediante a combinação de técnicas de inteligência artificial e programação linear multiobjetivo, se busca minimizar em simultâneo os custos de abastecimento da demanda e as emissões de poluentes ao meio ambiente. As incertezas na geração eólica e fotovoltaica, e na demanda, se representam por meio da abordagem de lógica difusa (*fuzzy logic*). Os dados de entrada que se consideram estocásticos são fornecidos ao modelo mediante uma rede neural artificial. Os autores mencionam que através da metodologia utilizada obtiveram notáveis reduções no custo e no nível de emissões em comparação com outros métodos.

Por outra parte, Villalba & Ramos (2004) descrevem um modelo estocástico de duas etapas que minimiza o custo anual de atendimento da demanda. A primeira etapa se relaciona com a seleção de diversos contratos para adquirir energia e combustíveis, enquanto que a segunda envolve a operação do sistema. As incertezas nos preços de energia e combustíveis se modelam através de uma árvore de cenários. Neste trabalho também se abordam vários métodos que permitem estimar o risco associado com as incertezas e se descreve de maneira simples como implementá-los em modelos do tipo linear inteiro misto. Os métodos de risco implementados neste trabalho são o valor em risco (*Value at Risk*) e o método chamado de valor máximo.

Em outro trabalho, Farzan (2013) apresenta um modelo que permite minimizar o custo de operação de uma microrrede inteligente em 24hs. Este modelo estocástico se estrutura em duas etapas, uma associada à seleção do contrato diário de compra de energia e outra à operação do sistema. As incertezas nos recursos renováveis e na demanda se tratam mediante uma árvore de cenários. Por outra parte, este modelo descreve algumas metodologias que permitem avaliar o risco associado à operação e posteriormente descreve como implementar um modelo linear inteiro misto multiobjetivo, que minimiza simultaneamente, o valor esperado do custo e o valor em risco condicional (*conditional value at risk*).

O modelo que será apresentado no próximo capítulo engloba características de vários dos trabalhos apresentados nesta seção. A modelagem dos REDs e das tecnologias de cogeração e queima de gás foi adaptada do trabalho de Siddiqui et al. (2004), com a diferença de que no presente trabalho se inclui a resposta da demanda. Logo, este último tipo de recurso foi incorporado conforme consta no trabalho de Firestone et al. (2006), o qual, em contraste com o trabalho sendo apresentado, não inclui armazenamento de energia elétrica. Finalmente o método para considerar as incertezas e a medida de risco foi adaptado de Villalba e Ramos (2004), o qual toma decisões em relação a contratos, enquanto que neste trabalho as decisões são as relacionadas com a implantação de REDs.

2.4 Considerações finais

Em função do que foi apresentado no presente capítulo, os seguintes fatos são importantes de se destacar:

- As microrredes se apresentam como uma opção atrativa para abastecer a demanda de energia elétrica e térmica de forma descentralizada, principalmente porque brindam a possibilidade de utilizar cogeração, incorporar recursos baseados em energia renovável e integrar a resposta da demanda.
- As diversas tecnologias disponíveis permitem que a gestão energética dentro da microrrede possa ser efetuada de maneira otimizada, operando de forma autônoma e automática.
- Devido às economias de escala se percebem diminuições nos custos dos REDs que operam segundo fontes renováveis e, portanto, se espera um alto nível de integração desse tipo de tecnologias nas redes de distribuição.
- A abordagem determinística não é a mais adequada para enfrentar o problema de seleção e operação de REDs, sendo importante considerar na modelagem o tratamento de incertezas.
- A metodologia para tratar as incertezas depende do tipo de problema. Se bem estas metodologias foram desenvolvidas para tratamento de incertezas, em alguns casos podem não ser totalmente adequadas para um problema específico, produzindo resultados pobres ou, no pior dos casos, até inconsistentes.
- Implementar uma medida de risco pode brindar informação valiosa na hora de analisar um investimento. Esta deve ser tal que permita estimar o pior custo que pode ocorrer por causa das incertezas.
- O tempo computacional requerido para a resolução do problema cresce exponencialmente em função ao tamanho do problema, principalmente devido à presença de variáveis do tipo inteiras.
- Os modelos lineares apresentam maior facilidade para sua resolução, devido à convexidade da função objetivo e à aplicação de técnicas de decomposição.

Capítulo 3

Formulação Matemática

Neste capítulo se apresenta o modelo matemático de otimização, o qual representa o problema de seleção e operação simplificada de REDs no contexto de uma microrrede de energia elétrica, porém considerando no processo de otimização o aproveitamento do calor residual para atender a demanda térmica das unidades consumidoras que são alimentadas pela microrrede. A implementação computacional do modelo permite obter uma ferramenta de apoio no momento de analisar investimentos em geração distribuída. Esta ferramenta pode contribuir com a gestão energética dentro de uma microrrede, e também com a formatação de mecanismos de incentivo para os investidores, motivando-os a participar de uma maneira ativa nos mercados de energia liberalizados, que se espera sejam cada vez mais comuns no futuro.

Primeiramente será apresentado o modelo determinístico para a seleção e operação de REDs. Logo, para incorporar as incertezas, o mesmo evolui para um modelo estocástico de duas etapas com visão neutra ao risco. Finalmente, com base nesse modelo estocástico, se conformará outro modelo que inclui a gestão do risco.

3.1 Modelo determinístico

3.1.1 Função objetivo

A função objetivo a minimizar é exibida na equação (3.2), a qual representa os custos anuais com investimento, operação e manutenção das tecnologias que podem ser inseridas na microrrede, e os custos relacionados à compra de energia elétrica e de combustível, sendo a receita proveniente da venda de energia elétrica subtraída desses custos.

O primeiro e segundo termo representam pagamentos efetuados para atender as demandas contratadas, sendo a variável DCP a demanda contratada no horário de ponta e $DCFP$ a demanda contratada no horário fora de ponta, enquanto que os parâmetros $TDCP$ e $TDCFP$ representam as respectivas tarifas a pagar pelo serviço. Está se supondo que a demanda contratada permanece a mesma ao longo dos 12 meses do ano.

O terceiro termo representa o custo anualizado do investimento realizado na tecnologia de tipo i e seu custo fixo de manutenção e operação ao longo de um ano, sendo os parâmetros $TECinvest_i$ e Cf_i o custo de investimento e o custo fixo de manutenção e operação de cada

tecnologia i , e $InvGer_i$ uma variável binária que é igual a 1 quando a tecnologia i é selecionada.

Os custos de investimento são anualizados utilizando o fator a seguir:

$$Anualiza_x = \frac{TaxInv}{1 - (1 + TaxInv)^{-VU_x}} \quad (3.1)$$

Onde $TaxInv$ representa a taxa de remuneração de capital e VU_x representa a vida útil da tecnologia. Observe-se que x corresponde a i ou j , dependendo do tipo de tecnologia cujo custo se está anualizando.

$$\begin{aligned} Z = & 12 \times DCP \times TDCP + 12 \times DCFP \times TDCFP \\ & + \sum_i InvGer_i \times (TECinvest_i \times Anualiza_i + Cf_i) \\ & + \sum_j CH_j \times (CCH_j \times Anualiza_j + CFCH_j) \\ & + 22 \times \sum_m \sum_u \sum_h DEC_{m,t=sem,u,h} \times TCE_{m,t=sem,h} \\ & + 8 \times \sum_m \sum_u \sum_h DEC_{m,t=fsem,u,h} \times TCE_{m,t=fsem,h} \\ & + 22 \times \sum_i \sum_m \sum_t \sum_h [(GV_{i,m,t=sem,h} + \sum_u GL_{i,m,t=sem,u,h}) \times (CPE_i + Cv_i)] \\ & + 8 \times \sum_i \sum_m \sum_t \sum_h [(GV_{i,m,t=fsem,h} + \sum_u GL_{i,m,t=fsem,u,h}) \times (CPE_i + Cv_i)] \\ & + 22 \times \sum_j \sum_m \sum_u \sum_h (GasC_{j,m,t=sem,u,h} \times Custog_{m,h}) \\ & + 8 \times \sum_j \sum_m \sum_u \sum_h (GasC_{j,m,t=fsem,u,h} \times Custog_{m,h}) \\ & - 22 \times \sum_i \sum_m \sum_t \sum_h (GV_{i,m,t=sem,h} \times PVE_{m,t=sem,h}) \\ & - 8 \times \sum_i \sum_m \sum_t \sum_h (GV_{i,m,t=fsem,h} \times PVE_{m,t=fsem,h}) \end{aligned} \quad (3.2)$$

No quarto termo se representam custos similares aos anteriores, porém relacionados às tecnologias de recuperação de calor e queima de gás. Sendo assim, CH_j é uma variável binária que adota o valor 1 quando a tecnologia j é selecionada, enquanto que os parâmetros CCH_j e $CFCH_j$ representam o custo de investimento e o custo fixo de manutenção e operação de cada tecnologia j . Note-se que neste caso também os investimentos são anualizados.

Antes de continuar, é importante lembrar que os custos associados à operação da microrrede se computam em função de 22 dias típicos de semana e 8 de final de semana em cada mês ao longo do ano.

Desse modo, o quinto e sexto termo representam, respectivamente, os custos devidos à compra de energia elétrica durante os dias de semana e final de semana para cada mês ao longo do ano. A variável $DEC_{m,t,u,h}$ representa a potência mediante a qual a microrrede recebe

energia elétrica da distribuidora a cada hora h , de cada tipo de dia t , para cada uso final u , em cada mês m , sendo o parâmetro $TCE_{m,t,h}$ correspondente à tarifa de compra de energia a cada hora h , de cada tipo de dia t , em cada mês m .

O custo de produção local de energia elétrica, e o custo variável de manutenção e operação associado, estão nos termos sétimo e oitavo. Dessa maneira, as variáveis $GL_{i,m,t,u,h}$ e $GV_{i,m,p,h}$ correspondem às potências com as quais se gera energia elétrica para atender a demanda local e para venda, respectivamente. Os parâmetros CPE_i e Cv_i correspondem ao custo de produção de energia e o custo variável de manutenção e operação de cada tecnologia i .

Os termos nono e décimo se referem a custos de compra de gás. Assim, a variável $GasC_{j,m,t,u,h}$ representa a potência com a qual se gera calor nas tecnologias j através da queima de gás, a cada hora h , em cada uso final u , de cada tipo de dia t , para cada mês m , em cada tecnologia j . Logo, o parâmetro $CustoG_{m,h}$ corresponde a tarifa de compra de gás, a cada hora h , em cada mês m .

Finalmente, os termos décimo primeiro e décimo segundo correspondem à receita proveniente da venda de energia elétrica. Sendo assim, a variável $GV_{i,m,t,h}$ indica a potência mediante a qual se gera energia elétrica para venda, a cada hora h , de cada tipo de dia t , para cada mês m , em cada tecnologia i , enquanto que $PVE_{m,t,h}$ representa a tarifa de venda de energia a cada hora h , de cada tipo de dia t , em cada mês m .

É importante destacar que na função objetivo não se consideram custos relacionados com a resposta da demanda. Neste modelo se inclui somente o impacto indireto devido à redução de consumo, depreciando-se custos de desconforto que podem sofrer os consumidores.

3.1.2 Restrições

As restrições que fazem parte do modelo são detalhadas a seguir:

$$DEC_{m,t,u,h} + \sum_i GL_{i,m,t,u,h} + \sum_j \beta_{j,u} \times GasC_{j,m,t,u,h} + \sum_i \sum_j \gamma_{j,u} \times CR_{i,j,m,t,u,h} + Mag \times RD_{m,t,u,h} - InvGer_{i=8} \times CargaB_{m,t,u,h} = CargaC_{m,t,u,h} \quad (3.3)$$

$$\sum_j \sum_u CR_{i,j,m,t,u,h} \leq \alpha_i \times \left(\sum_u (GL_{i,m,t,u,h}) + GV_{i,m,t,h} \right) \quad (3.4)$$

$$\sum_u GL_{i,m,t,u,h} + GV_{i,m,t,h} \leq Gmax_i \times InvGer_i \quad (3.5)$$

$$\sum_i \sum_u (\gamma_{j,u} \times CR_{i,j,m,t,u,h}) + \sum_u (\beta_{j,u} \times GasC_{j,m,t,u,h}) \leq CH_j \times CHmax_j \quad (3.6)$$

$$CR_{i,j,m,t,u=elet,h} = 0 \quad GasC_{j,m,t,u=elet,h} = 0 \quad DEC_{m,t,u=calor,h} = 0 \quad (3.7)$$

$$\sum_u DEC_{m,t=sem,u,hfp} \leq DCFP \quad \sum_u DEC_{m,t=fsem,u,h} \leq DCFP \quad (3.8)$$

$$\sum_u DEC_{m,t=sem,u,hp} \leq DCP_m \quad (3.9)$$

$$ZDM_{m,t,h} + ZGV_{m,t,h} \leq 1 \quad (3.10)$$

$$\sum_u DEC_{m,t,u,h} \leq ZDM_{m,t,h} \times M \quad (3.11)$$

$$\sum_u GV_{m,t,u,h} \leq ZGV_{m,t,h} \times M \quad (3.12)$$

$$\sum_h RD_{m,t,u,h} \leq Co \quad RD_{m,t,u=calor,h} = 0 \quad (3.13)$$

$$GV_{i=8,m,t,h} = 0 \quad GL_{i=8,m,t,u,hfp} = 0 \quad \sum_u GL_{i=8,m,t,u,hp} = InvGer_{i=8} \times Gmax_{i=8} \quad (3.14)$$

Observe-se que cada equação representa um conjunto de restrições, as quais envolvem as mesmas variáveis e os mesmos parâmetros, e são definidas como um bloco.

A equação (3.3) representa o balanço de potência entre as diferentes opções de oferta de energia e a demanda, garantizando o abastecimento desta última. Esse balanço de potência se efetua a cada hora h , em cada uso final u , de cada tipo de dia t , para cada mês m , através das $m \times t \times u \times h = 1728$ restrições correspondentes a este bloco. Sendo assim, $DEC_{m,t,u,h}$ corresponde à potência com a qual se recebe energia da distribuidora, $GL_{i,m,t,u,h}$ representa a potência através da qual se gera energia elétrica, localmente e para consumo próprio, mediante as tecnologias i ; $GasC_{j,m,t,u,h}$ se refere à potência com a qual se gera calor através da queima de gás mediante as tecnologias j , sendo $\beta_{j,u}$ o rendimento do processo de transformar gás em algum uso final u , através da tecnologia j ; $CR_{i,j,m,t,u,h}$ se relaciona com a potência de geração de calor nas tecnologias i , e que logo é recuperado através das tecnologias j , onde $\gamma_{j,u}$ representa o rendimento do processo de transformar calor recuperado em calor útil para atender algum uso final u , através da tecnologia j ; $RD_{m,t,u,h}$ é uma variável binária que adota o valor 1 se a resposta da demanda é aplicada, enquanto que o parâmetro Mag representa a magnitude da carga que está sendo desconectada; $CargaB_{m,t,u,h}$ corresponde à potência com a qual se armazena energia elétrica nas baterias, sendo essa potência computada como demanda somente no caso que a variável binária $InvGer_{i=8}$ adote o valor 1 indicando que a tecnologia foi escolhida. Finalmente, o parâmetro $CargaC_{m,t,u,h}$ representa a demanda a ser atendida.

A equação (3.4) impõe o limite máximo para geração de calor através de cogeração a cada hora h , de cada tipo de dia t , em cada mês m , para cada tecnologia i . Assim, $CR_{i,j,m,t,u,h}$ representa a potência mediante a qual se gera calor nas tecnologias i , e que logo é recuperado através das tecnologias j , α_i indica a proporção de calor em kW que se obtém em cada tecnologia de cogeração por cada kW de energia elétrica gerada, e $GL_{i,m,t,u,h}$ e $GV_{i,m,t,h}$ correspondem às potências com as quais se gera energia elétrica para atender a demanda local e para venda, respectivamente.

A equação (3.5) estabelece o limite máximo de potência para geração local de energia elétrica a cada hora h , de cada tipo de dia t , de cada mês m , para cada tecnologia i , sendo $GL_{i,m,t,u,h}$ e $GV_{i,m,t,h}$ às potências mediante as quais se gera energia elétrica para atender a demanda local e para venda, $Gmax_i$ a potência nominal de cada tecnologia i , e $InvGer_i$ uma variável binária que é igual a 1 quando a tecnologia i é selecionada.

A equação (3.6) assegura que não se ultrapasse a potência máxima de recuperação de calor e queima de gás a cada hora h , de cada tipo de dia t , em cada mês m , para cada tecnologia j . Assim, a variável $CR_{i,j,m,t,u,h}$ corresponde à potência com a qual se gera calor nas tecnologias i , e que logo é recuperado através das tecnologias j , onde $\beta_{j,u}$ representa o rendimento do processo de transformar gás em algum uso final u , através da tecnologia j ; $GasC_{j,m,t,u,h}$ se refere à potência com a qual se gera calor através da queima de gás, sendo $\beta_{j,u}$ o rendimento do processo de transformar gás em algum uso final u , através da tecnologia j ; CH_j é uma variável binária que adota o valor 1 quando a tecnologia j é selecionada, e $CHmax_j$ a potência nominal de cada tecnologia j .

Em (3.7) se indica, respectivamente, que não se gera eletricidade localmente para atender a demanda de calor, a qual pode ser atendida por calor recuperado o queima de gás; que não se compra energia elétrica para atender a demanda de calor, e que não se utiliza gás para gerar eletricidade de maneira direta, como no caso da demanda térmica. Neste modelo os custos da produção local de energia elétrica se representam através do parâmetro EC_i .

Seguidamente, as equações em (3.8) asseguram uma demanda contratada adequada no horário fora de ponta, de cada tipo de dia t , em cada mês m , sendo a variável $DEC_{m,t,u,h}$ a potência com a qual se recebe energia da distribuidora, e as variáveis DPC e $DCFP$ correspondentes à demanda contratada nos horários de ponta e fora de ponta, respectivamente.

De maneira similar, a equação (3.9) garante que se contrate uma demanda suficiente no período de ponta, de cada tipo de dia t , em cada mês m . Destaque-se que existe demanda de ponta unicamente durante os dias de semana.

As equações em (3.10), (3.11) e (3.12) impedem a compra e venda de energia elétrica de forma simultânea a cada hora h , de cada tipo de dia t , em cada mês m , sendo $ZDM_{m,t,h}$ e $ZDG_{m,t,h}$ variáveis binárias auxiliares, $DEC_{m,t,u,h}$ a potência com a qual se recebe energia da distribuidora, $GV_{i,m,t,h}$ a potência com a qual se gera energia elétrica para venda, e M uma constante de valor elevado. A estrutura do conjunto de equações apresentado em (3.10), (3.11) e (3.12) recebe o nome de método disjuntivo ou do grande M (Nowak, 2000).

Em (3.13) as equações se associam à resposta da demanda. A primeira limita a quantidade de desconexões permitidas diariamente em cada uso final u , de cada tipo de dia t , em cada mês m , sendo $RD_{m,t,u,h}$ uma variável binária que adota o valor 1 se a resposta da demanda é aplicada e Co um valor inteiro que indica a quantidade de desconexões permitidas; enquanto que a segunda equação indica que não se aplica resposta da demanda no uso final calor. Neste trabalho a resposta da demanda se aplica só nos usos finais eletricidade e refrigeração, que podem ser abastecidos com energia elétrica.

Finalmente, o conjunto de equações que se expõe em (3.14) está associado com o armazenamento de energia elétrica. Neste trabalho o banco de baterias se modela como uma tecnologia de geração distribuída i que não possui custo de produção de energia, porém se computa o custo para carregá-las como uma demanda extra no caso que a tecnologia seja escolhida. Logo, a primeira equação indica que não é possível a venda da energia elétrica armazenada, a segunda restringe o uso dessa energia nos períodos fora de ponta, em cada uso final u , de cada tipo de dia t , em cada mês m ; enquanto que a terceira garante o balanço diário de energia entre carga e descarga em cada uso final u , de cada tipo de dia t , em cada mês m . $GL_{i=8,m,t,u,h}$ e $GV_{i=8,m,t,h}$ correspondem às potências do banco de baterias mediante as quais se fornece energia elétrica para atender a demanda local e para venda, respectivamente, $G_{max_{i=8}}$ à potência nominal do banco de baterias, e $InvGer_{i=8}$ a uma variável binária que é igual a 1 quando esta tecnologia é selecionada.

3.2 Modelo estocástico para decisor neutro ao risco

Nesta seção se estende a formulação determinística apresentada anteriormente para um modelo estocástico de duas etapas. A primeira etapa está relacionada com a decisão de implantação das tecnologias e a demanda contratada, enquanto que a segunda está associada à operação do sistema, a qual está sujeita a incertezas. A representação das incertezas nos parâmetros da segunda etapa se realizará através de uma árvore de cenários.

Na Figura 3.1 se expõem dois exemplos ilustrativos de cenários. A Figura 3.1(a) corresponde a uma árvore formada por duas etapas, na qual os cenários se geram na primeira etapa ($t=0$), e logo se repetem na segunda etapa (t_1, t_2, \dots, t_n). Já a Figura 3.1 (b) representa uma árvore de várias etapas, cuja característica é gerar novos cenários em cada período t conforme se avança no horizonte temporal. Para a implementação do modelo será utilizada uma árvore de duas etapas dado que sua estrutura se adéqua ao problema que se quer representar, como será exposto na sequência.

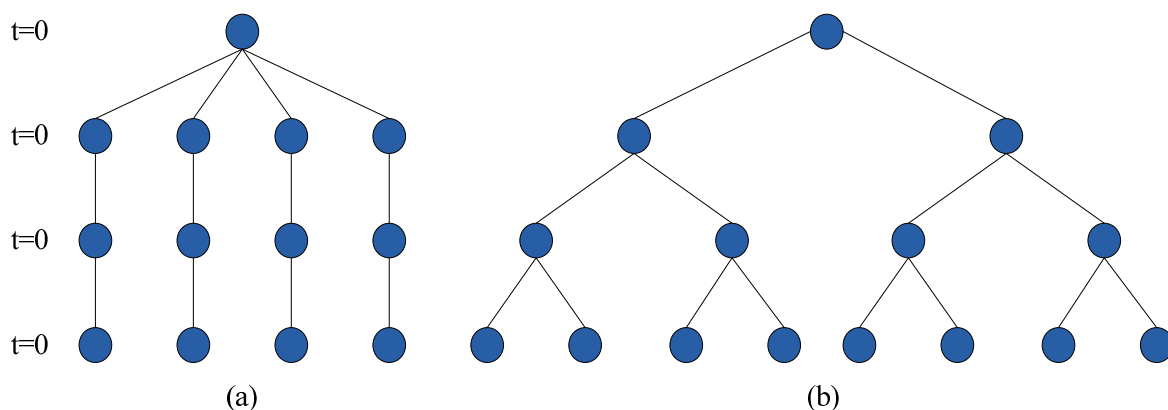


Figura 3.1: Árvores de cenários. Fonte: Alabedin (2012).

As decisões na primeira etapa são tipicamente conhecidas como do tipo *here and now* (aqui e agora), enquanto as da segunda etapa se conhecem como decisões *wait and see* (espere e observe) (Villalba & Ramos, 2004; Alabedin, 2012).

Segundo ilustra a Figura 3.2, na primeira etapa as decisões não dependem dos cenários e devem ser determinadas antes que as incertezas se manifestem. Especificamente no presente trabalho, nesta etapa se definem a demanda contratada e as tecnologias a ser implantadas para abastecer a demanda na microrrede durante um ano. Observe-se que as tecnologias escolhidas serão as mesmas para todos os cenários considerados na operação.

A segunda etapa corresponde à operação do sistema, na qual se consideram incertezas na demanda e na potência máxima disponível nos REDs renováveis. A diferença das decisões tomadas na primeira etapa, é que na segunda etapa estas dependem do cenário, e se determinam em função da informação disponível a respeito das incertezas e as tecnologias escolhidas na primeira etapa.

É importante destacar que neste modelo, os parâmetros sujeitos a incertezas se consideram como eventos independentes e, portanto, não se inclui nenhuma medida de correlação entre os mesmos.

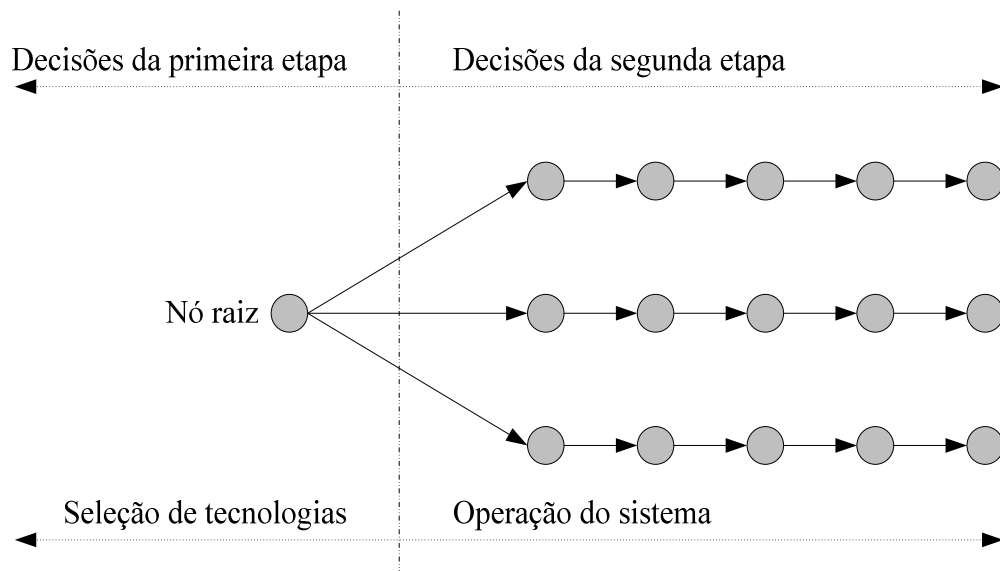


Figura 3.2: Modelo estocástico de duas etapas. Fonte: Villalba & Ramos, 2004.

A função objetivo contempla o custo da primeira etapa $C(x)$, associado à implantação das tecnologias, e o custo correspondente à segunda etapa, representado mediante seu valor esperado, tal como mostrado a continuação:

$$\text{Custo}E = E [C(x) + q(x, s)] \quad (3.15)$$

Logo, como $C(x)$ tem o mesmo valor para todos os cenários resulta que:

$$\text{Custo}E = C(x) + E [q(x, s)] \quad (3.16)$$

Finalmente obtém-se:

$$\text{Custo}E = C(x) + \sum_s (p(s) \times q(x, s)) \quad (3.17)$$

Observe-se que esta formulação trata o custo total anual como uma variável aleatória discreta, sendo cada cenário uma possível realização do futuro, a qual possui uma probabilidade de ocorrência $p(s)$ associada.

Existem variáveis binárias em ambas as etapas do modelo. Na primeira etapa, estas se relacionam com variáveis de decisão para implantação de tecnologias, enquanto na segunda, as mesmas se associam com a resposta da demanda, e com evitar a compra e venda de eletricidade em simultâneo.

A formulação matemática da função objetivo para este modelo adota a expressão mostrada na equação (3.18):

$$\begin{aligned}
CustoE = & 12 \times DCP \times TDCP + 12 \times DCFP \times TDCFP \\
& + \sum_i InvGer_i \times (TECinvest_i \times Anualiza_i + Cf_i) \\
& + \sum_j CH_j \times (CCH_j \times Anualiza_j + CFCH_j) \\
& + \sum_s \{ P_s \times [22 \times \sum_s \sum_m \sum_u \sum_h DEC_{s,m,t=sem,u,h} \times TCE_{m,t=sem,h} \\
& + 8 \times \sum_s \sum_m \sum_u \sum_h DEC_{s,m,t=fsem,u,h} \times TCE_{m,t=fsem,h} \\
& + 22 \times \sum_s \sum_i \sum_m \sum_t \sum_h ((GV_{s,i,m,t=sem,h} + \sum_u GL_{s,i,m,t=sem,u,h}) \times (CPE_i + Cv_i)) \\
& + 8 \times \sum_s \sum_i \sum_m \sum_t \sum_h ((GV_{s,i,m,t=fsem,h} + \sum_u GL_{s,i,m,t=fsem,u,h}) \times (CPE_i + Cv_i)) \\
& + 22 \times \sum_s \sum_j \sum_m \sum_u \sum_h (GasC_{s,j,m,t=sem,u,h} \times Custog_{m,h}) \\
& + 8 \times \sum_s \sum_j \sum_m \sum_u \sum_h (GasC_{s,j,m,t=fsem,u,h} \times Custog_{m,h}) \\
& - 22 \times \sum_s \sum_i \sum_m \sum_t \sum_h (GV_{i,m,t=sem,h} \times PVE_{m,t=sem,h}) \\
& - 8 \times \sum_s \sum_i \sum_m \sum_t \sum_h (GV_{i,m,t=fsem,h} \times PVE_{m,t=fsem,h})] \}
\end{aligned} \tag{3.18}$$

Com respeito às restrições, é necessária uma pequena modificação em relação ao modelo da seção anterior, sendo a potência dos REDs renováveis considerada como estocástica em lugar de determinística, com o qual se modifica a equação (3.5) obtendo a equação (3.21), e logo se inserem as equações 3.22 e 3.23 para limitar a potência disponível na geração renovável.

Assim, a potência ativa disponível na turbina eólica se calcula segundo a expressão que aparece no lado direito da equação (3.22), onde ρ representa a densidade do ar em Kg/m^3 , C_p o coeficiente de potência da turbina eólica, A_e a área barrida pelo rotor em m^2 , e $V_{m,h}$ a velocidade do vento em m/seg a cada hora h , de cada mês m (um dia típico para cada mês). Observe-se que a potência estará disponível só se a variável binária $InvGer_{i=7}$ adota o valor 1, indicando que a tecnologia foi escolhida.

De maneira similar, a potência ativa do conjunto de painéis fotovoltaicos se calcula segundo a expressão que aparece no lado direito da equação (3.23), sendo η o rendimento do sistema, Af a área total do conjunto de painéis e $I_{m,h}$ o nível de irradiação solar em W/m^2 .

Deve-se destacar que as restrições possuem a mesma estrutura que no caso determinístico, porém na sua versão estocástica. Isso pode ser feito de forma simples adicionando um índice, de maneira que as variáveis possam ser discriminadas também por cenários.

O conjunto de restrições mencionado formará parte do modelo estocástico de aversão ao risco que será apresentado posteriormente, por esse motivo se incorpora a formulação matemática completa, apesar de possuir grande similitude com as restrições do modelo determinístico.

$$DEC_{s,m,t,u,h} + \sum_i GL_{s,i,m,t,u,h} + \sum_j \beta_{j,u} \times GasC_{s,j,m,t,u,h} + \sum_i \sum_j \gamma_{j,u} \times CR_{s,i,j,m,t,u,h} + Mag \times RD_{s,m,t,u,h} - InvGer_{i=8} \times CargaB_{s,m,t,u,h} = CargaC_{s,m,t,u,h} \quad (3.19)$$

$$\sum_j \sum_u CR_{s,i,j,m,t,u,h} \leq \alpha_i \times \left(\sum_u (G_{s,i,m,t,u,h}) + GV_{s,i,m,t,h} \right) \quad (3.20)$$

$$\sum_u G_{s,id,m,t,u,h} + GV_{s,id,m,t,h} \leq Gmax_{id} \times InvGer_{id} \quad (3.21)$$

$$\sum_u G_{s,i=6,m,t,u,h} + GV_{s,i=6,m,t,h} \leq (0.5 \times \rho \times Cp \times Ae \times V_{m,h}) \times InvGer_{i=6} \quad (3.22)$$

$$\sum_u G_{s,i=7,m,t,u,h} + GV_{s,i=7,m,t,h} \leq (\eta \times Af \times I_{m,h}) \times InvGer_{i=7} \quad (3.23)$$

$$\sum_i \sum_u (\gamma_{j,u} \times CR_{s,i,j,m,t,u,h}) + \sum_u (\beta_{j,u} \times GasC_{s,j,m,t,u,h}) \leq CH_j \times CHmax_j \quad (3.24)$$

$$CR_{s,i,j,m,t,u=et,h} = 0 \quad GasC_{s,j,m,t,u=et,h} = 0 \quad DEC_{s,m,t,u=calor,h} = 0 \quad (3.25)$$

$$\sum_u DEC_{s,m,t=sem,u,hfp} \leq DCFP \quad \sum_u DEC_{s,m,t=sem,u,hfp} \leq DCFP \quad (3.26)$$

$$\sum_u DEC_{s,m,t=sem,u,hp} \leq DCP \quad (3.27)$$

$$ZDM_{m,t,h} + ZGV_{m,t,h} \leq 1 \quad (3.28)$$

$$\sum_u DEC_{s,m,t,u,h} \leq ZDM_{m,t,h} \times M \quad (3.29)$$

$$\sum_u GV_{s,m,t,u,h} \leq ZGV_{m,t,h} \times M \quad (3.30)$$

$$\sum_h RD_{s,m,t,u,h} \leq Co \quad RD_{s,m,t,u=calor,h} = 0 \quad (3.31)$$

$$GV_{s,i=8,m,t,h} = 0 \quad GL_{s,i=8,m,t,u,hfp} = 0 \quad \sum_u GL_{s,i=8,m,t,u,hp} \leq InvGer_{i=8} \times Gmax_{i=8} \quad (3.32)$$

O modelo apresentado nesta seção é baseado numa atitude de neutralidade ao risco por parte do decisor, ou seja, no mesmo se supõe que o investidor é indiferente ao risco associado com cada opção de investimento. Este método é pouco flexível no momento de informar qual é o maior custo que pode acontecer por causa das incertezas, pois só é possível conhecer o pior custo com probabilidade de ocorrência de 100%. Como se verá na próxima seção, existem medidas para avaliar esse cenário mais custoso com uma probabilidade de ocorrência que pode ser definida pelo investidor, tornando o modelo estocástico uma ferramenta de apoio mais flexível no momento de tomar decisões em um ambiente com incertezas.

3.3 Modelo estocástico para decisor com aversão ao risco

De maneira intuitiva, a ideia de risco está associada a quanto dinheiro pode se perder ou deixar de receber se, por causa das incertezas, ocorre uma situação adversa à planejada. Desse modo, não levar em conta o risco pode resultar em elevadas perdas ao investidor, sejam estas em forma de elevados custos ou de baixas receitas.

Basicamente, podem-se distinguir três tipos de atitude frente ao risco. Um investidor é neutro ao risco quando se mostra indiferente frente à relação entre perdas e ganhos associadas com as opções de investimento que deve enfrentar. Por outra parte, é avesso ao risco se prefere investir em opções com menor risco, apesar das opções de maior risco prometer melhores benefícios. Finalmente um investidor é amante do risco se prefere investir em opções que prometem grandes benefícios, apesar destas apresentar um elevado risco (Rockafellar, 2001).

Nesta seção se propõe um modelo estocástico que permite ajustar o nível de risco que o investidor está disposto a enfrentar. Particularmente, a metodologia utilizada foi desenvolvida desde uma visão de aversão ao risco.

Em concordância com Schultz & Niese (2007), em modelos estocásticos de programação inteira mista é possível incorporar uma medida de risco adicionando um termo na função objetivo, como se indica na equação (3.33).

$$\min \quad C(x) + E [q(x, w)] + \lambda \cdot f(x, w) \quad (3.33)$$

Sendo λ um parâmetro ajustável que deve ser maior que zero, é $f(x, y)$ uma medida de risco que pode adotar várias formas, segundo se verá a continuação. Destaca-se que pode ser necessário adicionar algumas restrições ao problema, associadas estas à medida de risco.

Existem várias alternativas para representar $f(x, w)$ tais como a variância, o desvio total absoluto (*total absolute deviation*), o custo de referência (*reference cost*), o custo máximo (*maxium cost*), o valor em risco (*value at risk*), o valor condicional em risco (*conditional value at risk*), dentre outras (Villalba & Ramos, 2004; Farzan, 2013).

De acordo com Villalva & Ramos (2004) para escolher qual medida utilizar no modelo, basicamente duas questões serão consideradas, por um lado a formulação matemática, e por outro a definição de risco para o decisor.

Desde o ponto de vista da formulação, por tratar com um modelo linear, as medidas não lineares, como a variância, não são aplicáveis.

Por outra parte, no problema que se aborda no presente trabalho, a definição de risco está associada com um potencial custo elevado que se pretende evitar (aversão ao risco) e, portanto, as medidas que penalizam baixos custos, como o desvio total absoluto, não são adequadas.

Mediante a utilização do método de custo de referência, é possível penalizar custos que superam certo valor, porém se apresenta como neutro ao risco para valores inferiores a essa referência. Além disso, definir esse valor de referência para alguns tipos de investidores pode apresentar uma dificuldade.

Os métodos que resultaram mais atrativos são o valor em risco (VaR) e o valor em risco condicional (CVaR). O CVaR possui algumas propriedades interessantes em relação ao VaR, e além disso, permite uma implementação linear (Schulz & Tiedemann, 2006; Rockafellar & Uryasev, 2000). No entanto, O VaR pode ser implementado de maneira simples em modelos do tipo inteiro misto utilizando variáveis binárias (Ramos & Villalba, 2004).

Portanto, foi o VaR a medida de risco escolhida para incorporar ao modelo estocástico de duas etapas apresentado na seção anterior, sendo importante esclarecer o que representa essa medida.

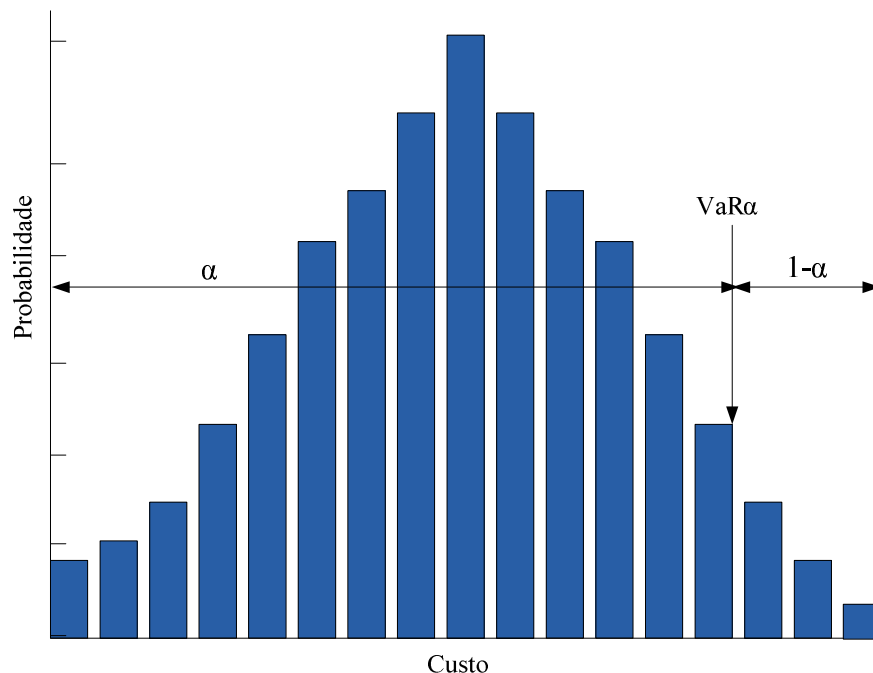


Figura 3.3: Valor em risco (VaR). Fonte: Adaptado de Villalba & Ramos (2004).

Considere-se que a função custo total anual segue uma distribuição de probabilidade discreta, tal como indica a Figura 3.3. Sendo assim, o VaR representa o mínimo custo tal que sua probabilidade de ocorrência (representada pela somatória de probabilidades à esquerda do VaR) seja menor ou igual a determinado valor α definido pelo investidor. Comumente, esse valor α se conhece como nível de confiança.

Desse modo, uma vez escolhido a medida de risco a implementar, na sequência se descreve a maneira de incorporá-la ao modelo descrito na seção 3.2.

A formulação matemática simplificada para o modelo estocástico de aversão ao risco, de acordo com Villalba & Ramos (2004), é representada nas equações (3.34) a (3.38).

$$\min \quad \xi \quad (3.34)$$

$$\sum_s p_s \times \delta_s \leq 1 - \alpha \quad (3.35)$$

$$Custo_s \leq \xi + M \times \delta_s \quad (3.36)$$

$$\textit{sujeito às equações (3.19) a (3.32)} \quad (3.37)$$

$$CustoE \leq Svar \quad (3.38)$$

Onde ξ representa o VaR; $CustoE$ representa a função objetivo do modelo apresentado na seção 3.2; δ_s é um vetor de variáveis binárias auxiliares, $Svar$ é um parâmetro que estabelece um limite máximo para o valor esperado do custo total anual, $Custo_s$ representa o custo anual de cada cenário, α representa o nível de confiabilidade definido pelo investidor em função de sua atitude frente ao risco, e finalmente M é uma constante de valor elevado, tal que no modelo aumenta o custo dos cenários que superam o VaR.

A equação (3.35) limita o número de variáveis binárias δ_s que podem ter valor 1 ao número de cenários com custo superior ao VaR, enquanto (3.36) força que essas variáveis binárias adotem o valor 1 nos cenários cujo valor supere ao VaR, e logo estabelece o VaR no cenário com maior custo que possui sua respectiva variável δ_s nula.

Resumindo, o modelo estabelece, dentre os cenários considerados, qual se ajusta melhor ao VaR.

Finalmente, é importante destacar que este modelo corresponde a um problema de otimização multiobjetivo, com a particularidade neste caso, de que um dos objetivos é tratado como uma restrição e limitado por um parâmetro determinado pelo investidor. Mais informações podem ser encontradas no trabalho de Villalva & Ramos (2004). A seguir se expõe a formulação matemática completa deste modelo.

$$\min \quad \xi \quad (3.39)$$

$$\sum_s (P_s \times \delta_s) \leq 1 - \alpha \quad (3.40)$$

$$\begin{aligned}
& 12 \times DCP \times TDCP + 12 \times DCFP \times TDCFP \\
& + \sum_i InvGer_i \times (TECinvest_i \times Anualiza_i + Cf_i) \\
& + \sum_j CH_j \times (CCH_j \times Anualiza_j + CFCH_j) \\
& + 22 \times \sum_s \sum_m \sum_t \sum_h DEC_{s,m,t=sem,h} \times TCE_{m,t=sem,h} \\
& + 8 \times \sum_s \sum_m \sum_t \sum_h DEC_{s,m,t=fsem,h} \times TCE_{m,t=fsem,h} \\
& + 22 \times \sum_s \sum_i \sum_m \sum_t \sum_h ((GV_{s,i,m,t=sem,h} + \sum_u GL_{s,i,m,t=sem,u,h}) \times (CPE_i + Cv_i)) \\
& + 8 \times \sum_s \sum_i \sum_m \sum_t \sum_h ((GV_{s,i,m,t=fsem,h} + \sum_u GL_{s,i,m,t=fsem,u,h}) \times (CPE_i + Cv_i)) \\
& + 22 \times \sum_s \sum_j \sum_m \sum_u \sum_h (GasC_{s,j,m,t=sem,u,h} \times CustoG_{m,h}) \\
& + 8 \times \sum_s \sum_j \sum_m \sum_u \sum_h (GasC_{s,j,m,t=fsem,u,h} \times CustoG_{m,h}) \\
& - 22 \times \sum_s \sum_i \sum_m \sum_t \sum_h (GV_{i,m,t=sem,h} \times PVE_{m,t=sem,h}) \\
& - 8 \times \sum_s \sum_i \sum_m \sum_t \sum_h (GV_{i,m,t=fsem,h} \times PVE_{m,t=fsem,h}) \leq \xi + \delta_s \times M
\end{aligned} \tag{3.41}$$

$$\begin{aligned}
& DEC_{s,m,t,u,h} + \sum_i GL_{s,i,m,t,u,h} + \sum_j \beta_{j,u} \times GasC_{s,j,m,t,u,h} + \sum_i \sum_j \gamma_{j,u} \times CR_{s,i,j,m,t,u,h} \\
& + Mag \times RD_{s,m,t,u,h} - InvGer_{i=10} \times CargaB_{s,m,t,u,h} = CargaC_{s,m,t,u,h}
\end{aligned} \tag{3.42}$$

$$\sum_j \sum_u CR_{s,i,j,m,t,u,h} \leq \alpha_i \times \left(\sum_u (G_{s,i,m,t,u,h}) + GV_{s,i,m,t,h} \right) \tag{3.43}$$

$$\sum_u G_{s,i,m,t,u,h} + GV_{s,i,m,t,h} \leq Gmax_i \times InvGer_i \tag{3.44}$$

$$\sum_i \sum_u (\gamma_{j,u} \times CR_{s,i,j,m,t,u,h}) + \sum_u (\beta_{j,u} \times GasC_{s,j,m,t,u,h}) \leq CH_j \times CHmax_j \tag{3.45}$$

$$CR_{s,i,j,m,t,u=elet,h} = 0 \quad GasC_{s,j,m,t,u=elet,h} = 0 \quad DEC_{s,m,t,u=calor,h} = 0 \tag{3.46}$$

$$\sum_u DEC_{s,m,t=sem,u,hfp} \leq DCFP \quad \sum_u DEC_{s,m,t=sem,u,hfp} \leq DCFP \tag{3.47}$$

$$\sum_u DEC_{s,m,t=sem,u,hp} \leq DCP \tag{3.48}$$

$$ZDM_{m,t,h} + ZDG_{m,t,h} \leq 1 \tag{3.49}$$

$$\sum_u DEC_{s,m,t,u,h} \leq ZDM_{m,t,h} \times N \quad (3.50)$$

$$\sum_u GV_{s,m,t,u,h} \leq ZGV_{m,t,h} \times N \quad (3.51)$$

$$\sum_h RD_{s,m,t,u,h} \leq Co \quad RD_{s,m,t,u=calor,h} = 0 \quad (3.52)$$

$$GV_{s,i=8,m,t,h} = 0 \quad GL_{s,i=8,m,t,u,hfp} = 0 \quad \sum_u GL_{s,i=8,m,t,u,hp} \leq InvGer_{i=8} \times Gmax_{i=8} \quad (3.53)$$

$$\begin{aligned} & +12 \times DCP \times TDCP + 12 \times DCFP \times TDCFP \\ & + \sum_i InvGer_i \times (TECinvest_i \times Anualiza_i + Cf_i) \\ & + \sum_j CH_j \times (CCH_j \times Anualiza_j + CFCH_j) \\ & + \sum_s P_s \times (22 \times \sum_s \sum_m \sum_t \sum_h DEC_{s,m,t=sem,h} \times TCE_{m,t=sem,h} \\ & + 8 \times \sum_s \sum_m \sum_t \sum_h DEC_{s,m,t=fsem,h} \times TCE_{m,t=fsem,h} \\ & + 22 \times \sum_s \sum_i \sum_m \sum_t \sum_h ((GV_{s,i,m,t=sem,h} + \sum_u GL_{s,i,m,t=sem,u,h}) \times (CPE_i + Cv_i)) \\ & + 8 \times \sum_s \sum_i \sum_m \sum_t \sum_h ((GV_{s,i,m,t=fsem,h} + \sum_u GL_{s,i,m,t=fsem,u,h}) \times (CPE_i + Cv_i)) \\ & + 22 \times \sum_s \sum_j \sum_m \sum_u \sum_h (GasC_{s,j,m,t=sem,u,h} \times CustoG_{m,h}) \\ & + 8 \times \sum_s \sum_j \sum_m \sum_u \sum_h (GasC_{s,j,m,t=fsem,u,h} \times CustoG_{m,h}) \\ & - 22 \times \sum_s \sum_i \sum_m \sum_t \sum_h (GV_{i,m,t=sem,h} \times PVE_{m,t=sem,h}) \\ & - 8 \times \sum_s \sum_i \sum_m \sum_t \sum_h (GV_{i,m,t=fsem,h} \times PVE_{m,t=fsem,h}) \leq S \text{ var} \end{aligned} \quad (3.54)$$

3.4 Considerações finais

Como é possível observar ao longo do capítulo, foi feita a representação do problema, seja do ponto de vista determinístico ou estocástico, através de um modelo linear. Este fato apresenta basicamente duas vantagens: por uma parte brinda a possibilidade de resolver o modelo utilizando as técnicas de otimização clássica, as quais estão disponíveis na maioria dos *solvers* comerciais como, por exemplo, o *CPLEX*; e por outra, permite a incorporação de uma medida de risco de maneira simples através de variáveis binárias.

Capítulo 4

Testes e Resultados

Neste capítulo se utiliza o modelo matemático apresentado anteriormente, o qual foi implementado em uma plataforma de otimização, para analisar opções de investimento em uma microrrede. O modelo foi implementado na linguagem GAMS (*General Algebraic Modeling System*) e para sua solução se utilizou o *solver* CPLEX. Os dados de entrada são fornecidos ao GAMS por meio de uma interface com o software EXCEL, sendo utilizada também uma interface entre o software R e o EXCEL para a criação e posterior envio dos dados aleatórios de velocidade do vento e irradiação solar. O motivo de utilizar o software R é que este disponibiliza ferramentas que facilitam a aplicação de vários métodos para estimar esses valores aleatórios, como, por exemplo, o tratamento por cadeias de Markov, por métodos de regressão ou através de amostras obtidas mediante funções de probabilidade.

O capítulo começa com uma breve descrição dos dados que se utilizaram nas simulações e posteriormente apresenta diversos casos de estudo, nos quais se analisa o impacto econômico do uso de REDs como uma opção para atender a demanda energética em uma microrrede.

4.1 Dados de entrada

Os dados de entrada consistem em curvas de demanda de energia elétrica e térmica (incluindo calor e refrigeração), tarifas de compra e venda de energia elétrica, e compra de gás, e também informações técnicas e econômicas das tecnologias que podem ser selecionadas.

4.1.1 REDs

As características dos REDs se apresentam na Tabela 4.1, na qual *I1* e *I2* representam grupos motor gerador; *I3* corresponde a um conjunto de células a combustível; *I4* e *I5* representam microturbinas; *I6* corresponde a uma turbina eólica, *I7* a um grupo de painéis fotovoltaicos e *I8* a um banco de baterias. Para as tecnologias que geram em corrente contínua, se consideram incluídos nos custos de investimento os inversores necessários para o acoplamento com a rede.

Todos os dados de tecnologias são reais, porém não atualizados, e se encontram em Marnay et al. (2001); Siddiqui & Marnay (2004); Gao et al. (2007) e Longatt (2004).

Na Tabela 4.1 os REDs se representam através de seus custos de produção de energia, investimento, manutenção e operação, sua vida útil, e sua potência nominal.

Devido à vida útil das tecnologias serem diferentes, não é possível somar os custos de investimento diretamente com os custos de operação, portanto os custos são anualizados para poder comparar as diversas alternativas. No fator de anualização foi utilizada a vida útil da tecnologia sendo avaliada e a taxa de remuneração do capital investido foi adotada como sendo de 10% a.a.

Por outra parte, as tecnologias de recuperação de calor e queima de gás se mostram na Tabela 4.2. Estas consistem em trocadores de calor (J4 a J6) e *chillers* de absorção (J1 a J3). O primeiro grupo atende só demanda de calor, entanto o segundo atende demanda de frio e calor. Além disso, se distingue entre tecnologias que podem operar só com calor recuperado (J2 e J5), só com queima de gás (J3 e J6), ou com ambos ao mesmo tempo (J1 e J4).

Tabela 4.1: Dados dos recursos energéticos distribuídos.

<i>Tecnologias</i>	CPE_i [R\$/kWh]	$Gmax_i$ [kW]	Cf_i [R\$/ano]	Cv_i [R\$/kWh]	$TECinvest_i$ [R\$]	VU_i [anos]	α_i [kW/kW]
I1	0,5	500	33.125	0,000033	1.170.000	20	1,7
I2	0,5	215	14.243	0,000033	636.938	20	1,7
I3	0,5	200	0	0,125	3.454.500	15	0,7
I4	0,5	30	8.925	0	100.000	12,5	1,7
I5	0,5	75	8.925	0	142.000	12,5	1,7
I6	0,01	600	0	0,025	3.409.500	20	0
I7	0,01	100	0	0,01	750.000	20	0
I8	0	150	600	0	562.500	8	0

Tabela 4.2: Dados das tecnologias de recuperação de calor e queima de gás.

<i>Tecnologias</i>	$CHmax_j$ [kW]	$CFCH_j$ [R\$/ano]	CCH_j [R\$]	VU_j [anos]	$\gamma_{j,u}$ [kW/kW]		$\beta_{j,u}$ [kW/kW]	
					<i>calor</i>	<i>frio</i>	<i>calor</i>	<i>frio</i>
J1	215	1.000	929.875	20	0,80	0,13	0,80	0,13
J2	100	750	463.000	20	0,80	0,13	0,00	0,00
J3	55	600	251.625	20	0,00	0,00	0,80	0,13
J4	215	800	88.150	20	0,80	0,00	0,80	0,00
J5	100	800	47.500	20	0,80	0,00	0,00	0,00
J6	55	800	21.175	20	0,00	0,00	0,80	0,00

4.1.2 Consumo

Para a realização dos testes foi utilizado um conjunto de consumidores hipotéticos cujas demandas anuais de eletricidade, calor e refrigeração são representadas por dias típicos de cada mês. Distinguem-se dias típicos de semana e final de semana, sendo estes separados em horas de ponta e fora de ponta. Observe-se que a demanda se representa através da potência média por hora, ou seja, a demanda em uma hora é representada por um valor constante.

Como exemplo, nas Figuras 4.1 e 4.2 se apresentam curvas de demanda para os usos finais eletricidade e calor, correspondentes aos dias típicos de semana de três meses do ano.

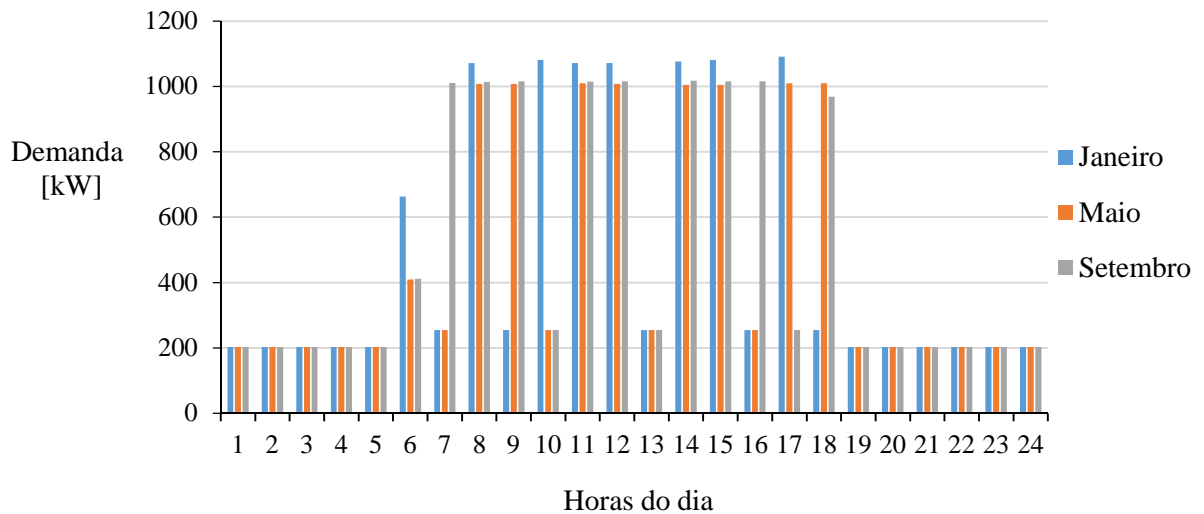


Figura 4.1: Demanda de energia elétrica correspondente a dias típicos de semana.

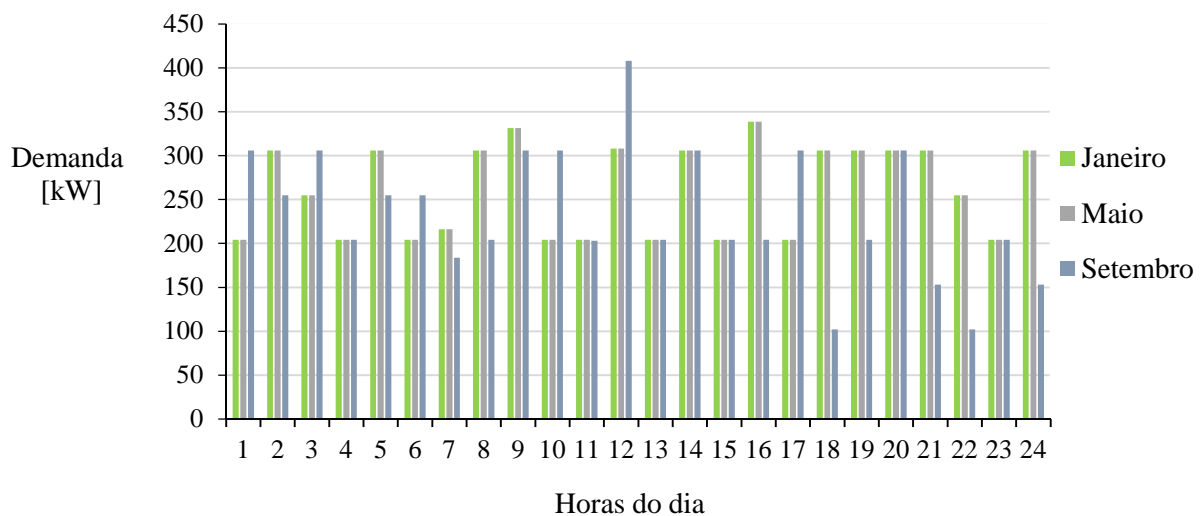


Figura 4.2: Demanda de calor correspondente a dias típicos de semana.

4.1.3 Tarifas

As tarifas de gás correspondem ao valor médio mensal, enquanto que as tarifas de compra e venda de eletricidade se discriminam em dias de semana e final de semana, e em horários de ponta e fora de ponta.

As tarifas de compra e venda de energia elétrica, e compra de gás se apresentam nas Tabelas 4.3 e 4.4, respectivamente.

Tabela 4.3: Tarifas de energia elétrica.

Tarifas	Semana		Final de Semana	
	Ponta	Fora de ponta	Ponta	Fora de ponta
Compra de Energia [R\$/kWh]	0,47987	0,29908	0,29908	0,29908
Venda de Energia [R\$/kWh]	0,2	0,2	0,2	0,2
Demanda contratada [R\$/kW]	28,85	8,82	8,82	8,82

Tabela 4.4: Tarifas para compra de gás [R\$/kWh].

Jan	Feb	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
0,222	0,212	0,184	0,174	0,160	0,160	0,167	0,174	0,191	0,191	0,208	0,218

Os resultados de cada modelo podem ser diferenciados em dois tipos, os relacionados à seleção ótima de tecnologias, e os correspondentes à operação ótima das opções para atender a demanda que existe na microrrede. Deste modo, estão disponíveis informações como a seleção ótima de tecnologias, incluindo as de geração distribuída e as de recuperação de calor e queima de gás, que permitem atender a demanda ao menor custo; o custo total com investimentos; e o custo anual de abastecimento da demanda, composto pelo custo anualizado com investimentos e o custo de operação.

Por outra parte, é importante destacar que os resultados relacionados à operação são anuais, porém podem ser discretizados em horas, brindando assim informação detalhada em relação a como devem ser operados os recursos dentro da microrrede. Como exemplo, é possível conhecer as quantidades de calor recuperado ou de gás comprado a cada hora, para cada tipo de dia, em cada uso final, para cada mês do ano, e por cada tecnologia.

Outras informações disponíveis de forma detalhada são as quantidades de energia gerada para atender a demanda local e para venda, as demandas contratadas nos horários de ponta e fora de ponta, a quantidade de energia a ser comprada da distribuidora, e as desconexões a serem efetuadas mediante resposta da demanda.

4.2 Casos de estudo

Com o objetivo de validar os modelos foram realizados vários estudos de casos que envolvem o uso de REDs para atender a demanda na microrrede. A seguir serão apresentados os resultados de três desses casos.

O primeiro caso se divide em duas partes. Por um lado pretende-se avaliar qual o impacto no custo anual ao aumentar os REDs candidatos para a seleção, e por outro busca-se analisar se a resposta da demanda aplicada num conjunto pequeno de cargas produz mudanças significativas no custo anual. O que motivou estas análises é o fato da microrrede poder operar de forma autônoma e automática, e dessa forma facilitar a integração de vários tipos de REDs para atender a demanda.

O segundo caso está relacionado ao comportamento intermitente dos recursos renováveis. Pretende-se analisar qual o impacto que podem produzir estes recursos na seleção e operação devido a sua natureza intermitente. Este caso se divide em duas partes, as quais correspondem à análise dos recursos eólicos e fotovoltaicos por separado. A principal motivação para realizar esta análise surge da necessidade de determinar se esse comportamento intermitente provoca mudanças na seleção ótima de tecnologias, ou se ocasiona elevados custos operacionais.

Finalmente, no terceiro caso se analisam diferentes opções de investimento na presença de duas fontes de incertezas, a demanda e os recursos renováveis. A principal motivação desta análise é determinar se a opção de menor custo é a que apresenta menor risco.

4.2.1 Caso 1

Para este caso de estudo se supõem todos os parâmetros como determinísticos, sendo utilizado para efetuar as simulações o modelo apresentado na seção 3.1. O caso 1a trata sobre o aumento de REDs candidatos para a seleção ótima, enquanto que o caso 1b envolve a resposta da demanda.

Caso 1a

Esta análise parte de uma situação na qual não se consideram implantados REDs na microrrede, o que na Tabela 4.5 corresponde à opção A. Esta opção se utiliza como caso base para comparar as variações no custo anual ao aumentar os REDs candidatos para atender a demanda. Observe-se que nas simulações se consideram disponíveis todas as tecnologias de recuperação de calor e queima de gás.

Observa-se que combinando poucas opções de REDs foi possível alcançar reduções de até 10% no custo anual. Dos resultados obtidos pode ser observado que resultam mais atrativas para a seleção as tecnologias que possuem maior vida útil, dado que seu custo anualizado é menor. Além disso, se observa uma maior atratividade na seleção de tecnologias que operam em regime de cogeração, o qual se justifica pelo fato de que permitem atender parte da demanda térmica sem custos adicionais de produção.

Por outra parte, note-se a importância dos custos de operação em relação aos de investimentos anualizados. Desse modo, a medida que aumentam os REDs candidatos se observa que, apesar do aumento nos custos de investimento, as reduções nos custos de operação provocam reduções significativas no custo total. Note que essas reduções se devem em grande parte ao uso de calor recuperado para atender a demanda térmica e, conseqüentemente, à notável redução na quantidade de gás comprado, fato que pode ser observado na Tabela 4.5.

Tabela 4.5: Resultados de simulação para o caso 1a.

Variáveis	Opção A	Opção B	Opção C	Opção D
Tecnologias candidatas	J1 a J6	I5 e I8 J1 a J6	I3 a I5 e I8 J1 a J6	I1 a I5 e I8 J1 a J6
Tecnologias selecionadas	J1-J4-J6	I5 J3 a J6	I4 e I5 J3 a J6	I1 J2-J4-J5
Custo de investimento [R\$]	1.039.200	550.450	650.450	1.768.650
Custo de investimento anualizado [R\$/ano]	122.064	68.372	82.736	207.744
Custo de operação [R\$/ano]	3.144.633	3.067.835	3.034.891	2.778.338
Custo total [R\$/ano]	3.266.697	3.136.208	3.117.627	2.986.083
Redução do custo total em relação à opção A	----	4,16 %	4,78%	9,39%
Quantidade anual de energia elétrica comprada [MWh]	6.716	6.125	5.921	5.040
Quantidade anual de energia elétrica gerada para atender a demanda local [MWh]	0	616	821	1.650
Quantidade anual de energia elétrica gerada para venda [MWh]	0	0	0	0
Quantidade anual de calor recuperado [MWh]	0	1.047	1.394	2.805
Quantidade anual de gás comprado [MWh]	2.611	1.366	1.019	5

Por outra parte, nenhum resultado mostrou ser conveniente gerar energia elétrica para venda, o qual é devido ao baixo preço de venda quando comparado ao custo de produção de energia.

Caso 1b

Outro conjunto de simulações foi realizado com o objetivo de verificar de que maneira a resposta da demanda influencia no custo total e na demanda contratada. Para estas simulações não se consideraram disponíveis as tecnologias mostradas na Tabela 4.1, porém sim as da Tabela 4.2, podendo a microrrede atender a demanda mediante compra de energia elétrica e a queima de gás natural.

A resposta da demanda é caracterizada pela magnitude das cargas a serem desconectadas, pelo intervalo de duração das interrupções, e pela frequência com a qual estas

são efetuadas. Para esta análise se considera que todas as desconexões possuem igual magnitude, e se limita diariamente a quantidade de desconexões permitidas em cada uso final, segundo foi descrito na seção 3.1.

Contrastam-se quatro opções diferentes de aplicação de resposta da demanda, as quais combinam diferentes magnitudes de desconexão e frequências de ocorrência, de forma tal que em todos os casos é poupada a mesma quantidade de energia, a qual corresponde a 3,4% da demanda total anual. A opção 1 da Tabela 4.6 corresponde à microrrede operando sem aplicação de resposta da demanda, a qual se utiliza como caso base para fins de comparação.

Tabela 4.6: Resultados de simulação para o caso 1b.

Variáveis	Opção 1	Opção 2	Opção 3	Opção 4
Quantidade de cortes permitidos por dia em cada uso final	0	4	8	16
Magnitude de cada corte [kW]	0	100	50	25
Custo total [R\$/ano]	3.266.697	3.075.165	3.122.133	3.150.800
Redução do custo a respeito da opção 1	----	6,22%	4,63%	3,67%
Demanda contratada em horário de ponta [kW]	1.135	960	1.035	1.085
Demanda contratada em horário fora de ponta [kW]	1.405	1.360	1.320	1.355

É possível apreciar que a opção dois produz o menor custo anual. Em todos os casos se percebem reduções atrativas apesar da pequena porcentagem de carga desconectada. Por outro lado, observe-se que quanto maior a quantidade de cortes com magnitude pequena, as reduções no custo diminuem. Além disso, deve-se destacar o fato de que apesar de algumas opções não reduzir muito a demanda contratada no horário de ponta, logram reduções interessantes no custo total.

Não foram utilizadas desconexões com magnitudes maiores a 100kW pelo fato de que, para manter a mesma porcentagem de redução de carga a respeito das outras opções, seria necessário adotar um corte diário de 400kW, o qual não é conveniente, devido aos baixos valores de demanda térmica utilizados.

Finalmente, na Tabela 4.7 se expõem os resultados de combinar as opções mais vantajosas de ambas as situações, correspondentes à opção D para investimento em REDs e a opção 2 para resposta da demanda. Os resultados mostram que se obteve uma redução no custo anual de 16,38%, em relação ao custo da opção A, mostrando-se o benefício da opção conjunta ser maior que a soma dos benefícios individuais. Em relação às demandas contratadas, se observou uma redução significativa na demanda no horário de ponta, correspondente a um valor quase 50% menor que na opção A, enquanto que a demanda no horário fora de ponta não apresentou grandes variações.

Tabela 4.7: Resultados de simulação ao combinar as melhores opções dos casos 1a e 1b.

Variáveis	Opção A	Opção D + Opção 2
Tecnologias candidatas	J1 a J6	I1 a I5 e I8 J1 a J6
Tecnologias selecionadas	J1-J4-J6	I1 J2-J4-J5
Custo total [R\$/ano]	3.266.697	2.806.804
Redução do custo a respeito da opção A	----	16,38%
Demanda contratada em horário de ponta [kW]	1.135	550
Demanda contratada em horário fora de ponta [kW]	1.405	1.109

4.2.2 Caso 2

Neste caso se observa qual o impacto no custo anual do comportamento intermitente da potência nos recursos eólicos e fotovoltaicos. Desse modo, os parâmetros estocásticos correspondem à potência disponível nesses recursos, sendo os restantes considerados como determinísticos. Para efetuar as simulações foram considerados como candidatos para a seleção os REDs baseados em recursos renováveis (I6 e I7), e todas as tecnologias da Tabela 4.2. Para efetuar as simulações se utilizou o modelo estocástico apresentado na seção 3.2, sendo considerados seis cenários com igual probabilidade de ocorrência.

Os dados de velocidade do vento e irradiação solar para estimar a potência dos recursos renováveis foram gerados de maneira aleatória segundo funções de probabilidade correspondentes a um período anual, sendo utilizada uma função para cada recurso. Dessa maneira, para cada recurso, em cada cenário, são sorteados valores de potência a cada hora h , de cada mês m (parâmetros $V_{m,h}$ e $I_{m,h}$). Para representar a velocidade do vento se utiliza uma função de probabilidade do tipo Weibull (Nogueira, 2004; Mattig, 2010; Custódio, 2002), enquanto que os valores de irradiação solar se representam através de uma função do tipo beta (Lima, 2014; Nogueira, 2004; Abouzah et al., 1992).

Os coeficientes que caracterizam as funções de probabilidade utilizadas neste trabalho se calculam em base à média e ao desvio padrão do conjunto de dados que está sendo representado, segundo descreve Nogueira (2004).

A análise consiste em efetuar simulações variando os coeficientes das funções de probabilidade utilizadas para gerar os dados aleatórios e observar como se comporta a seleção de tecnologias e como varia o custo de operação. Esta análise se efetuará para os recursos eólico e fotovoltaico por separado.

Sendo assim, no caso 2a ao analisar o recurso eólico se efetua a primeira simulação utilizando valores da média e do desvio padrão correspondentes a dados reais de uma determinada região, e logo no decorrer das simulações se varia a média mantendo o desvio padrão constante. O desvio padrão é mantido fixo somente a fim de simplificar a análise. Logo, se procede do mesmo modo com o recurso fotovoltaico.

Para a velocidade do vento os dados reais da média e do desvio padrão foram extraídos de Leite et al. (2006), enquanto que para a irradiação solar estes foram colhidos do trabalho de Da Rocha et al. (2012).

Os valores dos parâmetros que aparecem nas equações (3.22) e (3.23) se apresentam na Tabela 4.8.

Tabela 4.8: Dados das tecnologias baseadas em recursos renováveis.

Parâmetros da turbina eólica		Parâmetros dos painéis fotovoltaicos	
ρ [Kg/m ³]	1,225	η	0,18
C_p	0,35	A_f [m ²]	806,4
A_e [m ²]	1.590		

Logo, nas Figuras 4.3 e 4.4 se ilustram valores de potência da geração eólica e fotovoltaica, respectivamente, para dias típicos correspondentes a três meses do ano.

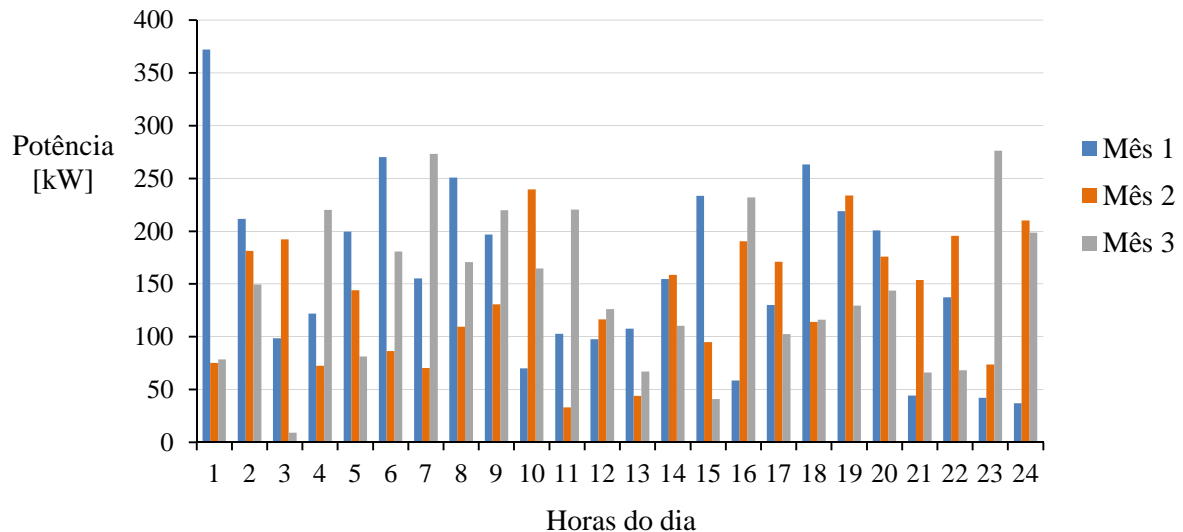


Figura 4.3: Potência da geração eólica para três dias típicos.

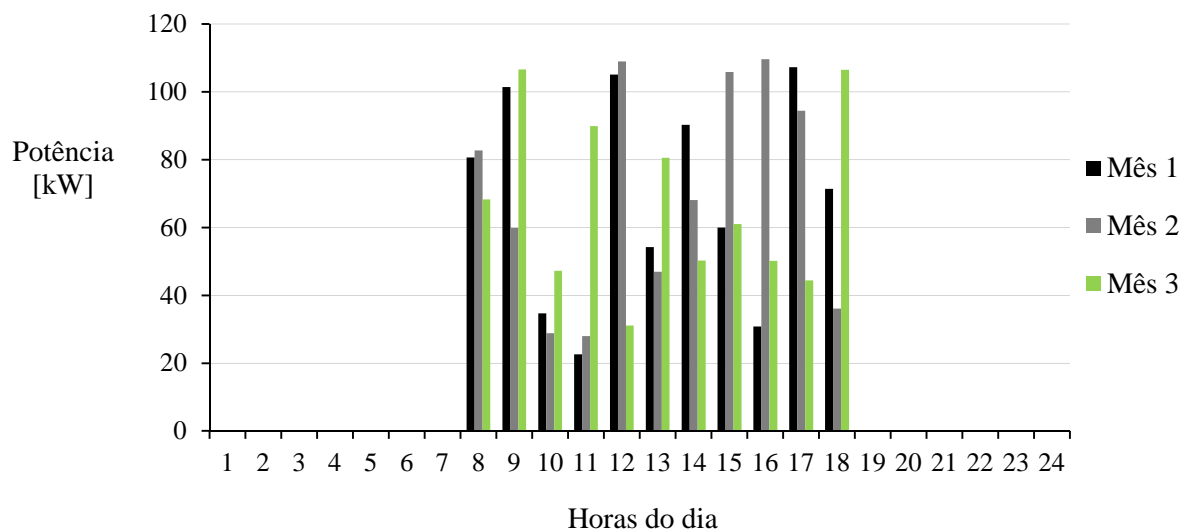


Figura 4.4: Potência da geração fotovoltaica para três dias típicos.

O fator de capacidade que se apresenta na equação (4.1) é uma medida de quanto está sendo utilizado um determinado tipo de recurso em um período de tempo determinado. Desse modo, o mesmo corresponde à relação entre a energia gerada pelo recurso no período e a energia que este poderia gerar se operasse durante esse período sem interrupções e à potência nominal. O período de tempo analisado neste caso corresponde a um ano.

$$FC = \frac{\text{Energia gerada no período}}{\text{Energia máxima possível de ser gerada no período}} \quad (4.1)$$

Caso 2a

Em primeiro lugar será analisada a geração eólica. Na Tabela 4.9 se apresentam os resultados de simulação obtidos. Como ponto de partida se adotou 7 m/seg para a velocidade média e 2,88 para o desvio padrão.

Nos resultados se observa que ao simular com esses valores, a turbina eólica forma parte da escolha ótima. No entanto, frente a uma pequena diminuição na velocidade média do vento, a turbina deixa de formar parte dessa seleção ótima. Isto a apresenta como uma opção pouco robusta, do ponto de vista da seleção, dado que pequenas variações nos valores médios anuais são possíveis de ocorrer. Como exemplo, no estado do Paraná as variações nos valores médios anuais da velocidade do vento podem atingir variações de até 10% (COPEL, 2007).

É importante destacar que o comportamento da velocidade do vento varia com a localização geográfica e, portanto, a turbina pode se apresentar como uma opção robusta para uma região na qual os perfis de velocidade do vento sejam mais favoráveis.

Por outra parte, nos resultados expostos na Tabela 4.9 se observa uma variação significativa no custo de operação frente a pequenas variações da média anual da velocidade do vento. Neste caso variações de 0,5 m/seg provocam mudanças no custo de operação maiores a 2%, fato que destaca a influencia que o comportamento intermitente deste tipo de recurso pode ter sobre o custo de operação do sistema.

Tabela 4.9: Resultados de simulação para o caso 2a.

Informações	Valores médios anuais de velocidade do vento [m/seg]				
	6	6,5	7	7,5	8
Fator de forma k da função Weibull	2,21	2,42	2,62	2,82	3,03
Fator de escala c da função Weibull	6,77	7,66	7,88	8,42	8,95
Fator de capacidade da turbina eólica	0	0	0,28	0,31	0,36
Tecnologias selecionadas	J1-J4-J6	J1-J4-J6	I6 J1-J4-J6	I6 J1-J4-J6	I6 J1-J4-J6
Custo de operação [R\$/ano]	3.144.633	3.144.633	2.736.673	2.673.094	2.591.919

Em relação ao fator de capacidade, observe-se que um valor de 0,28, o qual não é considerado um valor muito elevado, provoca reduções consideráveis no custo de operação quando comparado ao custo da microrrede operando sem energia eólica.

Um detalhe importante de destacar é que, segundo Amaral (2011), no Brasil existem regiões que permitem alcançar valores para o fator de capacidade entre 0,4 e 0,45, o qual pode resultar muito atrativo do ponto de vista econômico, se é levado em conta que a turbina sendo analisada, operando com um fator menor, já apresenta reduções significativas no custo total.

Caso 2b

Por outra parte, foram efetuadas simulações com o intuito de realizar uma análise similar à anterior, porém em relação à energia fotovoltaica. Desse modo, foram adotados como ponto de partida uma média de $237,1 \text{ W/m}^2$ e um desvio padrão de 332.35. Na Tabela 4.10 se apresentam os resultados das simulações.

Das simulações efetuadas se observa que este tipo de recurso forma parte da escolha ótima a partir de uma média de 475 W/m^2 , o qual corresponde praticamente ao dobro do nível de irradiação de $237,1 \text{ W/m}^2$ adotado como ponto de partida, portanto, do ponto de vista da seleção ótima este tipo de recurso se apresenta claramente como não atrativo. Observe-se que a intermitência da irradiação solar varia com a localização geográfica e, portanto, este tipo de recurso pode ser atrativo em uma região que apresente melhores condições de irradiação solar.

Tabela 4.10: Resultados de simulação para o caso 2b.

Informações	Valores médios anuais de irradiação solar [W/m^2]				
	237,1	475	500	525	500
Fator α da função Beta	0,1967	0,7800	0,8395	0,8940	0,9443
Fator β da função Beta	0,7542	1,1043	1,0846	1,0575	1,0233
Fator de capacidade da turbina eólica	0	0,3	0,327	0,35	0,37
Tecnologias selecionadas	J1-J4-J6	I7 J1-J4-J6	I7 J1-J4-J6	I7 J1-J4-J6	I7 J1-J4-J6
Custo de operação [R\$/ano]	3.144.633	3.047.864	3.044.250	3.030.113	3.024.333

Posteriormente, para analisar como varia o custo de operação foram efetuadas simulações com valores da média superiores a 474 W/m^2 . Sendo assim, observa-se que frente a variações no valor da média de 25 W/m^2 , uma vez que o conjunto de painéis forma parte da escolha ótima, ocorrem variações menores ao 1% no custo de operação.

Apesar de que a potência do sistema fotovoltaico depende linearmente do nível de irradiação, segundo indica a equação (3.22), enquanto que no caso da energia eólica, a equação (3.23) indica que sua potência depende do cubo da velocidade do vento, deve-se destacar que neste caso não é possível comparar os recursos entre eles, pois as tecnologias não possuem a mesma potência nominal.

Em relação ao fator de capacidade que se obteve nas simulações, estes valores são muito elevados quando comparando aos que normalmente se alcançam no Brasil, que segundo Fusano (2013) se encontram entre 0,13 e 0,18. No entanto, existem sistemas fotovoltaicos instalados no Chile que alcançam um fator de capacidade de 0,3 (www.saferay.com).

4.2.3 Caso 3

No terceiro caso se analisam opções de investimento considerando como fontes de incertezas a demanda e os recursos renováveis. Combinam-se diferentes tecnologias como candidatas e se observa como varia o custo anual de atendimento da demanda, com o intuito de determinar quais dessas tecnologias se mostram economicamente mais atrativas. Além disso, se observa qual a influência das diversas opções de oferta sobre o VaR e o valor esperado.

Em cada simulação foram utilizados seis cenários que combinam níveis de crescimento da demanda e diferentes perfis de comportamento dos recursos renováveis. Os valores de velocidade do vento e irradiação solar se representam segundo funções de probabilidade do tipo Weibull e beta, respectivamente. Os coeficientes das distribuições e o crescimento da demanda considerados em cada cenário se expõem a Tabela 4.11.

Os resultados das simulações se apresentam na Tabela 4.12. Segundo é possível observar, foram consideradas quatro opções de investimento em tecnologias.

Destaque-se que existem, dentro de uma mesma opção, cenários com igual custo anual. Isto é devido a que esses cenários possuem a mesma demanda dentro da árvore, e nesses casos, não foram selecionadas tecnologias baseadas em recursos renováveis.

Tabela 4.11: Características dos cenários.

Cenário	Aumento da demanda* [%]	Coeficientes		Probabilidade dos cenários
		Weibull	Beta	
C1	2%	k=2,62 c=27,88	$\alpha=0,1967$ $\beta=0,7543$	0,2
C2		k=2,82 c=8,42	$\alpha=0,78$ $\beta=1,1043$	0,15
C3	4%	k=2,62 c=27,88	$\alpha=0,1967$ $\beta=0,7543$	0,25
C4		k=2,82 c=8,42	$\alpha=0,78$ $\beta=1,1043$	0,25
C5	5%	k=2,62 c=27,88	$\alpha=0,1967$ $\beta=0,7543$	0,1
C6		k=2,82 c=8,42	$\alpha=0,78$ $\beta=1,1043$	0,05

* Os aumentos são em relação aos valores do caso 1.

A primeira opção corresponde ao caso no qual não existe a possibilidade de implantar REDs na microrrede, sendo a demanda atendida por compra de eletricidade e queima de gás. Note-se que as opções que incluem REDs resultam mais atrativas economicamente que esta primeira, na qual se considera a microrrede operando sem REDs.

Observando a Tabela 4.12, na última linha se percebe que as opções que possuem menor valor esperado não necessariamente apresentam o menor risco. Desse modo, desde uma atitude neutra ao risco a escolha mais atrativa é a opção E por apresentar o menor valor esperado. No entanto, ao observar com uma atitude de aversão ao risco, o investimento mais atrativo corresponde à opção C por indicar um menor risco associado. Observe-se que a relação VAR/valor esperado mostrada na última linha da Tabela 4.12 indica quanto maior é o VAR a respeito do valor esperado, em termos de porcentagem.

Outro fato a destacar é que os REDs que permitem realizar cogeração mostram-se atrativos mesmo requerendo a implantação de tecnologias para recuperação de calor, devido a que podem abastecer a demanda térmica sem custo de produção adicional.

Logo, destaque-se que em todas as opções de investimento o valor esperado do custo difere do valor ótimo de cada cenário individual. Sendo assim, esse valor esperado deve ser interpretado como uma solução robusta, ou seja, que se espera apresente um bom desempenho em qualquer desses cenários, porém não necessariamente essa solução robusta será igual à solução ótima de cada cenário individual.

Existem tecnologias que não resultaram atrativas devido a sua curta vida útil ou às limitações impostas na sua operação, como o caso dos painéis fotovoltaicos que produzem energia elétrica durante 10hs diárias ou o banco de baterias que possui uma vida útil de somente oito anos, a qual é pequena quando comparada com as outras tecnologias.

Tabela 4.12: Resultados de simulação para o caso 3.

Características	Opção A	Opção B	Opção C	Opção D	Opção E
Tecnologias candidatas	J1 a J6	I4-I8 J1 a J6	I1-I2-I3-I4 J1 a J6	I6-I7 J1 a J6	I1-I6-I7 J1 a J6
Tecnologias selecionadas	J1-J4-J6	I4 J1-J4-J6	I1 J2-J4-J5-J6	I6 J1-J4-J6	I1-I6 J2-J4-J5-J6
Custo cenário 1 [R\$/ano]	3.337.260	3.311.707	3.062.615	3.347.392	3.086.135
Custo cenário 2 [R\$/ano]	3.337.260	3.311.707	3.062.615	3.189.742	2.979.450
Custo cenário 3 [R\$/ano]	3.395.370	3.369.810	3.112.717	3.400.343	3.146.619
Custo cenário 4 [R\$/ano]	3.395.370	3.369.810	3.112.717	3.290.408	3.048.500
Custo cenário 5 [R\$/ano]	3.426.222	3.400.662	3.138.593	3.432.311	3.171.534
Custo cenário 6 [R\$/ano]	3.426.222	3.400.662	3.138.593	3.334.511	3.082.816
Valor esperado do custo [R\$/ano]	3.379.659	3.354.102	3.099.062	3.330.584	3.084.218
VAR $\alpha=0.95$ [R\$/ano]	3.425.056	3.399.497	3.138.370	3.430.358	3.169.920
(VAR/valor esperado) [%]	1,34%	1,35%	1,26%	3%	2,77%

Na Tabela 4.12 se destacam em negrito os cenários que correspondem o VaR em cada opção de investimento. Note-se que o valor fornecido pelo modelo não é exato ao comparar com o cenário correspondente (cenário cinco em todas as opções). No entanto, observe-se que esses valores são muito próximos. No modelo desenvolvido, no caso que existam mais de um cenário cujo custo é próximo ao VaR calculado, é possível estabelecer facilmente qual cenário corresponde ao VaR observando o resultado da função objetivo e as variáveis binárias auxiliares.

Finalmente, com o intuito de mostrar as informações que prove o modelo em relação à operação ótima do sistema, na Figura 4.5 se expõem curvas de potência elétrica correspondentes a um dia típico de semana do mês de Janeiro para a opção de investimento C.

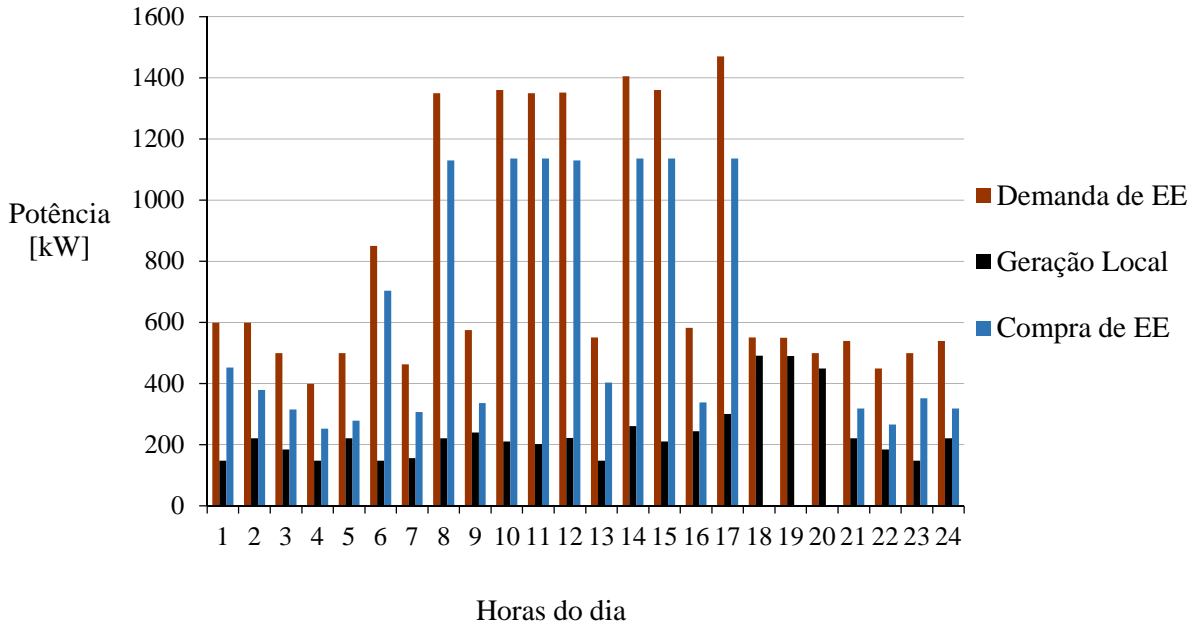


Figura 4.5: Curvas de potência de um dia típico de Janeiro.

4.3 Considerações finais

Neste capítulo se apresentaram diversos casos de estudo através dos quais foi possível validar as funcionalidades do modelo apresentado no capítulo três. É possível observar os benefícios econômicos que podem ser obtidos mediante a utilização de REDs como uma opção para atender a demanda de energia elétrica é térmica, foi possível destacar o impacto econômico que pode produzir o comportamento intermitente dos recursos renováveis sobre os custos de operação, e também evidenciar que a opção de investimento menos custosa não sempre é a que apresenta menor risco.

Embora no presente trabalho se apresentam resultados utilizando um nível de confiança fixo para o VaR, é importante destacar que este método permite ao decisor analisar opções de investimento com diferentes níveis de confiança. Sendo assim, a decisão final em relação a qual é a opção mais atrativa depende da atitude do investidor. No entanto, a ferramenta desenvolvida se mostra flexível no momento de analisar as diversas opções, pois permite ao investidor estimar qual o maior custo que pode acontecer por causa das incertezas, desde diferentes perspectivas.

Do ponto de vista computacional, o modelo apresentou resultados satisfatórios ao longo das simulações e as soluções foram alcançadas em tempos razoáveis. Nos casos analisados, o maior tamanho que alcançou o problema foi 331.641 equações, 11.540 variáveis inteiras, e 692.376 variáveis contínuas. Logo, as soluções foram obtidas em tempos de

aproximadamente 40 minutos, sendo utilizado um computador que possui um processador do tipo Dual core de 1.87GHz e 2Gb de memória RAM.

Capítulo 5

Conclusões

No presente trabalho foi apresentado um modelo que permite a seleção e operação ótima de recursos energéticos distribuídos que podem fazer parte de uma microrrede inteligente de energia elétrica. Foram representados os custos de investimento em tecnologias de geração de energia elétrica e de conversão de calor em usos finais, de operação e manutenção dessas tecnologias e os custos associados com a compra de energia e potência elétrica para atender a demanda não coberta pela geração local. Do mesmo modo, também foram considerados os custos de compra combustível para atender a demanda térmica por queima direta e a receita proveniente da venda de possíveis excedentes de energia elétrica da microrrede para o restante do sistema. Foram levadas em conta as restrições relacionadas com o balanço energético para cada uso final e as de caráter técnico relacionadas com as tecnologias disponíveis.

Por outra parte, o método utilizado permite, através da análise de cenários, levar em conta as incertezas envolvidas na operação do sistema, as quais podem resultar, por exemplo, de padrões variáveis de velocidade do vento e irradiação solar, e da variação dos preços no mercado e da demanda. Além disso, também foi incorporada uma medida de risco que permite estimar o potencial custo máximo que o investidor pode enfrentar por causa dessas incertezas.

A formulação matemática resultante se constitui em um modelo de programação linear inteira mista que foi implementado no software GAMS e resolvido com o solver CPLEX. O modelo foi constituído de maneira que brinde apoio na hora de analisar investimentos em condições determinísticas ou de incertezas.

O modelo apresentado inclui o uso de geração distribuída, recursos de resposta da demanda e unidades de armazenamento de energia, permitindo que a seleção ótima de tecnologias de recuperação de calor e queima de gás seja efetuada de forma separada das de geração distribuída. Além disso, as ferramentas adotadas para a implementação dos modelos permitem operar com dados de maneira simples e flexível, sendo possível exportá-los desde uma fonte externa ou gerá-los dentro do mesmo GAMS.

Desde o ponto de vista das limitações, o método utilizado apresenta algumas dificuldades como, por exemplo, a necessidade de estimar as probabilidades de ocorrência associadas com cada cenário. Por outra parte, o método se torna mais exato na medida em que

se aumenta a quantidade de cenários. No entanto, esse aumento nos cenários produz um crescimento exponencial no tamanho do problema, mais ainda, no presente trabalho o qual inclui variáveis binárias em ambas as etapas do problema, sendo necessário estabelecer um equilíbrio entre exatidão e esforço computacional.

Como principal vantagem, se destaca o fato que ao tratar um ou vários parâmetros em condições de incerteza, o tamanho do problema é o mesmo, pois este depende do número de cenários somente, e não da quantidade de parâmetros a tratar.

Foram feitas várias simulações utilizando um sistema teste hipotético no qual os dados foram manipulados de forma tal a mostrar todas as funcionalidades do modelo, obtendo-se resultados que mostram a importância do mesmo como ferramenta para analisar o impacto que cada parâmetro tem sobre as possíveis decisões a serem tomadas. Principalmente, foi possível observar os benefícios econômicos que são possíveis de alcançar mediante o uso de REDs, a influência do caráter aleatório dos recursos renováveis nas opções de investimento, é a importância de considerar o risco ocasionado pelas incertezas.

Finalmente, as ferramentas desenvolvidas mostraram um bom desempenho do ponto de vista computacional e de resultados, constituindo dessa forma, uma auxílio na hora de tomar decisões numa microrrede e um incentivo à participação dos consumidores nos mercados de energia liberalizados que estão tornando-se cada vez mais importantes nos sistemas elétricos atuais.

Um trabalho futuro consiste em analisar casos nos quais se incluam outras fontes de incerteza, a fim de validar o desempenho do modelo desenvolvido. Essas fontes de incertezas podem ser, por exemplo, a disponibilidade das unidades de geração térmica, as quais podem estar sujeitas a falhas, ou a variabilidade dos preços de energia e combustíveis no mercado. Por outra parte, outro trabalho futuro que se aspira realizar consiste em implementar outros métodos para estimação do risco e compará-los com o VaR, seja do ponto de vista de exatidão bem como de desempenho computacional.

Finalmente, é importante estudar e implementar outros métodos para estimar o comportamento intermitente dos recursos renováveis. Por esse motivo, foi utilizada no presente trabalho uma interface do software R com o EXCEL, pois, uma vez que a troca de dados entre eles se efetue de maneira correta, é possível aproveitar o potencial do R para o tratamento de fenômenos estocásticos.

Referências Bibliográficas

- Abouzah, I., Ramakumar, R. and Ashenayi, K. (1992). A knowledge-based approach to the design of the integrated renewable energy systems, *IEEE Transactions on Energy Conversion* **7**(4): 648-659.
- Agrawal, M., and Mittal, A. (2011). Micro grid technological activities across the globe: a review, *International Journal of Research and Reviews in Applied Sciences* **7**(2): 147-152.
- Alabedin, A. Z. (2012). *Generation scheduling in microgrids under uncertainties in power generation*, Dissertação de mestrado, University of Waterloo, Ontario, Canadá.
- Amaral, B. M. (2011). *Modelos VARX para geração de cenários de vento e vazão aplicados à comercialização de energia*, Dissertação de mestrado, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil.
- Asano, H., ariki, W., and Bando, S. (2010). Value of investment in a microgrid under uncertainty in the fuel price, *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, minneapolis, United States of America, pp. 1-5.
- Baziar, A., and Kavousi-Fard, A. (2013). Considering uncertainty in the optimal energy management of renewable micro-grids including storage devices, *Renewable Energy* **59**: pp. 158-166.
- Cardoso, P. K., Nascimento, F. D., Rabelo, S. R., and Braga, A. M. (2012). Smart Grid – Uma alternativa para reduzir o gasto com energia elétrica, *VII CONNEPI - Congresso Norte Nordeste de Pesquisa e Inovação*, Palmas, Brasil, pp. 1- 6.
- Chaouachi, A., Kamel, R. M., Andoulsi, R., and Nagasaka, K. (2013). Multiobjective intelligent energy management for a microgrid, *IEEE Transactions on Industrial Electronic* **60**(4): pp. 1688-1699.
- Cóczy, L. T., Pozna, C. R., and Kacprzyk, J. (eds) (2014). *Issues and challenges of intelligent systems and computational intelligence*, Springer, Switzerland.
- COPEL (2007). *Atlas eólico do estado do paraná*, Projeto de pesquisa e desenvolvimento, Curitiba, Brasil.
- Custódio, R. D. (2002). *Parâmetros de projeto de fazendas eólicas e aplicao específica no Rio Grande do Sul*, Tese de Mestrado, Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, Brasil.
- Da Rocha, A. V., De Oliveira, C. C., De Lima, J. A., Paula, J. C., and Souza, S. d. (2012). Análise da radiao global em Natal-RN entre abril de 2011 a março de 2012 e sua influência na produo de energia elétrica, *VII CONNEPI - Congresso Norte Nordeste de Pesquisa e Inovao*, Palmas, Brasil, pp. 1-6.
- De Quevedo, P. M. (2009). *Optimización estocástica de la operación a medio plazo de una empresa generadora*, Dissertação de mestrado, Universidad Pontificia Comillas, Madrid, Espanha.
- Ekanayake, J., Liyanage, K., Wu, J., Yokohama, A., and Jenkins, N. (eds) (2012). *Smart Grid technology and applications*, John Wiley & Sons, England.

- Falcão, D. (2009). Smart Grids e Microrredes: o futuro já é presente, *VIII SIMPASE - Simpósio de automação de Sistemas Elétricos*, Rio de Janeiro, Brasil, pp 1-11.
- Falcão, D. (2010). Integração de tecnologias para viabilização da smart grid, *SBSE - III Simpósio Brasileiro de sistemas elétricos*, Belém, Brasil, pp. 1-5.
- Farzan, F. (2013). *Towards uncertainty in micro-grids: planning, control and investment*. Tese de Doutorado, University of New Jersey, New Brunswick, United States of America.
- Farzan, F., Lahiri, F., Kleinberg, M., Gharieh, K., Farzan, F., and Jafari, M. (2013). Microgrids for fun and profits, *IEEE power & energy magazine* published in July-August: pp. 52-58.
- Firestone, R., Stadler, M., and C., M. (2006). Integrated energy system dispatch optimization, *4th International IEEE Conference on Industrial Informatics*, California, United States of America, pp. 1-10.
- Firestone, R. (2007). *Optimal real-time dispatch for integrated energy systems*, Tese de Doutorado, University of California, Berkeley, United States of America.
- Fusano, R. H. (2013). *Análise dos índices de mérito do sistema fotovoltaico conectado à rede do escritório verde da UTFPR*, Tese de Graduação, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, Brasil.
- Gao, W., Yang, Y., and Ren, J. (2007). Planning, design and maintenance of distributed energy resource, *6th International Conference on Indoor Air Quality, Ventilation and Energy Conservation in Buildings: Sustainable Built Environment*, Sendai, Japan, pp.1-8.
- Hatziaargyriou, N., Asano, H., Iravani, R., and Marnay, C. (2007). Microgrids An Overview Of Ongoing Research, Development, And Demonstration Projects. *IEEE Energy&Power magazine* published in July-August: pp. 78-94.
- Ipakchi, A., and Albuyeh, F. (2009). Grid of the Future: Are We Ready to Transition to a Smart Grid? *IEEE Power & Energy magazine* published in March-April: pp.52-62.
- Jiménez, M. S. (2006). *Smart Electricity Networks based on large integration of renewable sources and distributed generation*, Tese de Doutorado, University of Kassel, Kassel, Germany.
- Kagan, N., De Oliveira, C. C. and Robba, E. J. (2005). *Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica*, Blücher, Brasil.
- Lasseter, R. and Piagi, P. (2004). Microgrid: A Conceptual Solution, *PESC - Power Electronics Specialists Conference*, Aachen, Germany, pp. 1-6.
- Lasseter, R. (2002). Microgrids, *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting 1*: pp. 305-308.
- Leão, R. P., Lourenço, T. G., Andrade Jr, K. R., and Antunes, F. L. (2009). A comprehensive overview on wind power integration to the power grid, *IEEE Latin America Transactions* 7(6): pp. 620-629.
- Leite, A. P., Borges, C. L., and Falcão, D. M. (2006). Modelagem de turbinas eólicas para estudos de confiabilidade, *Revista Controle & Automação* 17 (2): pp. 177-188.
- Lima, S. D. (2014). *Previsão de produção de centrais solares fotovoltaicas*, Dissertação de mestrado, Universidade do Porto, Porto, Portugal.

- Longatt, F. M. (2004). Tecnologías de generación distribuida: costos y eficiencia, *I seminario de energía eléctrica UNEXPO*, Puerto Ordaz, Venezuela, pp. 1-11.
- Malmquist, A., Aglén, O., Keller, E., Suter, M., and Wickström, J. (2000). Hacia la generación distribuida de energía y calor, *Revista ABB* published in March: pp. 22-30.
- Markvart, T. (2006). MICROGRIDS Power systems for the 21st century?, *REFOCUS Magazine* published in July-August: pp. 44-48.
- Marnay, C., Chard, J., Hamachi, K., Lipman, T., Moezzi, M. Ouaglal, B. and Siddiqui, A. (2001). Modeling of customer adoption of distributed energy resources, *Consortium for Electric Reliability Technology Solutions*, California, United States of America, pp. 1-122.
- Marnay, C., and Venkataramanan, G. (2006). Microgrids in the Evolving Electricity Generation and Delivery Infrastructure, *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Montreal, Canadá, pp. 1-7.
- Masiello, R., and Venkata, S. (2013). Microgrids. *IEEE power & energy magazine* published in July-august: pp. 14-21.
- Mattig, I. E. (2010). *Predicción de la potencia para la operación de parques eólicos*, Tesis de grado, Universidad de Chile, Santiago de Chile, Chile.
- Montoya, M., Sherick, R., Haralson, P., Neal, R., and Yinger, R. (2013). Island in the storm, *IEEE power & energy magazine* published in July-August: pp. 33-39.
- Niknam, T. G. (2012). Probabilistic energy and operation management of a microgrid containing wind/photovoltaic/fuel cell generation and energy storage devices based on point estimate method and self-adaptive gravitational search algorithm, *Energy* **43**: pp. 427-437.
- Nogueira, C. E. (2004). *Dimensionamiento de sistemas integrados de energía em ambientes rurais*, Tese de Doutorado, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, Brasil.
- Nowak, I. (eds) (2000). *Relaxation and decomposition methods for mixed integer nonlinear programming*, Birkhäuser, Germany.
- Pappala, V. S., Erlich, I., and Rohrig, K. a. (2009). A stochastic model for the optimal operation of a wind-thermal power system. *IEEE Transactions on Power Systems* **24**(2): pp. 940-950.
- Prodan, I., and Zio, E. (2013). An optimization-based control approach for reliable microgrid energy management under uncertainties, *IEEE Workshop On Integration of Stochastic Energy in Power Systems*, Bucharest, Romania, pp. 1-5.
- Rockafellar, R. T. (2001). *Optimization under uncertainty*, Lecture notes, University of Washinton, United states of America.
- Rockafellar, R. T. and Uryasev, S. (2000). Optimization of conditional value-at-risk, *Journal of Risk* **2**: pp. 21-41.
- Ruiz, P. A., Philbrick, C. R., Zak, E., Cheung, K. W., and Sauer, P. W. (2009). Uncertainty management in the unit commitment problem, *IEEE Transactions on Power systems* **24**(2): pp. 642-651.
- Salam, A. A., Mohamed, A., and Hannan, M. A. (2008). Technical Challenges on Microgrids, *ARNP Journal of Engineering and Applied Sciences* **3**(6): pp. 64-69.

- Sanz, J. F., Matute, G., and Laporta, E. (2014). Microgrids, a new business model for the energy market, *Renewable energy and power quality* **12**: pp. 1-6.
- Sarmiento, M. A. (2011). *Modelización y análisis energético de configuraciones de trigeneración en edificios*, Tese de Doutorado, Universitat Rovira I Virgili, Tarragona, España.
- Schmitt, L., Kumar, J., Sun, D., Kayal, S., and Ventaka, S. S. (2013). Ecocity upon a hill, *IEEE power & energy magazine* published in July-august: pp. 59-70.
- Schultz, R., and Neise, F. (2007). Algorithms for mean-risk stochastic integer programs in energy, *Revista investigacion operacional* **28**(1): pp. 4-16.
- Sheblé, G. (2011). Demand is very elastic!, *IEEE power & energy magazine* published in March-April: pp. 14-19.
- Siddiqui, A., and Marnay, C. (2008). Distributed generation investment by a microgrid under uncertainty, *Energy* **33**: pp. 1729-1737.
- Siddiqui, A., Marnay, C., Bailey, O., and Lacomme, K. H. (2004). Optimal selection of on-site generation with combined heat and power applications, *International Journal of Distributed Energy Resources* **1**: pp. 33-62.
- Smith, M., and Ton, D. (2013). Key connections, *IEEE power & energy magazine* published in July-August: pp. 22-27.
- Sup, L. M. A. (2012). *Arquitetura física e lógica de uma smart microgrid para a gestão integral de energia: um modelo para o parque tecnológico itaipu*, Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Paraná, Brasil.
- Villalva, E. G., and Ramos, A. (2003). Optimal energy management of an industrial consumer in liberalized markets, *IEEE Transactions on Power Systems* **18**(2): pp. 716-723.
- Villalva, E. G., and Ramos, A. (2004). A two-stage stochastic model for energy contracting decisions of an industrial consumer, *10th International Conference on Stochastic Programming*, Tucson, United States of America, pp. 1-22.
- Voneschen, M. F. (2009). *Introducción a la teoría de las turbinas eólicas*, Castelldefels, España.

Apêndice A

Dados de demanda

A continuação se apresentam os dados de demanda que foram utilizados para efetuar as simulações do caso 1:

Tabela A.1: Dados de demanda para o caso 1.

			h1	h2	h3	h4	h5	h6	h7	h8	h9	h10	h11	h12	h13
jan	sem	elet	199	199	199	199	199	650	250	1050	250	1060	1050	1050	250
fev	sem	elet	199	199	199	199	199	650	1050	1050	1055	1060	1050	1050	1050
mar	sem	elet	199	250	199	250	199	550	1050	1050	1055	1060	1050	1050	1050
abr	sem	elet	199	199	199	199	199	400	985	988	988	990	990	988	988
mai	sem	elet	199	199	199	199	199	401	250	988	988	250	990	988	250
jun	sem	elet	199	199	199	199	199	401	991	250	996	250	250	996	998
jul	sem	elet	199	199	199	199	199	404	991	994	996	996	995	250	998
ago	sem	elet	199	199	199	199	199	404	991	250	996	996	995	996	998
set	sem	elet	199	199	199	199	199	403	991	994	996	250	995	996	250
out	sem	elet	199	199	199	199	199	404	991	994	996	996	995	996	250
nov	sem	elet	199	199	199	199	199	500	1000	1000	1001	1000	1001	1001	1000
dez	sem	elet	199	199	199	400	199	550	1020	1020	1022	1022	1020	1020	1010
jan	fsem	elet	400	400	300	400	300	500	450	465	475	475	475	473	300
fev	fsem	elet	300	400	400	500	199	500	550	800	473	900	475	550	900
mar	fsem	elet	400	199	400	400	199	402	450	465	473	474	474	475	400
abr	fsem	elet	300	400	400	500	199	500	550	800	473	900	475	550	900
mai	fsem	elet	400	199	400	199	400	402	445	445	446	443	438	388	400
jun	fsem	elet	199	400	400	400	199	402	445	445	446	443	438	388	199
jul	fsem	elet	300	400	400	500	199	500	550	800	473	900	475	550	900
ago	fsem	elet	199	400	400	400	199	402	445	445	446	443	438	388	199
set	fsem	elet	400	199	199	199	400	400	445	445	446	443	438	388	400
out	fsem	elet	199	400	400	400	199	402	445	445	446	443	438	388	199
nov	fsem	elet	400	199	199	199	400	402	445	445	446	443	438	388	400
dez	fsem	elet	199	400	199	400	199	402	455	460	470	470	472	472	199
jan	sem	calor	200	300	250	200	300	200	212	300	325	200	200	302	200
fev	sem	calor	350	350	250	100	200	180	180	250	200	240	199	300	300
mar	sem	calor	300	250	400	200	200	400	180	200	200	300	199	400	200
abr	sem	calor	200	300	250	200	300	200	212	300	325	200	200	302	200
mai	sem	calor	200	300	250	200	300	200	212	300	325	200	200	302	200

jun	sem	calor	300	250	400	200	200	400	180	200	200	300	199	400	200
jul	sem	calor	200	300	250	200	300	200	212	300	325	200	200	302	200
ago	sem	calor	350	350	250	100	200	180	180	250	200	240	199	300	300
set	sem	calor	300	250	300	200	250	250	180	200	300	300	199	400	200
out	sem	calor	300	250	400	200	200	400	180	200	200	300	199	400	200
nov	sem	calor	200	300	250	200	300	200	212	300	325	200	200	302	200
dez	sem	calor	300	200	300	200	300	200	300	188,8	300	200	300	250	195,8
jan	fsem	calor	400	300	100	70	70	100	400	81,8	82,6	83,2	100	120	80
fev	fsem	calor	350	300	180	400	100	100	100	300	250	250	180	400	400
mar	fsem	calor	400	100	100	60	100	39,8	72,4	83	100	88,2	100	87,6	79
abr	fsem	calor	100	39,8	250	200	39,8	70,8	250	300	250	86,6	200	79	250
mai	fsem	calor	400	70	39,8	60	100	76,4	88	88	100	88,4	100	78,2	100
jun	fsem	calor	400	100	100	60	100	39,8	72,4	83	100	88,2	100	87,6	79
jul	fsem	calor	400	39,8	39,8	70	200	80,4	89,4	89,2	89,4	89	88,2	78	100
ago	fsem	calor	400	100	100	60	100	39,8	72,4	83	100	88,2	100	87,6	79
set	fsem	calor	100	80	39,8	39,8	80	80,6	400	89,2	89	400	87,8	78,6	39,8
out	fsem	calor	200	100	39,8	250	100	76,8	400	400	250	88,4	88	200	300
nov	fsem	calor	300	80	300	39,8	120	39,8	75,6	87,2	250	300	88	88,6	79,8
dez	fsem	calor	80	100	39,8	200	100	39,8	72	81,4	82,8	83,6	84,2	84,6	76,4
jan	sem	frio	400	400	300	200	300	200	212	300	325	300	300	302	300
fev	sem	frio	380	350	250	280	300	300	200	300	280	300	280	280	300
mar	sem	frio	400	400	300	200	300	200	212	300	325	300	300	302	300
abr	sem	frio	380	350	250	280	300	300	200	300	280	300	280	280	300
mai	sem	frio	400	400	300	200	300	200	212	300	325	300	300	302	300
jun	sem	frio	380	350	250	280	300	300	200	300	280	300	280	280	300
jul	sem	frio	400	400	300	200	300	200	212	300	325	300	300	302	300
ago	sem	frio	350	350	300	100	200	300	180	250	400	240	400	300	300
set	sem	frio	350	350	300	100	200	300	180	250	400	240	400	300	300
out	sem	frio	350	350	250	100	200	180	180	250	200	240	199	300	300
nov	sem	frio	380	350	250	280	300	300	200	300	280	300	280	280	300
dez	sem	frio	300	200	300	200	300	200	300	188,8	300	200	300	250	195,8
jan	fsem	frio	500	340	200	100	85	150	450	120	100	100	250	300	300
fev	fsem	frio	500	340	200	300	250	250	450	300	250	200	350	300	300
mar	fsem	frio	500	340	200	100	85	150	450	120	100	100	250	300	300
abr	fsem	frio	100	39,8	400	400	39,8	70,8	400	400	400	86,6	400	79	400
mai	fsem	frio	400	100	200	200	150	100	88	200	100	250	100	100	250
jun	fsem	frio	39,8	100	400	400	80	79,8	88,8	400	400	400	88	400	400
jul	fsem	frio	500	340	200	100	85	150	450	120	100	100	250	300	300
ago	fsem	frio	100	100	400	400	70	80,4	89	400	400	400	87,6	77,6	400
set	fsem	frio	39,8	100	400	400	80	200	88,8	400	400	400	200	400	400
out	fsem	frio	400	200	200	400	100	100	400	400	400	150	250	400	400
nov	fsem	frio	400	120	400	500	120	200	120	87,2	400	400	100	150	300
dez	fsem	frio	80	200	300	400	200	100	100	81,4	100	83,6	200	84,6	100

			h14	h15	h16	h17	h18	h19	h20	h21	h22	H23	H24
jan	sem	elet	1055	1060	250	1070	250	199	199	199	199	199	199
fev	sem	elet	1055	1060	1070	1070	1050	199	199	199	199	199	199

mar	sem	elet	1055	1060	1070	1070	1050	199	199	199	199	199	199
abr	sem	elet	985	985	985	990	990	199	199	199	199	199	199
mai	sem	elet	985	985	250	990	990	199	199	199	199	199	199
jun	sem	elet	998	997	996	250	960	199	199	199	199	199	199
jul	sem	elet	998	996	996	250	950	199	199	199	199	199	199
ago	sem	elet	997	998	997	950	950	199	199	199	199	199	199
set	sem	elet	998	996	996	250	950	199	199	199	199	199	199
out	sem	elet	998	250	997	950	950	199	199	199	199	199	199
nov	sem	elet	1000	1002	1004	960	960	199	199	199	199	199	199
dez	sem	elet	1030	1030	1030	1030	1030	199	199	199	199	199	199
jan	fsem	elet	290	400	350	289	350	288	350	400	400	400	400
fev	fsem	elet	400	289	290	289	289	288	288	400	400	400	400
mar	fsem	elet	290	400	290	289	289	288	288	400	400	400	400
abr	fsem	elet	400	289	290	289	289	288	288	400	400	400	400
mai	fsem	elet	290	400	290	289	289	288	288	400	400	400	400
jun	fsem	elet	400	289	290	289	289	288	288	400	400	400	400
jul	fsem	elet	400	289	290	289	289	288	288	400	400	400	400
ago	fsem	elet	400	289	290	289	289	288	288	400	199	400	199
set	fsem	elet	290	400	290	289	289	288	288	199	400	199	400
out	fsem	elet	400	289	290	289	289	288	288	400	199	400	199
nov	fsem	elet	290	289	290	289	289	288	288	199	400	199	400
dez	fsem	elet	400	289	290	289	289	288	288	199	199	199	199
jan	sem	calor	300	200	332	200	300	300	300	200	300	200	300
fev	sem	calor	280	250	300	320	200	300	250	300	300	300	300
mar	sem	calor	300	200	200	300	100	200	300	200	150	200	150
abr	sem	calor	300	200	332	200	300	300	300	200	300	200	300
mai	sem	calor	300	200	332	200	300	300	300	200	300	200	300
jun	sem	calor	300	200	200	300	100	200	300	200	150	200	150
jul	sem	calor	300	200	332	200	300	300	300	200	300	200	300
ago	sem	calor	280	250	300	320	200	300	250	300	300	300	300
set	sem	calor	300	200	200	300	100	200	300	200	150	200	150
out	sem	calor	300	200	200	300	100	200	300	200	150	200	150
nov	sem	calor	300	200	332	200	300	300	300	200	300	200	300
dez	sem	calor	300	300	400	194,6	200	250	300	200	100	200	100
jan	fsem	calor	400	70	100	100	300	100	300	50	300	50	300
fev	fsem	calor	400	200	100	63,6	60	100	70	39,8	300	39,8	300
mar	fsem	calor	100	300	100	70	100	100	300	100	300	100	300
abr	fsem	calor	200	250	90	300	100	250	80	300	70	300	70
mai	fsem	calor	80	70	80	300	300	300	70	70	39,8	70	39,8
jun	fsem	calor	100	300	100	70	100	100	300	100	300	100	300
jul	fsem	calor	46,6	400	400	52,8	100	49,6	300	300	39,8	300	39,8
ago	fsem	calor	100	300	100	70	100	100	300	100	300	100	300
set	fsem	calor	72,4	43,4	400	400	64,8	300	43,4	39,8	39,8	39,8	39,8
out	fsem	calor	61,4	43,4	57,8	43,4	57,6	39,8	200	39,8	39,8	39,8	39,8
nov	fsem	calor	39,8	68,2	250	300	39,8	39,8	39,8	39,8	200	39,8	200
dez	fsem	calor	250	62,4	43,2	59,4	39,8	200	39,8	100	39,8	100	39,8
jan	sem	frio	350	300	332	400	300	350	300	300	340	300	340

fev	sem	frio	310	300	300	280	300	300	270	250	300	250	300
mar	sem	frio	350	300	332	400	300	350	300	300	340	300	340
abr	sem	frio	310	300	300	280	300	300	270	250	300	250	300
mai	sem	frio	350	300	332	400	300	350	300	300	340	300	340
jun	sem	frio	310	300	300	280	300	300	270	250	300	250	300
jul	sem	frio	350	300	332	400	300	350	300	300	340	300	340
ago	sem	frio	280	250	300	320	200	300	250	300	300	300	300
set	sem	frio	280	250	300	320	200	300	250	300	300	300	300
out	sem	frio	280	250	300	320	200	300	250	300	300	300	300
nov	sem	frio	310	300	300	280	300	300	270	250	300	250	300
dez	sem	frio	300	300	400	194,6	200	250	300	300	150	300	150
jan	fsem	frio	400	290	120	130	330	200	320	50	300	50	300
fev	fsem	frio	500	350	200	300	330	250	320	300	300	300	300
mar	fsem	frio	400	290	120	130	330	200	320	50	300	50	300
abr	fsem	frio	400	400	90	400	100	300	80	300	70	300	70
mai	fsem	frio	200	150	100	300	300	300	400	100	39,8	100	39,8
jun	fsem	frio	44,4	400	71,2	39,8	71	300	300	300	39,8	300	39,8
jul	fsem	frio	400	290	120	130	330	200	320	50	300	50	300
ago	fsem	frio	400	57,8	58	400	57,8	57,6	300	39,8	39,8	39,8	39,8
set	fsem	frio	150	400	71,2	39,8	71	300	300	300	39,8	300	39,8
out	fsem	frio	200	100	57,8	100	57,6	39,8	300	39,8	39,8	39,8	39,8
nov	fsem	frio	150	90	400	400	100	39,8	39,8	39,8	300	39,8	300
dez	fsem	frio	400	150	43,2	59,4	200	300	39,8	300	39,8	300	39,8

Os dados de demanda que foram utilizados para efetuar as simulações dos casos 1 e 2 são apresentados a seguir:

Tabela A.2: Dados de demanda para o cenário 1.

				h1	h2	h3	h4	h5	h6	h7	h8	h9	h10	h11	h12
C1	jan	sem	elet	203	203	203	203	203	663	255	1071	255	1081	1071	1071
C1	fev	sem	elet	203	203	203	203	203	663	1071	1071	1076	1081	1071	1071
C1	mar	sem	elet	203	255	203	255	203	561	1071	1071	1076	1081	1071	1071
C1	abr	sem	elet	203	203	203	203	203	408	1005	1008	1008	1010	1010	1008
C1	mai	sem	elet	203	203	203	203	203	409	255	1008	1008	255	1010	1008
C1	jun	sem	elet	203	203	203	203	203	409	1011	255	1016	255	255	1016
C1	jul	sem	elet	203	203	203	203	203	412	1011	1014	1016	1016	1015	255
C1	ago	sem	elet	203	203	203	203	203	412	1011	255	1016	1016	1015	1016
C1	set	sem	elet	203	203	203	203	203	411	1011	1014	1016	255	1015	1016
C1	out	sem	elet	203	203	203	203	203	412	1011	1014	1016	1016	1015	1016
C1	nov	sem	elet	203	203	203	203	203	510	1020	1020	1021	1020	1021	1021
C1	dez	sem	elet	203	203	203	408	203	561	1040	1040	1042	1042	1040	1040
C1	jan	fsem	elet	408	408	306	408	306	510	459	474	485	485	485	482
C1	fev	fsem	elet	306	408	408	510	203	510	561	816	482	918	485	561
C1	mar	fsem	elet	408	203	408	408	203	410	459	474	482	483	483	485
C1	abr	fsem	elet	306	408	408	510	203	510	561	816	482	918	485	561
C1	mai	fsem	elet	408	203	408	203	408	410	454	454	455	452	447	396

C1	jun	fsem	elet	203	408	408	408	203	410	454	454	455	452	447	396
C1	jul	fsem	elet	306	408	408	510	203	510	561	816	482	918	485	561
C1	ago	fsem	elet	203	408	408	408	203	410	454	454	455	452	447	396
C1	set	fsem	elet	408	203	203	203	408	408	454	454	455	452	447	396
C1	out	fsem	elet	203	408	408	408	203	410	454	454	455	452	447	396
C1	nov	fsem	elet	408	203	203	203	408	410	454	454	455	452	447	396
C1	dez	fsem	elet	203	408	203	408	203	410	464	469	479	479	481	481
C1	jan	sem	calor	204	306	255	204	306	204	216	306	332	204	204	308
C1	fev	sem	calor	357	357	255	102	204	184	184	255	204	245	203	306
C1	mar	sem	calor	306	255	408	204	204	408	184	204	204	306	203	408
C1	abr	sem	calor	204	306	255	204	306	204	216	306	332	204	204	308
C1	mai	sem	calor	204	306	255	204	306	204	216	306	332	204	204	308
C1	jun	sem	calor	306	255	408	204	204	408	184	204	204	306	203	408
C1	jul	sem	calor	204	306	255	204	306	204	216	306	332	204	204	308
C1	ago	sem	calor	357	357	255	102	204	184	184	255	204	245	203	306
C1	set	sem	calor	306	255	306	204	255	255	184	204	306	306	203	408
C1	out	sem	calor	306	255	408	204	204	408	184	204	204	306	203	408
C1	nov	sem	calor	204	306	255	204	306	204	216	306	332	204	204	308
C1	dez	sem	calor	306	204	306	204	306	204	306	193	306	204	306	255
C1	jan	fsem	calor	408	306	102	71	71	102	408	83	84	85	102	122
C1	fev	fsem	calor	357	306	184	408	102	102	102	306	255	255	184	408
C1	mar	fsem	calor	408	102	102	61	102	41	74	85	102	90	102	89
C1	abr	fsem	calor	102	41	255	204	41	72	255	306	255	88	204	81
C1	mai	fsem	calor	408	71	41	61	102	78	90	90	102	90	102	80
C1	jun	fsem	calor	408	102	102	61	102	41	74	85	102	90	102	89
C1	jul	fsem	calor	408	41	41	71	204	82	91	91	91	91	90	80
C1	ago	fsem	calor	408	102	102	61	102	41	74	85	102	90	102	89
C1	set	fsem	calor	102	82	41	41	82	82	408	91	91	408	90	80
C1	out	fsem	calor	204	102	41	255	102	78	408	408	255	90	90	204
C1	nov	fsem	calor	306	82	306	41	122	41	77	89	255	306	90	90
C1	dez	fsem	calor	82	102	41	204	102	41	73	83	84	85	86	86
C1	jan	sem	frio	408	408	306	204	306	204	216	306	332	306	306	308
C1	fev	sem	frio	388	357	255	286	306	306	204	306	286	306	286	286
C1	mar	sem	frio	408	408	306	204	306	204	216	306	332	306	306	308
C1	abr	sem	frio	388	357	255	286	306	306	204	306	286	306	286	286
C1	mai	sem	frio	408	408	306	204	306	204	216	306	332	306	306	308
C1	jun	sem	frio	388	357	255	286	306	306	204	306	286	306	286	286
C1	jul	sem	frio	408	408	306	204	306	204	216	306	332	306	306	308
C1	ago	sem	frio	357	357	306	102	204	306	184	255	408	245	408	306
C1	set	sem	frio	357	357	306	102	204	306	184	255	408	245	408	306
C1	out	sem	frio	357	357	255	102	204	184	184	255	204	245	203	306
C1	nov	sem	frio	388	357	255	286	306	306	204	306	286	306	286	286
C1	dez	sem	frio	306	204	306	204	306	204	306	193	306	204	306	255
C1	jan	fsem	frio	510	347	204	102	87	153	459	122	102	102	255	306
C1	fev	fsem	frio	510	347	204	306	255	255	459	306	255	204	357	306
C1	mar	fsem	frio	510	347	204	102	87	153	459	122	102	102	255	306
C1	abr	fsem	frio	102	41	408	408	41	72	408	408	408	88	408	81

C1	mai	fsem	frio	408	102	204	204	153	102	90	204	102	255	102	102
C1	jun	fsem	frio	41	102	408	408	82	81	91	408	408	408	90	408
C1	jul	fsem	frio	510	347	204	102	87	153	459	122	102	102	255	306
C1	ago	fsem	frio	102	102	408	408	71	82	91	408	408	408	89	79
C1	set	fsem	frio	41	102	408	408	82	204	91	408	408	408	204	408
C1	out	fsem	frio	408	204	204	408	102	102	408	408	408	153	255	408
C1	nov	fsem	frio	408	122	408	510	122	204	122	89	408	408	102	153
C1	dez	fsem	frio	82	204	306	408	204	102	102	83	102	85	204	86

				h13	h14	h15	h16	h17	h18	h19	h20	h21	h22	H23	H24
C1	jan	sem	elet	255	1076	1081	255	1091	255	203	203	203	203	203	203
C1	fev	sem	elet	1071	1076	1081	1091	1091	1071	203	203	203	203	203	203
C1	mar	sem	elet	1071	1076	1081	1091	1091	1071	203	203	203	203	203	203
C1	abr	sem	elet	1008	1005	1005	1005	1010	1010	203	203	203	203	203	203
C1	mai	sem	elet	255	1005	1005	255	1010	1010	203	203	203	203	203	203
C1	jun	sem	elet	1018	1018	1017	1016	255	979	203	203	203	203	203	203
C1	jul	sem	elet	1018	1018	1016	1016	255	969	203	203	203	203	203	203
C1	ago	sem	elet	1018	1017	1018	1017	969	969	203	203	203	203	203	203
C1	set	sem	elet	255	1018	1016	1016	255	969	203	203	203	203	203	203
C1	out	sem	elet	255	1018	255	1017	969	969	203	203	203	203	203	203
C1	nov	sem	elet	1020	1020	1022	1024	979	979	203	203	203	203	203	203
C1	dez	sem	elet	1030	1051	1051	1051	1051	1051	203	203	203	203	203	203
C1	jan	fsem	elet	306	296	408	357	295	357	294	357	306	306	408	408
C1	fev	fsem	elet	918	408	295	296	295	295	294	294	203	408	408	408
C1	mar	fsem	elet	408	296	408	296	295	295	294	294	306	203	408	408
C1	abr	fsem	elet	918	408	295	296	295	295	294	294	203	408	408	408
C1	mai	fsem	elet	408	296	408	296	295	295	294	294	306	203	408	408
C1	jun	fsem	elet	203	408	295	296	295	295	294	294	203	408	408	408
C1	jul	fsem	elet	918	408	295	296	295	295	294	294	203	408	408	408
C1	ago	fsem	elet	203	408	295	296	295	295	294	294	203	408	408	203
C1	set	fsem	elet	408	296	408	296	295	295	294	294	306	203	203	408
C1	out	fsem	elet	203	408	295	296	295	295	294	294	203	408	408	203
C1	nov	fsem	elet	408	296	295	296	295	295	294	294	306	203	203	408
C1	dez	fsem	elet	203	408	295	296	295	295	294	294	203	408	203	203
C1	jan	sem	calor	204	306	204	339	204	306	306	306	306	255	204	306
C1	fev	sem	calor	306	286	255	306	326	204	306	255	306	204	306	306
C1	mar	sem	calor	204	306	204	204	306	102	204	306	153	102	204	153
C1	abr	sem	calor	204	306	204	339	204	306	306	306	306	255	204	306
C1	mai	sem	calor	204	306	204	339	204	306	306	306	306	255	204	306
C1	jun	sem	calor	204	306	204	204	306	102	204	306	153	102	204	153
C1	jul	sem	calor	204	306	204	339	204	306	306	306	306	255	204	306
C1	ago	sem	calor	306	286	255	306	326	204	306	255	306	204	306	306
C1	set	sem	calor	204	306	204	204	306	102	204	306	153	102	204	153
C1	out	sem	calor	204	306	204	204	306	102	204	306	153	102	204	153
C1	nov	sem	calor	204	306	204	339	204	306	306	306	306	255	204	306
C1	dez	sem	calor	200	306	306	408	198	204	255	306	204	204	204	102
C1	jan	fsem	calor	82	408	71	102	102	306	102	306	102	306	51	306

C1	fev	fsem	calor	408	408	204	102	65	61	102	71	306	306	41	306
C1	mar	fsem	calor	81	102	306	102	71	102	102	306	306	102	102	306
C1	abr	fsem	calor	255	204	255	92	306	102	255	82	255	71	306	71
C1	mai	fsem	calor	102	82	71	82	306	306	306	71	306	306	71	41
C1	jun	fsem	calor	81	102	306	102	71	102	102	306	306	102	102	306
C1	jul	fsem	calor	102	48	408	408	54	102	51	306	41	41	306	41
C1	ago	fsem	calor	81	102	306	102	71	102	102	306	306	102	102	306
C1	set	fsem	calor	41	74	44	408	408	66	306	44	41	41	41	41
C1	out	fsem	calor	306	63	44	59	44	59	41	204	41	133	41	41
C1	nov	fsem	calor	81	41	70	255	306	41	41	41	41	41	41	204
C1	dez	fsem	calor	78	255	64	44	61	41	204	41	204	41	102	41
C1	jan	sem	frio	306	357	306	339	408	306	357	306	347	255	306	347
C1	fev	sem	frio	306	316	306	306	286	306	306	275	306	286	255	306
C1	mar	sem	frio	306	357	306	339	408	306	357	306	347	255	306	347
C1	abr	sem	frio	306	316	306	306	286	306	306	275	306	286	255	306
C1	mai	sem	frio	306	357	306	339	408	306	357	306	347	255	306	347
C1	jun	sem	frio	306	316	306	306	286	306	306	275	306	286	255	306
C1	jul	sem	frio	306	357	306	339	408	306	357	306	347	255	306	347
C1	ago	sem	frio	306	286	255	306	326	204	306	255	306	204	306	306
C1	set	sem	frio	306	286	255	306	326	204	306	255	306	204	306	306
C1	out	sem	frio	306	286	255	306	326	204	306	255	306	204	306	306
C1	nov	sem	frio	306	316	306	306	286	306	306	275	306	286	255	306
C1	dez	sem	frio	200	306	306	408	198	204	255	306	204	255	306	153
C1	jan	fsem	frio	306	408	296	122	133	337	204	326	204	306	51	306
C1	fev	fsem	frio	306	510	357	204	306	337	255	326	204	306	306	306
C1	mar	fsem	frio	306	408	296	122	133	337	204	326	204	306	51	306
C1	abr	fsem	frio	408	408	408	92	408	102	306	82	306	71	306	71
C1	mai	fsem	frio	255	204	153	102	306	306	306	408	306	306	102	41
C1	jun	fsem	frio	408	45	408	73	41	72	306	306	41	306	306	41
C1	jul	fsem	frio	306	408	296	122	133	337	204	326	204	306	51	306
C1	ago	fsem	frio	408	408	59	59	408	59	59	306	41	306	41	41
C1	set	fsem	frio	408	153	408	73	41	72	306	306	41	306	306	41
C1	out	fsem	frio	408	204	102	59	102	59	41	306	41	306	41	41
C1	nov	fsem	frio	306	153	92	408	408	102	41	41	41	41	41	306
C1	dez	fsem	frio	102	408	153	44	61	204	306	41	306	41	306	41

Tabela A.3: Dados de demanda para o cenário 2.

				h1	h2	h3	h4	h5	h6	h7	h8	h9	h10	h11	h12
C2	jan	sem	elet	203	203	203	203	203	663	255	1071	255	1081	1071	1071
C2	fev	sem	elet	203	203	203	203	203	663	1071	1071	1076	1081	1071	1071
C2	mar	sem	elet	203	255	203	255	203	561	1071	1071	1076	1081	1071	1071
C2	abr	sem	elet	203	203	203	203	203	408	1005	1008	1008	1010	1010	1008
C2	mai	sem	elet	203	203	203	203	203	409	255	1008	1008	255	1010	1008
C2	jun	sem	elet	203	203	203	203	203	409	1011	255	1016	255	255	1016
C2	jul	sem	elet	203	203	203	203	203	412	1011	1014	1016	1016	1015	255
C2	ago	sem	elet	203	203	203	203	203	412	1011	255	1016	1016	1015	1016

C2	set	sem	elet	203	203	203	203	203	411	1011	1014	1016	255	1015	1016
C2	out	sem	elet	203	203	203	203	203	412	1011	1014	1016	1016	1015	1016
C2	nov	sem	elet	203	203	203	203	203	510	1020	1020	1021	1020	1021	1021
C2	dez	sem	elet	203	203	203	408	203	561	1040	1040	1042	1042	1040	1040
C2	jan	fsem	elet	408	408	306	408	306	510	459	474	485	485	485	482
C2	fev	fsem	elet	306	408	408	510	203	510	561	816	482	918	485	561
C2	mar	fsem	elet	408	203	408	408	203	410	459	474	482	483	483	485
C2	abr	fsem	elet	306	408	408	510	203	510	561	816	482	918	485	561
C2	mai	fsem	elet	408	203	408	203	408	410	454	454	455	452	447	396
C2	jun	fsem	elet	203	408	408	408	203	410	454	454	455	452	447	396
C2	jul	fsem	elet	306	408	408	510	203	510	561	816	482	918	485	561
C2	ago	fsem	elet	203	408	408	408	203	410	454	454	455	452	447	396
C2	set	fsem	elet	408	203	203	203	408	408	454	454	455	452	447	396
C2	out	fsem	elet	203	408	408	408	203	410	454	454	455	452	447	396
C2	nov	fsem	elet	408	203	203	203	408	410	454	454	455	452	447	396
C2	dez	fsem	elet	203	408	203	408	203	410	464	469	479	479	481	481
C2	jan	sem	calor	204	306	255	204	306	204	216	306	332	204	204	308
C2	fev	sem	calor	357	357	255	102	204	184	184	255	204	245	203	306
C2	mar	sem	calor	306	255	408	204	204	408	184	204	204	306	203	408
C2	abr	sem	calor	204	306	255	204	306	204	216	306	332	204	204	308
C2	mai	sem	calor	204	306	255	204	306	204	216	306	332	204	204	308
C2	jun	sem	calor	306	255	408	204	204	408	184	204	204	306	203	408
C2	jul	sem	calor	204	306	255	204	306	204	216	306	332	204	204	308
C2	ago	sem	calor	357	357	255	102	204	184	184	255	204	245	203	306
C2	set	sem	calor	306	255	306	204	255	255	184	204	306	306	203	408
C2	out	sem	calor	306	255	408	204	204	408	184	204	204	306	203	408
C2	nov	sem	calor	204	306	255	204	306	204	216	306	332	204	204	308
C2	dez	sem	calor	306	204	306	204	306	204	306	193	306	204	306	255
C2	jan	fsem	calor	408	306	102	71	71	102	408	83	84	85	102	122
C2	fev	fsem	calor	357	306	184	408	102	102	102	306	255	255	184	408
C2	mar	fsem	calor	408	102	102	61	102	41	74	85	102	90	102	89
C2	abr	fsem	calor	102	41	255	204	41	72	255	306	255	88	204	81
C2	mai	fsem	calor	408	71	41	61	102	78	90	90	102	90	102	80
C2	jun	fsem	calor	408	102	102	61	102	41	74	85	102	90	102	89
C2	jul	fsem	calor	408	41	41	71	204	82	91	91	91	91	90	80
C2	ago	fsem	calor	408	102	102	61	102	41	74	85	102	90	102	89
C2	set	fsem	calor	102	82	41	41	82	82	408	91	91	408	90	80
C2	out	fsem	calor	204	102	41	255	102	78	408	408	255	90	90	204
C2	nov	fsem	calor	306	82	306	41	122	41	77	89	255	306	90	90
C2	dez	fsem	calor	82	102	41	204	102	41	73	83	84	85	86	86
C2	jan	sem	frio	408	408	306	204	306	204	216	306	332	306	306	308
C2	fev	sem	frio	388	357	255	286	306	306	204	306	286	306	286	286
C2	mar	sem	frio	408	408	306	204	306	204	216	306	332	306	306	308
C2	abr	sem	frio	388	357	255	286	306	306	204	306	286	306	286	286
C2	mai	sem	frio	408	408	306	204	306	204	216	306	332	306	306	308
C2	jun	sem	frio	388	357	255	286	306	306	204	306	286	306	286	286
C2	jul	sem	frio	408	408	306	204	306	204	216	306	332	306	306	308

C2	ago	sem	frio	357	357	306	102	204	306	184	255	408	245	408	306
C2	set	sem	frio	357	357	306	102	204	306	184	255	408	245	408	306
C2	out	sem	frio	357	357	255	102	204	184	184	255	204	245	203	306
C2	nov	sem	frio	388	357	255	286	306	306	204	306	286	306	286	286
C2	dez	sem	frio	306	204	306	204	306	204	306	193	306	204	306	255
C2	jan	fsem	frio	510	347	204	102	87	153	459	122	102	102	255	306
C2	fev	fsem	frio	510	347	204	306	255	255	459	306	255	204	357	306
C2	mar	fsem	frio	510	347	204	102	87	153	459	122	102	102	255	306
C2	abr	fsem	frio	102	41	408	408	41	72	408	408	408	88	408	81
C2	mai	fsem	frio	408	102	204	204	153	102	90	204	102	255	102	102
C2	jun	fsem	frio	41	102	408	408	82	81	91	408	408	408	90	408
C2	jul	fsem	frio	510	347	204	102	87	153	459	122	102	102	255	306
C2	ago	fsem	frio	102	102	408	408	71	82	91	408	408	408	89	79
C2	set	fsem	frio	41	102	408	408	82	204	91	408	408	408	204	408
C2	out	fsem	frio	408	204	204	408	102	102	408	408	408	153	255	408
C2	nov	fsem	frio	408	122	408	510	122	204	122	89	408	408	102	153
C2	dez	fsem	frio	82	204	306	408	204	102	102	83	102	85	204	86

				h13	h14	h15	h16	h17	h18	h19	h20	h21	h22	H23	H24
C2	jan	sem	elet	255	1076	1081	255	1091	255	203	203	203	203	203	203
C2	fev	sem	elet	1071	1076	1081	1091	1091	1071	203	203	203	203	203	203
C2	mar	sem	elet	1071	1076	1081	1091	1091	1071	203	203	203	203	203	203
C2	abr	sem	elet	1008	1005	1005	1005	1010	1010	203	203	203	203	203	203
C2	mai	sem	elet	255	1005	1005	255	1010	1010	203	203	203	203	203	203
C2	jun	sem	elet	1018	1018	1017	1016	255	979	203	203	203	203	203	203
C2	jul	sem	elet	1018	1018	1016	1016	255	969	203	203	203	203	203	203
C2	ago	sem	elet	1018	1017	1018	1017	969	969	203	203	203	203	203	203
C2	set	sem	elet	255	1018	1016	1016	255	969	203	203	203	203	203	203
C2	out	sem	elet	255	1018	255	1017	969	969	203	203	203	203	203	203
C2	nov	sem	elet	1020	1020	1022	1024	979	979	203	203	203	203	203	203
C2	dez	sem	elet	1030	1051	1051	1051	1051	1051	203	203	203	203	203	203
C2	jan	fsem	elet	306	296	408	357	295	357	294	357	306	306	408	408
C2	fev	fsem	elet	918	408	295	296	295	295	294	294	203	408	408	408
C2	mar	fsem	elet	408	296	408	296	295	295	294	294	306	203	408	408
C2	abr	fsem	elet	918	408	295	296	295	295	294	294	203	408	408	408
C2	mai	fsem	elet	408	296	408	296	295	295	294	294	306	203	408	408
C2	jun	fsem	elet	203	408	295	296	295	295	294	294	203	408	408	408
C2	jul	fsem	elet	918	408	295	296	295	295	294	294	203	408	408	408
C2	ago	fsem	elet	203	408	295	296	295	295	294	294	203	408	408	203
C2	set	fsem	elet	408	296	408	296	295	295	294	294	306	203	203	408
C2	out	fsem	elet	203	408	295	296	295	295	294	294	203	408	408	203
C2	nov	fsem	elet	408	296	295	296	295	295	294	294	306	203	203	408
C2	dez	fsem	elet	203	408	295	296	295	295	294	294	203	408	203	203
C2	jan	sem	calor	204	306	204	339	204	306	306	306	306	255	204	306
C2	fev	sem	calor	306	286	255	306	326	204	306	255	306	204	306	306
C2	mar	sem	calor	204	306	204	204	306	102	204	306	153	102	204	153
C2	abr	sem	calor	204	306	204	339	204	306	306	306	306	255	204	306

C2	mai	sem	calor	204	306	204	339	204	306	306	306	306	255	204	306
C2	jun	sem	calor	204	306	204	204	306	102	204	306	153	102	204	153
C2	jul	sem	calor	204	306	204	339	204	306	306	306	306	255	204	306
C2	ago	sem	calor	306	286	255	306	326	204	306	255	306	204	306	306
C2	set	sem	calor	204	306	204	204	306	102	204	306	153	102	204	153
C2	out	sem	calor	204	306	204	204	306	102	204	306	153	102	204	153
C2	nov	sem	calor	204	306	204	339	204	306	306	306	306	255	204	306
C2	dez	sem	calor	200	306	306	408	198	204	255	306	204	204	204	102
C2	jan	fsem	calor	82	408	71	102	102	306	102	306	102	306	51	306
C2	fev	fsem	calor	408	408	204	102	65	61	102	71	306	306	41	306
C2	mar	fsem	calor	81	102	306	102	71	102	102	306	306	102	102	306
C2	abr	fsem	calor	255	204	255	92	306	102	255	82	255	71	306	71
C2	mai	fsem	calor	102	82	71	82	306	306	306	71	306	306	71	41
C2	jun	fsem	calor	81	102	306	102	71	102	102	306	306	102	102	306
C2	jul	fsem	calor	102	48	408	408	54	102	51	306	41	41	306	41
C2	ago	fsem	calor	81	102	306	102	71	102	102	306	306	102	102	306
C2	set	fsem	calor	41	74	44	408	408	66	306	44	41	41	41	41
C2	out	fsem	calor	306	63	44	59	44	59	41	204	41	133	41	41
C2	nov	fsem	calor	81	41	70	255	306	41	41	41	41	41	41	204
C2	dez	fsem	calor	78	255	64	44	61	41	204	41	204	41	102	41
C2	jan	sem	frio	306	357	306	339	408	306	357	306	347	255	306	347
C2	fev	sem	frio	306	316	306	306	286	306	306	275	306	286	255	306
C2	mar	sem	frio	306	357	306	339	408	306	357	306	347	255	306	347
C2	abr	sem	frio	306	316	306	306	286	306	306	275	306	286	255	306
C2	mai	sem	frio	306	357	306	339	408	306	357	306	347	255	306	347
C2	jun	sem	frio	306	316	306	306	286	306	306	275	306	286	255	306
C2	jul	sem	frio	306	357	306	339	408	306	357	306	347	255	306	347
C2	ago	sem	frio	306	286	255	306	326	204	306	255	306	204	306	306
C2	set	sem	frio	306	286	255	306	326	204	306	255	306	204	306	306
C2	out	sem	frio	306	286	255	306	326	204	306	255	306	204	306	306
C2	nov	sem	frio	306	316	306	306	286	306	306	275	306	286	255	306
C2	dez	sem	frio	200	306	306	408	198	204	255	306	204	255	306	153
C2	jan	fsem	frio	306	408	296	122	133	337	204	326	204	306	51	306
C2	fev	fsem	frio	306	510	357	204	306	337	255	326	204	306	306	306
C2	mar	fsem	frio	306	408	296	122	133	337	204	326	204	306	51	306
C2	abr	fsem	frio	408	408	408	92	408	102	306	82	306	71	306	71
C2	mai	fsem	frio	255	204	153	102	306	306	306	408	306	306	102	41
C2	jun	fsem	frio	408	45	408	73	41	72	306	306	41	306	306	41
C2	jul	fsem	frio	306	408	296	122	133	337	204	326	204	306	51	306
C2	ago	fsem	frio	408	408	59	59	408	59	59	306	41	306	41	41
C2	set	fsem	frio	408	153	408	73	41	72	306	306	41	306	306	41
C2	out	fsem	frio	408	204	102	59	102	59	41	306	41	306	41	41
C2	nov	fsem	frio	306	153	92	408	408	102	41	41	41	41	41	306
C2	dez	fsem	frio	102	408	153	44	61	204	306	41	306	41	306	41

Tabela A.4: Dados de demanda para o cenário 3.

				h1	h2	h3	h4	h5	h6	h7	h8	h9	h10	h11	h12
C3	jan	sem	elet	207	207	207	207	207	676	260	1092	260	1102	1092	1092
C3	fev	sem	elet	207	207	207	207	207	676	1092	1092	1097	1102	1092	1092
C3	mar	sem	elet	207	260	207	260	207	572	1092	1092	1097	1102	1092	1092
C3	abr	sem	elet	207	207	207	207	207	416	1024	1028	1028	1030	1030	1028
C3	mai	sem	elet	207	207	207	207	207	417	260	1028	1028	260	1030	1028
C3	jun	sem	elet	207	207	207	207	207	417	1031	260	1036	260	260	1036
C3	jul	sem	elet	207	207	207	207	207	420	1031	1034	1036	1036	1035	260
C3	ago	sem	elet	207	207	207	207	207	420	1031	260	1036	1036	1035	1036
C3	set	sem	elet	207	207	207	207	207	419	1031	1034	1036	260	1035	1036
C3	out	sem	elet	207	207	207	207	207	420	1031	1034	1036	1036	1035	1036
C3	nov	sem	elet	207	207	207	207	207	520	1040	1040	1041	1040	1041	1041
C3	dez	sem	elet	207	207	207	416	207	572	1061	1061	1063	1063	1061	1061
C3	jan	fsem	elet	416	416	312	416	312	520	468	484	494	494	494	492
C3	fev	fsem	elet	312	416	416	520	207	520	572	832	492	936	494	572
C3	mar	fsem	elet	416	207	416	416	207	418	468	484	492	493	493	494
C3	abr	fsem	elet	312	416	416	520	207	520	572	832	492	936	494	572
C3	mai	fsem	elet	416	207	416	207	416	418	463	463	464	461	456	404
C3	jun	fsem	elet	207	416	416	416	207	418	463	463	464	461	456	404
C3	jul	fsem	elet	312	416	416	520	207	520	572	832	492	936	494	572
C3	ago	fsem	elet	207	416	416	416	207	418	463	463	464	461	456	404
C3	set	fsem	elet	416	207	207	207	416	416	463	463	464	461	456	404
C3	out	fsem	elet	207	416	416	416	207	418	463	463	464	461	456	404
C3	nov	fsem	elet	416	207	207	207	416	418	463	463	464	461	456	404
C3	dez	fsem	elet	207	416	207	416	207	418	473	478	489	489	491	491
C3	jan	sem	calor	208	312	260	208	312	208	220	312	338	208	208	314
C3	fev	sem	calor	364	364	260	104	208	187	187	260	208	250	207	312
C3	mar	sem	calor	312	260	416	208	208	416	187	208	208	312	207	416
C3	abr	sem	calor	208	312	260	208	312	208	220	312	338	208	208	314
C3	mai	sem	calor	208	312	260	208	312	208	220	312	338	208	208	314
C3	jun	sem	calor	312	260	416	208	208	416	187	208	208	312	207	416
C3	jul	sem	calor	208	312	260	208	312	208	220	312	338	208	208	314
C3	ago	sem	calor	364	364	260	104	208	187	187	260	208	250	207	312
C3	set	sem	calor	312	260	312	208	260	260	187	208	312	312	207	416
C3	out	sem	calor	312	260	416	208	208	416	187	208	208	312	207	416
C3	nov	sem	calor	208	312	260	208	312	208	220	312	338	208	208	314
C3	dez	sem	calor	312	208	312	208	312	208	312	196	312	208	312	260
C3	jan	fsem	calor	416	312	104	73	73	104	416	85	86	87	104	125
C3	fev	fsem	calor	364	312	187	416	104	104	104	312	260	260	187	416
C3	mar	fsem	calor	416	104	104	62	104	41	75	86	104	92	104	91
C3	abr	fsem	calor	104	41	260	208	41	74	260	312	260	90	208	82
C3	mai	fsem	calor	416	73	41	62	104	79	92	92	104	92	104	81
C3	jun	fsem	calor	416	104	104	62	104	41	75	86	104	92	104	91
C3	jul	fsem	calor	416	41	41	73	208	84	93	93	93	93	92	81
C3	ago	fsem	calor	416	104	104	62	104	41	75	86	104	92	104	91
C3	set	fsem	calor	104	83	41	41	83	84	416	93	93	416	91	82

C3	out	fsem	calor	208	104	41	260	104	80	416	416	260	92	92	208
C3	nov	fsem	calor	312	83	312	41	125	41	79	91	260	312	92	92
C3	dez	fsem	calor	83	104	41	208	104	41	75	85	86	87	88	88
C3	jan	sem	frio	416	416	312	208	312	208	220	312	338	312	312	314
C3	fev	sem	frio	395	364	260	291	312	312	208	312	291	312	291	291
C3	mar	sem	frio	416	416	312	208	312	208	220	312	338	312	312	314
C3	abr	sem	frio	395	364	260	291	312	312	208	312	291	312	291	291
C3	mai	sem	frio	416	416	312	208	312	208	220	312	338	312	312	314
C3	jun	sem	frio	395	364	260	291	312	312	208	312	291	312	291	291
C3	jul	sem	frio	416	416	312	208	312	208	220	312	338	312	312	314
C3	ago	sem	frio	364	364	312	104	208	312	187	260	416	250	416	312
C3	set	sem	frio	364	364	312	104	208	312	187	260	416	250	416	312
C3	out	sem	frio	364	364	260	104	208	187	187	260	208	250	207	312
C3	nov	sem	frio	395	364	260	291	312	312	208	312	291	312	291	291
C3	dez	sem	frio	312	208	312	208	312	208	312	196	312	208	312	260
C3	jan	fsem	frio	520	354	208	104	88	156	468	125	104	104	260	312
C3	fev	fsem	frio	520	354	208	312	260	260	468	312	260	208	364	312
C3	mar	fsem	frio	520	354	208	104	88	156	468	125	104	104	260	312
C3	abr	fsem	frio	104	41	416	416	41	74	416	416	416	90	416	82
C3	mai	fsem	frio	416	104	208	208	156	104	92	208	104	260	104	104
C3	jun	fsem	frio	41	104	416	416	83	83	92	416	416	416	92	416
C3	jul	fsem	frio	520	354	208	104	88	156	468	125	104	104	260	312
C3	ago	fsem	frio	104	104	416	416	73	84	93	416	416	416	91	81
C3	set	fsem	frio	41	104	416	416	83	208	92	416	416	416	208	416
C3	out	fsem	frio	416	208	208	416	104	104	416	416	416	156	260	416
C3	nov	fsem	frio	416	125	416	520	125	208	125	91	416	416	104	156
C3	dez	fsem	frio	83	208	312	416	208	104	104	85	104	87	208	88

				h13	h14	h15	h16	h17	h18	h19	h20	h21	h22	H23	H24
C3	jan	sem	elet	260	1097	1102	260	1113	260	207	207	207	207	207	207
C3	fev	sem	elet	1092	1097	1102	1113	1113	1092	207	207	207	207	207	207
C3	mar	sem	elet	1092	1097	1102	1113	1113	1092	207	207	207	207	207	207
C3	abr	sem	elet	1028	1024	1024	1024	1030	1030	207	207	207	207	207	207
C3	mai	sem	elet	260	1024	1024	260	1030	1030	207	207	207	207	207	207
C3	jun	sem	elet	1038	1038	1037	1036	260	998	207	207	207	207	207	207
C3	jul	sem	elet	1038	1038	1036	1036	260	988	207	207	207	207	207	207
C3	ago	sem	elet	1038	1037	1038	1037	988	988	207	207	207	207	207	207
C3	set	sem	elet	260	1038	1036	1036	260	988	207	207	207	207	207	207
C3	out	sem	elet	260	1038	260	1037	988	988	207	207	207	207	207	207
C3	nov	sem	elet	1040	1040	1042	1044	998	998	207	207	207	207	207	207
C3	dez	sem	elet	1050	1071	1071	1071	1071	1071	207	207	207	207	207	207
C3	jan	fsem	elet	312	302	416	364	301	364	300	364	312	312	416	416
C3	fev	fsem	elet	936	416	301	302	301	301	300	300	207	416	416	416
C3	mar	fsem	elet	416	302	416	302	301	301	300	300	312	207	416	416
C3	abr	fsem	elet	936	416	301	302	301	301	300	300	207	416	416	416
C3	mai	fsem	elet	416	302	416	302	301	301	300	300	312	207	416	416
C3	jun	fsem	elet	207	416	301	302	301	301	300	300	207	416	416	416

C3	jul	fsem	elet	936	416	301	302	301	301	300	300	207	416	416	416
C3	ago	fsem	elet	207	416	301	302	301	301	300	300	207	416	416	207
C3	set	fsem	elet	416	302	416	302	301	301	300	300	312	207	207	416
C3	out	fsem	elet	207	416	301	302	301	301	300	300	207	416	416	207
C3	nov	fsem	elet	416	302	301	302	301	301	300	300	312	207	207	416
C3	dez	fsem	elet	207	416	301	302	301	301	300	300	207	416	207	207
C3	jan	sem	calor	208	312	208	345	208	312	312	312	312	260	208	312
C3	fev	sem	calor	312	291	260	312	333	208	312	260	312	208	312	312
C3	mar	sem	calor	208	312	208	208	312	104	208	312	156	104	208	156
C3	abr	sem	calor	208	312	208	345	208	312	312	312	312	260	208	312
C3	mai	sem	calor	208	312	208	345	208	312	312	312	312	260	208	312
C3	jun	sem	calor	208	312	208	208	312	104	208	312	156	104	208	156
C3	jul	sem	calor	208	312	208	345	208	312	312	312	312	260	208	312
C3	ago	sem	calor	312	291	260	312	333	208	312	260	312	208	312	312
C3	set	sem	calor	208	312	208	208	312	104	208	312	156	104	208	156
C3	out	sem	calor	208	312	208	208	312	104	208	312	156	104	208	156
C3	nov	sem	calor	208	312	208	345	208	312	312	312	312	260	208	312
C3	dez	sem	calor	204	312	312	416	202	208	260	312	208	208	208	104
C3	jan	fsem	calor	83	416	73	104	104	312	104	312	104	312	52	312
C3	fev	fsem	calor	416	416	208	104	66	62	104	73	312	312	41	312
C3	mar	fsem	calor	82	104	312	104	73	104	104	312	312	104	104	312
C3	abr	fsem	calor	260	208	260	94	312	104	260	83	260	73	312	73
C3	mai	fsem	calor	104	83	73	83	312	312	312	73	312	312	73	41
C3	jun	fsem	calor	82	104	312	104	73	104	104	312	312	104	104	312
C3	jul	fsem	calor	104	48	416	416	55	104	52	312	41	41	312	41
C3	ago	fsem	calor	82	104	312	104	73	104	104	312	312	104	104	312
C3	set	fsem	calor	41	75	45	416	416	67	312	45	41	41	41	41
C3	out	fsem	calor	312	64	45	60	45	60	41	208	41	135	41	41
C3	nov	fsem	calor	83	41	71	260	312	41	41	41	41	41	41	208
C3	dez	fsem	calor	79	260	65	45	62	41	208	41	208	41	104	41
C3	jan	sem	frio	312	364	312	345	416	312	364	312	354	260	312	354
C3	fev	sem	frio	312	322	312	312	291	312	312	281	312	291	260	312
C3	mar	sem	frio	312	364	312	345	416	312	364	312	354	260	312	354
C3	abr	sem	frio	312	322	312	312	291	312	312	281	312	291	260	312
C3	mai	sem	frio	312	364	312	345	416	312	364	312	354	260	312	354
C3	jun	sem	frio	312	322	312	312	291	312	312	281	312	291	260	312
C3	jul	sem	frio	312	364	312	345	416	312	364	312	354	260	312	354
C3	ago	sem	frio	312	291	260	312	333	208	312	260	312	208	312	312
C3	set	sem	frio	312	291	260	312	333	208	312	260	312	208	312	312
C3	out	sem	frio	312	291	260	312	333	208	312	260	312	208	312	312
C3	nov	sem	frio	312	322	312	312	291	312	312	281	312	291	260	312
C3	dez	sem	frio	204	312	312	416	202	208	260	312	208	260	312	156
C3	jan	fsem	frio	312	416	302	125	135	343	208	333	208	312	52	312
C3	fev	fsem	frio	312	520	364	208	312	343	260	333	208	312	312	312
C3	mar	fsem	frio	312	416	302	125	135	343	208	333	208	312	52	312
C3	abr	fsem	frio	416	416	416	94	416	104	312	83	312	73	312	73
C3	mai	fsem	frio	260	208	156	104	312	312	312	416	312	312	104	41

C3	jun	fsem	frio	416	46	416	74	41	74	312	312	41	312	312	41
C3	jul	fsem	frio	312	416	302	125	135	343	208	333	208	312	52	312
C3	ago	fsem	frio	416	416	60	60	416	60	60	312	41	312	41	41
C3	set	fsem	frio	416	156	416	74	41	74	312	312	41	312	312	41
C3	out	fsem	frio	416	208	104	60	104	60	41	312	41	312	41	41
C3	nov	fsem	frio	312	156	94	416	416	104	41	41	41	41	41	312
C3	dez	fsem	frio	104	416	156	45	62	208	312	41	312	41	312	41

Tabela A.5: Dados de demanda para o cenário 4.

				h1	h2	h3	h4	h5	h6	h7	h8	h9	h10	h11	h12
C4	jan	sem	elet	207	207	207	207	207	676	260	1092	260	1102	1092	1092
C4	fev	sem	elet	207	207	207	207	207	676	1092	1092	1097	1102	1092	1092
C4	mar	sem	elet	207	260	207	260	207	572	1092	1092	1097	1102	1092	1092
C4	abr	sem	elet	207	207	207	207	207	416	1024	1028	1028	1030	1030	1028
C4	mai	sem	elet	207	207	207	207	207	417	260	1028	1028	260	1030	1028
C4	jun	sem	elet	207	207	207	207	207	417	1031	260	1036	260	260	1036
C4	jul	sem	elet	207	207	207	207	207	420	1031	1034	1036	1036	1035	260
C4	ago	sem	elet	207	207	207	207	207	420	1031	260	1036	1036	1035	1036
C4	set	sem	elet	207	207	207	207	207	419	1031	1034	1036	260	1035	1036
C4	out	sem	elet	207	207	207	207	207	420	1031	1034	1036	1036	1035	1036
C4	nov	sem	elet	207	207	207	207	207	520	1040	1040	1041	1040	1041	1041
C4	dez	sem	elet	207	207	207	416	207	572	1061	1061	1063	1063	1061	1061
C4	jan	fsem	elet	416	416	312	416	312	520	468	484	494	494	494	492
C4	fev	fsem	elet	312	416	416	520	207	520	572	832	492	936	494	572
C4	mar	fsem	elet	416	207	416	416	207	418	468	484	492	493	493	494
C4	abr	fsem	elet	312	416	416	520	207	520	572	832	492	936	494	572
C4	mai	fsem	elet	416	207	416	207	416	418	463	463	464	461	456	404
C4	jun	fsem	elet	207	416	416	416	207	418	463	463	464	461	456	404
C4	jul	fsem	elet	312	416	416	520	207	520	572	832	492	936	494	572
C4	ago	fsem	elet	207	416	416	416	207	418	463	463	464	461	456	404
C4	set	fsem	elet	416	207	207	207	416	416	463	463	464	461	456	404
C4	out	fsem	elet	207	416	416	416	207	418	463	463	464	461	456	404
C4	nov	fsem	elet	416	207	207	207	416	418	463	463	464	461	456	404
C4	dez	fsem	elet	207	416	207	416	207	418	473	478	489	489	491	491
C4	jan	sem	calor	208	312	260	208	312	208	220	312	338	208	208	314
C4	fev	sem	calor	364	364	260	104	208	187	187	260	208	250	207	312
C4	mar	sem	calor	312	260	416	208	208	416	187	208	208	312	207	416
C4	abr	sem	calor	208	312	260	208	312	208	220	312	338	208	208	314
C4	mai	sem	calor	208	312	260	208	312	208	220	312	338	208	208	314
C4	jun	sem	calor	312	260	416	208	208	416	187	208	208	312	207	416
C4	jul	sem	calor	208	312	260	208	312	208	220	312	338	208	208	314
C4	ago	sem	calor	364	364	260	104	208	187	187	260	208	250	207	312
C4	set	sem	calor	312	260	312	208	260	260	187	208	312	312	207	416
C4	out	sem	calor	312	260	416	208	208	416	187	208	208	312	207	416
C4	nov	sem	calor	208	312	260	208	312	208	220	312	338	208	208	314
C4	dez	sem	calor	312	208	312	208	312	208	312	196	312	208	312	260

C4	jan	fsem	calor	416	312	104	73	73	104	416	85	86	87	104	125
C4	fev	fsem	calor	364	312	187	416	104	104	104	312	260	260	187	416
C4	mar	fsem	calor	416	104	104	62	104	41	75	86	104	92	104	91
C4	abr	fsem	calor	104	41	260	208	41	74	260	312	260	90	208	82
C4	mai	fsem	calor	416	73	41	62	104	79	92	92	104	92	104	81
C4	jun	fsem	calor	416	104	104	62	104	41	75	86	104	92	104	91
C4	jul	fsem	calor	416	41	41	73	208	84	93	93	93	93	92	81
C4	ago	fsem	calor	416	104	104	62	104	41	75	86	104	92	104	91
C4	set	fsem	calor	104	83	41	41	83	84	416	93	93	416	91	82
C4	out	fsem	calor	208	104	41	260	104	80	416	416	260	92	92	208
C4	nov	fsem	calor	312	83	312	41	125	41	79	91	260	312	92	92
C4	dez	fsem	calor	83	104	41	208	104	41	75	85	86	87	88	88
C4	jan	sem	frio	416	416	312	208	312	208	220	312	338	312	312	314
C4	fev	sem	frio	395	364	260	291	312	312	208	312	291	312	291	291
C4	mar	sem	frio	416	416	312	208	312	208	220	312	338	312	312	314
C4	abr	sem	frio	395	364	260	291	312	312	208	312	291	312	291	291
C4	mai	sem	frio	416	416	312	208	312	208	220	312	338	312	312	314
C4	jun	sem	frio	395	364	260	291	312	312	208	312	291	312	291	291
C4	jul	sem	frio	416	416	312	208	312	208	220	312	338	312	312	314
C4	ago	sem	frio	364	364	312	104	208	312	187	260	416	250	416	312
C4	set	sem	frio	364	364	312	104	208	312	187	260	416	250	416	312
C4	out	sem	frio	364	364	260	104	208	187	187	260	208	250	207	312
C4	nov	sem	frio	395	364	260	291	312	312	208	312	291	312	291	291
C4	dez	sem	frio	312	208	312	208	312	208	312	196	312	208	312	260
C4	jan	fsem	frio	520	354	208	104	88	156	468	125	104	104	260	312
C4	fev	fsem	frio	520	354	208	312	260	260	468	312	260	208	364	312
C4	mar	fsem	frio	520	354	208	104	88	156	468	125	104	104	260	312
C4	abr	fsem	frio	104	41	416	416	41	74	416	416	416	90	416	82
C4	mai	fsem	frio	416	104	208	208	156	104	92	208	104	260	104	104
C4	jun	fsem	frio	41	104	416	416	83	83	92	416	416	416	92	416
C4	jul	fsem	frio	520	354	208	104	88	156	468	125	104	104	260	312
C4	ago	fsem	frio	104	104	416	416	73	84	93	416	416	416	91	81
C4	set	fsem	frio	41	104	416	416	83	208	92	416	416	416	208	416
C4	out	fsem	frio	416	208	208	416	104	104	416	416	416	156	260	416
C4	nov	fsem	frio	416	125	416	520	125	208	125	91	416	416	104	156
C4	dez	fsem	frio	83	208	312	416	208	104	104	85	104	87	208	88

				h13	h14	h15	h16	h17	h18	h19	h20	h21	h22	H23	H24
C4	jan	sem	elet	260	1097	1102	260	1113	260	207	207	207	207	207	207
C4	fev	sem	elet	1092	1097	1102	1113	1113	1092	207	207	207	207	207	207
C4	mar	sem	elet	1092	1097	1102	1113	1113	1092	207	207	207	207	207	207
C4	abr	sem	elet	1028	1024	1024	1024	1030	1030	207	207	207	207	207	207
C4	mai	sem	elet	260	1024	1024	260	1030	1030	207	207	207	207	207	207
C4	jun	sem	elet	1038	1038	1037	1036	260	998	207	207	207	207	207	207
C4	jul	sem	elet	1038	1038	1036	1036	260	988	207	207	207	207	207	207
C4	ago	sem	elet	1038	1037	1038	1037	988	988	207	207	207	207	207	207
C4	set	sem	elet	260	1038	1036	1036	260	988	207	207	207	207	207	207

C4	out	sem	elet	260	1038	260	1037	988	988	207	207	207	207	207	207
C4	nov	sem	elet	1040	1040	1042	1044	998	998	207	207	207	207	207	207
C4	dez	sem	elet	1050	1071	1071	1071	1071	1071	207	207	207	207	207	207
C4	jan	fsem	elet	312	302	416	364	301	364	300	364	312	312	416	416
C4	fev	fsem	elet	936	416	301	302	301	301	300	300	207	416	416	416
C4	mar	fsem	elet	416	302	416	302	301	301	300	300	312	207	416	416
C4	abr	fsem	elet	936	416	301	302	301	301	300	300	207	416	416	416
C4	mai	fsem	elet	416	302	416	302	301	301	300	300	312	207	416	416
C4	jun	fsem	elet	207	416	301	302	301	301	300	300	207	416	416	416
C4	jul	fsem	elet	936	416	301	302	301	301	300	300	207	416	416	416
C4	ago	fsem	elet	207	416	301	302	301	301	300	300	207	416	416	207
C4	set	fsem	elet	416	302	416	302	301	301	300	300	312	207	207	416
C4	out	fsem	elet	207	416	301	302	301	301	300	300	207	416	416	207
C4	nov	fsem	elet	416	302	301	302	301	301	300	300	312	207	207	416
C4	dez	fsem	elet	207	416	301	302	301	301	300	300	207	416	207	207
C4	jan	sem	calor	208	312	208	345	208	312	312	312	312	260	208	312
C4	fev	sem	calor	312	291	260	312	333	208	312	260	312	208	312	312
C4	mar	sem	calor	208	312	208	208	312	104	208	312	156	104	208	156
C4	abr	sem	calor	208	312	208	345	208	312	312	312	312	260	208	312
C4	mai	sem	calor	208	312	208	345	208	312	312	312	312	260	208	312
C4	jun	sem	calor	208	312	208	208	312	104	208	312	156	104	208	156
C4	jul	sem	calor	208	312	208	345	208	312	312	312	312	260	208	312
C4	ago	sem	calor	312	291	260	312	333	208	312	260	312	208	312	312
C4	set	sem	calor	208	312	208	208	312	104	208	312	156	104	208	156
C4	out	sem	calor	208	312	208	208	312	104	208	312	156	104	208	156
C4	nov	sem	calor	208	312	208	345	208	312	312	312	312	260	208	312
C4	dez	sem	calor	204	312	312	416	202	208	260	312	208	208	208	104
C4	jan	fsem	calor	83	416	73	104	104	312	104	312	104	312	52	312
C4	fev	fsem	calor	416	416	208	104	66	62	104	73	312	312	41	312
C4	mar	fsem	calor	82	104	312	104	73	104	104	312	312	104	104	312
C4	abr	fsem	calor	260	208	260	94	312	104	260	83	260	73	312	73
C4	mai	fsem	calor	104	83	73	83	312	312	312	73	312	312	73	41
C4	jun	fsem	calor	82	104	312	104	73	104	104	312	312	104	104	312
C4	jul	fsem	calor	104	48	416	416	55	104	52	312	41	41	312	41
C4	ago	fsem	calor	82	104	312	104	73	104	104	312	312	104	104	312
C4	set	fsem	calor	41	75	45	416	416	67	312	45	41	41	41	41
C4	out	fsem	calor	312	64	45	60	45	60	41	208	41	135	41	41
C4	nov	fsem	calor	83	41	71	260	312	41	41	41	41	41	41	208
C4	dez	fsem	calor	79	260	65	45	62	41	208	41	208	41	104	41
C4	jan	sem	frio	312	364	312	345	416	312	364	312	354	260	312	354
C4	fev	sem	frio	312	322	312	312	291	312	312	281	312	291	260	312
C4	mar	sem	frio	312	364	312	345	416	312	364	312	354	260	312	354
C4	abr	sem	frio	312	322	312	312	291	312	312	281	312	291	260	312
C4	mai	sem	frio	312	364	312	345	416	312	364	312	354	260	312	354
C4	jun	sem	frio	312	322	312	312	291	312	312	281	312	291	260	312
C4	jul	sem	frio	312	364	312	345	416	312	364	312	354	260	312	354
C4	ago	sem	frio	312	291	260	312	333	208	312	260	312	208	312	312

C4	set	sem	frio	312	291	260	312	333	208	312	260	312	208	312	312
C4	out	sem	frio	312	291	260	312	333	208	312	260	312	208	312	312
C4	nov	sem	frio	312	322	312	312	291	312	312	281	312	291	260	312
C4	dez	sem	frio	204	312	312	416	202	208	260	312	208	260	312	156
C4	jan	fsem	frio	312	416	302	125	135	343	208	333	208	312	52	312
C4	fev	fsem	frio	312	520	364	208	312	343	260	333	208	312	312	312
C4	mar	fsem	frio	312	416	302	125	135	343	208	333	208	312	52	312
C4	abr	fsem	frio	416	416	416	94	416	104	312	83	312	73	312	73
C4	mai	fsem	frio	260	208	156	104	312	312	312	416	312	312	104	41
C4	jun	fsem	frio	416	46	416	74	41	74	312	312	41	312	312	41
C4	jul	fsem	frio	312	416	302	125	135	343	208	333	208	312	52	312
C4	ago	fsem	frio	416	416	60	60	416	60	60	312	41	312	41	41
C4	set	fsem	frio	416	156	416	74	41	74	312	312	41	312	312	41
C4	out	fsem	frio	416	208	104	60	104	60	41	312	41	312	41	41
C4	nov	fsem	frio	312	156	94	416	416	104	41	41	41	41	41	312
C4	dez	fsem	frio	104	416	156	45	62	208	312	41	312	41	312	41

Tabela A.6: Dados de demanda para o cenário 5.

				h1	h2	h3	h4	h5	h6	h7	h8	h9	h10	h11	h12
C5	jan	sem	elet	209	209	209	209	209	683	263	1103	263	1113	1103	1103
C5	fev	sem	elet	209	209	209	209	209	683	1103	1103	1108	1113	1103	1103
C5	mar	sem	elet	209	263	209	263	209	578	1103	1103	1108	1113	1103	1103
C5	abr	sem	elet	209	209	209	209	209	420	1034	1037	1037	1040	1040	1037
C5	mai	sem	elet	209	209	209	209	209	421	263	1037	1037	263	1040	1037
C5	jun	sem	elet	209	209	209	209	209	421	1041	263	1046	263	263	1046
C5	jul	sem	elet	209	209	209	209	209	424	1041	1044	1046	1046	1045	263
C5	ago	sem	elet	209	209	209	209	209	424	1041	263	1046	1046	1045	1046
C5	set	sem	elet	209	209	209	209	209	423	1041	1044	1046	263	1045	1046
C5	out	sem	elet	209	209	209	209	209	424	1041	1044	1046	1046	1045	1046
C5	nov	sem	elet	209	209	209	209	209	525	1050	1050	1051	1050	1051	1051
C5	dez	sem	elet	209	209	209	420	209	578	1071	1071	1073	1073	1071	1071
C5	jan	fsem	elet	420	420	315	420	315	525	473	488	499	499	499	497
C5	fev	fsem	elet	315	420	420	525	209	525	578	840	497	945	499	578
C5	mar	fsem	elet	420	209	420	420	209	422	473	488	497	498	498	499
C5	abr	fsem	elet	315	420	420	525	209	525	578	840	497	945	499	578
C5	mai	fsem	elet	420	209	420	209	420	422	467	467	468	465	460	407
C5	jun	fsem	elet	209	420	420	420	209	422	467	467	468	465	460	407
C5	jul	fsem	elet	315	420	420	525	209	525	578	840	497	945	499	578
C5	ago	fsem	elet	209	420	420	420	209	422	467	467	468	465	460	407
C5	set	fsem	elet	420	209	209	209	420	420	467	467	468	465	460	407
C5	out	fsem	elet	209	420	420	420	209	422	467	467	468	465	460	407
C5	nov	fsem	elet	420	209	209	209	420	422	467	467	468	465	460	407
C5	dez	fsem	elet	209	420	209	420	209	422	478	483	494	494	496	496
C5	jan	sem	calor	210	315	263	210	315	210	223	315	341	210	210	317
C5	fev	sem	calor	368	368	263	105	210	189	189	263	210	252	209	315
C5	mar	sem	calor	315	263	420	210	210	420	189	210	210	315	209	420

C5	abr	sem	calor	210	315	263	210	315	210	223	315	341	210	210	317
C5	mai	sem	calor	210	315	263	210	315	210	223	315	341	210	210	317
C5	jun	sem	calor	315	263	420	210	210	420	189	210	210	315	209	420
C5	jul	sem	calor	210	315	263	210	315	210	223	315	341	210	210	317
C5	ago	sem	calor	368	368	263	105	210	189	189	263	210	252	209	315
C5	set	sem	calor	315	263	315	210	263	263	189	210	315	315	209	420
C5	out	sem	calor	315	263	420	210	210	420	189	210	210	315	209	420
C5	nov	sem	calor	210	315	263	210	315	210	223	315	341	210	210	317
C5	dez	sem	calor	315	210	315	210	315	210	315	198	315	210	315	263
C5	jan	fsem	calor	420	315	105	74	74	105	420	86	87	87	105	126
C5	fev	fsem	calor	368	315	189	420	105	105	105	315	263	263	189	420
C5	mar	fsem	calor	420	105	105	63	105	42	76	87	105	93	105	92
C5	abr	fsem	calor	105	42	263	210	42	74	263	315	263	91	210	83
C5	mai	fsem	calor	420	74	42	63	105	80	92	92	105	93	105	82
C5	jun	fsem	calor	420	105	105	63	105	42	76	87	105	93	105	92
C5	jul	fsem	calor	420	42	42	74	210	84	94	94	94	93	93	82
C5	ago	fsem	calor	420	105	105	63	105	42	76	87	105	93	105	92
C5	set	fsem	calor	105	84	42	42	84	85	420	94	93	420	92	83
C5	out	fsem	calor	210	105	42	263	105	81	420	420	263	93	92	210
C5	nov	fsem	calor	315	84	315	42	126	42	79	92	263	315	92	93
C5	dez	fsem	calor	84	105	42	210	105	42	76	85	87	88	88	89
C5	jan	sem	frio	420	420	315	210	315	210	223	315	341	315	315	317
C5	fev	sem	frio	399	368	263	294	315	315	210	315	294	315	294	294
C5	mar	sem	frio	420	420	315	210	315	210	223	315	341	315	315	317
C5	abr	sem	frio	399	368	263	294	315	315	210	315	294	315	294	294
C5	mai	sem	frio	420	420	315	210	315	210	223	315	341	315	315	317
C5	jun	sem	frio	399	368	263	294	315	315	210	315	294	315	294	294
C5	jul	sem	frio	420	420	315	210	315	210	223	315	341	315	315	317
C5	ago	sem	frio	368	368	315	105	210	315	189	263	420	252	420	315
C5	set	sem	frio	368	368	315	105	210	315	189	263	420	252	420	315
C5	out	sem	frio	368	368	263	105	210	189	189	263	210	252	209	315
C5	nov	sem	frio	399	368	263	294	315	315	210	315	294	315	294	294
C5	dez	sem	frio	315	210	315	210	315	210	315	198	315	210	315	263
C5	jan	fsem	frio	525	357	210	105	89	158	473	126	105	105	263	315
C5	fev	fsem	frio	525	357	210	315	263	263	473	315	263	210	368	315
C5	mar	fsem	frio	525	357	210	105	89	158	473	126	105	105	263	315
C5	abr	fsem	frio	105	42	420	420	42	74	420	420	420	91	420	83
C5	mai	fsem	frio	420	105	210	210	158	105	92	210	105	263	105	105
C5	jun	fsem	frio	42	105	420	420	84	84	93	420	420	420	92	420
C5	jul	fsem	frio	525	357	210	105	89	158	473	126	105	105	263	315
C5	ago	fsem	frio	105	105	420	420	74	84	93	420	420	420	92	81
C5	set	fsem	frio	42	105	420	420	84	210	93	420	420	420	210	420
C5	out	fsem	frio	420	210	210	420	105	105	420	420	420	158	263	420
C5	nov	fsem	frio	420	126	420	525	126	210	126	92	420	420	105	158
C5	dez	fsem	frio	84	210	315	420	210	105	105	85	105	88	210	89

				h13	h14	h15	h16	h17	h18	h19	h20	h21	h22	H23	H24
C5	jan	sem	elet	263	1108	1113	263	1124	263	209	209	209	209	209	209
C5	fev	sem	elet	1103	1108	1113	1124	1124	1103	209	209	209	209	209	209
C5	mar	sem	elet	1103	1108	1113	1124	1124	1103	209	209	209	209	209	209
C5	abr	sem	elet	1037	1034	1034	1034	1040	1040	209	209	209	209	209	209
C5	mai	sem	elet	263	1034	1034	263	1040	1040	209	209	209	209	209	209
C5	jun	sem	elet	1048	1048	1047	1046	263	1008	209	209	209	209	209	209
C5	jul	sem	elet	1048	1048	1046	1046	263	998	209	209	209	209	209	209
C5	ago	sem	elet	1048	1047	1048	1047	998	998	209	209	209	209	209	209
C5	set	sem	elet	263	1048	1046	1046	263	998	209	209	209	209	209	209
C5	out	sem	elet	263	1048	263	1047	998	998	209	209	209	209	209	209
C5	nov	sem	elet	1050	1050	1052	1054	1008	1008	209	209	209	209	209	209
C5	dez	sem	elet	1061	1082	1082	1082	1082	1082	209	209	209	209	209	209
C5	jan	fsem	elet	315	305	420	368	303	368	302	368	315	315	420	420
C5	fev	fsem	elet	945	420	303	305	303	303	302	302	209	420	420	420
C5	mar	fsem	elet	420	305	420	305	303	303	302	302	315	209	420	420
C5	abr	fsem	elet	945	420	303	305	303	303	302	302	209	420	420	420
C5	mai	fsem	elet	420	305	420	305	303	303	302	302	315	209	420	420
C5	jun	fsem	elet	209	420	303	305	303	303	302	302	209	420	420	420
C5	jul	fsem	elet	945	420	303	305	303	303	302	302	209	420	420	420
C5	ago	fsem	elet	209	420	303	305	303	303	302	302	209	420	420	209
C5	set	fsem	elet	420	305	420	305	303	303	302	302	315	209	209	420
C5	out	fsem	elet	209	420	303	305	303	303	302	302	209	420	420	209
C5	nov	fsem	elet	420	305	303	305	303	303	302	302	315	209	209	420
C5	dez	fsem	elet	209	420	303	305	303	303	302	302	209	420	209	209
C5	jan	sem	calor	210	315	210	349	210	315	315	315	315	263	210	315
C5	fev	sem	calor	315	294	263	315	336	210	315	263	315	210	315	315
C5	mar	sem	calor	210	315	210	210	315	105	210	315	158	105	210	158
C5	abr	sem	calor	210	315	210	349	210	315	315	315	315	263	210	315
C5	mai	sem	calor	210	315	210	349	210	315	315	315	315	263	210	315
C5	jun	sem	calor	210	315	210	210	315	105	210	315	158	105	210	158
C5	jul	sem	calor	210	315	210	349	210	315	315	315	315	263	210	315
C5	ago	sem	calor	315	294	263	315	336	210	315	263	315	210	315	315
C5	set	sem	calor	210	315	210	210	315	105	210	315	158	105	210	158
C5	out	sem	calor	210	315	210	210	315	105	210	315	158	105	210	158
C5	nov	sem	calor	210	315	210	349	210	315	315	315	315	263	210	315
C5	dez	sem	calor	206	315	315	420	204	210	263	315	210	210	210	105
C5	jan	fsem	calor	84	420	74	105	105	315	105	315	105	315	53	315
C5	fev	fsem	calor	420	420	210	105	67	63	105	74	315	315	42	315
C5	mar	fsem	calor	83	105	315	105	74	105	105	315	315	105	105	315
C5	abr	fsem	calor	263	210	263	95	315	105	263	84	263	74	315	74
C5	mai	fsem	calor	105	84	74	84	315	315	315	74	315	315	74	42
C5	jun	fsem	calor	83	105	315	105	74	105	105	315	315	105	105	315
C5	jul	fsem	calor	105	49	420	420	55	105	52	315	42	42	315	42
C5	ago	fsem	calor	83	105	315	105	74	105	105	315	315	105	105	315
C5	set	fsem	calor	42	76	46	420	420	68	315	46	42	42	42	42

C5	out	fsem	calor	315	64	46	61	46	60	42	210	42	137	42	42
C5	nov	fsem	calor	84	42	72	263	315	42	42	42	42	42	42	210
C5	dez	fsem	calor	80	263	66	45	62	42	210	42	210	42	105	42
C5	jan	sem	frio	315	368	315	349	420	315	368	315	357	263	315	357
C5	fev	sem	frio	315	326	315	315	294	315	315	284	315	294	263	315
C5	mar	sem	frio	315	368	315	349	420	315	368	315	357	263	315	357
C5	abr	sem	frio	315	326	315	315	294	315	315	284	315	294	263	315
C5	mai	sem	frio	315	368	315	349	420	315	368	315	357	263	315	357
C5	jun	sem	frio	315	326	315	315	294	315	315	284	315	294	263	315
C5	jul	sem	frio	315	368	315	349	420	315	368	315	357	263	315	357
C5	ago	sem	frio	315	294	263	315	336	210	315	263	315	210	315	315
C5	set	sem	frio	315	294	263	315	336	210	315	263	315	210	315	315
C5	out	sem	frio	315	294	263	315	336	210	315	263	315	210	315	315
C5	nov	sem	frio	315	326	315	315	294	315	315	284	315	294	263	315
C5	dez	sem	frio	206	315	315	420	204	210	263	315	210	263	315	158
C5	jan	fsem	frio	315	420	305	126	137	347	210	336	210	315	53	315
C5	fev	fsem	frio	315	525	368	210	315	347	263	336	210	315	315	315
C5	mar	fsem	frio	315	420	305	126	137	347	210	336	210	315	53	315
C5	abr	fsem	frio	420	420	420	95	420	105	315	84	315	74	315	74
C5	mai	fsem	frio	263	210	158	105	315	315	315	420	315	315	105	42
C5	jun	fsem	frio	420	47	420	75	42	75	315	315	42	315	315	42
C5	jul	fsem	frio	315	420	305	126	137	347	210	336	210	315	53	315
C5	ago	fsem	frio	420	420	61	61	420	61	60	315	42	315	42	42
C5	set	fsem	frio	420	158	420	75	42	75	315	315	42	315	315	42
C5	out	fsem	frio	420	210	105	61	105	60	42	315	42	315	42	42
C5	nov	fsem	frio	315	158	95	420	420	105	42	42	42	42	42	315
C5	dez	fsem	frio	105	420	158	45	62	210	315	42	315	42	315	42

Tabela A.7: Dados de demanda para o cenário 6.

				h1	h2	h3	h4	h5	h6	h7	h8	h9	h10	h11	h12
C6	jan	sem	elet	209	209	209	209	209	683	263	1103	263	1113	1103	1103
C6	fev	sem	elet	209	209	209	209	209	683	1103	1103	1108	1113	1103	1103
C6	mar	sem	elet	209	263	209	263	209	578	1103	1103	1108	1113	1103	1103
C6	abr	sem	elet	209	209	209	209	209	420	1034	1037	1037	1040	1040	1037
C6	mai	sem	elet	209	209	209	209	209	421	263	1037	1037	263	1040	1037
C6	jun	sem	elet	209	209	209	209	209	421	1041	263	1046	263	263	1046
C6	jul	sem	elet	209	209	209	209	209	424	1041	1044	1046	1046	1045	263
C6	ago	sem	elet	209	209	209	209	209	424	1041	263	1046	1046	1045	1046
C6	set	sem	elet	209	209	209	209	209	423	1041	1044	1046	263	1045	1046
C6	out	sem	elet	209	209	209	209	209	424	1041	1044	1046	1046	1045	1046
C6	nov	sem	elet	209	209	209	209	209	525	1050	1050	1051	1050	1051	1051
C6	dez	sem	elet	209	209	209	420	209	578	1071	1071	1073	1073	1071	1071
C6	jan	fsem	elet	420	420	315	420	315	525	473	488	499	499	499	497
C6	fev	fsem	elet	315	420	420	525	209	525	578	840	497	945	499	578
C6	mar	fsem	elet	420	209	420	420	209	422	473	488	497	498	498	499
C6	abr	fsem	elet	315	420	420	525	209	525	578	840	497	945	499	578

C6	mai	fsem	elet	420	209	420	209	420	422	467	467	468	465	460	407
C6	jun	fsem	elet	209	420	420	420	209	422	467	467	468	465	460	407
C6	jul	fsem	elet	315	420	420	525	209	525	578	840	497	945	499	578
C6	ago	fsem	elet	209	420	420	420	209	422	467	467	468	465	460	407
C6	set	fsem	elet	420	209	209	209	420	420	467	467	468	465	460	407
C6	out	fsem	elet	209	420	420	420	209	422	467	467	468	465	460	407
C6	nov	fsem	elet	420	209	209	209	420	422	467	467	468	465	460	407
C6	dez	fsem	elet	209	420	209	420	209	422	478	483	494	494	496	496
C6	jan	sem	calor	210	315	263	210	315	210	223	315	341	210	210	317
C6	fev	sem	calor	368	368	263	105	210	189	189	263	210	252	209	315
C6	mar	sem	calor	315	263	420	210	210	420	189	210	210	315	209	420
C6	abr	sem	calor	210	315	263	210	315	210	223	315	341	210	210	317
C6	mai	sem	calor	210	315	263	210	315	210	223	315	341	210	210	317
C6	jun	sem	calor	315	263	420	210	210	420	189	210	210	315	209	420
C6	jul	sem	calor	210	315	263	210	315	210	223	315	341	210	210	317
C6	ago	sem	calor	368	368	263	105	210	189	189	263	210	252	209	315
C6	set	sem	calor	315	263	315	210	263	263	189	210	315	315	209	420
C6	out	sem	calor	315	263	420	210	210	420	189	210	210	315	209	420
C6	nov	sem	calor	210	315	263	210	315	210	223	315	341	210	210	317
C6	dez	sem	calor	315	210	315	210	315	210	315	198	315	210	315	263
C6	jan	fsem	calor	420	315	105	74	74	105	420	86	87	87	105	126
C6	fev	fsem	calor	368	315	189	420	105	105	105	315	263	263	189	420
C6	mar	fsem	calor	420	105	105	63	105	42	76	87	105	93	105	92
C6	abr	fsem	calor	105	42	263	210	42	74	263	315	263	91	210	83
C6	mai	fsem	calor	420	74	42	63	105	80	92	92	105	93	105	82
C6	jun	fsem	calor	420	105	105	63	105	42	76	87	105	93	105	92
C6	jul	fsem	calor	420	42	42	74	210	84	94	94	94	93	93	82
C6	ago	fsem	calor	420	105	105	63	105	42	76	87	105	93	105	92
C6	set	fsem	calor	105	84	42	42	84	85	420	94	93	420	92	83
C6	out	fsem	calor	210	105	42	263	105	81	420	420	263	93	92	210
C6	nov	fsem	calor	315	84	315	42	126	42	79	92	263	315	92	93
C6	dez	fsem	calor	84	105	42	210	105	42	76	85	87	88	88	89
C6	jan	sem	frio	420	420	315	210	315	210	223	315	341	315	315	317
C6	fev	sem	frio	399	368	263	294	315	315	210	315	294	315	294	294
C6	mar	sem	frio	420	420	315	210	315	210	223	315	341	315	315	317
C6	abr	sem	frio	399	368	263	294	315	315	210	315	294	315	294	294
C6	mai	sem	frio	420	420	315	210	315	210	223	315	341	315	315	317
C6	jun	sem	frio	399	368	263	294	315	315	210	315	294	315	294	294
C6	jul	sem	frio	420	420	315	210	315	210	223	315	341	315	315	317
C6	ago	sem	frio	368	368	315	105	210	315	189	263	420	252	420	315
C6	set	sem	frio	368	368	315	105	210	315	189	263	420	252	420	315
C6	out	sem	frio	368	368	263	105	210	189	189	263	210	252	209	315
C6	nov	sem	frio	399	368	263	294	315	315	210	315	294	315	294	294
C6	dez	sem	frio	315	210	315	210	315	210	315	198	315	210	315	263
C6	jan	fsem	frio	525	357	210	105	89	158	473	126	105	105	263	315
C6	fev	fsem	frio	525	357	210	315	263	263	473	315	263	210	368	315
C6	mar	fsem	frio	525	357	210	105	89	158	473	126	105	105	263	315

C6	abr	fsem	frio	105	42	420	420	42	74	420	420	420	91	420	83
C6	mai	fsem	frio	420	105	210	210	158	105	92	210	105	263	105	105
C6	jun	fsem	frio	42	105	420	420	84	84	93	420	420	420	92	420
C6	jul	fsem	frio	525	357	210	105	89	158	473	126	105	105	263	315
C6	ago	fsem	frio	105	105	420	420	74	84	93	420	420	420	92	81
C6	set	fsem	frio	42	105	420	420	84	210	93	420	420	420	210	420
C6	out	fsem	frio	420	210	210	420	105	105	420	420	420	158	263	420
C6	nov	fsem	frio	420	126	420	525	126	210	126	92	420	420	105	158
C6	dez	fsem	frio	84	210	315	420	210	105	105	85	105	88	210	89

				h13	h14	h15	h16	h17	h18	h19	h20	h21	h22	H23	H24
C6	jan	sem	elet	263	1108	1113	263	1124	263	209	209	209	209	209	209
C6	fev	sem	elet	1103	1108	1113	1124	1124	1103	209	209	209	209	209	209
C6	mar	sem	elet	1103	1108	1113	1124	1124	1103	209	209	209	209	209	209
C6	abr	sem	elet	1037	1034	1034	1034	1040	1040	209	209	209	209	209	209
C6	mai	sem	elet	263	1034	1034	263	1040	1040	209	209	209	209	209	209
C6	jun	sem	elet	1048	1048	1047	1046	263	1008	209	209	209	209	209	209
C6	jul	sem	elet	1048	1048	1046	1046	263	998	209	209	209	209	209	209
C6	ago	sem	elet	1048	1047	1048	1047	998	998	209	209	209	209	209	209
C6	set	sem	elet	263	1048	1046	1046	263	998	209	209	209	209	209	209
C6	out	sem	elet	263	1048	263	1047	998	998	209	209	209	209	209	209
C6	nov	sem	elet	1050	1050	1052	1054	1008	1008	209	209	209	209	209	209
C6	dez	sem	elet	1061	1082	1082	1082	1082	1082	209	209	209	209	209	209
C6	jan	fsem	elet	315	305	420	368	303	368	302	368	315	315	420	420
C6	fev	fsem	elet	945	420	303	305	303	303	302	302	209	420	420	420
C6	mar	fsem	elet	420	305	420	305	303	303	302	302	315	209	420	420
C6	abr	fsem	elet	945	420	303	305	303	303	302	302	209	420	420	420
C6	mai	fsem	elet	420	305	420	305	303	303	302	302	315	209	420	420
C6	jun	fsem	elet	209	420	303	305	303	303	302	302	209	420	420	420
C6	jul	fsem	elet	945	420	303	305	303	303	302	302	209	420	420	420
C6	ago	fsem	elet	209	420	303	305	303	303	302	302	209	420	420	209
C6	set	fsem	elet	420	305	420	305	303	303	302	302	315	209	209	420
C6	out	fsem	elet	209	420	303	305	303	303	302	302	209	420	420	209
C6	nov	fsem	elet	420	305	303	305	303	303	302	302	315	209	209	420
C6	dez	fsem	elet	209	420	303	305	303	303	302	302	209	420	209	209
C6	jan	sem	calor	210	315	210	349	210	315	315	315	315	263	210	315
C6	fev	sem	calor	315	294	263	315	336	210	315	263	315	210	315	315
C6	mar	sem	calor	210	315	210	210	315	105	210	315	158	105	210	158
C6	abr	sem	calor	210	315	210	349	210	315	315	315	315	263	210	315
C6	mai	sem	calor	210	315	210	349	210	315	315	315	315	263	210	315
C6	jun	sem	calor	210	315	210	210	315	105	210	315	158	105	210	158
C6	jul	sem	calor	210	315	210	349	210	315	315	315	315	263	210	315
C6	ago	sem	calor	315	294	263	315	336	210	315	263	315	210	315	315
C6	set	sem	calor	210	315	210	210	315	105	210	315	158	105	210	158
C6	out	sem	calor	210	315	210	210	315	105	210	315	158	105	210	158
C6	nov	sem	calor	210	315	210	349	210	315	315	315	315	263	210	315
C6	dez	sem	calor	206	315	315	420	204	210	263	315	210	210	210	105

C6	jan	fsem	calor	84	420	74	105	105	315	105	315	105	315	53	315
C6	fev	fsem	calor	420	420	210	105	67	63	105	74	315	315	42	315
C6	mar	fsem	calor	83	105	315	105	74	105	105	315	315	105	105	315
C6	abr	fsem	calor	263	210	263	95	315	105	263	84	263	74	315	74
C6	mai	fsem	calor	105	84	74	84	315	315	315	74	315	315	74	42
C6	jun	fsem	calor	83	105	315	105	74	105	105	315	315	105	105	315
C6	jul	fsem	calor	105	49	420	420	55	105	52	315	42	42	315	42
C6	ago	fsem	calor	83	105	315	105	74	105	105	315	315	105	105	315
C6	set	fsem	calor	42	76	46	420	420	68	315	46	42	42	42	42
C6	out	fsem	calor	315	64	46	61	46	60	42	210	42	137	42	42
C6	nov	fsem	calor	84	42	72	263	315	42	42	42	42	42	42	210
C6	dez	fsem	calor	80	263	66	45	62	42	210	42	210	42	105	42
C6	jan	sem	frio	315	368	315	349	420	315	368	315	357	263	315	357
C6	fev	sem	frio	315	326	315	315	294	315	315	284	315	294	263	315
C6	mar	sem	frio	315	368	315	349	420	315	368	315	357	263	315	357
C6	abr	sem	frio	315	326	315	315	294	315	315	284	315	294	263	315
C6	mai	sem	frio	315	368	315	349	420	315	368	315	357	263	315	357
C6	jun	sem	frio	315	326	315	315	294	315	315	284	315	294	263	315
C6	jul	sem	frio	315	368	315	349	420	315	368	315	357	263	315	357
C6	ago	sem	frio	315	294	263	315	336	210	315	263	315	210	315	315
C6	set	sem	frio	315	294	263	315	336	210	315	263	315	210	315	315
C6	out	sem	frio	315	294	263	315	336	210	315	263	315	210	315	315
C6	nov	sem	frio	315	326	315	315	294	315	315	284	315	294	263	315
C6	dez	sem	frio	206	315	315	420	204	210	263	315	210	263	315	158
C6	jan	fsem	frio	315	420	305	126	137	347	210	336	210	315	53	315
C6	fev	fsem	frio	315	525	368	210	315	347	263	336	210	315	315	315
C6	mar	fsem	frio	315	420	305	126	137	347	210	336	210	315	53	315
C6	abr	fsem	frio	420	420	420	95	420	105	315	84	315	74	315	74
C6	mai	fsem	frio	263	210	158	105	315	315	315	420	315	315	105	42
C6	jun	fsem	frio	420	47	420	75	42	75	315	315	42	315	315	42
C6	jul	fsem	frio	315	420	305	126	137	347	210	336	210	315	53	315
C6	ago	fsem	frio	420	420	61	61	420	61	60	315	42	315	42	42
C6	set	fsem	frio	420	158	420	75	42	75	315	315	42	315	315	42
C6	out	fsem	frio	420	210	105	61	105	60	42	315	42	315	42	42
C6	nov	fsem	frio	315	158	95	420	420	105	42	42	42	42	42	315
C6	dez	fsem	frio	105	420	158	45	62	210	315	42	315	42	315	42

Apêndice B

Dados da potência dos REDs renováveis

A continuação se apresentam os dados de potência da turbina eólica que foram utilizados nos casos 1 e 2. Observe-se que a tabela contém dados correspondentes aos 6 cenários

Tabela B.1: Dados de potência da turbina eólica [kW].

		h1	h2	h3	h4	h5	h6	h7	h8	h9	h10	h11	h12
C1	jan	372	212	98	122	199	270	155	251	197	70	103	98
C1	fev	146	171	140	271	138	98	131	204	196	173	197	166
C1	mar	85	174	217	100	187	209	115	108	133	91	298	159
C1	abr	156	92	97	136	27	166	202	75	172	237	227	63
C1	mai	75	182	192	72	144	87	70	109	131	240	33	116
C1	jun	277	78	151	75	146	76	243	147	299	256	166	63
C1	jul	114	182	240	211	128	323	129	124	127	117	154	167
C1	ago	63	165	148	217	105	95	254	92	98	219	114	104
C1	set	79	149	9	220	81	181	273	171	220	165	221	126
C1	out	61	129	109	221	37	55	104	88	243	100	224	21
C1	nov	93	132	140	220	57	224	71	191	192	198	86	213
C1	dez	132	185	213	50	130	214	278	34	196	121	236	172
C2	jan	218	50	50	51	16	80	1	387	24	33	476	189
C2	fev	449	70	525	600	71	251	28	230	159	274	40	51
C2	mar	158	600	41	113	43	93	485	262	287	468	105	14
C2	abr	43	68	383	600	70	600	348	32	57	225	46	312
C2	mai	600	200	3	112	115	600	33	94	152	39	504	167
C2	jun	505	16	26	10	61	1	45	321	433	24	6	30
C2	jul	157	136	40	478	170	94	346	84	140	11	5	7
C2	ago	150	50	19	290	145	517	285	540	54	164	192	545
C2	set	40	23	172	119	600	97	191	34	160	383	587	153
C2	out	81	173	103	98	22	284	4	24	254	252	8	395
C2	nov	274	254	502	52	47	12	307	39	111	23	121	2
C2	dez	125	406	46	600	380	10	600	150	600	57	36	243
C3	jan	101	148	138	130	254	35	48	214	107	194	142	137
C3	fev	178	87	64	211	52	106	147	134	327	129	231	116
C3	mar	197	244	56	64	195	99	190	41	258	202	132	92
C3	abr	162	201	139	219	118	159	168	39	151	273	160	129

C3	mai	134	77	103	334	223	64	170	19	205	330	79	175
C3	jun	104	233	123	72	126	169	204	206	120	203	93	99
C3	jul	223	162	73	121	169	132	264	186	195	74	30	156
C3	ago	66	195	173	183	99	133	79	64	77	139	208	170
C3	set	122	338	175	80	93	45	174	55	72	71	32	65
C3	out	210	56	244	147	128	165	192	129	100	27	61	219
C3	nov	184	106	264	111	185	109	100	176	174	116	195	102
C3	dez	203	112	113	162	114	331	29	182	113	120	120	128
C4	jan	24	49	579	17	83	600	72	291	18	205	75	69
C4	fev	180	43	214	66	12	220	19	140	2	100	251	57
C4	mar	75	471	114	146	15	351	16	104	47	136	279	77
C4	abr	17	87	486	35	600	226	79	600	199	78	65	102
C4	mai	152	199	188	193	157	120	117	185	54	203	89	135
C4	jun	44	136	44	150	283	56	61	235	143	227	41	26
C4	jul	64	34	136	124	58	293	600	245	600	59	136	4
C4	ago	335	476	273	519	470	28	507	184	114	78	539	600
C4	set	373	41	125	36	21	87	20	509	600	238	600	18
C4	out	40	105	152	112	416	50	241	600	76	106	102	48
C4	nov	94	129	600	171	142	75	13	253	215	321	156	128
C4	dez	147	600	26	75	170	83	11	26	118	324	102	117
C5	jan	71	239	197	81	309	49	70	136	183	151	120	289
C5	fev	99	214	77	108	207	363	251	151	114	169	135	309
C5	mar	60	244	70	167	65	94	48	117	190	113	83	29
C5	abr	174	44	269	158	210	132	126	109	108	149	183	118
C5	mai	186	225	200	146	95	126	193	99	281	250	74	178
C5	jun	113	186	299	198	196	92	33	235	180	81	91	31
C5	jul	60	164	124	153	84	151	89	188	209	49	90	93
C5	ago	165	178	103	112	62	85	158	126	182	187	364	161
C5	set	146	110	104	86	45	193	226	227	125	185	165	80
C5	out	237	291	50	129	179	236	82	103	120	31	75	70
C5	nov	243	201	62	76	145	185	110	211	40	240	121	138
C5	dez	108	280	169	159	85	205	111	28	203	103	189	104
C6	jan	9	34	274	177	272	44	141	136	110	33	285	19
C6	fev	21	7	46	144	51	29	222	74	304	7	42	80
C6	mar	153	41	121	244	14	205	90	64	396	454	260	167
C6	abr	600	134	19	119	227	178	3	183	38	96	108	2
C6	mai	281	321	107	168	175	482	243	25	15	296	300	4
C6	jun	190	270	135	25	20	18	600	79	500	385	11	71
C6	jul	24	38	102	208	272	66	130	11	1	210	155	120
C6	ago	147	47	600	51	600	61	163	59	197	313	289	43
C6	set	109	89	88	4	15	30	55	117	520	66	600	89
C6	out	5	600	559	49	149	53	243	342	131	254	383	467
C6	nov	86	294	150	112	498	114	408	340	271	596	600	6
C6	dez	416	189	27	482	335	510	188	284	168	600	14	16

		h13	h14	h15	h16	h17	h18	h19	h20	h21	h22	h23	h24
C1	jan	108	155	234	59	130	263	219	201	44	137	42	37
C1	fev	144	194	213	139	53	61	188	195	77	227	93	47
C1	mar	74	146	189	249	60	139	86	164	114	265	190	93
C1	abr	85	260	126	168	99	75	45	121	165	199	184	193
C1	mai	44	158	95	190	171	114	234	176	154	196	74	210
C1	jun	178	39	8	12	135	261	195	59	148	168	284	216
C1	jul	223	40	170	19	58	239	168	207	70	279	152	70
C1	ago	127	218	201	176	306	129	130	65	100	190	106	210
C1	set	67	110	41	232	102	116	129	144	66	68	276	199
C1	out	166	209	339	147	299	261	44	191	117	273	224	67
C1	nov	201	54	277	58	263	159	137	160	57	79	124	154
C1	dez	71	138	50	185	214	200	108	99	165	196	69	239
C2	jan	152	318	317	224	24	189	20	533	1	240	5	187
C2	fev	116	24	108	296	396	600	19	423	281	111	48	222
C2	mar	231	33	169	235	61	285	600	232	176	44	66	120
C2	abr	71	14	252	112	600	335	366	506	435	87	6	429
C2	mai	263	50	225	13	290	195	558	276	53	97	333	55
C2	jun	52	600	191	178	103	182	563	314	111	254	9	361
C2	jul	191	264	131	502	376	76	334	195	600	84	51	374
C2	ago	243	112	600	6	600	25	57	115	600	102	148	52
C2	set	78	68	193	234	62	53	152	119	43	380	380	79
C2	out	198	47	467	35	150	48	489	119	254	282	4	14
C2	nov	185	38	98	436	600	600	361	20	216	143	362	68
C2	dez	269	558	145	73	58	92	587	184	151	600	108	5
C3	jan	188	106	45	39	229	205	191	64	159	123	106	112
C3	fev	216	182	216	149	120	8	222	219	239	82	148	165
C3	mar	157	211	221	110	224	216	54	307	111	207	118	164
C3	abr	193	124	39	193	27	138	177	148	171	154	22	242
C3	mai	91	108	96	195	364	164	168	44	163	140	142	103
C3	jun	195	148	89	138	71	114	104	186	134	83	165	110
C3	jul	185	71	167	69	71	92	183	177	111	315	157	45
C3	ago	253	113	114	151	178	128	130	151	148	166	115	245
C3	set	117	256	111	189	149	310	172	259	246	66	184	161
C3	out	184	51	65	87	187	66	200	190	268	52	199	104
C3	nov	71	44	204	107	73	84	109	33	88	201	52	67
C3	dez	146	205	189	79	212	111	140	220	279	177	214	199
C4	jan	25	1	14	87	67	430	35	113	154	124	136	337
C4	fev	88	348	4	20	490	600	74	230	173	59	66	346
C4	mar	214	155	335	168	170	91	88	100	471	349	408	24
C4	abr	110	148	253	213	36	142	117	84	600	1	49	291
C4	mai	246	6	323	10	148	65	175	600	302	51	177	58
C4	jun	600	599	489	29	40	23	410	52	17	600	206	600
C4	jul	5	483	600	208	106	600	110	179	45	38	135	4
C4	ago	11	78	291	42	438	215	186	37	596	19	234	55
C4	set	600	158	244	29	523	485	248	91	5	503	55	254

C4	out	205	99	242	301	121	372	232	222	112	139	25	58
C4	nov	583	181	143	434	133	56	49	313	79	313	34	243
C4	dez	396	124	162	88	333	282	255	48	254	8	156	514
C5	jan	216	159	127	39	161	142	56	97	253	17	187	148
C5	fev	133	187	205	145	155	79	323	87	14	188	118	91
C5	mar	116	111	90	125	71	169	218	346	81	158	282	157
C5	abr	196	183	209	265	97	177	150	35	157	71	168	276
C5	mai	253	111	89	119	60	88	48	135	56	185	170	55
C5	jun	31	233	128	217	224	199	126	161	91	176	234	189
C5	jul	181	200	154	77	199	110	148	111	51	107	159	75
C5	ago	66	81	242	155	134	102	158	177	172	70	210	92
C5	set	234	262	160	215	65	59	88	105	202	247	247	87
C5	out	259	88	193	154	173	57	157	180	95	191	117	169
C5	nov	36	84	14	229	156	201	45	219	113	163	66	141
C5	dez	147	259	154	240	32	152	183	42	199	58	215	280
C6	jan	50	37	189	130	600	164	328	358	141	38	31	600
C6	fev	115	29	175	248	96	600	38	168	94	50	20	124
C6	mar	138	176	124	600	563	29	170	254	78	600	185	36
C6	abr	38	441	193	72	284	402	267	17	221	29	1	186
C6	mai	390	253	58	214	14	45	86	43	376	60	385	114
C6	jun	362	183	78	299	139	503	227	9	103	37	19	155
C6	jul	96	134	127	26	189	206	85	96	444	362	290	198
C6	ago	39	600	246	600	117	33	177	200	191	560	82	132
C6	set	168	73	33	140	257	6	297	88	152	238	92	40
C6	out	158	256	90	176	250	600	43	199	421	116	600	280
C6	nov	374	284	266	131	127	128	474	50	43	247	112	84
C6	dez	438	36	21	152	395	76	131	20	444	82	55	407

Os dados de potência do sistema fotovoltaico que foi utilizado para efetuar as simulações dos casos 1 e 2 são apresentados a seguir:

Tabela B.2: Dados de potência do sistema do sistema fotovoltaico [kW].

		h8	h9	h10	h11	H12	H13	H14	H15	H16	H17	h18
C1	jan	4	0	133	0	0	57	7	165	1	0	88
C1	fev	7	1	9	100	48	0	23	0	156	0	111
C1	mar	7	0	116	10	1	160	4	6	0	0	3
C1	abr	14	0	48	2	4	0	7	142	0	71	9
C1	mai	68	0	5	1	67	114	5	58	0	33	163
C1	jun	0	11	0	121	0	151	71	47	4	2	67
C1	jul	0	1	56	61	0	4	96	0	4	163	0
C1	ago	5	5	0	9	161	104	21	140	5	8	81
C1	set	12	134	0	117	24	4	114	2	64	36	144
C1	out	0	0	1	30	125	21	86	1	117	0	77
C1	nov	17	0	165	13	23	0	102	1	43	0	0
C1	dez	156	165	65	0	0	5	0	115	83	104	0
C2	jan	68	107	47	90	31	81	50	61	50	44	107

C2	fev	95	10	130	32	2	19	118	5	154	75	153
C2	mar	13	107	154	33	20	15	46	129	79	71	104
C2	abr	63	3	121	75	31	56	42	55	95	135	25
C2	mai	127	121	50	56	19	10	13	140	144	94	62
C2	jun	36	96	22	129	110	18	11	90	30	146	126
C2	jul	117	157	25	67	4	71	48	71	8	97	37
C2	ago	0	144	32	134	19	110	113	5	77	141	59
C2	set	83	60	29	28	109	47	68	106	110	94	36
C2	out	70	94	55	0	10	140	27	30	89	8	1
C2	nov	93	38	115	74	5	111	16	69	19	13	47
C2	dez	81	101	35	23	105	54	90	60	31	107	71
C3	jan	5	130	11	1	0	23	0	1	140	1	0
C3	fev	0	156	0	0	2	159	0	50	0	5	9
C3	mar	48	10	162	10	0	0	16	119	162	31	4
C3	abr	63	1	28	0	0	0	138	0	50	111	78
C3	mai	33	7	0	36	135	2	54	0	0	3	35
C3	jun	0	26	3	1	17	85	0	0	0	62	14
C3	jul	7	135	67	18	12	2	6	0	67	2	4
C3	ago	166	144	0	103	1	30	0	0	0	24	24
C3	set	1	68	5	81	0	18	0	36	0	15	101
C3	out	0	0	5	0	0	119	4	145	124	0	10
C3	nov	1	0	163	0	0	3	158	146	0	1	119
C3	dez	4	156	139	8	161	0	156	115	0	0	36
C4	jan	130	136	10	87	122	39	32	16	158	97	34
C4	fev	108	52	82	92	57	93	2	156	56	110	56
C4	mar	73	72	49	27	17	78	115	32	120	53	68
C4	abr	21	6	37	147	7	41	135	96	21	119	2
C4	mai	54	17	104	57	80	90	81	47	12	164	5
C4	jun	69	158	130	130	100	101	62	20	43	8	91
C4	jul	11	99	54	125	161	142	153	16	88	10	148
C4	ago	61	4	3	140	11	145	79	150	143	33	14
C4	set	40	10	15	16	103	52	159	101	117	18	161
C4	out	17	120	31	52	85	90	89	4	136	32	6
C4	nov	47	39	104	126	39	67	0	3	141	105	64
C4	dez	160	120	11	94	110	11	24	134	120	9	151
C5	jan	0	106	36	2	33	0	0	0	103	1	1
C5	fev	0	4	4	12	25	147	114	52	17	112	0
C5	mar	0	136	3	19	0	124	78	15	0	151	3
C5	abr	59	0	8	107	0	160	0	0	0	4	10
C5	mai	0	15	10	0	0	0	89	25	157	4	30
C5	jun	140	0	32	166	41	0	160	2	3	44	91
C5	jul	1	0	19	0	0	12	11	161	0	3	0
C5	ago	126	101	127	37	0	0	0	148	43	0	0
C5	set	21	6	0	1	110	5	4	153	0	117	0
C5	out	152	0	50	124	13	4	5	159	10	161	121
C5	nov	8	0	22	73	13	20	0	0	96	8	93
C5	dez	47	0	48	29	0	0	0	66	59	10	35

C6	jan	65	54	37	1	131	11	78	23	78	15	73
C6	fev	23	105	0	61	21	85	163	135	99	129	5
C6	mar	13	139	4	22	0	92	105	86	151	164	11
C6	abr	30	51	116	91	48	1	135	23	90	124	70
C6	mai	104	58	6	29	50	131	99	99	126	90	3
C6	jun	57	33	4	160	113	51	14	70	64	22	140
C6	jul	121	135	10	29	59	85	92	38	120	74	67
C6	ago	48	40	101	44	17	26	23	143	155	72	46
C6	set	1	118	160	1	131	0	68	68	136	161	48
C6	out	22	31	36	96	0	52	73	78	23	21	9
C6	nov	156	4	158	75	80	41	78	42	149	110	37
C6	dez	97	57	5	153	81	142	64	69	95	27	88