



Universidade Federal da Paraíba

Centro de Tecnologia

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica

– Mestrado – Doutorado

SÍNTESE E OTIMIZAÇÃO MULTIOBJETIVO DE UM SISTEMA DE FORNECIMENTO DE ENERGIA COM PAINÉIS FOTOVOLTAICOS

por

Bruno Campos Teixeira de Carvalho

*Dissertação de Mestrado apresentada à Universidade Federal da Paraíba
para a obtenção do grau de mestre*

João Pessoa – Paraíba

Janeiro, 2018

BRUNO CAMPOS TEIXEIRA DE CARVALHO

**SÍNTESE E OTIMIZAÇÃO MULTIOBJETIVO DE
UM SISTEMA DE FORNECIMENTO DE ENERGIA
COM PAINÉIS FOTOVOLTAICOS**

Dissertação de Mestrado apresentada ao curso de
Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da
Universidade Federal da Paraíba, em cumprimento
às exigências para obtenção do Grau de Mestre.

Orientadora: Professora Monica Carvalho, PhD

Co-orientador: Alberto J. Romero Freire, PhD
*(Brussels School of Engineering, Université Libre
de Bruxelles)*

João Pessoa - Paraíba

Janeiro, 2018

C331s Carvalho, Bruno Campos Teixeira de.

Síntese e otimização multiobjetivo de um sistema de fornecimento de energia com painéis fotovoltaicos / Bruno Campos Teixeira de Carvalho. - João Pessoa, 2018. 118 f. : il.

Orientação: Monica Carvalho.

Coorientação: Alberto J Romero Freire.

Dissertação (Mestrado) - UFPB/CT.

1. Engenharia mecânica. 2. Otimização de sistemas. 3. PLIM. 4. Energia solar. 5. Multiobjectivo. 6. ACV. I. Carvalho, Monica. II. Freire, Alberto J Romero. III. Título.

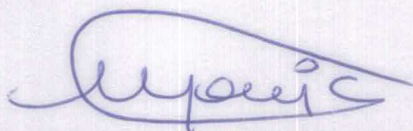
UFPB/BC

SÍNTESE E OTIMIZAÇÃO MULTIOBJETIVO DE UM SISTEMA DE FORNECIMENTO DE ENERGIA COM ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

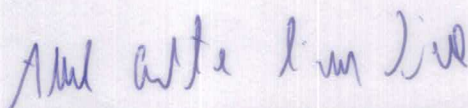
por

BRUNO CAMPOS TEIXEIRA DE CARVALHO

Dissertação aprovada em 31 de janeiro de 2018



Profa. Dra. MONICA CARVALHO
Orientador – UFPB



Prof. Dr. ABEL CAVALCANTE DE LIMA FILHO
Examinador Interno - UFPB



Prof. Dr. MÁRCIO RODRIGO SOUZA
Examinador Externo – UFPB

*Aos meus pais Bera e Júnior, à
minha irmã Laís, à minha namorada
Rhay, pelo amor, incentivo e apoio
constante. DEDICO.*

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais: minha mãe, Bera, por todos momentos dedicados a mim, pelas palavras, pelos conselhos, pelo amor, pela orientação, pelo afeto. Você consegue multiplicar-se de um modo tão peculiar, tão atento, tão forte... Sempre! Meu pai, Júnior, pelo companheirismo, paciência, amor, brincadeiras e ensinamentos de vida e de formação de caráter. Esse passo na minha vida devo principalmente a vocês e essa conquista é, também, de vocês.

À minha irmã Laís, pela extraordinária inspiração fraternal e acadêmica, admiração e aprendizado de sempre.

À minha tão amada namorada Rhayanny por todo o amor, incentivo, dedicação, apoio nos momentos mais difíceis e por sempre estar comigo nos melhores momentos da minha vida. Obrigado por toda paciência e carinho nos últimos sete anos juntos; é muito bom poder contar com alguém para tudo. Essa conquista também é sua.

Ao meu grande amigo *Caxoinho Syd*, que esteve sempre ao meu lado nas longas horas de estudos e que sem precisar dizer nada, muito me ensinou.

À minha orientadora, professora Monica Carvalho. Sem dúvidas, uma das grandes inspiradoras, motivadoras e modelo na área acadêmica que terei em minha vida. Obrigado por cada palavra de incentivo, cada brincadeira, cada aprendizado, solidariedade nos momentos difíceis e por me fazer enxergar além do horizonte. Você sempre foi além! Parabéns por se mostrar sempre tão dedicada ao que faz. Que essa parceria permaneça nos anos que virão.

Ao meu coorientador, professor Alberto J. Romero Freire, que mesmo em outro continente, se mostrou sempre disponível a colaborar nos trabalhos e principalmente na programação computacional.

Aos amigos e em especial aos membros da Tríplice Coroa que tornaram meus dias mais leves com cada brincadeira e apoio de sempre.

Aos professores do PPGEM.

À CAPES pelo apoio financeiro.

Muito obrigado!

SÍNTESE E OTIMIZAÇÃO MULTIOBJETIVO DE UM SISTEMA DE FORNECIMENTO DE ENERGIA COM PAINÉIS FOTOVOLTAICOS

RESUMO

A geração de energia distribuída em edificações e cidades tem sido proposta como uma alternativa importante para ampliação da base tecnológica de países e diversificação de suas matrizes energéticas. No caso do Brasil, a possibilidade da incorporação da geração distribuída em edificações apresenta amparo legal por meio de recentes regulamentações do setor elétrico e das normas de melhoria da eficiência energética, tornando a visão da sustentabilidade ambiental um conceito fundamental na etapa de planejamento e otimização de sistemas energéticos. Este trabalho compreende a síntese e otimização de um sistema de fornecimento e conversão de energia. A partir da construção de uma superestrutura composta por diferentes tecnologias de conversão energética, adaptou-se um modelo matemático baseado em programação linear inteira mista (PLIM). O software Lingo foi utilizado para solução do modelo, que incorporou o método ϵ -restrição para abordar a otimização bicritério, considerando aspectos econômicos e ambientais simultaneamente. A informação ambiental foi gerada pela aplicação da metodologia da Avaliação do Ciclo de Vida (ACV) para os equipamentos e recursos energéticos da superestrutura. As necessidades energéticas analisadas para o centro consumidor (vapor, água quente, refrigeração e eletricidade) foram consideradas a partir das informações das demandas anuais requeridas. O modelo matemático contemplou a configuração do sistema (equipamentos a instalar) e sua operação ao longo de um ano. A solução puramente econômica baseou-se em caldeiras de biomassa, eletricidade comprada à rede elétrica e refrigeração mecânica. A solução ambiental incluiu um módulo de cogeração e refrigeração por absorção. Painéis solares fotovoltaicos foram instalados em ambas soluções, porém somente na solução ambiental houve exportação de eletricidade à rede elétrica (normativa legal).

Palavras-chave: Otimização, PLIM, Energia solar, Multiobjetivo, ACV.

SYNTHESIS AND MULTI-OBJECTIVE OPTIMIZATION OF AN ENERGY SUPPLY SYSTEM WITH PHOTOVOLTAIC PANELS

ABSTRACT

The distributed energy generation in buildings and cities has been proposed as an important alternative for expanding the technological base of countries and diversifying their energy matrix. In the case of Brazil, the possibility of incorporating distributed generation into buildings presents legal support through recent regulations of the electric sector and of energy efficiency improvement standards, making the vision of environmental sustainability a fundamental concept in the planning and optimization phase of energy systems. This work comprises the synthesis and optimization of a power supply and conversion system. From the construction of a superstructure composed of different energy conversion technologies, a mathematical model based on Mixed Integer Linear Programming (MILP) was adapted. The software Ligo was used to solve the model, which incorporated the ϵ -restriction method to approach bicriteria optimization, considering economic and environmental aspects simultaneously. The environmental information was generated by the application of the Life Cycle Assessment (LCA) methodology for the equipment and energy resources of the superstructure. The energy analyzed for the consumer center (steam, hot water, refrigeration and electricity) were considered from the information of the required annual demands. The mathematical model included the configuration of the system (equipment to be installed) and its operation over a year. The purely economic solution was based on biomass boilers, electricity purchased from the grid and mechanical refrigeration. The environmental solution included a module of cogeneration and absorption refrigeration. Photovoltaic solar panels were installed in both solutions, but only in the environmental solution was the export of electricity to the grid (legal regulation).

Keywords: Optimization, MILP, Solar energy, Multiobjective, LCA.

SUMÁRIO

CAPÍTULO I.....	15
INTRODUÇÃO.....	15
1.1 Motivação	15
1.2 Objetivos.....	17
1.2.1 Objetivo geral	17
1.2.2 Objetivos específicos:	17
1.3 Estrutura da dissertação	18
CAPÍTULO II.....	20
FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA E REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	20
2.1 Sistemas de fornecimento e conversão de energia	20
2.1.1 Planejamento tradicional do fornecimento de energia elétrica	20
2.1.2 Planejamento sustentável do fornecimento de energia elétrica e informação ambiental	26
2.1.2.1 Avaliação do Ciclo de Vida (ACV)	28
2.1.3 Planejamento Energético Avançado	30
2.1.3.1 Otimização de Sistemas de Poligeração	32
2.2 Aplicação de energias renováveis em sistemas energéticos.....	32
2.2.1 Biomassa.....	33
2.2.2 Energia solar fotovoltaica	35
2.3 Pesquisa operacional e modelagem matemática.....	39
2.3.1 Programação linear inteira mista	43

2.3.2	Otimização multiobjetivo	45
2.4	Softwares computacionais e aplicações da programação linear	47
	CAPÍTULO III	49
	MATERIAL E MÉTODOS.....	49
3.1	Centro consumidor	49
3.2	Descrição da Superestrutura	52
3.3	Dados Técnicos, Econômicos e Ambientais.....	53
3.4	Modelo de otimização	54
3.4.1	Modelo de Otimização Multiobjetivo	57
	CAPÍTULO IV	59
	RESULTADOS E DISCUSSÃO	59
4.1	Otimização individual econômica e ambiental.....	59
4.2	Otimização bicritério econômica e ambiental	61
	CAPÍTULO V	69
	CONCLUSÃO.....	69
	REFERÊNCIAS	71
	Apêndice I.....	85
	Apêndice II	103

ABREVIATURAS E SIGLAS

ACV: Avaliação do Ciclo de Vida
ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN: Balanço Energético Nacional
BIG: Banco de Informações sobre Geração
CGH: Central Geradora Hidrelétrica
EOL: Central Geradora Eólica
EPE: Empresa de Pesquisa Energética
GD: Geração Distribuída
GEE: Gases de Efeito Estufa
INPE: Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
IO: Investigação Operacional
MME: Ministério de Minas e Energia
PCH: Pequena Central Hidrelétrica
PIR: Planejamento Integrado de Recursos
PL: Programação Linear
PLIM: Programação Linear Inteira Mista
PNL: Programação Não Linear
PNLIM: Programação Não Linear Inteira Mista
PO: Pesquisa Operacional
POM: Problema de Otimização Multiobjetivo
SIN: Sistema Interligado Nacional
UFV: Central Geradora Solar Fotovoltaica
UHE: Usina Hidrelétrica
UTE: Usina Termelétrica
UTN: Usina Termonuclear

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1. Mapa do sistema interligado nacional – SIN (ONS, 2017).....	24
Figura 2.2. O tradicional modelo de planejamento elétrico brasileiro a “custo mínimo”... ..	26
Figura 2.3. Curva de Pareto para problemas com dois objetivos (Adaptado de DEB, 2001).	31
Figura 2.5. Participação de renováveis na matriz energética (BEN, 2017).....	38
Figura 2.6. Processo de construção de modelos matemáticos (GOLDBARG e LUNA, 2005).....	40
Figura 2.7. Ferramentas da pesquisa operacional (adaptado de EOM e KIM, 2006).	41
Figura 2.8. Fluxograma de PLIM (BARBOZA, 2005).	44
Figura 3.1. Superestrutura que ilustra todas as possíveis vias de conversão consideradas (adaptado de DELGADO <i>et al.</i> , 2015).	52
Figura 4.1. Custo anual x pegada de carbono anual.	62
Figura 4.2. Custo anual x pegada de carbono anual fixando configurações. Erro! Indicador não definido.	

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1. Fases da estruturação do setor elétrico brasileiro (adaptado de MERCEDES <i>et al</i> , 2015).....	22
Tabela 2.2. Parque de Geração de Energia Elétrica no Brasil (ANEEL, 2017).	23
Tabela 2.3. Classificação das fontes de biomassa no Aneel-BIG (ANEEL, 2016).....	34
Tabela 3.1. Demandas energéticas do hospital universitário (Delgado, 2015).	50
Tabela 3.2. Matriz de coeficientes técnicos de produção e dados de equipamentos.....	53
Tabela 4.1. Soluções ótimas para o sistema de abastecimento de energia hospitalar, com 200 painéis fotovoltaicos.	60
Tabela 4.2. Método ϵ -restrição para a otimização multiobjetivo considerando custos econômicos e emissões de CO ₂ -eq	61
Tabela 4.3. Características das soluções A, B, C e D.....	63

LISTA DE SÍMBOLOS

AA – Ar ambiente
AQ – Água quente
AR – Água de refrigeração
BM – Biomassa
C – Compra
 C_{fix} – Custos fixos
 C_{var} – Custos variáveis
 C_{INV} – Custo de Investimento
Cl – Custo de cada peça instalada
D – Demanda
DI – Diesel
 D_{ep} – Depreciação
 E_{vend} – Energia vendida
EE – Eletricidade
 f – Feriado/final de semana
 frc – Fator de Recuperação de Capital
FV - Fotovoltaica
GN – Gás Natural
 i – Taxa de Juros
 nd – Número de dias
NEI – Número de peças instaladas
O&M – Operação e Manutenção
 P_{NOM} – Potência Nominal

r – Taxa de retorno

s – Dia útil

t_0 – Temperatura Ambiente

TEC(i) – Número de Equipamentos Instalados

V – Venda

VA – Vapor

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO

1.1 Motivação

Tradicionalmente as tomadas de decisão baseiam-se em critérios econômicos, mas com a crescente demanda mundial de energia causada pelo aumento das populações, aumento do consumo, desconsideração com as consequências ambientais da industrialização e do esgotamento de recursos naturais, tivemos nas últimas décadas uma mudança de hábito gradativa referente ao modo do consumismo e sua ênfase com a consciência ambiental (BRASIL, 2016), tornando os critérios ambientais como variáveis importantes nas tomadas de decisões (CARVALHO, SERRA, LOZANO, 2011; CARVALHO *et al.*, 2011; CARVALHO, LOZANO, SERRA, 2012).

Partindo do princípio que atitudes sustentáveis são aquelas ecologicamente corretas, economicamente viáveis, socialmente justas e culturalmente aceitas, é preciso entender que a utilização dos recursos energéticos, para serem tidos como ambientalmente aceitáveis, devem atender a esses requisitos básicos, ou seja, serem utilizados de forma a minimizar impactos ambientais, sem deixar de proporcionar conforto e bem-estar ao homem a partir da sua utilização (PINHEIRO, 2009).

Um dos fundamentos da sustentabilidade econômica de um país é propor o uso racional de energia a partir de fontes renováveis, tendo por base pilares como o da segurança no processo, condições econômicas competitivas e ambientalmente amigáveis. Junto com o desenvolvimento sustentável a questão da sustentabilidade energética passou a ser pauta constante de discussão após as duas crises do petróleo em 1973 e 1979 (CAVALCANTI, 2014), por isso de acordo com MACEDO (2015) o interesse pelas energias renováveis surge no mundo como resultado de uma nova concepção de política energética, cujo vetor principal reside tanto na necessidade de diversificar as fontes de suprimento de petróleo como garantir a segurança energética, sobretudo na necessidade de enfrentar as mudanças climáticas.

A principal motivação para este trabalho é a redução de custos energéticos e emissões de gases de efeito estufa (GEE), por meio de melhorias na eficiência energética de consumo de recursos energéticos (eletricidade, gás natural, biomassa, etc.) em edifícios.

O setor de edifícios representa um consumo de energia importante na maioria das sociedades modernas (LAMBERTS *et al.*, 1997). As necessidades energéticas de eletricidade, água quente, e cargas térmicas de refrigeração e aquecimento deveriam ser satisfeitas de maneira eficiente por meio de sistemas energeticamente integrados, *e.g.*, sistemas de trigeração (CARVALHO, 2011).

Em se tratando do setor de energia, o conhecimento e controle do processo de geração e transformação são fundamentais, uma vez que com dados de simulação e/ou experimental, podem-se obter condições ótimas no processo, minimizando as perdas e o consumo dos equipamentos, melhorando com isso a eficiência de todo o sistema. A síntese de sistemas energéticos envolve encontrar uma solução que satisfaça uma função objetivo (por exemplo, custo, impacto ambiental, eficiência termodinâmica), a ser minimizada ou maximizada. O processo de busca está sujeito a modelar o sistema e as restrições que existem sob a forma de expressões matemáticas de igualdade ou desigualdade.

Seguindo esse conceito, as tomadas de decisões relacionadas ao setor energético que tradicionalmente se baseavam puramente em critérios econômicos, ou mais recentemente, em critérios ambientais como função objetivo, vem pouco a pouco seguindo uma tendência de utilização de otimização multiobjetivo onde pretende-se chegar a um consenso em busca de uma solução de equilíbrio diante de dois objetivos aparentemente divergentes: mínimo custo e mínimo impacto ambiental.

A utilização de múltiplas fontes de suprimento energético em determinadas unidades consumidoras para fins de confiabilidade e melhor aproveitamento energético vem ganhando destaque nos últimos tempos (DELGADO, 2015). Nesse sentido, a poligeração surgiu como um conceito muito vantajoso do ponto de vista energético, como também uma das soluções viáveis para as emissões excessivas dos gases de efeito estufa e o consumo elevado de combustíveis fósseis (YAMASHITA e BARRETO, 2005), tornando-se juntamente com a integração energética, ferramentas promissoras para alcançar uma melhor eficiência no uso dos recursos naturais, e na maioria dos casos, também uma redução nos impactos ambientais gerados (SERRA *et al.*, 2009).

A contribuição deste estudo é a consideração inovadora de painéis solares fotovoltaicos como possibilidade de produção de eletricidade, dentro dos cenários

econômicos e legais, para o cenário brasileiro específico, tornando as características de um modelo multiobjetivo com incorporação de energia solar modelos potenciais para inovação.

1.2 Objetivos

Este trabalho propõe a utilização de programação matemática para a concepção de um sistema de fornecimento e conversão de energia a ser instalado em um hospital público paraibano. A otimização considerará os custos anuais totais e a pegada de carbono anual simultaneamente. No sistema de energia estudado, foram consideradas demandas de energia na forma de eletricidade, calor (água quente), vapor e refrigeração. A síntese inclui a configuração ideal (equipamento comercialmente disponível) e operação ideal ao longo do ano.

Informação ambiental, obtida por meio da aplicação da metodologia da Avaliação do Ciclo de Vida (ACV), será introduzida ativamente como função objetivo de um modelo de programação linear inteira mista, simultaneamente às considerações econômicas tradicionais. A solução deste modelo matemático multiobjetivo fornecerá a configuração (quais equipamentos instalar) e operação (estratégia operacional, como cada equipamento funciona) otimizadas, que produzam a melhor relação entre emissões e custos anuais.

1.2.1 Objetivo geral

Apresentar um modelo de otimização, baseado em programação matemática, que considere simultaneamente informação econômica e ambiental.

1.2.2 Objetivos específicos:

- a) Modelar a introdução da energia solar fotovoltaica como recurso energético disponível em um modelo de síntese e otimização do fornecimento de energia;
- b) Construir uma superestrutura composta por diferentes tecnologias de conversão energética;

- c) Estabelecer um método para implementação de uma função objetivo bicritério, que considere simultaneamente os custos anuais totais e as emissões de gases de efeito estufa anuais associados a um sistema de fornecimento de energia;
- d) Aplicar o modelo matemático ao Hospital Universitário Lauro Wanderley (UFPB);
- e) Obter resultados e interpretá-los, desde pontos de vista econômicos e ambientais.

1.3 Estrutura da dissertação

O capítulo 1 trata da introdução, motivação para o desenvolvimento deste trabalho e objetivos geral e específicos. É apresentada superficialmente a importância do conceito de sustentabilidade no fornecimento de energia como consideração inicial para realização da otimização multiobjetivo proposta na dissertação.

No capítulo 2 será apresentada a fundamentação teórica e a revisão bibliográfica necessária para o alicerce dos conteúdos gerais apresentados neste trabalho. Serão apresentadas noções gerais de sustentabilidade no fornecimento e conversão de energia elétrica, desde a concepção convencional até as mais modernas configurações avançadas utilizadas em processos de poligeração energética. Será ainda introduzido o conceito da avaliação do ciclo de vida em processos e sua importância na tomada de decisões, associadas ainda a ferramentas matemáticas da pesquisa operacional, como a programação linear e a otimização multiobjetivo. Ao final serão apresentadas as tendências de estudos no mundo nesse ramo da engenharia, trazendo aplicações de trabalhos e softwares utilizados nessas metodologias.

O capítulo 3 tratará do material e métodos que foram utilizados para realização dessa dissertação, apresentando a estrutura do Hospital Universitário Lauro Wanderley, localizado em João Pessoa e realização de revisão das demandas energéticas e equipamentos propostos por Delgado (2015) para o hospital e obtenção de dados agregados a demanda energética do edifício, junto a prefeitura universitária. Serão apresentadas a superestrutura proposta para análise e os dados técnicos, econômicos e ambientais dos recursos energéticos e equipamentos disponíveis para o hospital, por meio da aplicação da metodologia da ACV com o software *SimaPro*.

O capítulo 4 apresentará os resultados obtidos com o software Lingo, bem como as discussões acerca da otimização multiobjetivo proposta, levando em consideração parâmetros econômicos e de emissão de CO₂-eq.

O capítulo 5 tratará das conclusões finais desta dissertação e sugestões para trabalhos futuros.

O capítulo 6 apresenta as referências bibliográficas, seguida pelos apêndices I e II, que trazem respectivamente, o modelo de otimização e os dados utilizados para desenvolvimento dos resultados da dissertação.

CAPÍTULO II

FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA E REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Sistemas de fornecimento e conversão de energia

2.1.1 Planejamento tradicional do fornecimento de energia elétrica

A eletricidade é produzida por meio da transformação de recursos naturais renováveis, como a energia solar direta, a energia eólica e a hidráulica e de recursos não-renováveis como, por exemplo, os combustíveis fósseis. Para fazer frente ao seu crescimento, de forma segura, econômica e com respeito à legislação ambiental, o Brasil dispõe de grande potencial energético e, devido ao enorme potencial hídrico, possui como sua matriz energética em escala maior, a energia hidráulica (BEN, 2017).

Entretanto, apesar de serem consideradas mais limpas e baratas, ao serem construídas, as usinas hidrelétricas podem provocar alterações climáticas e impactos ambientais, pois provocam a inundação de grandes áreas, comprometendo a fauna e flora da região, além de afetarem adversamente muitos aspectos da vida dos seres humanos (PINHEIRO, 2009).

De acordo com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2017), o planejamento se propõe no objetivo de identificar os projetos hidrelétricos cujo desenvolvimento irá resultar de fato em benefício líquido para a sociedade, considerando todas as restrições socioambientais relevantes e, quando ações de mitigação forem viáveis e razoáveis, o custo de implantação destas ações, identificando estratégias de desenvolvimento destes projetos que permitam que este benefício líquido se manifeste.

Ao longo de 2016, por exemplo, o parque hidrelétrico mundial expandiu cerca de 2,3% (25 GW), atingindo a capacidade instalada de aproximadamente 1.096 GW (REN 21, 2017). Este acréscimo ocorreu preponderantemente na China e, em menor escala no Brasil, Canadá, Turquia, Índia e Rússia, sequencialmente. Com as expansões verificadas, consolida-se a liderança chinesa em termos de capacidade hidrelétrica instalada e conduz o Brasil para à segunda posição.

Todos os sistemas elétricos são compostos pela geração, transmissão e distribuição. Na geração, a energia elétrica é produzida pelo aproveitamento de recursos naturais (água, gás natural, carvão, etc.). No caso da geração hidrelétrica, uma usina faz com que a energia potencial e cinética da água se transforme em eletricidade. A transmissão é realizada por uma rede de cabos de alta tensão suportados por torres. No fim, a conexão e atendimento ao consumidor, qualquer que seja seu porte, são realizados pelas distribuidoras (CARVALHO *et al.*, 2016).

Etimologicamente a palavra planejamento significa ato ou efeito de planejar, programar planos e ações. Pode-se, também, significar um conjunto de atitudes, procedimentos com o objetivo de realizar um determinado projeto. Assim, o ato de planejar significa fazer escolhas que subsidiam o ser humano no encaminhamento de suas ações e no alcance de resultados almejados, e, dessa forma, orienta um fim com um referencial futuro (SILVA *et al.*, 2014).

No que tange a estrutura do setor elétrico brasileiro, Pires e Goldstein (2001) ressaltaram que ao longo dos últimos 40 anos, a estrutura do sistema elétrico no Brasil passa de uma perspectiva regional com usinas de médio porte situadas próximos aos centros de carga associadas a linhas de transmissão, dispostas em troncos radiais, para configurações mais complexas, constituídas por vastas malhas regionais com o objetivo de integrar grandes hidrelétricas construídas em bacias mais distantes dos centros de consumo. Esse tipo de estrutura fez com que o processo de planejamento do setor elétrico nacional, viesse a sofrer algumas sensíveis adaptações ao longo das últimas décadas (GONÇALVES, 2008).

Os aspectos socioambientais se configuram como fatores de risco e incertezas para a implantação dos empreendimentos do setor elétrico. O tratamento adequado das questões socioambientais em horizontes compatíveis, buscando identificar esses fatores, aponta para a necessidade de definição de métodos e critérios que possibilitem a integração da dimensão ambiental de modo efetivo e sistemático desde as primeiras etapas do processo de planejamento destes empreendimentos (BONATTO *et al.*, 2005).

Reis e Silveira (2000) ressaltam que, denomina-se de planejamento tradicional (determinativo) o tipo de planejamento do setor elétrico efetuado no contexto anterior às modificações processuais e institucionais ocorridas nos anos 2000, caracterizadas pela coordenação do Estado, cujo foco envolvia a ordenação e distribuição de obras de infraestrutura ao longo de um determinado tempo. Esse tipo de planejamento do setor

elétrico tinha como objetivo básico, o estabelecimento de uma política de desenvolvimento que deveria satisfazer a um duplo requisito de confiabilidade e baixo custo.

A substituição do modelo privado e descentralizado por uma crescente participação estatal e centralização da gestão – decorrente da permanente defasagem existente entre as demandas que se ampliavam e diversificavam e a insuficiente oferta de eletricidade – introduziu a necessidade e as visões de planejamento, que também se sucederam ao longo das várias reformas setoriais ocorridas. A Tabela 2.1 resume as principais características do setor elétrico brasileiro em cada período vincula do a um modelo institucional vigente.

Tabela 2.1. Fases da estruturação do setor elétrico brasileiro (adaptado de MERCEDES *et al.*, 2015).

Período	1880	1930	1960	1990	2003
Propriedade de ativos	Privada	Privada	Estatal	Privada	Semiprivada
Principal objetivo	Implantação e consolidação	Institucionalização	Crescimento	Introdução de competição	Universalização do acesso
Contexto político	República Velha	Estado Novo	Autoritarismo	Democracia	Democracia
Economia	Agroexportadora	Industrialização (substituição de importações)	Grandes companhias	Desestatização e neoliberalismo	Desenvolvimentismo
Financiamento do Setor	Capital agrário	Empréstimos externos e autofinanciamento	Financiamento público e tarifas	Project-finance	Vários modelos, principalmente financiamento público
Processo de regulação tarifária	Contratos bilaterais	Cláusula Ouro	Custo do serviço	Preço-teto incentivado	Preço-teto incentivado
Maior Demanda	Iluminação pública e Transporte	Urbanização e Industrialização	Urbanização e Industrialização	Diversificação da matriz energética	Indústria, transportes
Tecnologias e fontes primárias de maior destaque	Pequenas usinas	Distribuição	Transmissão interligada, geração de grande escala	Diversificação dos combustíveis fósseis (gás natural)	Fontes renováveis (eólica, solar fotovoltaica, biomassa)

O atual modelo de planejamento do setor elétrico no Brasil foi estabelecido em 2004 e possui como principal instrumento de expansão a oferta e a realização de leilões. O objetivo principal dos leilões é garantir que a oferta se amplie de forma a atender ao crescimento da demanda com o menor custo de geração possível, em linha com a precisão de garantir a modicidade tarifária, um dos pilares do marco regulatório do setor elétrico brasileiro. Assim, esse modelo baseia-se em quatro parâmetros (JANNUZZI, 1997): Projeção do crescimento da demanda; Planejamento da expansão para determinar as fontes existentes e quando elas

serão necessárias; Análise do custo produção para hierarquizar as opções de energia; Cálculo das tarifas e arrecadação necessária com as vendas de eletricidade.

Com relação a capacidade de geração elétrica atual do Brasil, o país possui no total 4.752 empreendimentos em operação, totalizando 155.561.571 kW de potência instalada (Tabela 2.2). Está prevista para os próximos anos uma adição de 21.549.839 kW na capacidade de geração do país, proveniente dos 240 empreendimentos atualmente em construção e mais 548 em empreendimentos com construção não iniciada (ANEEL, 2017).

Tabela 2.2. Parque de Geração de Energia Elétrica no Brasil (ANEEL, 2017).

Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	Potência Fiscalizada (kW)	%
Central Geradora Hidrelétrica - CGH	620	563.107	565.563	0,36
Central Geradora Eólica - EOL	479	11.790.839	11.751.843	7,55
Pequena Central Hidrelétrica - PCH	430	4.969.491	4.960.209	3,19
Central Geradora Solar Fotovoltaica – UFV	63	415.050	413.115	0,27
Usina Hidrelétrica – UHE	219	101.188.678	94.488.995	60,74
Usina Termelétrica – UTE	2.939	42.779.412	41.391.846	26,61
Usina Termonuclear - UTN	2	1.990.000	1.990.000	1,28
Total	4.752	163.696.577	155.561.571	100

As CGH's e PCH's também podem ser instaladas em rios de menor vazão, contribuindo para a descentralização da geração de eletricidade, reduzindo os custos na transmissão da energia.

A diferença entre PCH, CGH e UHE está no porte do empreendimento. Uma CGH é uma instalação que aproveita a força da água para movimentar seus geradores de energia. Ela se diferencia das grandes Usinas Hidrelétricas pela potência máxima instalada, a qual é de até 1MW. As PCH's se caracterizam por possuírem potência instalada, maior que 1,0 MW e menor ou igual que 30,0 MW, e área total do reservatório menor que 3,0 km² ou 300 hectares, enquanto as UHE possuem potência instalada maior que 30,0 MW.

Com tamanho e características que permitem considerá-lo único em âmbito mundial, as transmissões de energia brasileiras estão conectadas em sistemas interligados por todo

país. O Sistema Interligado Nacional (SIN) é constituído por quatro subsistemas (Figura 2.1): Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte.

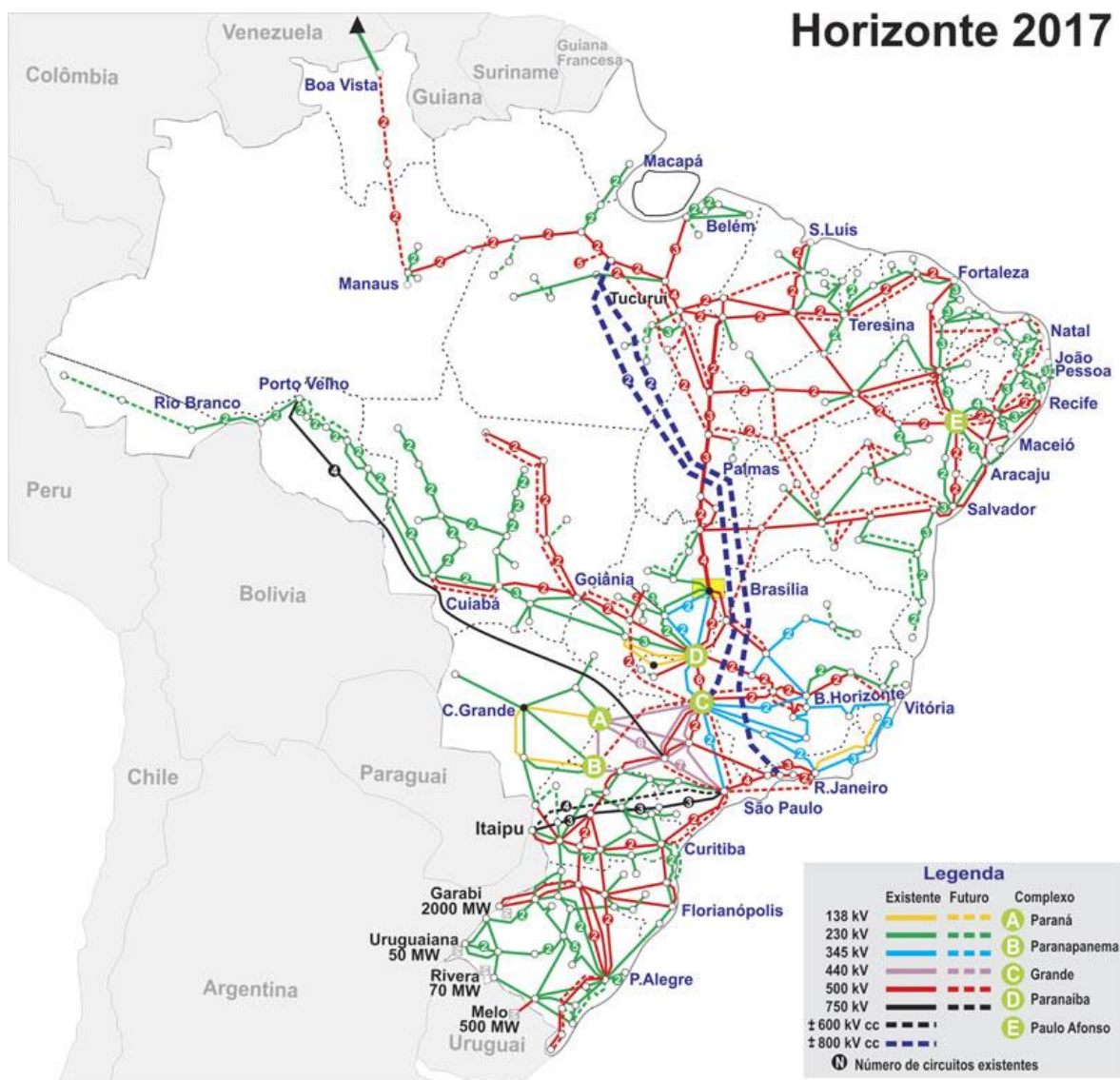


Figura 2.1. Mapa do sistema interligado nacional – SIN (ONS, 2017).

A capacidade instalada de geração do SIN é composta, principalmente, por usinas hidrelétricas distribuídas em dezesseis bacias hidrográficas nas diferentes regiões do país. Nos últimos anos, a instalação de usinas eólicas, principalmente nas regiões Nordeste e Sul, apresentou um forte crescimento, aumentando a importância dessa geração para o atendimento do mercado (ONS, 2017). As usinas térmicas, em geral localizadas nas proximidades dos principais centros de carga, desempenham papel estratégico relevante, pois contribuem para a segurança do SIN. Essas usinas são despachadas em função das

condições hidrológicas vigentes, permitindo a gestão dos estoques de água armazenada nos reservatórios das usinas hidrelétricas, para assegurar o atendimento futuro. Os sistemas de transmissão integram as diferentes fontes de produção de energia e possibilitam o suprimento do mercado consumidor (ONS, 2017).

O planejamento energético adotado pela administração federal mostra que os preceitos da linha tradicional continuam sendo seguidos. O Plano Decenal de Expansão da Energia, produzido pelo Ministério de Minas e Energia, é um dos exemplos de planejamento norteado por metodologias de desenvolvimento tradicional. O documento, que traça as metas energéticas para o setor no período 2010-2019, prevê a expansão de termelétricas a combustíveis fósseis e o aumento de praticamente 100% das emissões do setor elétrico nesse período. Ainda que o plano preveja a expansão de fontes renováveis como biomassa e eólica, os resultados contradizem as propostas de redução de gases de efeito estufa contidas no Plano Nacional de Mudanças Climáticas e as mais recentes metas de redução de emissões de gases de efeito estufa - entre 36 e 38% - levadas à Conferência das Partes 15, em Copenhague (BAITELO, 2011).

No Brasil, de acordo com Albuquerque *et al.* (2009), com a maior ênfase à utilização da hidroeletricidade, em geral, têm-se priorizado o uso de modelos de simulação para avaliar alternativas de expansão, ao invés de modelos de otimização que gerem diretamente as composições e programações ótimas do parque gerador.

A meta principal do planejamento tradicional de energia é satisfazer a demanda projetada pelo menor preço de fornecimento, desconsiderando outros fatores sociais ou sustentáveis, a grosso modo (Figura 2.2). Mais recentemente, entretanto, o aumento dos custos da oferta e as restrições ambientais tem sido suficiente para colocar em xeque esse conceito de planejamento do setor elétrico de expansão da geração a “custo mínimo” (*least-cost planning*).

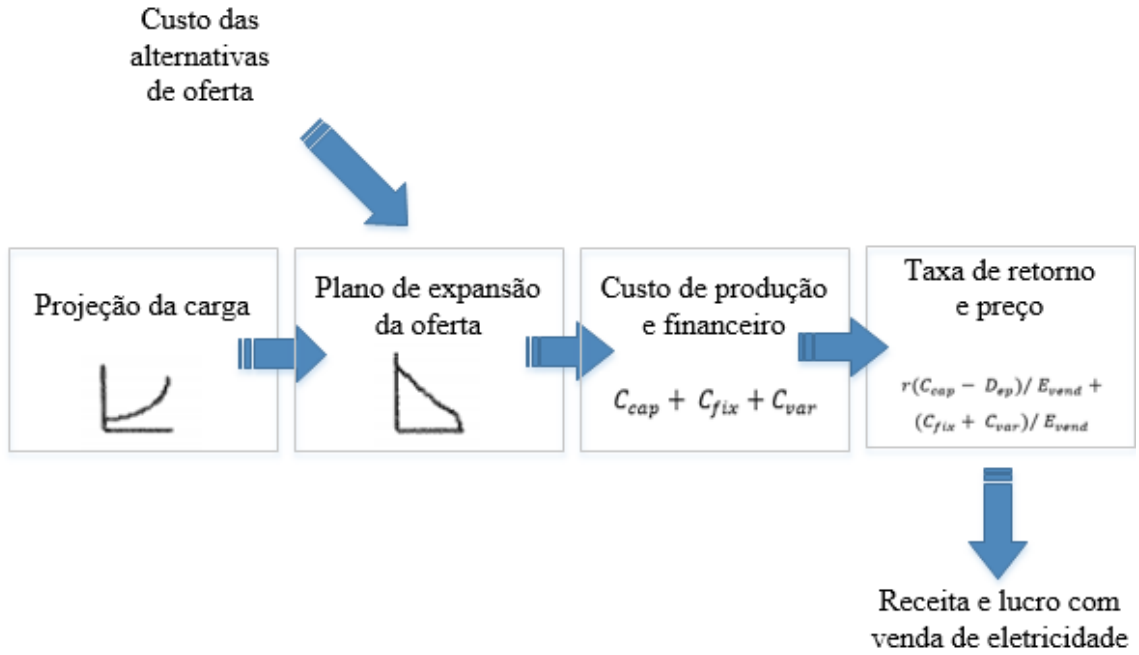


Figura 2.2. O tradicional modelo de planejamento elétrico brasileiro a “custo mínimo”.

Sendo que no custo de produção e financeiro é considerada a equação 1 como parâmetro de análise dos custos totais (C_{tot}) e custos fixos (C_{fix}), variáveis (C_{var}) e de capital (C_{cap}), como também a taxa de retorno (r), depreciação (D_{ep}), venda de energia elétrica (E_{vend}) e preço (P), calculada a partir da equação 2.

$$C_{tot} = C_{cap} + C_{fix} + C_{var} \quad (1)$$

$$P = r(C_{cap} - D_{ep})/E_{vend} + (C_{fix} + C_{var})/E_{vend} \quad (2)$$

Assim, parâmetros ambientais ou sociais, na grande maioria das vezes, não são levados em consideração no planejamento tradicional de fornecimento e geração de energia elétrica, dando espaço apenas a fatores exclusivamente econômicos.

2.1.2 Planejamento sustentável do fornecimento de energia elétrica e informação ambiental

Tradicionalmente as tomadas de decisão baseiam-se em critérios majoritariamente econômicos, mas com a crescente consciência ambiental e demandas por redução de emissões, critérios ambientais pouco a pouco passam a ser variáveis de decisão.

De acordo com Leff (2006), a viabilidade do desenvolvimento sustentável converteu-se um dos maiores desafios históricos e políticos do nosso tempo, surgindo dali o imperativo de ecologizar a economia, a tecnologia e a moral. Nessa perspectiva se inscrevem as tentativas da racionalidade econômica, fundando um novo paradigma capaz de integrar os processos ambientais aos processos de produção e consumo energéticos, por exemplo.

O grande desafio que se apresenta é o desenvolvimento de sistemas que reúnam a um só tempo as características de serem economicamente competitivos e ambientalmente e socialmente aceitáveis, ou seja, a busca pelo alinhamento do setor energético com os requisitos do desenvolvimento sustentável (HUGÉ *et al.*, 2011).

Assim, o planejamento do setor elétrico moderno necessita contemplar múltiplos objetivos econômicos, sociais e ambientais, e requer para isso a aplicação de um processo de planejamento mais completo que integre esses objetivos quase sempre conflitantes e, ao mesmo tempo, considere a utilização dos recursos energéticos alternativos e convencionais o mais amplamente possível.

O fortalecimento da dimensão ambiental com o agravamento do problema das mudanças climáticas e o aumento das preocupações sociais refletiram sobre o planejamento energético dando origem ao conceito de Planejamento Integrado de Recursos – PIR.

O PIR passou a ser aplicado nos setores elétrico e de gás canalizado a partir de meados de 80 em alguns países como EUA, Canadá e Dinamarca. A associação do PIR com o desenvolvimento ambiental é bastante conhecida conforme apontado por D'Sa (2005). Uma de suas propostas originais é a de incluir os custos de proteção ambiental bem como os riscos à saúde associados à produção e uso de energia no processo de planejamento. A inclusão dos custos atuais (custos de controle de poluição) ou valores aproximados (como sobretaxas sobre impactos negativos) na comparação dos custos resulta em opções mais claras, relativamente mais baratas e, portanto, mais atrativas no escalonamento de mínimo custo.

A análise da experiência com o PIR em diversos países mostra que apesar do seu potencial para auxiliar na solução de vários problemas do setor energético, a implantação do PIR enfrenta algumas barreiras (EPE, 2005).

A introdução de medidas que favorecem tecnologias renováveis ou mais eficientes também não ocorre como resultado natural do PIR ou porque sejam viáveis economicamente. Prescindem de mudanças no comportamento do consumidor, no modo como estes e os tomadores de decisão de investimentos e como a sociedade gerencia seus

recursos energéticos. Muitas vezes o desenvolvimento e aplicação de energias alternativas e renováveis dependem diretamente de uma política energética de incentivos para o acréscimo de tecnologias sustentáveis.

A falta de informação também representa uma barreira uma vez que o pequeno conhecimento das possibilidades de melhoria no uso de energia por parte dos consumidores, vendedores, produtores e administradores públicos pode distorcer a introdução de medidas de eficiência ou o uso de fontes renováveis em situações que essas já são técnica e economicamente viáveis.

A dificuldade de implementação de tais mudanças na economia de mercado com o valor da qualidade ambiental que não possui uma conotação econômica clássica, já que ela é um bem social comum e que os benefícios das tecnologias mais limpas e de eficiência energética não são captados pelo mercado, por causa de várias distorções e das barreiras institucionais que tem sido extensivamente documentada (FISHER e ROTHKOPF, 1989).

Uma maneira também bastante utilizada em muitos projetos que consideram critérios sustentáveis, aumento da eficiência energética e a redução de cargas ambientais, é o emprego de uma nova ferramenta do ponto de vista empresarial, denominada Avaliação de Ciclo de Vida.

2.1.2.1 Avaliação do Ciclo de Vida (ACV)

Segundo a ABNT (2014a), a NBR ISO 14.040, que dispõe sobre a gestão ambiental, a ACV estuda os aspectos ambientais e os impactos potenciais ao longo da vida de um produto (*i.e.*, do “berço ao túmulo”), desde a aquisição da matéria prima, passando por produção, uso e destinação (seja descarte ou reciclagem), ou ainda uma metodologia para cálculo dos impactos ambientais associados a um produto, processo ou serviço (GUINÉE, 2001; GUINÉE, 2002).

De acordo com Russell *et al.* (2005), o conceito de ACV foi desenvolvido a partir da ideia de compreender os impactos ambientais globais de produtos, que foi concebido na Europa e nos EUA no final de 1960 e início de 1970. Essa metodologia consolidada tem como objetivo identificar pontos de melhoria de um dado processo, produto ou atividade econômica em todas as etapas de seu ciclo de vida (SETAC, 1993).

Com a ACV, por exemplo, é possível verificar não apenas a prevenção da poluição em si, mas uma sistemática confiável que possa ajudar no processo decisório, a fim de gerar

o menor impacto ambiental possível, e inclusive comparar outros métodos na mesma análise (HINZ *et al.*, 2006).

A ACV é uma abordagem composta por quatro componentes: definição de objetivos e escopo, que descreve e define o produto, o processo ou atividade; a análise de inventário, que identifica e quantifica as entradas e saídas; a avaliação de impacto, que analisa os efeitos ambientais das entradas e saídas identificadas na análise de inventário; e por fim a interpretação dos resultados para selecionar o melhor produto, processo ou serviço (ABNT, 2014a; ABNT, 2014b).

No Brasil, apesar da ACV tratar-se ainda de uma metodologia relativamente recente e pouco conhecida no âmbito gerencial (sendo mais difundida no meio acadêmico), sua utilização na análise e nos critérios de decisão deverá seguir a tendência global (DELGADO, 2015).

Existem diversas maneiras de quantificar os impactos ambientais de determinado produto ou processo, porém a metodologia da ACV tem sido amplamente adotada no meio empresarial e científico, sendo conhecida na literatura especializada por *Life Cycle Assessment* (LCA), geralmente vinculada à expressão *cradle-to-grave approach* (abordagem do berço ao túmulo), para reforçar a intenção de uma abordagem completa do processo produtivo. Esta metodologia de gestão ambiental possibilita monitorar a cadeia de produção de um produto desde a extração da matéria-prima até o uso final, incluindo etapas de reuso, reciclagem e destinação final de resíduos (FERNANDES, 2009).

Nesse contexto, agregar os resultados de ACV em um sistema de otimização de recursos energéticos para obtenção de um modelo ambiental ótimo já passa a ser uma realidade, tendo em vista que, nas condições atuais, uma análise puramente econômica não é suficiente (DELGADO, 2015; CARVALHO, DELGADO, CHACARTEGUI, 2016).

Barbosa Junior *et al.* (2007, p. 3) destacam que no longo prazo, a avaliação do ciclo de vida pode prover mudanças tecnológicas fundamentais na produção e nos produtos, principalmente, devido ao efeito multiplicador ao longo da cadeia de produção, através do uso otimizado de energia e de materiais, bem como de adoção de linhas de reciclagem e de reuso nos processos.

2.1.3 Planejamento Energético Avançado

A forte competitividade internacional por mercados, aliada ao grande intercâmbio cultural, vêm desafiando os profissionais das mais diversas áreas a definir novos rumos para que suas empresas tenham processos cada vez mais otimizados. Principalmente quando se trata da área energética, a meta do pesquisador moderno deve ser colocar o conhecimento científico a serviço do desenvolvimento sustentável da humanidade, respeitando os recursos naturais e privilegiando a eficiência energética (CARVALHO *et al.*, 2016.)

O processo de tomada de decisão baseado nos resultados da ACV envolve, além dos aspectos e impactos ambientais, outros critérios importantes para um processo decisório. Neste sentido, este estudo objetivou desenvolver uma abordagem multicritério para apoio à decisão baseado em ACV e indicadores ambientais. Considerando que o resultado da análise de um problema multiobjetivo é um conjunto de soluções não comparáveis entre si, faz-se necessária a utilização de critérios para a opção por uma única solução final, que represente a relação de compromisso ideal entre os objetivos conflitantes do problema (SCOLA, 2014).

Os métodos de apoio à tomada de decisão têm como finalidade ajudar os decisores na estruturação e na resolução de problemas de decisão e de planejamento que envolvem múltiplos critérios, tendo em vista melhorar a qualidade da decisão e tornar as escolhas mais explícitas, racionais e eficientes (PIRES *et al.*, 2012).

A otimização de um sistema de fornecimento e conversão de energia implica em buscar uma solução que satisfaça uma função objetivo (custo, impactos ambientais, eficiência termodinâmica, etc.), a ser minimizada ou maximizada. Conforme já discutido, métodos puramente econômicos para a tomada de decisão vem, pouco a pouco, sendo questionados pela necessidade de se considerar outros pontos de vista. O Brasil não possui compromisso mandatório de redução de emissões, então hoje em dia possivelmente a maioria das tomadas de decisão se baseie somente em critérios econômicos ou em casos mais complexos, critérios termodinâmicos ou de eficiência energética.

Porém, é esperado que, como já acontece na União Européia (CARVALHO *et al.*, 2016), existam obrigações a serem cumpridas também no que concerne às emissões. Provavelmente, um sistema energético que obtenha mínimo custo anual seja bastante diferente do sistema que obtenha mínimas emissões (CARVALHO *et al.*, 2016).

Ao estudar um problema real em engenharia, é natural o engenheiro se deparar com muitas variáveis de projeto, várias restrições tecnológicas e/ou econômicas e, na maioria das

vezes, com múltiplos objetivos. Deve ser salientado que a extensão do conceito de ótimo para o caso multiobjetivo não é trivial e, ao contrário do caso mono-objetivo, onde há apenas um ótimo global, em problemas multiobjetivo há uma curva solução, denominada Curva de Pareto (Figura 2.3), formada pelas soluções não dominadas ou não inferiores do problema (MOREIRA, 2015). Uma solução pertence ao conjunto de Pareto se não houver outra solução que possa melhorar, pelo menos, um dos objetivos sem degradação de qualquer outro objetivo (CARVALHO, 2011).

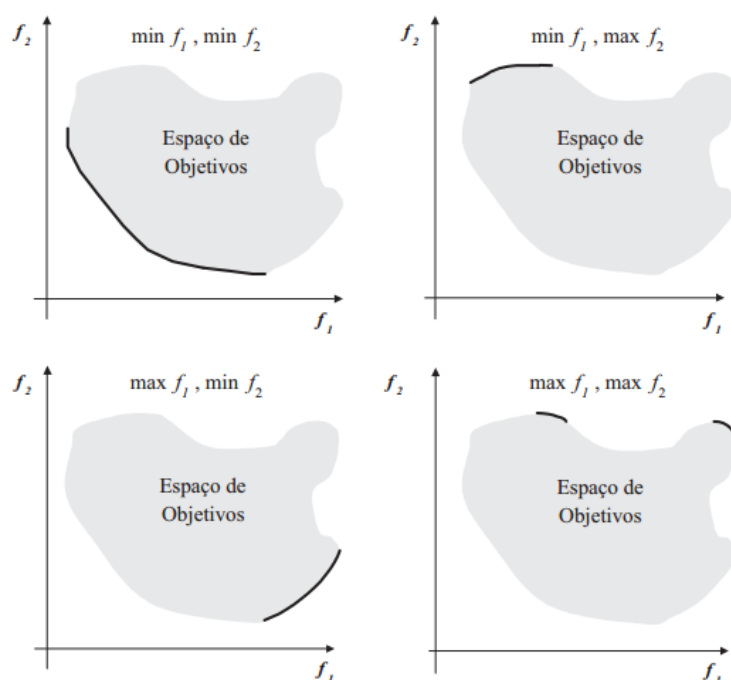


Figura 2.3. Curva de Pareto para problemas com dois objetivos (Adaptado de DEB, 2001).

Em modelos multiobjetivo, o conceito de solução ótima adotado em problemas mono-objetivo dá lugar ao conceito de soluções não dominadas, ou seja, soluções viáveis para as quais não é possível incorporar nenhuma melhoria em qualquer objetivo sem que se sacrifique pelo menos um dos demais objetivos. O conceito de solução não dominada recebe também outras denominações como ótimo de Pareto, solução não inferior e solução eficiente (MEZA, 2006 COELLO *et al.*, 2002).

A combinação da análise econômica e da ACV no corpo do modelo de otimização permite que ambas perspectivas, econômica e ambiental, sejam consideradas nos cálculos de fluxos. A consideração de uma função multiobjetivo permite que ambos pontos de vista

sejam considerados simultaneamente, o que é especialmente interessante no caso de soluções divergentes individualmente.

2.1.3.1 Otimização de Sistemas de Poligeração

Define-se poligeração como sendo a produção combinada de dois ou mais serviços energéticos, cujo objetivo é atingir o máximo aproveitamento das diversas fontes de energia utilizadas. O termo otimização é definido como a melhor escolha de um grupo de escolhas (BOEHM, 1987).

Em relação aos sistemas térmicos, a otimização pode ser definida como:

Modificação à estrutura e aos parâmetros de projeto de um sistema, para minimizar os balanços de custos totais que o sistema produz sob as condições limite associadas com materiais disponíveis, fontes de financiamento, proteção ambiental e legislação governamental, tendo na conta a segurança, operação, confiabilidade, disponibilidade e manutenção do sistema. (BEJAN *et al.*, 1996, p.76).

Na visão de Lozano et al. (2009), para se projetar sistemas de poligeração é importante considerar dois aspectos. Primeiro, a síntese da configuração da planta (quantidade e capacidade dos equipamentos) e o segundo, o planejamento operacional (por exemplo, fluxos de energia, venda/compra de eletricidade).

A otimização de sistemas de poligeração para fornecimento de energia ainda é um problema complexo, devido à grande variedade de opções tecnológicas para o fornecimento e conversão de energia, grandes variações diárias e anuais nas demandas energéticas, e ainda variações dos preços e tarifas de energia (LOZANO *et al.*, 2009; CARVALHO *et al.*, 2011; CARVALHO *et al.*, 2012; MELO, SILVESTRE e CARVALHO, 2014; ROMERO *et al.*, 2014; MELO e CARVALHO, 2017).

2.2 Aplicação de energias renováveis em sistemas energéticos

Diante da situação ambiental atual e todas as consequências que o planeta vem sofrendo devido, especialmente, ao uso dos combustíveis fósseis como principal fonte de energia e consequentemente aumento da concentração dos gases de efeito estufa na atmosfera, a busca por fontes alternativas na matriz energética vem ganhando espaço em nível mundial (REN 21, 2017). Inúmeras são as fontes de energia disponíveis no nosso

planeta, sendo que essas fontes se dividem em dois tipos: as fontes não renováveis e as renováveis.

As fontes não renováveis de energia são aquelas que se utilizam de recursos naturais esgotáveis, ou seja, que terão um fim seja em um período de curto ou longo prazo. Geralmente esse tipo de energia acarreta também em problemas ambientais, como a emissão de gases de efeito estufa em quantidades elevadas. Essas fontes de energia são denominadas fontes de energia convencionais, uma vez que o sistema energético atual ainda utiliza na sua maioria da utilização dos combustíveis fósseis.

Os principais exemplos de fontes de energia não renováveis são os combustíveis fósseis (petróleo, carvão mineral e gás natural) e os combustíveis nucleares.

As fontes de energias renováveis são a opção mais indicada para substituição dos combustíveis fósseis objetivando a geração de energia, pelo fato de quando comparados a outras fontes energéticas, provocam um menor impacto ambiental e, reduzem o uso de produtos derivados do petróleo. Energia hídrica, eólica, solar, geotérmica e de biomassa, são alguns exemplos deste tipo de energia. Daremos um maior destaque à energia de biomassa e solar fotovoltaica nas próximas subseções, pela sua utilização direta na otimização.

2.2.1 Biomassa

Biomassa é toda matéria orgânica, de origem vegetal ou animal, utilizada na produção de energia. Ela é obtida através de uma variedade de recursos renováveis, como plantas, madeira, resíduos agrícolas, excrementos e até o lixo. No caso da biomassa, utiliza-se como combustível sólido, líquido ou gaseificado para diferentes geradores de potência.

Desde 2004, com a reestruturação ocorrida no setor elétrico nacional, a participação da biomassa tem aumentado neste segmento, uma vez que as políticas nacionais formuladas fomentaram a diversificação da geração elétrica, a adoção de um mercado competitivo descentralizado e a necessidade do uso mais racional da energia (diminuindo os impactos ambientais das fontes energéticas nacionais).

O principal tipo de biomassa empregada para geração elétrica no Brasil é o bagaço da cana, e de acordo com o balanço nacional energético, a biomassa já aparece como terceira maior força na produção da matriz elétrica no Brasil, com 8,2%, atrás apenas da hidráulica (68,1%) e gás natural (9,1%), respectivamente (BEN, 2017).

Sua participação tem sido crescente no cenário nacional, decorrente da pujante indústria de etanol e açúcar estabelecida em solo nacional. Historicamente, uma das políticas de maior impacto para a introdução dos biocombustíveis no mercado brasileiro foi o Programa Nacional de Álcool (Proálcool), criado em 14 de novembro de 1975 pelo decreto nº 76.593. Com ele, a indústria sucroenergética nacional foi consolidada e ampliada, tornando-se referência internacional.

Atualmente, 517 empreendimentos termelétricos à biomassa estão em operação no país, somando uma potência instalada de aproximadamente 14 GW. A biomassa da cana, essencialmente bagaço, é o principal combustível de 394 termelétricas, com uma potência de aproximadamente 11 GW. Termelétricas a lixo somam 17 empreendimentos, com 2,2 GW de potência (BEN, 2017).

Diversos outros tipos de biomassas também podem ser utilizadas para geração elétrica (DELGADO *et al.*, 2018; ARAÚJO *et al.*, 2018). A Tabela 2.3 apresenta a classificação de empreendimentos termelétricos à biomassa no Banco de Informações sobre Geração (BIG) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Tabela 2.3. Classificação das fontes de biomassa no Aneel-BIG (ANEEL, 2016)

Origem	Fonte Nível 1	Fonte Nível 2
Biomassa	Agroindustriais	Bagaço de Cana de Açúcar
		Biogás-AGR
		Capim Elefante
		Casca de Arroz
		Lixívia
	Floresta	Lenha
		Gás de Alto Forno - Biomassa
		Resíduos Florestais
		Carvão Vegetal
		Biogás - Floresta
	Resíduos sólidos urbanos	Biogás - RU
	Resíduos animais	Biogás - RA
	Biocombustíveis líquidos	Etanol
		Óleos vegetais

A cana-de-açúcar é um recurso com grande potencial, dentre as fontes de biomassa, para geração de eletricidade no país, por meio da utilização do bagaço e da palha. A participação é importante não só para a diversificação da matriz elétrica, mas também porque a safra coincide com o período de estiagem na região Sudeste e Centro-Oeste do Brasil, onde está concentrada a maior potência instalada em hidrelétricas do país. A eletricidade fornecida neste período auxilia, portanto, a preservação dos níveis dos reservatórios das Usinas Hidrelétricas.

Apesar dos combustíveis fósseis como petróleo, carvão ou gás natural, também serem derivados de matéria orgânica, eles precisam de milhares de anos para serem gerados, por isso, não são considerados biomassa pelo fato de não serem recursos naturais renováveis a curto prazo (NOGUEIRA e RENDEIRO, 2008).

2.2.2 Energia solar fotovoltaica

O conhecimento do efeito fotovoltaico remonta ao século XIX (TONON, 2016), quando em 1839 Antoine Henri Becquerel demonstrou a possibilidade de conversão da radiação luminosa em energia elétrica mediante a incidência de luz em um eletrodo mergulhado em uma solução de eletrólito. Adams e Day (1877) desenvolveram a primeira célula solar baseada em dois eletrodos de selênio que produziam uma corrente elétrica quando expostos à radiação.

Em 1883 aparece a primeira célula solar produzida com selênio (FADIGAS, 2012), com eficiência de conversão de aproximadamente 1%, por isso as células solares realmente interessantes só vieram a aparecer após uma compreensão mais completa dos semicondutores, até à descoberta dos transistores, por Shockley, Bardeen e Brattain em 1947.

A geração fotovoltaica consiste na conversão direta da energia eletromagnética presente na radiação solar em energia elétrica, sem fazer uso de uma massa girante como nas termelétricas. Assim sendo, qualquer variação na irradiação solar afeta imediatamente a geração fotovoltaica. Pela ausência de inércia, em dias nublados podem ser observadas variações de potência de $\pm 50\%$ em intervalos de tempo entre 30 e 90 segundos e de $\pm 70\%$ em intervalos de tempo entre 2 e 10 minutos (INTERMITTENT, 2009). De modo

comparativo, estima-se que em intervalos de 30 minutos a variabilidade da geração fotovoltaica seja cerca de 10 vezes maior que da geração eólica.

Basicamente, os equipamentos que compõem um sistema fotovoltaico autônomo são: módulo ou painel solar e o inversor de tensão. Em algumas aplicações exigem-se baterias e o controlador de carga, cuja função principal é prolongar a vida útil da bateria, protegendo contra sobrecarga ou descargas excessivas (DELGADO, 2015).

A geração de energia elétrica a partir do aproveitamento solar apresenta como principal vantagem a ocorrência de poucos impactos socioambientais. Comparativamente às outras fontes, ela apresenta impactos socioambientais geralmente de baixa magnitude. Durante a geração de energia não ocorre a emissão de poluentes como o material particulado, NO_x, SO₂, CO, e tampouco GEE como o CO₂, CH₄ e N₂O, fato que agrega benefícios ao meio ambiente, em escala local e global.

Destaca-se que nas regiões norte e nordeste, as mais próximas da linha do equador, há maior possibilidade de integração da tecnologia solar fotovoltaica às edificações. Isto porque, nessas regiões a tolerância a desvios azimutais ¹ é maior, enquanto que regiões mais ao sul exigem um posicionamento mais específico dos painéis para um aproveitamento adequado da irradiação solar (SANTOS, 2013). A Figura 2.4 apresenta o a radiação solar disponível no Brasil em um ano.

¹ Desvio azimutal é a projeção cartográfica que se obtém sobre um plano tangente a um ponto qualquer da superfície terrestre o qual ocupa o centro da projeção.

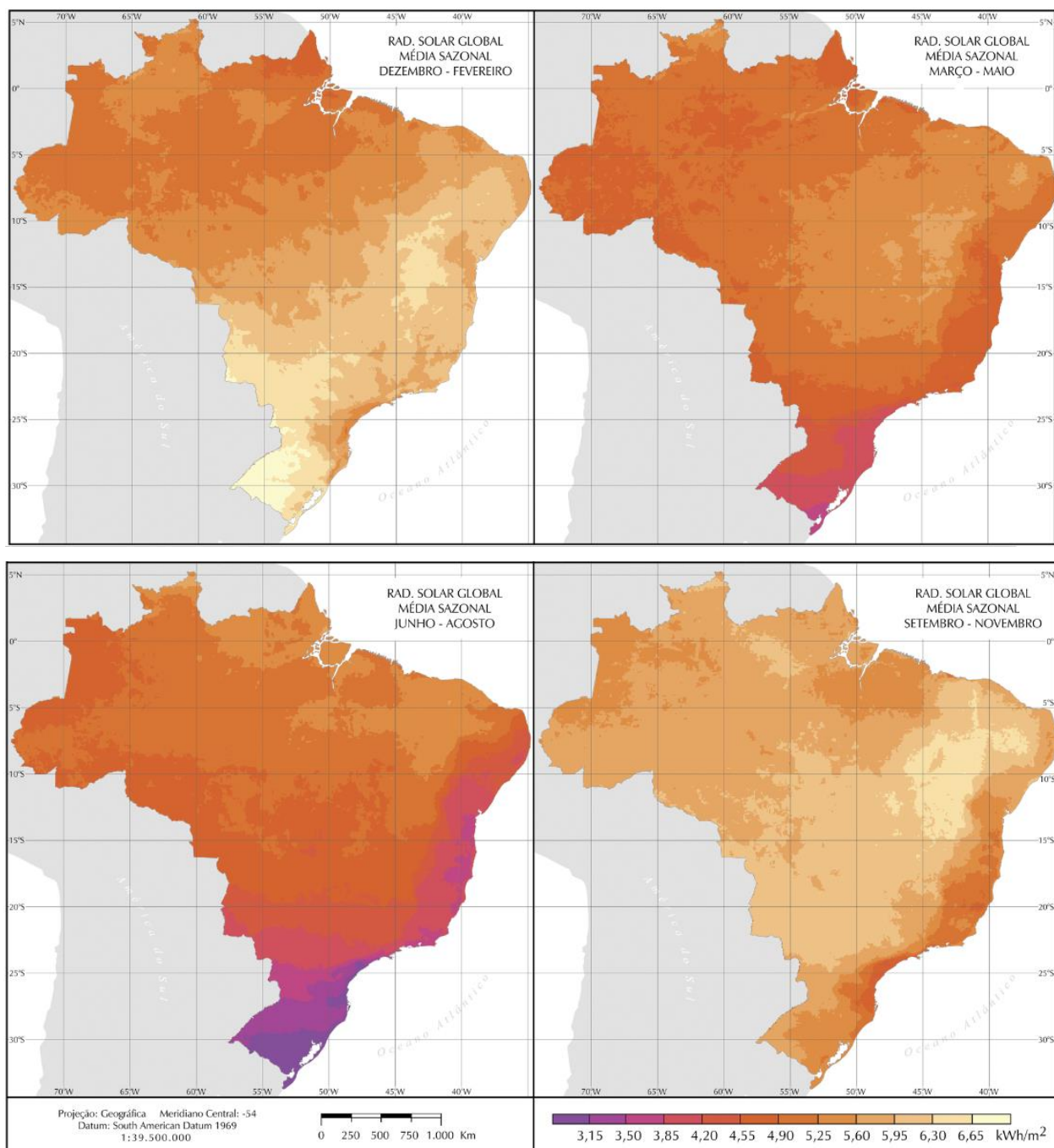


Figura 2.4. Radiação solar global sazonal brasileira em um ano (INPE, 2006)

O Brasil, de acordo com o Ministério de Minas e Energia - MME (2017), possuía ao final de 2016, 81 MW de energia solar fotovoltaica instalados, sendo 24 MWp de geração centralizada e 57 MWp de geração distribuída. A capacidade brasileira não coloca o Brasil entre os vinte maiores líderes mundiais em produção, todos com capacidade instalada superior a 1 GWp. Mesmo assim, o Balanço Energético Nacional (BEN, 2017), aponta que a participação de renováveis na Matriz Energética Brasileira no ano de 2016, manteve-se

entre as mais elevadas do mundo (Figura 2.5), com pequeno crescimento devido particularmente à queda da oferta interna de petróleo e derivados e expansão da geração hidráulica.

Observa-se que os países com maior representatividade da fonte solar em relação à demanda são Itália, Grécia e Alemanha. Na China e nos Estados Unidos, líderes mundiais em capacidade instalada, a fonte solar não apresenta grande relevância para atendimento da demanda total do país por eletricidade.

Os países que mais desenvolveram a energia solar fotovoltaica contaram, de forma geral, com políticas de incentivo a essa tecnologia, para a fabricação ou importação de equipamentos, para o financiamento da compra de painéis e principalmente com modelos regulatórios de comercialização da energia elétrica gerada.

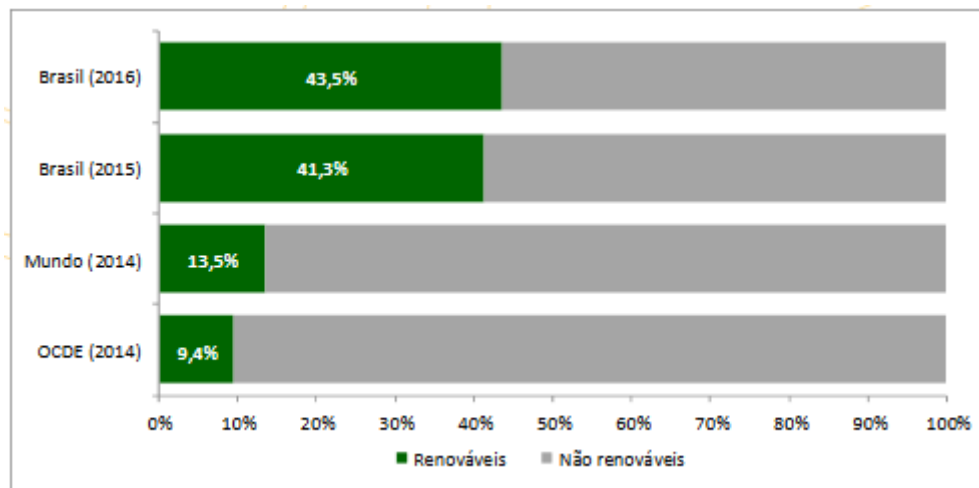


Figura 2.5. Participação de renováveis na matriz energética (BEN, 2017)

Assim, a importância com a problemática do meio ambiente vem tornando cada vez mais usual a otimização de sistemas energéticos com aporte de energias alternativas e renováveis o que, matematicamente, está diretamente ligado a encontrar valores mínimo ou máximo em funções de uma ou mais variáveis, e por realizar uma análise de sua aplicabilidade e resultados possíveis, que tendem a trazer bons dados quando comparado a modelos convencionais de eficiência energética e principalmente, diminuição dos GEE.

2.3 Pesquisa operacional e modelagem matemática

A pesquisa operacional (PO) ou investigação operacional (IO) é um ramo interdisciplinar da matemática aplicada que consiste na utilização de um método científico (modelos matemáticos, estatísticos e algoritmos computacionais) para a tomada de decisões (LEIGUS *et al.*, 2009; CARVALHO *et al.*, 2017). É usada sobretudo para analisar sistemas complexos do mundo real, tipicamente com o objetivo de melhorar ou otimizar a performance.

Esse método surgiu na Inglaterra durante a Segunda Guerra Mundial (1939-1945) para a solução de problemas de natureza logística, tática e de estratégia militar, quando um grupo de cientistas foi convocado para decidir sobre a utilização mais eficaz dos recursos militares limitados, marcando a primeira atividade formal desse campo de estudo (ARENALES, 2017).

A utilização da PO promove eficiência e eficácia organizacional, sendo uma realidade viável pelo avanço do microcomputador e do estado da arte, aumentando a relevância da área de sistemas de apoio à decisão com o advento das estações de trabalho, que, a um baixo custo, oferecem cada vez mais capacidade de cálculo, de armazenamento e recursos gráficos, antes disponíveis apenas em máquinas de grande porte (GUIMARÃES *et al.*, 2016).

O uso dessas técnicas na modelagem de processos das empresas tem-se mostrado um fator decisivo para o desenvolvimento de políticas otimizadas de operação industrial (BERTOL *et al.*, 2015). O desenvolvimento de modelos, em especial os que empregam técnicas de otimização, tem possibilitado que procedimentos operacionais complexos sejam avaliados de forma criteriosa, fazendo com que recursos críticos possam ser utilizados da melhor maneira possível. (GOLDBARG e LUNA, 2005). Dentro desse cenário, torna-se crucial o pleno domínio desse ferramental, especialmente pelos profissionais das áreas de ciências exatas e de administração.

De acordo com Goldbarg e Luna (2005), um modelo é um veículo para uma visão bem estruturada da realidade, e pode ser visto, com os devidos cuidados, como uma representação substitutiva da realidade, podendo ser construído para diversos tipos de problemas. Assim, um modelo não é igual à realidade, mas suficientemente similar para que as conclusões obtidas através de sua análise e/ou operação possam ser estendidas à realidade. O papel dos modelos é configurar uma importante ferramenta de auxílio ao processo de

tomada de decisões, ampliando a capacidade de percepção dos especialistas envolvidos, com o melhor aproveitamento possível dos componentes do processo industrial (MAGATÃO, 2001).

Em consequência, para a formalização de um modelo é indispensável definir: i) a estrutura relacional do sistema representado; ii) o comportamento funcional de cada subsistema ou componente atômico, e iii) os fluxos de inter-relacionamento.

Algumas abordagens e arquiteturas (SHIMIZU, 1984; BELFIORE e FÁVERO, 2013) são sugeridas na literatura para a elaboração de um modelo; Goldbarg e Luna (2005) sugerem os passos mostrados na Figura 2.6.

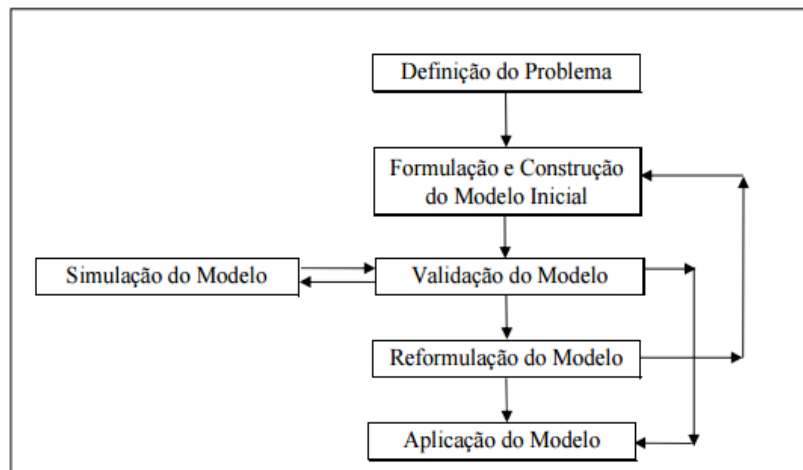


Figura 2.6. Processo de construção de modelos matemáticos (GOLDBARG e LUNA, 2005).

Dessa forma, um modelo matemático em PO consiste em um conjunto de equações (função objetivo e restrições de igualdade) e inequações (restrições de desigualdade) que tem como objetivo otimizar a eficiência do sistema e oferecer subsídios para que o tomador de decisão identifique as limitações do mesmo. A partir do trabalho de Eom e Kim (2006), uma classificação das ferramentas da Pesquisa Operacional foi proposta, conforme mostra a Figura 2.7.

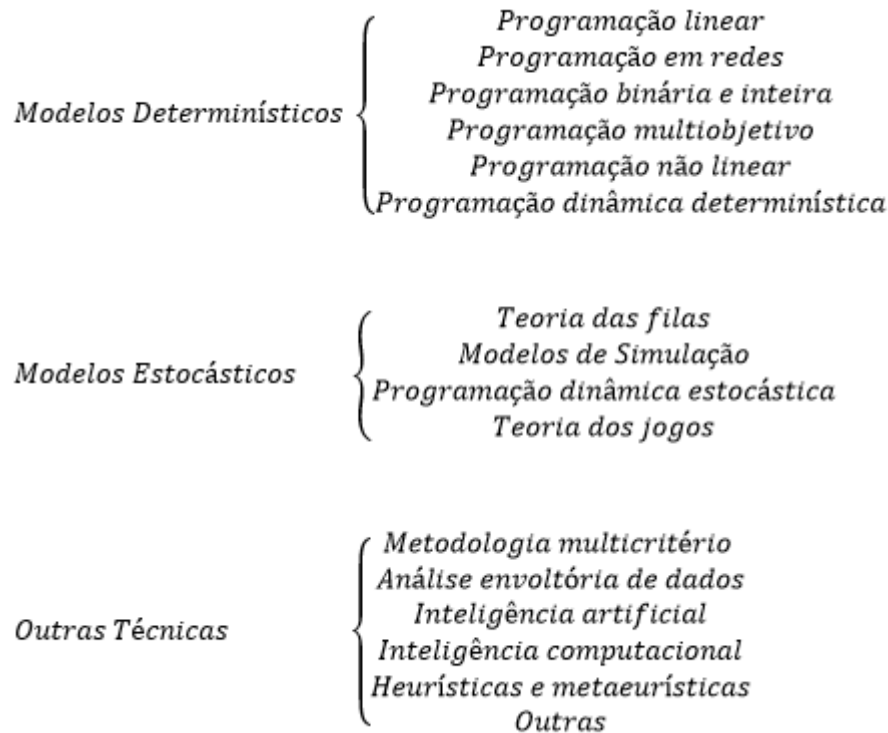


Figura 2.7. Ferramentas da pesquisa operacional (adaptado de EOM e KIM, 2006).

Um método heurístico de otimização pode ser determinístico ou estocástico, a depender se empregará ou não números sorteados aleatoriamente para executar seu algoritmo (BISCAIA JÚNIOR, 2009).

Os modelos determinísticos são aqueles em que todas as variáveis envolvidas em sua formulação são constantes e conhecidas (BELFIORE, 2013). É resultante, portanto, de uma única solução exata, por vezes a solução ótima. Os modelos determinísticos são frequentemente resolvidos por métodos analíticos (sistema de equações) que geram a solução ótima.

Uma “heurística” é uma regra prática derivada da experiência. Não existe uma prova conclusiva de sua validade, e espera-se que a técnica heurística funcione muitas vezes, mas não sempre. Uma heurística ajuda a encontrar soluções boas, mas não necessariamente ótimas (HILLIER, 2013). Em outras palavras, estes métodos sacrificam a garantia de encontrar soluções ótimas, na perspectiva de que é melhor ter boas soluções, não necessariamente as soluções ótimas, num tempo muito menor.

A programação matemática é um exemplo de forma de otimização, amplamente aplicada ao projeto e engenharia de processos (BIEGLER, GROSSMAN, 2004; FRANGOPOULOS, 2009). A programação linear consiste na maximização ou minimização

de uma função linear, denominada função objetivo, respeitando um sistema linear de igualdades ou desigualdades que recebem o nome de restrição do modelo. As restrições representam normalmente limitações de recursos disponíveis ou exigências e condições que devem ser cumpridas no problema. Estas restrições do modelo determinam uma região à qual damos o nome de conjunto das soluções viáveis. A melhor das soluções, isto é, aquela que maximiza ou minimiza a função objetivo denomina-se solução ótima (CARVALHO *et al.*, 2016).

Este método de restrições, fundamentado na Álgebra Linear, baseia-se na propriedade de que a solução ótima do problema, caso exista, ocorre em um vértice (chamado de solução básica viável) do polítopo formado pelo conjunto das soluções viáveis do problema (COSTA, 2005). Assim, o método consiste em gerar, a cada iteração, soluções básicas viáveis cada vez melhores. Quando não é mais possível melhorá-la, a última solução obtida é considerada a solução ótima do problema.

A modelagem matemática para um problema de otimização pode ser classificada principalmente como Programação Linear (PL), Programação Não Linear (PNL), Programação Linear Inteira Mista (PLIM) ou Programação Não Linear Inteira Mista (PNLIM). De acordo com Gonçalves (2013), para cada tipo de modelo matemático existem diversas técnicas de otimização conhecidas.

Um problema de programação linear deve ser equacionado obtendo-se um modelo que será, então, reduzido à forma padrão para que seja permitida a aplicação de algoritmos que possam determinar a solução ótima para o problema. O algoritmo mais utilizado para resolvê-lo é o *Simplex*. Os métodos tradicionais de programação linear, em especial o método *Simplex*, não levam diretamente em conta restrições de integralidade, o que não quer dizer que não possam produzir soluções ótimas inteiras (VALENTE, 2002).

Para resolver um problema de PNL pode-se usar várias técnicas tradicionais de otimização, baseadas em gradiente, relaxação Lagrangeana, método de Newton, programação linear sucessiva, dentre outras (GONÇALVES, 2013).

Os aplicativos computacionais comerciais voltados à solução de problemas de PL, PLI e PLIM, em geral, resolvem os problemas de PL em tempo computacional aceitável. Mas, tanto para problemas de PLI como de PLIM, o aumento do número de variáveis inteiras, geralmente resulta em um aumento no tempo para a resolução destes problemas. Por isso estes aplicativos necessitam utilizar uma técnica chamada enumeração implícita,

explorando todo o conjunto viável do problema sem recorrer a enumeração de todas as suas alternativas viáveis, visando diminuição de tempo no processo (BARBOZA, 2005).

2.3.1 Programação linear inteira mista

Restrições de integralidade surgem quando a natureza do problema impõe que todas as suas variáveis de decisão assumam apenas valores inteiros (inteiros) (VALENTE, 2002). Problemas com esta característica são chamados de problemas de programação inteira. Quando apenas parte das variáveis está restrita a valores inteiros, diz-se que o problema é de programação inteira mista.

De acordo com Loesch e Hein (1999) os problemas de programação inteira e mista são, a princípio, estruturados do mesmo modo que os problemas de programação linear, entretanto possuem pelo menos uma restrição de integralidade.

A técnica geralmente aplicada na resolução destes problemas é conhecida como técnica de ramificação e limite, ou *Branch-and-Bound*. Essa metodologia inicialmente resolve o problema como sendo um problema de programação linear puro, ignorando-se totalmente as restrições de integralidade. Como os problemas de PLIM são “relativamente grandes”, para resolvê-los diretamente deve-se dividi-lo em sub-problemas cada vez menores, até que estes possam ser solucionados. Sendo assim, a ideia é desenvolver uma enumeração inteligente dos pontos candidatos “nós” em busca da solução ótima inteira do problema, por meio da partição do espaço e avaliação progressiva das soluções.

O algoritmo Branch-and-Bound para problemas de maximização pode ser descrito em três passos principais (MENCO, 2006):

1. **Primeira Aproximação.** Ignora-se as restrições de integralidade e resolve-se o problema de programação linear resultante. Se a solução ótima encontrada for integral, isto é, se os valores ótimos das variáveis de decisão forem todos números inteiros, então o problema de programação inteira também estará resolvido e o algoritmo termina. Caso contrário, o valor ótimo encontrado para z se transforma num limitante superior, LS, para o valor ótimo do problema com as restrições de integralidade.
2. **Ramificação (*branching*):** Se na primeira aproximação, uma das variáveis, x_j^* , por exemplo, possuir valor não inteiro, então $i_1 \leq x_j^* \leq i_2$ com i_1 e i_2 representando números inteiros não-negativos consecutivos. Dois novos problemas são criados acrescentando-se ao problema original as restrições $x_j \leq i_1$ e $x_j \geq i_2$, respectivamente. Este procedimento, chamado

de ramificação elimina a solução corrente com valor de x_j não inteiro, mas preserva todas as possíveis soluções viáveis inteiras do problema original. Se após a primeira aproximação mais de uma variável for não-inteira, recomenda-se adotar para ramificação uma das que apresentarem parte fracionária mais próxima de 0,5.

3. **Limitação (*bounding*)** O procedimento de ramificação prossegue até que uma primeira aproximação apresente solução inteira. O valor da função objetivo correspondente a solução inteira torna-se um limitante inferior, LI, para o valor ótimo do problema original. Todos os problemas cujas primeiras aproximações, integrais ou não, apresentarem valores inferiores ao limitante inferior são então descartados. O limitante inferior é atualizado sempre que uma primeira aproximação exibir solução inteira com valor de z maior. O algoritmo *Branch-and-Bound* termina quando não mais existirem problemas a serem ramificados.

A Figura 2.8 exibe um fluxograma com completa aplicabilidade desde o modelo até a solução do problema via PLIM.

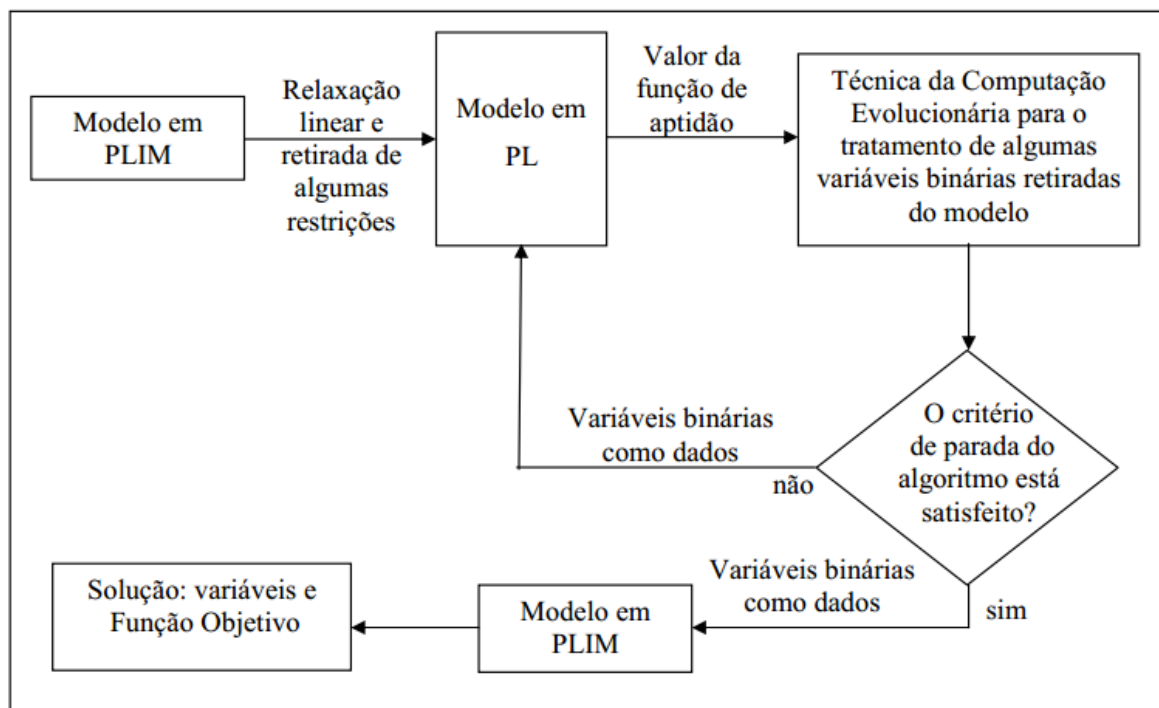


Figura 2.8. Fluxograma de PLIM (BARBOZA, 2005).

2.3.2 Otimização multiobjetivo

Na vida real é comum a existência de problemas de otimização que consideram mais de um objetivo. Nesse caso, esses problemas se tornam interessantes quando seus objetivos são conflitantes.

Enquanto que em funções monoobjetivos o ótimo corresponde às soluções extremas (mínimas ou máximas) da função objetivo do problema em questão, a consideração de uma função multiobjetivo permite que ambos pontos de vista sejam considerados simultaneamente, o que é especialmente interessante no caso dessas soluções divergentes individualmente. A partir da utilização de uma função multiobjetivo em sistemas de otimização, é possível analisar diferentes pontos de vista e achar uma solução ótima que sirva

Problemas de otimização com múltiplos objetivos são muito frequentes nas áreas de economia, finanças, transportes, engenharia e várias outras (SAMPAIO, 2011). O problema matemático de otimização multiobjetivo consiste na obtenção de um conjunto de variáveis (solução) que satisfaça algumas restrições e otimize uma função constituída por diversos termos ou funções objetivos (HASHIMOTO, 2004).

Por possuir resultados conflitantes na grande maioria das vezes, faz-se necessário o uso de técnicas apropriadas para obter boas soluções. A área que trata de problemas deste tipo é chamada de otimização multiobjetivo.

A análise multiobjetivo pode ser utilizada em sistemas de fornecimento de energia a partir de um planejamento sustentável avançado, utilizando conceitos como ACV e sua relação com diversas análises como econômica, térmica e de eficiência energética (CARVALHO e CARVALHO, 2016).

O tamanho e a complexidade dos métodos de soluções encontradas em grande parte dos problemas práticos, exige a intervenção de um gestor ou tomador de decisão, onde os critérios serão escolhidos combinando os diversos resultados seguindo uma determinação de pesos de sua preferência.

Há diversos métodos para resolver problemas envolvendo mais de um objetivo (PANTUZA JÚNIOR, 2011). Cada um deles possui características e aplicações diferentes. A escolha de um método para resolver um problema de otimização multiobjetivo (POM) deve ser realizada com cuidado, pois não existe um método melhor que todos os outros. Há de se analisar a intenção inicial do analista e do tomador de decisão no processo.

O tipo de análise que contempla a verificação da quantidade de tomadores de decisão no processo e as características peculiares do problema a ser tratado pode ser visto como uma análise de contexto do processo de tomada de decisão. Essa análise de contexto é uma das características que servem para classificar os tipos de métodos existentes para resolução de um POM (CARVALHO *et al.*, 2016).

O Método da Soma Ponderada, do inglês *Weighted Sum Method*, é sem dúvida o mais popular entre os métodos (SAMPAIO, 2011) e tem recebido grande atenção dos pesquisadores devido à sua simplicidade conceitual. Esta é a abordagem mais óbvia e “ingênua” para otimização multiobjetivo, onde o problema original é transformado num problema monoobjetivo, podendo ser resolvido por qualquer método de otimização. Um ponto negativo desta metodologia é que a solução obtida depende fortemente das ponderações (pesos) utilizados. Outros valores adotados para os pesos conduzem a uma solução diferente.

Oliveira (2005) utilizou o método da soma ponderada para a realização de simulações envolvendo problemas de usinagem de metais, otimização de frequências em sistemas massa-mola e em um problema de despacho econômico e ambiental.

O Método de Otimização Hierárquico foi proposto por Walz (1967) e, conforme o próprio nome diz, consiste na hierarquização dos objetivos de acordo com um critério de importância de cada objetivo. Esse método, considera a situação na qual o critério pode ser ordenado em termos de importância. Seja a numeração de 1 a k que reflete esta ordem, no sentido que o primeiro critério é mais importante e o k -ésimo critério é menos importante. Conservando esta ordem, minimiza-se cada função objetivo separadamente, adicionando em cada passo uma nova restrição escrita em função de alguma função objetivo que ainda não foi avaliada.

Geralmente um método é enquadrado como método ϵ -Restrição (também conhecido como método de negociação) se a busca de soluções for guiada pela troca do valor da função objetivo por outro valor da função (OLIVEIRA, 2005). Em muitos casos, esse conceito é utilizado através da minimização de uma das funções objetivo, considerando as outras como restrições flexíveis que são limitadas por valores pré-determinados.

O método da ϵ -Restrição é um dos mais utilizados (SAMPAIO, 2011), e foi aplicado recentemente (CARVALHO *et al.*, 2012; ROMERO *et al.*, 2014; CARVALHO *et al.*, 2017) na otimização econômica e ambiental de um sistema de fornecimento de energia a um hospital.

O método consiste em minimizar um único objetivo enquanto os outros são incorporados ao conjunto de restrições do problema (SAMPAIO, 2011). Esta abordagem de otimizar uma função objetivo enquanto outras são incorporadas às restrições parece ter sido, inicialmente, sugerida em (MARGLIN, 1967). Posteriormente, Haimes *et al.* (1971) apresentaram uma nova formulação para um problema envolvendo duas funções objetivo. O método da ϵ -Restrição é um método de geração que visa obter uma aproximação da fronteira eficiente do problema.

A vantagem do método da ϵ -Restrição reside no controle de cobertura da fronteira eficiente. Entretanto, o esse método apresenta a mesma desvantagem de outro bastante conhecido, método dos pesos: ter que resolver um problema de PNL sempre que quiser encontrar uma nova solução eficiente. A segunda desvantagem é inerente à escolha do vetor ϵ . Se tal vetor for escolhido de maneira inadequada, os problemas escalarizados a serem resolvidos podem ser inviáveis. A escolha do vetor ϵ , por sua vez, não é uma questão trivial e sua dificuldade aumenta à medida que cresce o número de funções objetivo que se deseja otimizar (SAMPAIO, 2011).

2.4 Softwares computacionais e aplicações da programação linear

A utilização de programação linear é recomendada para problemas de maior porte, em que muitas variáveis e restrições devem ser consideradas. Por isso, o desenvolvimento de algoritmos computacionais eficientes e precisos têm sido a maior preocupação entre os pesquisadores (CARVALHO *et al.*, 2016).

De acordo com Pinto (2000), a limitação para a maioria dos aplicativos comerciais existentes é com relação à memória da máquina e o elevado tempo computacional. Várias alternativas vêm sendo testadas para contornar este problema tais como o uso de máquinas mais avançadas e o processamento paralelo em que vários computadores trabalham simultaneamente e alimentam um computador nomeado como principal, cuja tarefa é compilar todas as informações.

Softwares de apoio a tomada de decisão fundamentam-se em técnicas de otimização para resoluções em diversas áreas do conhecimento. Métodos de otimização combinatorial baseada em programação matemática, podem apresentar soluções ótimas de diferentes parâmetros, como eficiência energética, custos anuais em processos, impactos ambientais,

por exemplo, e servir de comparação em vários métodos utilizando algoritmos *Branch-and-Bound* ou simplex. Comercialmente, existem diferentes tipos de software para otimização, tais como TRSYS®, MATLAB®, LINGO® e EXCEL®.

Existe extensa literatura científica sobre o uso da programação matemática em sistemas de otimização energética, que será tratada na seção de discussão dos resultados dessa dissertação.

CAPÍTULO III

MATERIAL E MÉTODOS

3.1 Centro consumidor

O hospital objeto desse estudo é o Hospital Universitário Lauro Wanderley (HULW), hospital-escola da Universidade Federal da Paraíba, autarquia federal vinculada ao Ministério da Educação, sendo parte integrante e inseparável destes, fundado em 1980 e situado no Campus Universitário I, bairro Castelo Branco, no município de João Pessoa.

De acordo com a EBSEH (2017), o HULW representa estrutura de saúde de referência para o estado da Paraíba. Polariza atendimento para todos os municípios do estado, e referência para atenção ambulatorial especializada, entretanto, em determinação ao desempenho do Plano Diretor de Regionalização do Estado (PDR), e a Programação Pactuada e Integrada (PPI), deverá obedecer às referências pactuadas para o município de João Pessoa, verificando a quantidade física e financeira encaminhada.

Atualmente o hospital conta com cerca de 1.100 servidores. Possui 220 leitos, 80 consultórios médicos, e realiza 20 mil atendimentos e 250 cirurgias por mês. Têm a capacidade de realizar 50 mil exames por mês, possui 10 laboratórios e realiza 700 internações mensais, contando com um conjunto arquitetônico aproximado em 44.000m² de área, dos quais, cerca de 9.000m² estão em processo de construção (EBSEH, 2017).

Seguindo a metodologia proposta por Delgado (2015) foram consideradas para a síntese do sistema de poligeração, as demandas energéticas típicas de um hospital, como: eletricidade, água quente, vapor e refrigeração. As demandas de eletricidade traduzem-se no consumo elétrico de iluminação, elevadores, equipamentos, e depende principalmente do tamanho do hospital. As demandas de água quente (para uso em cozinha e lavanderia) e de vapor (para esterilização) também dependem do porte do hospital (número de leitos). As demandas de conforto térmico (aquecimento, refrigeração) são muito influenciadas pela climatologia do local de instalação do hospital. Devido ao clima de João Pessoa, demandas de água quente para aquecimento ambiental não são necessárias. No total, têm-se variações nas demandas devido ao clima e ao modo de operação do hospital. O clima influenciará as

demandas de conforto térmico hora a hora, e o modo de operação do hospital distingue seus dias de operação entre "dia útil" e "fim-de-semana" (ou feriado). Sabe-se que durante finais de semana e feriados os consumos energéticos de um hospital são mais baixos, fato esse refletido nos consumos elétricos medidos. A Tabela 3.1 traz as demandas energéticas requeridas no HULW.

Tabela 3.1. Demandas energéticas do hospital universitário (Delgado, 2015).

Mês representativo anual	n _d (dias/ano)	Eletricidade	Água Quente	Vapor	Refrigeração
		Total MWh/dia	Total MWh/dia	Total MWh/dia	Total MWh/dia
Jan s*	20	8,538	3,543	0,465	5,961
Jan f**	11	6,315	3,543	0,233	4,360
Fev s	19	9,696	6,436	0,465	6,472
Fev f	9	6,247	6,436	0,233	4,290
Mar s	20	9,861	6,436	0,465	8,013
Mar f	11	7,474	6,436	0,233	5,443
Abr s	20	9,949	6,436	0,465	7,071
Abr f	10	7,348	6,436	0,233	4,737
Mai s	20	8,901	6,436	0,465	7,895
Mai f	11	6,383	6,436	0,233	5,534
Jun s	19	7,489	5,032	0,465	7,768
Jun f	11	6,832	5,032	0,233	5,259
Jul s	20	6,568	3,881	0,465	5,186
Jul f	11	6,045	3,881	0,233	3,760
Ago s	20	5,954	3,881	0,465	7,343
Ago f	11	4,681	3,881	0,233	4,941
Set s	21	6,686	3,881	0,465	7,483
Set f	9	4,755	3,881	0,233	5,046
Out s	20	8,041	5,284	0,465	8,834
Out f	11	5,969	5,284	0,233	6,057
Nov s	20	9,309	6,436	0,465	8,260
Nov f	10	6,022	6,436	0,233	5,627
Dez s	20	1,036	6,436	0,465	5,912
Dez f	11	7,389	6,436	0,233	3,879
Σ		MWh/ano	MWh/ano	MWh/ano	MWh/ano
Anual	365	2,791	1,947	138	2.309

*s = dia útil; ** f = feriado/final de semana

A eletricidade foi faturada com modalidade tarifária a qual a universidade está inserida, do tipo horossazonal azul. Os consumidores atendidos em alta tensão, acima de 2300 volts, como indústrias, hospitais, *shopping centers* e alguns edifícios comerciais, são classificados nesse grupo.

Essa modalidade tarifária exige um contrato específico com a concessionária, no qual se pactua tanto o valor da demanda pretendida pelo consumidor no horário de ponta (Demanda Contratada na Ponta) quanto o valor pretendido nas horas fora de ponta (Demanda Contratada fora de Ponta). Embora não seja explícita, a Resolução 456 (ANEEL, 2000) permite que sejam contratados valores diferentes para o período seco e para o período úmido.

A fatura de energia elétrica desses consumidores é composta pela soma de parcelas referentes ao consumo e demanda e, caso exista, ultrapassagem. Em todas as parcelas observa-se a diferenciação entre horas de ponta e horas fora de ponta.

Atualmente o horário de ponta do HULW está situado entre 18 e 21 h, com exceção dos sábados, domingos e determinados feriados. Já o horário fora de ponta são as horas complementares àquelas definidas no horário de ponta. As tarifas de consumo na ponta e fora de ponta são diferenciadas por período do ano, sendo mais caras no período seco (maio a novembro).

A parcela de demanda é calculada somando-se o produto da tarifa de demanda na ponta pela demanda contratada na ponta (ou pela demanda medida na ponta, de acordo com as tolerâncias de ultrapassagem) ao produto da tarifa de demanda fora da ponta pela Demanda Contratada fora de ponta (BRASIL, 2011).

Na modalidade escolhida, a tarifa contratada para o dia é R\$298/MWh, enquanto que no horário diferenciado de “ponta”, entre 18h e 21h, o valor contratual é de R\$190/MWh.

A tarifa de gás natural (R\$293/MWh – PBGAS, 2017) não contempla diferenciação horária nem sazonal, e caso algum equipamento que o utilize seja instalado, os custos já incluirão a conexão à malha de distribuição (gasodutos). Da mesma forma, a tarifa considerada para o diesel (R\$290/MWh) não possui discriminação horária ou sazonal, e os custos da instalação de equipamentos que operem com diesel incluem tanques de armazenagem.

Devido à localização de João Pessoa, que conta com várias usinas de cana-de-açúcar, a biomassa considerada foi o bagaço de cana-de-açúcar, a R\$ 52,00/MWh. Foi considerado a suposição de que 1% de massa seca foi convertida em cinza, resultando em 0,099 kg CO₂-eq/kWh.

Esta fonte de energia foi considerada inicialmente para atender às demandas de água e vapor quente do hospital (por meio de caldeiras).

3.2 Descrição da Superestrutura

A Figura 3.1 apresenta a superestrutura do sistema de fornecimento de energia para o HULW, seguindo o esquema criado por Carvalho e Millar (2012). A metodologia de otimização seguida requer a criação de uma superestrutura que deve incluir todos os processos e conexões possíveis. Os modelos de equipamentos e sua conectividade, juntamente com restrições operacionais, são incorporados em um modelo matemático, onde a função objetivo é especificada (a seguir, foi considerada uma função objetiva bicriterio). Uma vez que o sistema está otimizado, esta superestrutura é reduzida a uma configuração ótima. Portanto, a superestrutura deve incluir todos os equipamentos e fluxos que podem ser parte de uma configuração ótima, permitindo várias alternativas redundantes possíveis para cada processo.

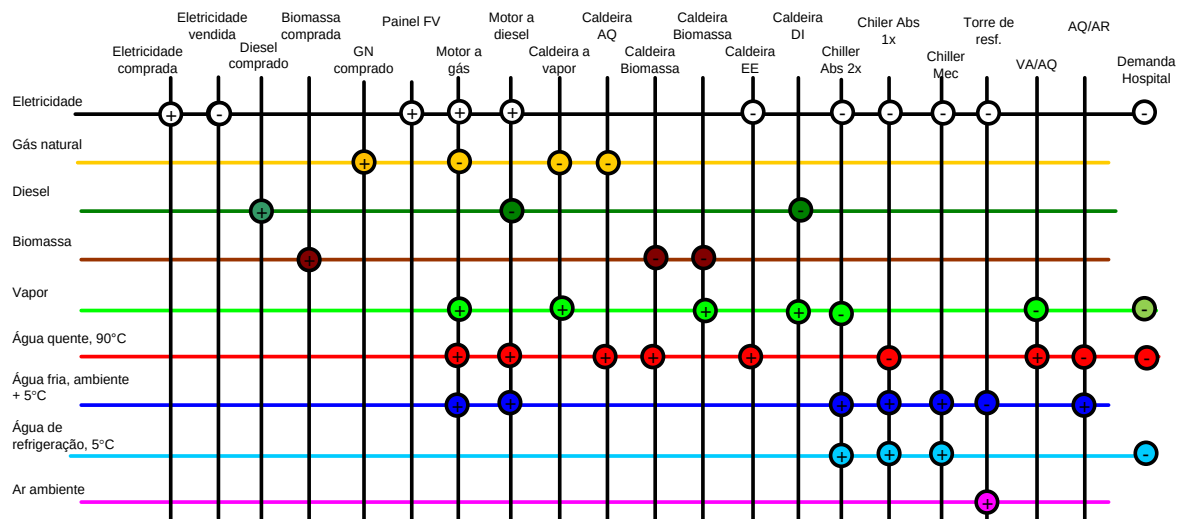


Figura 3.1. Superestrutura que ilustra todas as possíveis vias de conversão consideradas (adaptado de DELGADO *et al.*, 2015).

A superestrutura de fornecimento do sistema foi definida a partir de alguns aspectos. A demanda de eletricidade podendo ser atendida pela concessionária, por um grupo gerador que pudesse injetar o excedente a rede elétrica, ou por painéis fotovoltaicos. A demanda de calor poderia ser atendida através de calor cogeração do grupo gerador, através de caldeira de água quente ou vapor a energia elétrica, gás natural, biomassa, através de motor a diesel e ainda a demanda de refrigeração poderia ser atendida por um chiller mecânico ou através de um chiller de absorção de simples e duplo efeito.

As colunas indicam as tecnologias disponíveis e as linhas indicam os recursos energéticos. O coeficiente em negrito indica o fluxo que define a capacidade produtiva do equipamento e os coeficientes positivos e negativos, indicam, respectivamente, que um fluxo de energia é produzido ou consumido.

3.3 Dados Técnicos, Econômicos e Ambientais

A Tabela 3.2 mostra as características técnicas, econômicas e ambientais dos equipamentos que pertencem à superestrutura (Figura 3.1). Esta seção baseia-se nos equipamentos comercialmente disponíveis da base de dados do grupo de pesquisa Meio ambiente, economia e aproveitamento energético (certificado pelo CNPq), e utilizados em Delgado (2015) e Melo (2017).

Tabela 3.2. Matriz de coeficientes técnicos de produção e dados de equipamentos.

	Coeficientes de produção técnica									Equipamentos			
	GN	BM	DI	VA	AQ	AR	AA	AF	EE	Custo CI (10 ³ R\$)	Custo O&M (R\$/MWh)	Pot. Nom. PNOM (MW)	Pegada de carbono CFE (kg CO ₂ -eq)
Motor a gás	-2,63				1,10	0,45			1	463,00	15,00	0,41	3,53 . 10 ²
Motor a diesel			-2,66		0,80	0,50			1	227,00	15,00	0,40	6,97 . 10 ⁶
Caldeira a vapor (BM)		-1,40		1						51,00	8,00	0,25	2,73 . 10 ⁶
Caldeira a vapor (GN)	-1,18			1						47,90	2,00	0,30	2,22 . 10 ⁶
Caldeira a vapor (EE)				1					-1,15	42,50	2,00	0,15	2,22 . 10 ⁶
Trocador de calor (VA-AQ)				-1,10	1					8,90	2,00	0,40	1,50 . 10 ³
Caldeira AQ (BM)		-1,25			1					62,50	8,00	0,17	2,73 . 10 ⁶
Caldeira AQ (GN)	-1,22				1					49,30	2,00	0,30	2,22 . 10 ⁶
Caldeira AQ (EE)					1				-1,11	28,20	2,00	0,15	2,22 . 10 ⁶
Trocador de calor (AQ-AR)					-1,10	1				7,40	2,00	0,40	1,47 . 10 ³
Chiller de abs. (2x)				-0,77		1,77		1	-0,01	465,20	10,00	0,45	2,27 . 10 ⁵
Chiller de abs. (1x)					-1,32	2,32		1	-0,01	539,70	10,00	0,49	3,04 . 10 ⁵
Chiller mecânico						1,21		1	-0,21	217,40	4,00	0,27	5,23 . 10 ³
Torre de resfriamento						-1,00	1		-0,02	28,00	10,00	1,00	9,71 . 10 ³

A Tabela 3.2 inclui as pegadas de carbono atualizadas associadas a cada tecnologia de superestrutura, utilizando dados de Carvalho, Delgado e Chacartegui (2016) e as versões mais recentes do Simapro 8.4.0.0 (PRÉCONSULTANTS, 2017) com a base de dados

Ecoinvent 3.3 (ECOINVENT, 2017). O método de avaliação de impacto escolhido foi o IPCC 2013 GWP 100a (IPCC, 2013).

Neste caso particular, a superestrutura permite a compra e venda de eletricidade (EE) à rede elétrica, permitindo também a compra de gás natural (GN). Outras utilidades energéticas presentes na superestrutura são: vapor (VA), água quente (AQ), água de refrigeração (AR), e água fria (AF).

O sistema fotovoltaico é constituído por painéis e inversores fotovoltaicos (o armazenamento de eletricidade não foi considerado). A informação foi obtida na consulta aos fabricantes do painel (KYOCERA, 2014) e do inversor (SANTERMO, 2014). O custo do sistema foi de R\$ 2.202/m² (incluindo o custo dos painéis, inversores, materiais de instalação, transporte e montagem). A área de cada painel é de 1,64 m². Os custos de manutenção são de R\$ 25/m² por ano. Os dados históricos de radiação por hora (W/m²) estavam disponíveis no banco de dados Climaticus (2005). Em relação aos painéis fotovoltaicos, a área disponível nas instalações hospitalares é suficiente para a instalação de 200 painéis e, portanto, é dada prioridade à instalação de energia solar, que é então ajustada em função da capacidade ajustada.

O sistema foi projetado para interagir com a rede elétrica também por meio das exportações de eletricidade autogerada, considerando o esquema de compensação de crédito estabelecido pela resolução normativa nº. 482/2012 da ANEEL (BRASIL, 2012). Neste sistema de compensação de energia, a energia gerada excedente pode ser alimentada na rede de distribuição e registrada como energia, que pode ser consumida em até 60 meses (BRASIL, 2015). Este regime especial para as exportações de eletricidade aplica-se à eletricidade produzida a partir de energia fotovoltaica.

A eletricidade autogerada exportada para a rede elétrica é avaliada com a mesma pegada de carbono que a eletricidade importada da rede, introduzindo o conceito de emissões evitadas (emissões evitadas pela produção de eletricidade em painéis fotovoltaicos, ou seja, evitando a compra de eletricidade da rede).

3.4 Modelo de otimização

O problema a ser resolvido consiste em duas tarefas simultâneas: seleção da combinação de tecnologias (tipo e energia instaladas) que são capazes de atender às

demandas de energia do hospital e estabelecimento do modo de operação para todos os equipamentos instalados, para cada intervalo de tempo definido.

Um método de otimização combinatória, baseado em programação matemática (PLIM), e sua solução fornece os meios para selecionar os modos de configuração e operação mais convenientes para sistemas de energia. O modelo de otimização foi implementado no LINGO 11.0 (LINDO SYSTEMS, 2017), uma ferramenta de otimização que usa a combinação de métodos de ramificação em seu algoritmo de solução. A função objetivo considerou o aspecto econômico do sistema de fornecimento de energia instalado em termos do custo anual total C_{tot} (em R\$/ano): custos fixos (C_{fix} , investimento inicial em equipamentos) e custos operacionais (C_{ope} , compra de recursos energéticos para atender às demandas e custos de operação e manutenção) que minimizou os custos de equipamentos e combustíveis, bem como a compra/venda de serviços de energia.

$$\text{Min } C_{tot} = C_{fix} + C_{ope} \quad (3)$$

O custo fixo C_{fix} foi expresso por:

$$C_{fix} = frc * \sum i [NEI(i) * CI(i) + FV] \quad (4)$$

sendo que

$$frc = \frac{((1+i)^n * i)}{((1+i)^n - 1)} \quad (5)$$

onde:

i = taxa de juros;

n = número de meses;

$NEI(i)$ e $CI(i)$ foram, respectivamente, o número de peças instaladas e o custo de capital de cada peça instalada para a tecnologia i . PV refere-se aos painéis fotovoltaicos instalados. Uma vida útil de 15 anos foi considerada para o sistema, com uma taxa de juros

de 10% ao ano, obtendo um fator de recuperação de capital $frc = 0,13/\text{ano}$. Conforme anteriormente mencionado, devido às vantagens em relação ao custo e ao fornecimento direto de eletricidade, a quantidade de painéis fotovoltaicos que maximizam os resultados é dada pela capacidade máxima da área disponível para instalação (200 painéis).

Considerando que o ano foi dividido em dias, que por sua vez foram subdivididos em horas, (d, h) representaram a hora h do décimo dia. O custo de operação anual C_{ope} associado ao funcionamento do sistema foi expresso por:

$$C_{ope} = [P_{ng} * F_{ng}(d, h) + P_{ee} * E_i(d, h) - P_{ee} * E_e(d, h) + P_{bm} * F_{bm}(d, h) + P_{di} * F_{di}(d, h)] \quad (6)$$

F_{ng} é o consumo de gás natural, e E_i e E_e referem-se à eletricidade importada e exportada, respectivamente. F_{bm} é o consumo de biomassa, e F_{di} é o consumo de diesel. P refere-se ao preço ou tarifa do recurso energético associado.

A função objetivo ambiental foi a minimização da pegada de carbono anual total (CF_{tot}):

$$Min CF_{tot} = CF_{fix} + CF_{ope} \quad (7)$$

Onde a CF_{fix} se referiu ao impacto associado à instalação de equipamentos e a CF_{ope} referia-se ao consumo de utilitários de energia para satisfazer as demandas de energia do hospital. Então:

$$CF_{fix} = fam_e * \sum_i [NEI(i) * CFE(i) + PV] \quad (8)$$

O fator de amortização ambiental aloca as emissões globais ao longo da vida útil do sistema, sem considerar taxa de juros, e foi de 0,10/ano. O impacto anual da operação (CO_{ope}), associado à operação do sistema, foi expresso por:

$$CO_{ope} = \sum_d \sum_h [CO_{ng} * F_{ng}(d, h) + CO_{ee} * E_p(d, h) - CO_{ee} * E_s(d, h) + CO_{bm} * F_{bm}(d, h) + CO_{di} * F_{di}(d, h)] \quad (9)$$

Onde CO se refere às emissões associadas ao consumo das diferentes utilidades: ng (gás natural), ee (eletricidade), bm (biomassa) e di (diesel). A parcela " $CO_{ee} * E_s(d, h)$ " refere-se às emissões evitadas devido a exportação de eletricidade autogerada.

A operação também está sujeita a limites de capacidade, restrições de produção e equações de equilíbrio, seguindo a metodologia proposta por Carvalho, Delgado e Chacartegui (2015).

3.4.1 Modelo de Otimização Multiobjetivo

O método ϵ -restrição foi selecionado, fazendo com que a tarefa do programador seja colocada como um problema de programação bicritério (econômico e ambiental), que pode ser expresso como:

$$\text{Min } f(x) = \{f_1(x), f_2(x)\} \quad (10)$$

A solução para este problema foi dada por um conjunto de pontos ótimos de Pareto que representam projetos de processos alternativos, cada um alcançando uma combinação única de desempenhos ambientais e econômicos.

O método ϵ -restrição baseia-se na formulação de um modelo auxiliar para o cálculo dos pontos Pareto, que é obtido através da transferência de um dos objetivos do problema original para uma restrição adicional. Essa restrição impõe um limite superior ao valor do objetivo secundário. O problema é repetidamente resolvido para diferentes valores de ϵ para gerar todo o conjunto de Pareto; é uma técnica relativamente simples, mas computacionalmente intensiva (NGATCHOU, ZAREI e EL-SHARKAW, 2005). A versão ϵ -restrição do problema bi-criteria pode ser expressa matematicamente como:

$$\text{Min } f_2(x), \text{ sujeito a } f_1(x) \leq \epsilon_j = \epsilon_1, \epsilon_2, \dots \text{ e } \text{Lim}_{inf} \leq \epsilon_j \leq \text{Lim}_{sup} \quad (11)$$

$f_2(x)$ é a função objetivo econômico e $f_1(x)$ é a função objetivo ambiental. Se o modelo for resolvido para todos os valores possíveis de ϵ e as soluções resultantes são únicas, essas soluções representam o conjunto completo de soluções de Pareto do problema

multiobjetivo original. Os pontos extremos do intervalo $[Lim_{inf}, Lim_{sup}]$ dentro dos quais ϵ deve cair, podem ser determinados resolvendo separadamente cada problema objetivo. Cada ponto na fronteira de Pareto representa um sistema ótimo diferente (configuração e operação ótimas, uma vez que tanto a configuração quanto as condições operacionais podem variar), que opera sob um conjunto de condições específicas.

Nos apêndices I e II estão apresentados o programa de otimização e os dados de entrada.

CAPÍTULO IV

RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1 Otimização individual econômica e ambiental

As informações reais das necessidades energéticas, custos de investimento, combustíveis, operação e manutenção, radiação solar, custo de compra e venda de eletricidade à rede, entre outras informações relevantes foram utilizadas na otimização. O software para a otimização LINGO® utilizou o solver *Branch and Bound* para resolver o problema, com um total de 130.272 variáveis totais, 2333 variáveis inteiras e 86.441 restrições, com um tempo médio de solução de CPU de 21 segundos em um processador Intel® Core™ i5 de 1700 MHz com um tamanho de memória de 4GB.

A Tabela 4.1 mostra as soluções ótimas encontradas para a solução individual dos modelos de otimização.

Tabela 4.1. Soluções ótimas para o sistema de abastecimento de energia hospitalar, com 200 painéis fotovoltaicos.

	Ótimo econômico		Ótimo CO ₂ -eq	
Composição do sistema	Número (Potência instalada)		Número (Potência instalada)	
Motor a gás	0 (0 MW)		1 (0,410 MW)	
Motor a diesel	0 (0 MW)		0 (0 MW)	
Caldeira a vapor (GN)	0 (0 MW)		0 (0 MW)	
Caldeira a vapor (BM)	1 (0,250 MW)		0 (0 MW)	
Caldeira a vapor (EE)	0 (0 MW)		0 (0 MW)	
Trocador de calor (VA-AQ)	1 (0,400 MW)		1 (0,400 MW)	
Caldeira de água quente (GN)	0 (0 MW)		0 (0 MW)	
Caldeira de água quente (BM)	3 (0,510 MW)		0 (0 MW)	
Caldeira de água quente (EE)	0 (0 MW)		0 (0 MW)	
Trocador de calor (AQ-AR)	0 (0 MW)		2 (0,800 MW)	
Chiller de absorção de duplo efeito	0 (0 MW)		1 (0,450 MW)	
Chiller de absorção de simples efeito	0 (0 MW)		1 (0,490 MW)	
Chiller mecânico	3 (0,810 MW)		3 (0,810 MW)	
Torre de resfriamento	1 (1.000 MW)		2 (2.000 MW)	
Painéis fotovoltaicos	200 unidades		200 unidades	
Eletricidade importada	3.226 MWh/ano		68 MWh/ano	
Eletricidade produzida nos painéis	129 MWh/ano		129 MWh/ano	
Créditos de eletricidade	--		1716 MWh/ano	
Importação de gás natural	--		12.832 MWh/ano	
Importação de diesel	--		--	
Importação de biomassa	2.635 MWh/ano		0 MWh/ano	
Investimento inicial em equipamentos	R\$	1.507.167	R\$	7.070.177
Custo anual da eletricidade importada	R\$/ano	663.451	R\$/ano	12.987
Crédito anual da eletricidade exportada	R\$/ano	--	R\$/ano	357.315
Custo anual da importação do GN	R\$/ano	--	R\$/ano	3.759.777
Custo anual da importação do diesel	R\$/ano	--	R\$/ano	--
Custo anual da importação da biomassa	R\$/ano	137.045	R\$/ano	--
Custos de operação e manutenção	R\$/ano	21.813	R\$/ano	158.053
Custos anual do equipamento	R\$/ano	54.170	R\$/ano	919.123
Custo anual TOTAL	R\$/ano	1.050.598	R\$/ano	4.492.625
Emissão devido a eletric. importada	kg CO ₂ -eq/ano	1.951.900	kg CO ₂ -eq/ano	41.105
Emissão evitada (eletric. exportada)	kg CO ₂ -eq/ano	--	kg CO ₂ -eq/ano	-1.038.314
Emissão devido a GN	kg CO ₂ -eq/ano	--	kg CO ₂ -eq/ano	3.259.329
Emissão devido ao diesel	kg CO ₂ -eq/ano	--	kg CO ₂ -eq/ano	--
Emissão devido a biomassa	kg CO ₂ -eq/ano	260.913	kg CO ₂ -eq/ano	--
Emissão por equipamento	kg CO ₂ -eq/ano	1.251.890	kg CO ₂ -eq/ano	221.294
Emissão kg CO₂-eq anual TOTAL	kg CO₂-eq/ano	3.464.703	kg CO₂-eq/ano	2.483.415

A solução de cada problema de otimização individual forneceu os limites extremos: $Lim_{inf} = 2.483.415$ kg CO₂/ano a um custo de R\$ 4.492.625 (ótimo ambiental) e $Lim_{sup} = 3.464.703$ kg CO₂/ano a um custo de R\$ 1.050.598 (ótimo econômico). A solução ideal para o meio ambiente apresentou emissões de CO₂-eq que foram 39,5% menores que o ótimo econômico, mas com custos anuais que foram 427% maiores. Foi necessário um aumento

significativo nos custos anuais incorporados para obter uma redução moderada das emissões anuais totais.

4.2 Otimização bicritério econômica e ambiental

Seguindo o método ϵ -restrição, um único objetivo deve ser minimizado, enquanto outros são incorporados ao conjunto de restrição do problema.

Assim, fixado um certo limite superior de CO_2 -eq/ano (ϵ), é gerado um valor limite correspondente inferior relacionado a pegada de carbono, referente ao custo mínimo anual e a configuração de equipamentos utilizadas da superestrutura, para cada simulação no software *Lingo*. Para a otimização, o valor de ϵ variou -100.000 kg CO_2 -eq/ano em cada análise, partindo do valor próximo encontrado referente ao “ótimo econômico” até atingir a proximidade do “ótimo ambiental”.

A Tabela 4.2 mostra alguns dos limites para ϵ , com a configuração resultante e valores objetivos primários e secundários. Para cada configuração, E = motor a gás, B = caldeira (precedida pelo seu combustível), A = Chiller de absorção de simples efeito e M = Chiller mecânico. E * significa que a eletricidade é exportada para a rede elétrica. O número que acompanha o equipamento indica quantos equipamentos foram instalados.

Tabela 4.2. Método ϵ -restrição para a otimização multiobjetivo considerando custos econômicos e emissões de CO_2 -eq

	Lim _{sup} (ϵ) kg CO_2 -eq/ano	Pegada de carbono (kg CO_2 -eq/ano)	Custo mínimo (R\$/ano)	Configuração
	Ótimo ambiental	2.483.415	4.492.625	1E 1GNB 1SA 3M E*
D	2.600.000	2.599.974	2.109.694	1E 1BMB 1SA 2M E*
	2.700.000	2.667.123	2.610.622	1E 1BMB 3M E*
	2.800.000	2.616.478	2.002.849	1E 1BMB 3M E*
	2.900.000	2.895.909	1.429.435	1E 2BMB 3M E*
	3.000.000	2.942.745	1.310.980	1E 2BMB 3M E*
C	3.100.000	2.942.745	1.310.980	1E 2BMB 3M E*
B	3.200.000	3.187.922	1.095.422	1GNB 2BMB 3M
A	3.300.000	3.246.853	1.073.399	3BMB 3M
	Ótimo econômico	3.463.703	1.050.598	4BMB 3M

A Figura 4.1 mostra as relações entre o custo total e as emissões totais obtidas para cada uma das situações intermediárias (representadas em amarelo), além dos ótimos ambiental (mostrado em vermelho) e econômico (mostrado em verde).

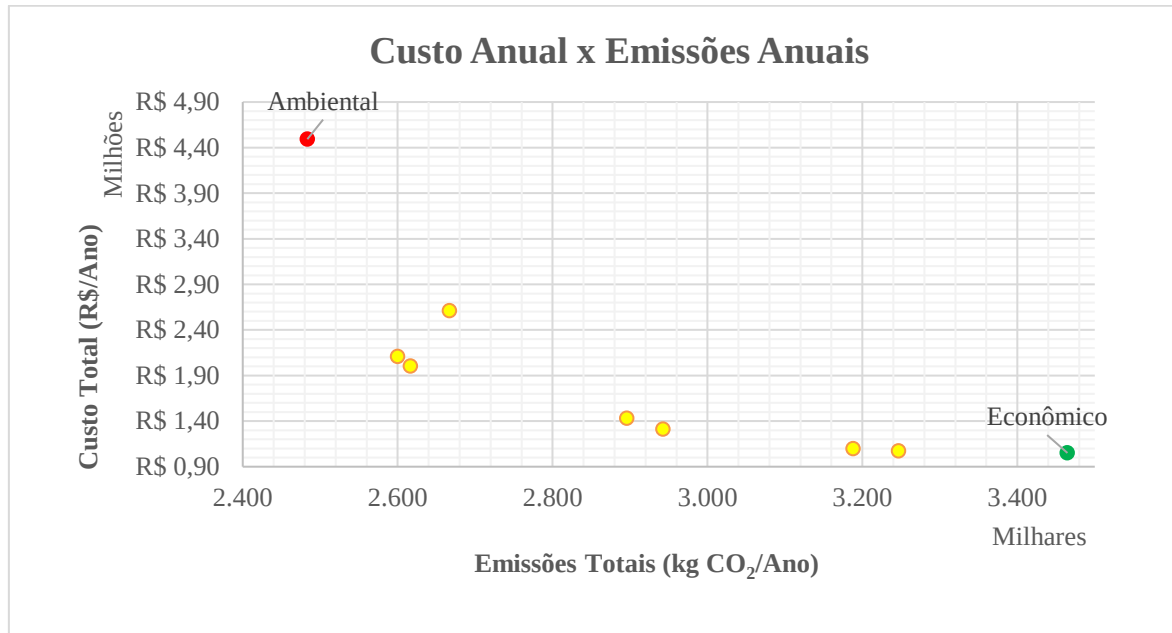


Figura 4.1. Custo anual x pegada de carbono anual.

A Tabela 4.3 mostra as principais características das soluções A, B, C e D.

Tabela 4.3. Características das soluções A, B, C e D.

	A	B	C	D
Composição do sistema	Número	Número	Número	Número
Motor a gás	0	0	1	1
Motor a diesel	0	0	0	0
Caldeira a vapor (GN)	0	0	0	0
Caldeira a vapor (BM)	3	1	1	1
Caldeira a vapor (EE)	0	0	0	0
Trocador de calor (VA-AQ)	2	1	1	1
Caldeira de água quente (GN)	0	1	0	0
Caldeira de água quente (BM)	0	1	0	0
Caldeira de água quente (EE)	0	0	0	0
Trocador de calor (AQ-AR)	0	0	1	1
Chiller de absorção de duplo efeito	0	0	0	0
Chiller de absorção de simples efeito	0	0	0	1
Chiller mecânico	3	3	3	2
Torre de resfriamento	1	1	2	2
Painéis fotovoltaicos	200	200	200	200
Eleticidade importada (MWh)	3.226	3.226	1801	1640
Eleticidade produzida nos painéis (MWh)	129	129	129	129
Créditos de eletricidade (MWh)	---	---	169	311
Importação de gás natural (MWh)	---	191	4513	4891
Importação de diesel (MWh)	---	---	---	---
Importação de biomassa (MWh)	3.191	2.622	925	908
Custo anual de imp. de eletricidade (R\$/ano)	663.451	663.451	361.475	325.551
Crédito anual da exp. de eletricidade (R\$/ano)	---	---	- 38.565	- 73.142
Custo anual da importação do GN (R\$/ano)	---	56.035	1.322.382	1.433.163
Custo anual da importação do diesel (R\$/ano)	---	---	---	---
Custo anual da importação da biomassa (R\$/ano)	165.934	136.332	48.092	47.209
Custos de operação e manutenção (R\$/ano)	59.534	54.989	76.828	86.318
Custos anuais do equipamento (R\$/ano)	184.480	184.615	840.411	290.595
Custos anuais totais (R\$/ano)	1.073.399	1.095.422	2.610.622	2.109.694
Emissões da eletricidade imp. (CO ₂ -eq/ano)	1.951.900	1.951.900	1.089.577	992.190
Emissões evitadas (CO ₂ -eq/ano)	---	---	- 102.472	- 188.417
Emissões da importação de GN (CO ₂ -eq/ano)	---	48.577	1.146.365	1.242.401
Emissões da importação do diesel (CO ₂ -eq/ano)	---	---	---	---
Emissões da imp. da biomassa (CO ₂ -eq/ano)	315.913	259.555	91.560	89.879
Emissões por equipamento (CO ₂ -eq/ano)	979.040	927.890	442.093	463.920
Emissões anuais totais (CO₂-eq/ano)	3.246.853	3.187.922	2.667.123	2.599.974

De acordo com a Tabela 4.3, com a configuração “A”, foi encontrada uma segunda melhor solução econômica. Para uma restrição $\in$ com Lim_{sup} de 3.300.000 kg CO₂-eq/ano, o valor obtido foi de 3.246.853 kg CO₂-eq/ano com custo anual total de R\$ 1.073.399.

Para a configuração “B”, com restrição $\in$ com Lim_{sup} de 3.200.000 kg CO₂-eq/ano, foi obtido um valor de 3.187.922 kg CO₂-eq/ano com um custo anual total de R\$ 1.095.422.

Já para as configurações “C” e “D”, ocorre a exportação de eletricidade gerada pelos painéis fotovoltaicos e devido à instalação de grupos geradores a gás (cogeração) no sistema, que se enquadra no regime especial da resolução nº 482 da ANEEL (BRASIL, 2012), já que o Brasil adotou o sistema de compensação, assim, a energia ativa injetada no sistema de distribuição pela unidade consumidora, será cedida a título de empréstimo gratuito para a distribuidora, passando a unidade consumidora a ter um crédito em quantidade de energia ativa a ser consumida por um prazo de 60 meses.

Para a configuração “C”, em uma das soluções encontradas, a com Lim_{sup} de 2.700.000 kg CO₂-eq/ano foram obtidos os valores de 2.667.123 kg CO₂-eq/ano e custos anuais totais de R\$ 2.610.622, assim como 2.599.974 kg CO₂-eq/ano e R\$ 2.109.694 para a configuração “D”, respectivamente, para Lim_{sup} de 2.600.000 kg CO₂-eq/ano.

Devido ao grande intervalo que separam as soluções-ótimas puramente ambiental e econômica propostas na Figura 4.1, uma recomendação como situação de equilíbrio seria a mais indicada nessa situação. Pois a demanda seria atendida a um custo e emissões próximas as medianas ao longo do ano, sem prejudicar individualmente um ou outro aspecto.

Portanto, recomenda-se ao tomador de decisão a escolha em torno da configuração proposta em uma das soluções do ponto C, com Lim_{sup} de 2.900.000 kg CO₂-eq/ano, composta por um grupo gerador a gás, uma caldeira a vapor e água quente (biomassa), dois trocadores de calor, três chillers mecânicos, uma torre de resfriamento e 200 painéis fotovoltaicos, representando impactos anuais de 2.895.909 kg CO₂-eq/ano a um custo total anual de R\$ 1.429.435.

Com essa configuração, é possível obter um valor de custo econômico de implementação do sistema de fornecimento e conversão de energia de aproximadamente 36% maior do que o ótimo econômico, mas em comparação à emissões de aproximadamente 20% menores, representando aproximadamente 570.000 kg CO₂-eq/ano a menos a cada ano.

A otimização multicritério vem sendo recentemente aplicada, como por exemplo, o trabalho proposto por Rubio-Maya *et al.* (2011) que utilizaram a programação não linear inteira mista para otimizar uma superestrutura proposta que contém uma longa lista de possíveis configurações para uma planta de poligeração que produz eletricidade, aquecimento, água fria e água potável para um resort de turismo espanhol.

Bracco *et al.* (2013) realizaram uma otimização via PLIM para uma estrutura de cogeração. Neste caso, a função objetivo foi reduzir os custos e as emissões de CO₂. Este modelo foi aplicado a uma área urbana da cidade de Arenzano, Itália. O estudo de caso se

baseou na análise de quatro edificações, nos quais foram considerados quatro dias representativos da média diária do consumo de energia elétrica e térmica. Os edifícios podem compartilhar a energia elétrica com a rede (compra ou venda segundo a necessidade), mas não entre eles. O caso contrário acontece com a energia térmica, na qual foram colocadas tubulações entre os edifícios para que pudessem trocar energia em caso de necessidade. Neste caso, o consumo de energia térmica é maior do que a energia elétrica.

Ashouri *et al.* (2013) desenvolveram uma otimização multiobjetivo baseada em PLIM aplicada a um prédio comercial denominado Prédio Inteligente (*Smart Building Designer*), localizado em Zurique, Suíça e que possui capacidade para 300 pessoas. Foram utilizadas energias renováveis na otimização, como a fotovoltaica, e foi possível analisar as demandas cumulativas de energia e a pegada de carbono via ACV. Foi proposto que essa metodologia pode ser usada em diversas estruturas como esta.

Fazlollahi *et al.* (2013) apresentaram um modelo de otimização multiobjetivo para dimensionamento e otimização de operação de sistemas de aquecimento urbano com tanques de armazenamento de calor. O modelo inclui técnicas de integração do processo e integração de energia através de PLIM para otimizar os intervalos de temperatura, volume e estratégia de operação dos tanques de armazenamento térmico. O modelo proposto foi demonstrado por meio de dois casos de teste. Os resultados mostraram que a eficiência, os impactos ambientais e os custos totais de um sistema urbano podem ser melhorados após a integração do armazenamento térmico em 4,7%, 5% e 2%, respectivamente.

Wakui e Yokoyama (2013) desenvolveram um modelo estrutural ótimo de um sistema de cogeração residencial, conhecido como ciclo combinado, considerando vários tipos de restrições operacionais, sendo desenvolvido a partir do ponto de vista de economia de energia. Como principais restrições operacionais das unidades de cogeração, uma operação de saída de potência constante, uma operação de liga-desliga diária e uma operação contínua foram definidas. O modelo desenvolvido resulta em um problema de programação linear mista e a operação de seleção e multi-período são otimizadas simultaneamente. Além disso, o modelo foi aplicado ao projeto estrutural de um sistema de cogeração residencial, composto por uma unidade de cogeração e seus dispositivos periféricos, para exigências de energia simuladas em uma residência japonesa. Os resultados de otimização revelaram que a seleção da unidade de cogeração é mais influenciada por suas restrições operacionais do que pela consistência nas relações caloríficas da unidade de cogeração e as demandas de

energia. Além disso, verificou-se que a seleção dos dispositivos periféricos varia com a unidade selecionada e as demandas de energia.

Romero *et al.* (2014) realizaram o estudo da aplicação de uma técnica de otimização num hospital baseado na PLIM. O modelo de otimização proposto determinou a configuração ideal do sistema de poligeração e a melhor estratégia operacional, como objetivo de reduzir os custos anuais. O modelo matemático para resolução desta otimização foi o LINGO. As demandas do hospital foram eletricidade, vapor, calor e frio. Este sistema tem como equipamentos o gerador de vapor, caldeira de água quente, turbina a gás, motor a gás, chiller por absorção e torre de resfriamento.

Otimização de processos no contexto de minas subterrâneas e a céu aberto no Canadá utilizando PLIM foi também utilizado por CARVALHO *et al.*, 2014 e ROMERO *et al.*, 2016.

Burdett *et al.* (2017) desenvolveram uma abordagem para realizar uma ampla análise de recursos e capacidade instalada em um hospital. Foi incorporado dentro de um sistema inteligente a possibilidade de tomadores de decisão gerenciar estrategicamente a eficiência de seus hospitais atualmente e servir como possibilidade de criar hospitais mais eficientes no futuro. Em teoria, essa abordagem pôde ajudar os hospitais com uma variedade de atividades de planejamento de capacidade e alocação de recursos bem maior. Os modelos de PLIM aplicados puderam determinar o número máximo de pacientes de cada tipo que podem ser tratados dentro de um determinado período de tempo ou o tempo necessário para processar um determinado grupo de pacientes.

Seguindo basicamente o que foi proposto por Burdett, Zhou *et al.* (2017) propuseram uma otimização relacionado ao atendimento geral de um hospital em, Xangai, na China, relacionando leitos, enfermeiras e pacientes, utilizando programação estocástica multiobjetivo e posteriormente PLIM foi possível linearizar os resultados obtidos através do método de ϵ -restrição.

Pina *et al.* (2017) desenvolveram uma análise multicritério em um sistema de trigeração utilizando fontes de energias renováveis e armazenamento de energia térmica a um prédio em Zaragoza, Espanha. O trabalho propôs um modelo de PLIM para a síntese de um sistema de trigeração que deve atender as demandas de eletricidade, calor e refrigeração do edifício. Foi considerado na análise fatores ambientais e econômicos, incluindo custos de investimento, manutenção e operação do sistema. Uma fronteira de

pareto foi obtida resultando em valores ótimos para custos em relação a impactos ambientais associados.

Zheng *et al.* (2018) propuseram uma otimização em um sistema de trigeração em um centro consumidor na China. O número de arranjos alternativos de tecnologias apresentou muitos graus de liberdade e o problema modelado pretendeu determinar a melhor combinação de tecnologias para atender à demanda de energia sujeito a restrições práticas, visando a inserção de energias renováveis. Uma gama de tecnologias, incluindo turbina a gás, refrigerador de absorção, caldeira, bomba de calor, painéis fotovoltaicos, armazenamento eletroquímico e sistema de ar condicionado, foram consideradas como tecnologias alternativas. Um modelo PLINM foi desenvolvido para resolver o problema de otimização multiobjectivo, resultando em quatro cenários e apresentando reduções significativas em emissões de CO₂ a partir da utilização de painéis fotovoltaicos.

Assim, verificou-se que as técnicas de otimização multiobjetivo ampliam a perspectiva das análises do sistema de energia de um único objetivo e a determinação do espectro completo de soluções que otimizam o projeto de acordo com mais de um objetivo por vez. Como na maioria dos problemas práticos, os múltiplos objetivos aqui analisados competiam uns com os outros e um ótimo único não pôde ser identificado.

A geração de energia distribuída em edificações e cidades tem sido proposta como uma alternativa importante para ampliação da base tecnológica de países e diversificação de suas matrizes energéticas. No caso do Brasil, a possibilidade da incorporação da geração distribuída em edificações apresenta amparo legal por meio de recentes regulamentações do setor elétrico e das normas de melhoria da eficiência energética, tornando a visão da sustentabilidade ambiental um conceito fundamental na etapa de planejamento e otimização de sistemas energéticos (BRASIL, 2012).

Apesar de não haver restrições ambientais obrigatórias no Brasil, em países com essa obrigatoriedade, a consciência ambiental em processos de conversão e geração de energia passa a ser uma realidade.

A partir do Acordo de Paris (UNFCCC , 2015) 191 países estabeleceram o objetivo global para a adaptação, que consiste em aumentar a capacidade de adaptação, fortalecer a resiliência e reduzir a vulnerabilidade à mudança do clima, com vistas a contribuir para o desenvolvimento sustentável e a assegurar uma resposta de adaptação adequada no contexto da meta de temperatura média global bem abaixo de 2°C em relação aos níveis pré-industriais, e envidar esforços para limitar esse aumento da temperatura a 1,5°C em relação

aos níveis pré-industriais, reconhecendo que isso reduziria significativamente os riscos e os impactos da mudança do clima.

As incertezas que afetam as decisões de investimento estão relacionadas a futuras metas e políticas de emissão, o que implica que um método para otimizar não só os critérios econômicos, mas também os impactos ambientais, proporcionará melhores informações para a tomada de decisões, possivelmente resultando em uma solução mais robusta (SVENSSON e BERNTSSON, 2010).

Reduções significativas nos custos podem ser alcançadas se o decisor estiver disposto a comprometer o desempenho ambiental do sistema. A metodologia aqui apresentada visava promover um projeto mais sustentável de sistemas de fornecimento de energia, orientando os decisores econômicos para a adoção de alternativas que causassem menos impacto ambiental, opção possível quando se tem opções de soluções de equilíbrio entre soluções-ótimas.

CAPÍTULO V

CONCLUSÃO

A otimização multiobjetivo foi abordada neste trabalho com o desenvolvimento de uma otimização bicritério que abordou aspectos econômicos e ambientais.

Foi apresentada uma proposta para suprir as necessidades energéticas de um hospital (vapor, eletricidade, refrigeração e água quente) de tamanho médio (420 leitos) localizado na cidade de João Pessoa, estado da Paraíba, Brasil.

A partir das demandas energéticas do centro consumidor, foi proposta uma superestrutura composta por tecnologias de conversão energética. Equipamentos comercialmente disponíveis foram selecionados, incluindo painéis solares fotovoltaicos.

Para a otimização, foi utilizada a Programação Linear Inteira Mista, em que a solução do modelo proporcionou conjuntos de alternativas ideais de design de Pareto, destacando os *trade-offs* envolvidos em sua análise e avaliação, bem como o papel importante dos decisores na resolução e uso de seu julgamento especializado no problema multiobjetivo.

O software Lingo foi utilizado para solução do modelo, que incorporou o método ϵ -restrição para abordar a otimização bicritério, considerando aspectos econômicos e ambientais simultaneamente e observou-se que reduções significativas no impacto ambiental poderiam ser alcançadas se o desempenho econômico fosse comprometido. A informação ambiental foi gerada pela aplicação da metodologia da Avaliação do Ciclo de Vida (ACV) para os equipamentos e recursos energéticos da superestrutura.

As soluções individuais econômica e ambiental eram opostas: a solução econômica baseou-se na instalação de equipamentos como caldeira a vapor, e de água quente à biomassa, trocador de calor, chiller mecânico e torre de resfriamento, enquanto a ambiental possuía cogeração (motor a gás), trocador de calor, chiller de absorção de duplo e simples efeito, chiller mecânico e torre de resfriamento.

Painéis solares fotovoltaicos foram instalados em ambos os casos, mas somente na solução ambiental beneficiou-se da normativa legal para exportar eletricidade à rede em troca de créditos.

Dentro as soluções obtidas, recomendou-se ao tomador de decisão a escolha em torno da configuração proposta na solução composta por um grupo gerador a gás, uma caldeira a

vapor e água quente (biomassa), dois trocadores de calor, três chillers mecânicos, uma torre de resfriamento e 200 painéis fotovoltaicos, representando impactos anuais de 2.895.909 kg CO₂-eq/ano a um custo total anual de R\$ 1.429.435. Com essa configuração, é possível obter valores de custos econômicos de implementação do sistema de poligeração pouco maiores (aproximadamente 36% maior do que o ótimo econômico), em comparação a emissões de aproximadamente 20% menores ao ano, cerca de 570.000 kg CO₂-eq/ano.

Considerando o atual cenário da política energética adotada no Brasil, com o implemento legal das bandeiras tarifárias e o aumento gradativo do custo da energia elétrica, devido principalmente a condições ambientais, sugere-se como trabalho futuro uma análise multicritério para tomada de decisão, em busca de uma nova solução de equilíbrio do sistema energético, com inserção de outros equipamentos, como por exemplo a inserção de baterias para armazenagem de energia gerada por placas fotovoltaicas, possibilitando a utilização da energia gerada durante todo o dia.

REFERÊNCIAS

ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (2014a). NBR ISO 14040: gestão ambiental, avaliação do ciclo de vida, princípios e estruturas. Rio de Janeiro.

ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (2014b). NBR ISO 14044: gestão ambiental, avaliação do ciclo de vida, requisitos e orientações. Rio de Janeiro.

ADAMS, W. G; DAY, R. E. V. “The action of light on selenium”. **Proceedings of the Royal Society of London**, v. 25, n. 171-178, p. 113-117, 1877.

ALBUQUERQUE, L. L.; ALMEIDA, A. T.; CAVALCANTE, C. A. V. “Aplicabilidade da programação matemática multiobjetivo no planejamento da expansão de longo prazo da geração no Brasil”. **Pesquisa Operacional**, v. 29, n. 1, p. 153-177, 2009.

ARAÚJO, Y. R. V; GOIS, M. L; COELHO JUNIOR, L. M; CARVALHO, M. “Carbon footprint associated with four disposal scenarios for urban pruning waste”. **Environmental Science and Pollution Research**, v. 1, p. 1, 2018.

ARCURI, P.; FLORIO, G.; FRAGIACOMO, P. “A mixed integer programming model for optimal design of trigeneration in a hospital complex”. **Energy**, v. 32, n. 8, p. 1430-1447, 2007.

ARENALES, M *et al.* “Pesquisa operacional: para cursos de engenharia”. **Elsevier Brasil**, 2017.

ASHOURI, A. *et al.* “Optimal design and operation of building services using mixed-integer linear programming techniques”. **Energy**, v. 59, p. 365-376, 2013.

BAITELO, R. L. “**Modelo de cômputo e valoração completa de potencias de recursos energéticos para o planejamento integrado de recursos**” – Tese, Universidade de São Paulo - São Paulo, 2011.

BARBOSA-JUNIOR, A. F *et al.* “Conceitos e Aplicação de ACV no Brasil”. **In: XXVII Encontro Nacional de Engenharia de Produção –ENEGEP** –Foz do Iguaçu –PR –2007. 9p.

BARBOZA, A. O. “**Simulação e técnicas da computação evolucionária aplicadas à problemas de programação linear inteira mista**”. Tese, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2005.

BEJAN, A.; TSATSARONIS, G.; MORAN, M. ***Thermal Design & Optimization***. John Wiley & Sons, Inc., 1996.

BELFIORE, P; FÁVERO, L. P. “Pesquisa Operacional para cursos de Engenharia”. **Elsevier Brasil**, 2013.

BEN, 2017. Balanço Energético Nacional. “Relatório Síntese / ano base 2016”. Disponível em:

<[https://ben.epe.gov.br/downloads/S%c3%adntese%20do%20Relat%c3%b3rio%20Final 2017 Web.pdf](https://ben.epe.gov.br/downloads/S%c3%adntese%20do%20Relat%c3%b3rio%20Final%202017%20Web.pdf)>. Acesso 08 nov 2017.

BERTOL, O. F; DOSCIATTI, E. R; MAGATÃO, L. Solução de um problema de programação linear usando o ambiente de modelagem gusek. Paraná, 2015.

BIEGLER L.T, GROSSMAN I.E. *Retrospective on optimization*. **Computers and Chemical Engineering**. Vol. 28 pp. 1169-1218. 2004

BOEHM, R. F. **Design analysis of thermal systems**. New York: Wiley, 1987.

BONATTO, F. et al. “Metodologia para a incorporação da dimensão socioambiental ao planejamento da transmissão de energia elétrica”. Rio de Janeiro, RJ. 2005.

BRACCO, S.; DENTICI, G.; SIRI, S. “Economic and environmental optimization model for the design and the operation of a combined heat and power distributed generation system in an urban area”. **Energy**, v. 55, p. 1014–1024, 2013. Elsevier Ltd.

BRASIL. ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução. 456 - Condições Gerais de Fornecimento. Brasília, DF, 2000.

BRASIL. ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Banco de Informações de Geração. 2017. Disponível em: <
<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm> >. Acesso 13 nov 2017

BRASIL. ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Código único de empreendimentos de geração (CEG). 2016. Disponível em: <
http://www.aneel.gov.br/scg/formacao_CEG.asp >. Acesso 13 nov 2017.

BRASIL, Ministério de Minas e Energia. "Ação sustentável gera economia " 2015. Disponível em <http://www.mma.gov.br/informma/item/9207-a%E7%E3o-sustent%E1vel-gera-economia> . Acesso 13 nov 2017.

BRASIL, Ministério de Minas e Energia. 2016. **Mudança de Hábito**. Disponível em: <
<http://www.mma.gov.br/informma/item/8767-mudan%C3%A7a-de-h%C3%A1bito>> . Acesso, 08 nov 2017.

BRASIL - Ministério de Minas e Energia. Manual de Tarificação da Energia Elétrica, 2011. Disponível em <
http://www.mme.gov.br/documents/10584/1985241/Manual%20de%20Tarif%20En%20El%20-%20Procel_EPP%20-%20Agosto-2011.pdf >. Acesso 16 nov 2017.

BRASIL, Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, Resolução Normativa Nº. 482. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências, v. 17, 2012.

BURDETT, R. L. et al. "A mixed integer linear programming approach to perform hospital capacity assessments". **Expert Systems with Applications**, v. 77, p. 170-188, 2017.

CARVALHO, M.; MILLAR D. L. “*Concept development of Optimal Mine Site Energy Supply*”. **Energies** 5: 4726-4745. 2012

CARVALHO, M., CHARCATEGUI, R, JUNIOR, L.M.C, DELGADO, D. B. M. “Optimization of Energy Supply and Conversion in a Northeast Brazil Hospital: Use of photovoltaic panels”. **In: 23rd ABCM International Congress of Mechanical Engineering**, Rio de Janeiro, 2015.

CARVALHO, M.; DELGADO, D. B. M.; CHACARTEGUI, R. “Life Cycle Analysis as a Decision Criterion for the Implementation of Solar Photovoltaic Panels in as Northeast Brazil Hospital.” **In: Panagiotis Grammelis” (Org.). Energy, transportation and global warming. 1ed.: Springer International Publishing, 2016, v. 1, p. 295-314.**

CARVALHO, M; SERRA, L. M.; LOZANO, M. “Geographic evaluation of trigeneration systems in the tertiary sector. Effect of climatic and electricity supply conditions”. **Energy**, v. 36, n. 4, p. 1931-1939, 2011.

CARVALHO, M; LOZANO, M. A.; SERRA, L M. “Multicriteria synthesis of trigeneration systems considering economic and environmental aspects”. **Applied Energy**, v. 91, n. 1, p. 245-254, 2012.

CARVALHO, M., ROMERO A; MILLAR, D. L. “Biomass and thermal solar energy in the synthesis and optimization of a polygeneration system”. **In: Proceedings of the V Brazilian Solar Energy Conference**. Recife, 2014.

CARVALHO, B.C.T; CARVALHO, M. 2016. “Sustentabilidade no Planejamento no Fornecimento de Energia: Avaliação do Ciclo de Vida como consideração inicial.” **In: VII Congresso Brasileiro de Gestão Ambiental**, Campina Grande/PB. 2016.

CARVALHO, B.C.T; DE MELO, C.T. M. C; CARVALHO, M. 2016. “Aplicação e Funcionalidade da Programação Linear Inteira Mista em Problemas de Otimização Energética”. **In: 4º Congresso Internacional de Desenvolvimento da Engenharia Industrial**, Joinville, Santa Catarina. 2016.

CARVALHO, B.C.T; MEDEIROS NETO, J., CARVALHO, M. 2016. “Estudo aplicado de ACV em otimização de sistemas de refrigeração por absorção de duplo efeito com aporte de energia solar”. **In: VII Congresso Brasileiro de Gestão Ambiental**, Campina Grande, 2016.

CARVALHO, B.C.T *et al.* “Multicriteria optimization of the energy supply for a Northeast Brazil hospital”. **In: Proceedings of the 24th ABCM International Congress of Mechanical Engineering. ABCM**. Curitiba, PR. 2017.

CARVALHO, M. “Thermoeconomic and environmental analyses for the synthesis of polygeneration systems in the residential-commercial sector”. Tese de doutorado, Universidade de Zaragoza, Departamento de Engenharia Mecânica. Zaragoza: Unizar, 2011.

CARVALHO, M. *et al.* 2013. “Synthesis of trigeneration systems: Sensitivity analyses and resilience”. **The Scientific World Journal**, v. 2013.

CARVALHO, M; SERRA, L. M; LOZANO, M. A. “Optimal synthesis of trigeneration systems subject to environmental constraints”. **Energy**, v. 36, n. 6, p. 3779-3790, 2011.

CAVALCANTI, R. **Sustentabilidade Energética**: Descrição de indicadores adaptados à geração de energia eólica. Campina Grande – UFCG, 2014.

CLIMATICUS 4.2. 2005. Dados climáticos. Estratégia para 58 cidades brasileiras. INMET1961-1990. Faculdade de Arquitetura e Urbanismo, Universidade de São Paulo. Disponível em: <
www.usp.br/fau/pesquisa/laboratorios/labaut/conforto/Climaticus_4_2.xls > Acesso em 11 dez 2017.

COELLO, C. A.; ZACATENCO, C. S. P. Evolutionary Multiobjective Optimization: Past, Present and Future. **Tutorial-CINVESTAV-IPN, Depto. de Ingenieria Eléctrica, Sección de Computación**, 2002.

COSTA, F. P. **Aplicações de técnicas de otimização a problemas de planejamento operacional de lavra em minas a céu aberto**. 2005. Tese de Doutorado. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mineral), PPGEM–UFOP, Ouro Preto, MG.

DEB, K. **Multi-objective optimization using evolutionary algorithms**. John Wiley & Sons, 2001.

DELGADO, D. B. M. **Otimização econômica e ambiental de um sistema de poligeração incluindo energia solar fotovoltaica e biomassa: Estudo de caso em um hospital paraibano**. Dissertação de mestrado, Universidade Federal da Paraíba, Programa de Pós-Graduação em Energias Renováveis. João Pessoa: UFPB, 2015.

DELGADO, D. B. M; CARVALHO, M; COELHO JUNIOR, L. M; CHACARTEGUI, R. “Analysis of Biomass-fired Boilers in a Polygeneration System for a Hospital”. **Frontiers in Management Research**, v. 1, p. 1, 2018.

D’SA, A. Integrated resource planning (IRP) and power sector reform in developing countries. **Energy Policy** 33. p.1271-1285. 2005.

EBSERH - Empresa Brasileira de Serviços Hospitalares. Nossa História., 2017. Disponível em < <http://www.ebserh.gov.br/web/hulw-ufpb/nossa-historia> >. Acesso 15 nov 2017

ECOINVENT database. Disponível em < <http://www.ecoinvent.ch> >. Acesso 12 nov 2017.

EOM, S.; KIM, E. A survey of decision support system applications (1995-2001). **Journal of the Operational Research Society**, v. 57, p. 1264-1278, 2006.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Plano Decenal de Expansão de Energia 2026. Disponível em: < http://www.epe.gov.br/PDE/Documents/Arquivos/PDE2026/Cap3_Texto.pdf >. Acesso, 12 nov 2017.

FADIGAS, E. Energia Solar Fotovoltaica: Fundamentos, Conversão e Viabilidade técnico-econômica. Grupo de Energia Escola Politécnica Universidade de São Paulo, 2012. Disponível em: <
https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/56337/mod_resource/content/2/Apostila_solar.pdf
 >. Acesso 12 dez 2017.

FAZLOLLAHI, S; BECKER, G; MARÉCHAL, F. “Multi-objectives, multi-period optimization of district energy systems: II—Daily thermal storage”. **Computers & Chemical Engineering**, v. 71, p. 648-662, 2013.

FERNANDES, I. O. L. Avaliação energética e ambiental da produção de óleo de dendê para biodiesel na região do baixo sul, Bahia. 151 p. Dissertação (Mestrado em Desenvolvimento Regional e Meio Ambiente). Universidade Estadual de Santa Cruz, Ilhéus, 2009.

FISHER, A. C.; ROTHKOPF, M. H. “Market failure and energy policy A rationale for selective conservation”. **Energy policy**, v. 17, n. 4, p. 397-406, 1989.

FRANGOPOULOS, C.A. 2009. Exergy, Energy System Analysis and Optimization. Vol.II - Optimization Methods for Energy Systems. Disponível em: <
<http://scp.eionet.europa.eu/themes/lca> >. Acesso, 12 nov 2017

GOLDBARG, M. C; LUNA, H. P. L. Otimização combinatória e programação linear: modelos e algoritmos. **Elsevier**, 2005.

GONÇALVES, L. A evolução do planejamento do setor elétrico no brasil: conceitos e críticas. Piracicaba-SP, 2008.

GONÇALVES, R. R. **Modelos de programação linear inteira mista para resolver problemas de otimização de sistemas de distribuição de energia elétrica radiais**. Tese, UNESP, São Paulo, 2013.

GUIMARÃES, M. M; DA CUNHA JUNIOR, J. J. “A utilização da pesquisa operacional como ferramenta de estratégia organizacional na otimização da alocação de recursos e gestão

de custos”. In: **XXXVI Encontro Nacional de Engenharia de Produção**, João Pessoa – 2016

GUINÉE, J. B. (ed). “**Life Cycle Assessment: An operational guide to the ISO Standards; LCA in Perspective; Guide; Operational Annex to Guide**”. Leiden, Holanda: Centre for Environmental Science, Leiden University, 2001.

GUINÉE, J.B. “Handbook on life cycle assessment: operational guide to the ISO standards.” Boston, Estados Unidos: **Kluwer Academic Publishers**, 2002.

HAIMES, Y. Y. On a bicriterion formulation of the problems of integrated system identification and system optimization. **IEEE transactions on systems, man, and cybernetics**, v. 1, n. 3, p. 296-297, 1971.

HASHIMOTO, K. **Técnicas de otimização combinatória multiobjetivo aplicadas na estimação do desempenho elétrico de redes de distribuição**. 2004. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo.

HILLIER, F. S.; LIEBERMAN, G. J. **Introdução à pesquisa operacional**. McGraw Hill Brasil, 2013.

HINZ, R. T. P, VALENTINA L. V. D., FRANCO, A. C. Sustentabilidade ambiental das organizações através da produção mais limpa ou pela Avaliação do Ciclo de Vida. **Estudos tecnológicos** - Vol. 2, nº 2:91-98, 2006.

HUGÉ, J.; WAAS, T.; EGGERMONT, G.; VERBRUGGEN, A. “Impact assessment for a sustainable energy future - Reflections and practical experiences”. **Energy Policy**, v. 39, n. 10, p. 6243-6253, out 2011.

INPE, Instituto Brasileiro de Pesquisas Espaciais. Atlas brasileiro de energia solar. São José dos Campos: INPE, 2006. Disponível em: <
http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/brazil_solar_atlas_R1.pdf>. Acesso em 11 dez 2017.

INTERMITTENT, N. E. R. C.; FORCE, “Variable Generation Task. Accommodating High Levels of Variable Generation”. **North American Electric Reliability Corp. (NERC)**, 2009.

IPCC - INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (2013). Revised supplementary methods and good practice guidance arising from the kyoto protocol. Disponível em: < <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/kpsg/> >. Acesso em 08 dez. 2017.

JANNUZZI, G. Planejamento Integrado de Recursos Energéticos: meio ambiente, conservação de energia e fontes renováveis. Campinas, 1997.

KYOCERA. Kyocera Brasil. Disponível em < <http://www.kyocera.com.br/> >. Acesso 12 nov 2017

LAMBERTS, R. *et al.* **Eficiência energética na Arquitetura**. PROCEL/UFSC. São Paulo: PW Editores, 1997.

LEFF, E. **Racionalidade ambiental**: a reapropriação social da natureza. In: Racionalidade ambiental: a reapropriação social da natureza. 2006.

LEIGUS, A; FENERICH, A. T.; MORAIS, M. “Aplicações da Pesquisa Operacional”. **In: III Encontro de Engenharia de Produção Agroindustrial**. Fecilcam. Campos Mourão, PR.

LINDO SYSTEMS. Lingo 14.0. Disponível em <<http://www.lindo.com>>. Acesso 12 nov 2017

LOESCH, C; HEIN, Nelson. **Pesquisa Operacional**: fundamentos e modelos. Saraiva, 2009.

LOZANO, M. A.; RAMOS, J. C.; CARVALHO, M.; SERRA, L. M. “Structure optimization

of energy supply systems in tertiary sector buildings”. **Energy and Buildings**, v. 41, n. 10, p. 1063–1075, 2009

MACEDO, L. D. **Produção de energia elétrica por fonte eólica no Brasil e aspectos de seu impacto na região Nordeste e Rio Grande do Norte**. Campinas: UNICAMP. Programa de Pós-Graduação em Desenvolvimento Econômico, 2015 (Tese de Doutorado).

MAGATÃO, L. **Programação matemática aplicada à otimização das operações de um poliduto**. Dissertação de Mestrado. Centro Federal de Educação Tecnológica do Paraná, Curitiba, Brasil, 2001.

MARGLIN, S. A. Public “Investment Criteria (Routledge Revivals): Benefit-Cost Analysis for Planned Economic Growth”. **MIT Press**, Cambridge, Massachusetts, 1967.

MELO, F. M. **Síntese e otimização de um sistema energético para um edifício do setor residencial em João Pessoa-PB**. Dissertação de mestrado, Universidade Federal da Paraíba, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica. João Pessoa: UFPB, 2017.

MELO, F. M.; SILVESTRE, A. D; CARVALHO, M. “Life cycle analysis applied to the utilization of biomass and diesel fuel for electricity generation”. **In: COBEM 2015, 2014, Rio de Janeiro. 23rd ABCM International Congress of Mechanical Engineering - COBEM 2015, 2014.**

MELO, F. M.; CARVALHO, M. “Otimização econômica do fornecimento de energia para um edifício residencial localizado em João Pessoa – PB”. **In: SINGEP, 2017, São Paulo. Simpósio Internacional de Gestão de Projetos, Inovação e Sustentabilidade, 2017.**

MERCEDES, S. S. P.; RICO, J. AP; DE YSASA POZZO, L. Uma revisão histórica do planejamento do setor elétrico brasileiro. **Revista USP**, n. 104, p. 13-36, 2015.

MEZA, J. L. C. **Multicriteria Analysis of Power Generation Expansion Planning**. Tese D.Sc. Wichita State University, Wichita, Kansas, EUA, 2006.

NGATCHOU P, ZAREI A, EL-SHARKAWI MA, “Pareto Multi Objective Optimization”, **In: Proc. 3th International Conference on Intelligent Systems Application to Power Systems**, pp. 84-91, 2005.

NOGUEIRA, M. FM; RENDEIRO, G. Caracterização energética da biomassa vegetal. **Combustão e Gaseificação da Biomassa Sólida: Soluções Energéticas para a Amazônia. Brasília: Ministério de Minas e Energia**, p. 52-63, 2008

OLIVEIRA, L. S. *et al.* Uma contribuição ao estudo dos métodos de otimização multi-objetivo. 2005.

ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. O Sistema Interligado Nacional. 2017. Disponível em: < <http://ons.org.br/pt/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>>. Acesso, 12 nov 2017.

OSMAN, A. E.; RIES, R. “Optimization for cogeneration systems in buildings based on life cycle assessment”. **Journal of Information Technology in Construction (ITcon)**, v. 11, n. 20, p. 269-284, 2006.

PANTUZA JÚNIOR, G. **Métodos de otimização multiobjetivo e de simulação aplicados ao problema de planejamento operacional de lavra em minas a céu aberto**. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Ouro Preto, MG, 2011.

PBGÁS – Companhia Paraibana de Gás. Tarifas. Disponível em < http://www.pbgas.com.br/?page_id=1477 >. Acesso 12 nov 2017.

PINHEIRO, A. P. Z. **Energia e Sustentabilidade**. Monografia apresentada à Universidade Federal de Minas Gerais, CECIMIG - Uberlândia, 2009.

PINA, E. A.; LOZANO, M. A.; SERRA, L. M. “Multicriteria Synthesis of Trigeneration Systems Assisted With Renewable Energy Sources and Thermal Energy Storage”. In: **ASME 2017 Power Conference Joint With ICOPE-17 collocated with the ASME 2017 11th International Conference on Energy Sustainability, the ASME 2017 15th**

International Conference on Fuel Cell Science, Engineering and Technology, and the ASME 2017 Nuclear Forum. American Society of Mechanical Engineers, 2017. p. V002T12A001-V002T12A001.

PINTO, J. M. **Planejamento e Programação de Operações de Produção e Distribuição em Refinarias de Petróleo.** Tese para a obtenção do título de Livre Docente. Universidade de São Paulo, São Paulo, 2000.

PIRES, J. C. L; GOLDSTEIN, A. Agências reguladoras brasileiras: avaliação e desafios. **Revista do BNDES**, v. 8, n. 16, p. 3-42, 2001.

PIRES, S. H. M. *et al.* Desenvolvimento de um Modelo Comparativo entre Fontes de Energia Elétrica no Brasil com Base na Análise de Variáveis Sociais e Ambientais - Relatório 2. Rio de Janeiro, RJ, Brasil. 2012.

PRÉCONSULTANTS. SimaPro software. Disponível em: < <https://network.simapro.com/pre/> >. Acesso 12 nov 2017.

REIS, L. B; SILVEIRA, S. Energia elétrica para o desenvolvimento sustentável. São Paulo, Editora **EDUSP**, 2000.

REN 21. *Renewable Energy Policy Network for the 21st Century*, 2017. Disponível em: < http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2017/06/17-8399_GSR_2017_Full_Report_0621_Opt.pdf > Acesso, 12 nov 2017.

ROMERO, A; CARVALHO, M; MILLAR, D. L. “Application of a polygeneration optimization technique for a hospital in northern Ontario”. **Transactions of the Canadian Society for Mechanical Engineering**, v. 38, n. 1, p. 45, 2014.

ROMERO, A; CARVALHO, M; MILLAR, D. L. “Optimal design and control of wind-diesel hybrid energy systems for remote Arctic mines”. **Journal of Energy Resources Technology**, v. 138, n. 6, p. 062004, 2016.

RUBIO-MAYA, C.; UCHE-MARCUELLO, J.; MARTÍNEZ-GRACIA, A.; BAYOD-RÚJULA, A. A. Design optimization of a polygeneration plant fuelled by natural gas and renewable energy sources. **Applied Energy**, v. 88, n. 2, p. 449–457, 2011. Elsevier Ltd.

RUSSELL, A.; EKVALL, T.; BAUMANN, H. “Life cycle assessment–introduction and overview”. **Journal of Cleaner Production**, v. 13, n. 13, p. 1207-1210, 2005.

SAMPAIO, P. R. **Teoria, métodos e aplicações de otimização multiobjetivo**. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo, 2011.

SANTOS, I. P. **Desenvolvimento de ferramenta de apoio à decisão em Projetos de Integração Solar Fotovoltaica à Arquitetura**. Tese de Doutorado - Florianópolis, SC: Universidade Federal de Santa Catarina, 2013.

SANTERNO. *Santerno Carraro Group-Giving energy more value*. 2014. Disponível em < <http://www.santerno.com.br/> >. Acesso 12 nov 2017

SCOLA, L. A. **Otimização multiobjetivo evolutiva da operação de sistemas de reservatórios multiusos**. Tese de doutorado, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte: 2014

SERRA, L.M. *et al.* “Polygeneration and efficient use of natural resources”. **Energy**, vol. 34, p. 575-586, 2009.

SETAC - Society for Environmental Toxicology and Chemistry. Guidelines for Life Cycle Assessment: *A Code of Practice*. 1ª edição. 1993.

SILVA, S. CÂNDIDO, G. RAMALHO, A. Planejamento Energético Nacional: um olhar para variável ambiental. **Polêm! ca**, v. 13, n. 3, p. 1364-1371, 2014.

SHIMIZU, T. Pesquisa operacional em engenharia, economia e administração: modelos básicos e métodos computacionais. In: **Pesquisa operacional em engenharia, economia e administração: modelos básicos e métodos computacionais**. Guanabara Dois, 1984.

TONON, M. da S. **Análise de cenários utilizando fontes de energia de origem solar em consumidores do assentamento**. Dissertação de mestrado. Estrela da Ilha, São Paulo. Universidade Estadual Paulista, 2016.

UNFCCC, C. F. Adoption of the Paris Agreement. I: Proposal by the President (Draft Decision), United Nations Office, Geneva (Switzerland), n. s 32, 2015.

WAKUI, T; YOKOYAMA, R. “Optimal structural design of residential cogeneration systems in consideration of their operating restrictions”. **Energy**, v. 64, p. 719-733, 2014.

WALZ, F. M., “An Engineering Approach: Hierarchical Optimization Criteria”, IEEE Trans. Automatic Control, AC – 12, 179. 1967.

YAMASHITA, K., BARRETO, L. 2005. “Energyplexes for the 21st century: coal gasification for co-producing hydrogen, electricity and liquid fuels”. **Energy**, 30, pp. 2453-2473.

ZIHER, D; POREDOS, A. “Economics of a trigeneration system in a hospital”. **Applied Thermal Engineering**, vol. 26, n. 7, pp. 680-687. 2006.

ZHENG, X. *et al.* “A MINLP multi-objective optimization model for operational planning of a case study CCHP system in urban China”. **Applied Energy**, v. 210, p. 1126-1140, 2018.

ZHOU, L. *et al.* “Multi-Objective Capacity Allocation of Hospital Wards Combining Revenue and Equity”. **Omega**, 2017.

Apêndice I

Otimização

```

MODEL:
  TITLE Selection of technologies;
  !;
DATA:
  ! A very big number compared to the energy flows of the system;
  BIGR = 200.; ! Note that we changed this from 100 to 200 because when
  using different unities, i.e. m3/h, the constraints has to accept it
  ! A very big number compared to the number of pieces of equipment in the
  system;
  BIGN = 200;
  ! YVE Sale of electricity allowed (no/yes = 0/1);
  YVE = @FILE('hospitaljp_LCAdata.ldt');
  ! YCE Purchase of electricity allowed (no/yes = 0/1);
  YCE = @FILE('hospitaljp_LCAdata.ldt');
  ! YDQ Waste of heat allowed (no/yes = 0/1);
  YDQ = @FILE('hospitaljp_LCAdata.ldt');
  ! ACEMIN Minimum self-consumption of electricity;
  ACEMIN = @FILE('hospitaljp_LCAdata.ldt');
  ! PCG Market price for natural gas ($/MWh);
  PCG = @FILE('hospitaljp_LCAdata.ldt');
  ! PCE Purchase price of electricity ($/MWh);
  PCE = @FILE('hospitaljp_LCAdata.ldt');
  ! CECF/CECV On-peak/Off-peak coefficient for purchase of electricity;
  CECF, CECV = @FILE('hospitaljp_LCAdata.ldt');
  ! PVE Sale price of self-generated electricity ($/MWh);
  PVE = @FILE('hospitaljp_LCAdata.ldt');
  ! CEVP/CEVV On-peak/Off-peak coefficient for sale of electricity;
  CEVP, CEVV = @FILE('hospitaljp_LCAdata.ldt');
  ! Factor of indirect inversion costs;
  FCI = @FILE('hospitaljp_LCAdata.ldt');
  ! Maintenance and capital recovery factor;
  FAM = @FILE('hospitaljp_LCAdata.ldt');
  ! Purchase price of diesel;
  PDI = @FILE('hospitaljp_LCAdata.ldt');
  ! Purchase price of biomass;
  PBM = @FILE('hospitaljp_LCAdata.ldt');
  ! CO2 emissions for natural gas (kg/kWh);
  COGN = @FILE('hospitaljp_LCAdata.ldt');
  ! CO2 emissions for purchased electricity (kg/kWh);
  COEC = @FILE('hospitaljp_LCAdata.ldt');
  ! CO2 emissions for exported electricity (kg/kWh);
  COEV = @FILE('hospitaljp_LCAdata.ldt');
  ! CO2 emissions for diesel (kg/kWh);
  CODI = @FILE('hospitaljp_LCAdata.ldt');
  ! CO2 emissions for biomass (kg/kWh);
  COBM = @FILE('hospitaljp_LCAdata.ldt');
  ! FAMCO = maintenance and capital recovery environmental factor;
  FAMCO = @FILE('hospitaljp_LCAdata.ldt');

ENDDATA
  !;
SETS:
  ! Utilities (j)      1. CG natural gas;
  !                    2. VA high pressure steam;

```

```

!           3. WC hot water;
!           4. WR cooling water;
!           5. AA ambient air;
!           6. WF cold water;
!           7. EE electricity;
!           8. DI diesel;
!           9. BM biomass;

```

```

UTIL /CG,VA,WC,WR,AA,WF,EE,DI,BM/: INDPUR, INDDDEM, INDSEL, INDWAS;
! INDPUR indicates the possibility of purchase ( no/yes = 0/1 );
! INDDDEM indicates the possibility of demand ( no/yes = 0/1 );
! INDSEL indicates the possibility of sale ( no/yes = 0/1 );
! INDWAS indicates the possibility of waste ( no/yes = 0/1 );

```

```
ENDSETS
```

```
DATA:
```

```
INDPUR, INDDDEM, INDSEL, INDWAS = @FILE('hospitaljp_LCAdata.ldt');
```

```
ENDDATA
```

```
SETS:
```

```

! Technologies (i)
!   1. TGVA gas turbine- cogenerates high pressure steam;
!   2. MGWC gas engine - cogenerates hot water;
!   3. CGVA steam boiler - produces high pressure steam;
!   4. CGWC gas boiler - produces hot water;
!   5. ICVA heat exchanger - high pressure steam-->hot water;
!   6. ICWC heat exchanger - hot water-->cold water;
!   7. FAVA DE absorption chiller - operates on high pressure steam;
!   8. FAWC SE absorption chiller - operates on hot water;
!   9. FMWR enfriadora mecanica - operates on electricity;
!  10. ICWR Cooling tower - cooling water-->ambient air;
!  11. DIWC Diesel engine;
!  12. BMWC Biomass hot water boiler;
!  13. EEVA Steam electric boiler;
!  14. EEWC Hot water electric boiler;
!  15. BMVA Biomass steam boiler;

```

```

TECN /TGVA,
      MGWC,
      CGVA, CGWC,
      ICVA, ICWC,
      FAVA, FAWC, FMWR,
      ICWR, DIWC,
      BMWC, EEVA, EEWC, BMVA/: YPT, NET, PET, PIN, CBM, FOV, ECO, COV,
CIN, PRA;

```

```

! YPT Presence of equipment ( no/yes = 0/1 );
! NET Number of pieces of equipment ( 0, 1, .... );
! PET Nominal power of equipment (MW);
! PIN Installed power (MW);
! CBM Cost of installed equipment ($);
! FOV Variable maintenance and operation costs ($/MWh);
! ECO CO2 emissions (kgCO2);
! COV Maintenance and operation CO2 emissions (kgCO2/kWh);
! CIN Investment ($);
! PRA Annual production (MWh/year);

```

```
ENDSETS
```


DATA:

YPT, NET, PET, CBM, FOV, ECO, COV = @FILE('hospitaljp_LCAdat.1dt');

ENDDATA

SETS:

```
! Days (kd)      1. January      ;
!                2. February     ;
!                3. March        ;
!                4. April        ;
!                5. May          ;
!                6. June         ;
!                7. July         ;
!                8. August       ;
!                9. September    ;
!               10. October      ;
!               11. November     ;
!               12. December     ;
```

DAYS/ JANUARYL, JANUARYW, FEBRUARYL, FEBRUARYW, MARCHL, MARCHW, APRILL, APRILW,
MAYL, MAYW, JUNE L, JUNE W, JULYL, JULYW, AUGUSTL, AUGUSTW,
SEPTEMBERL, SEPTEMBERW, OCTOBERL, OCTOBERW, NOVEMBERL, NOVEMBERW,
DECEMBERL, DECEMBERW

```
/: NDA, IDT_INV,
   DVAD, DWCD, DWFD, DEED, DDID,
   CCGD, CEED, VEED, CDID, CBMD, EFVD,
   CTECGD, CTECED, INGVED, CTEOMD, CVARID, CTEDID, CTEBMD,
   CO2GND, CO2ECD, CO2EVD, CO2DID, CO2BMD, CO2OMD, CO2VARD;
```

```
! NDA      Number of days per year (days/year);
! IDT_INV Indicates that the day corresponds to winter electric invoicing
( no/yes = 0/1 );
! DVAD      Steam demand          (MWh/day);
! DWCD      How water demand      (MWh/day);
! DWFD      Cold water demand     (MWh/day);
! DEED      Electricity demand    (MWh/day);
! DDID      Diesel demand;
! CCGD      Purchase of natural gas (MWh/day);
! CEED      Purchase of electricity (MWh/day);
! VEED      Sale of electricity    (MWh/day);
! CDID      Purchase of diesel     (MWh/day);
! CBMD      Purchase of biomass    (MWh/day);
! CTECGD    Natural gas cost       ($/day);
! CTECED    Electricity cost       ($/day);
! INGVED    Profit with sale of electricity ($/day);
! CTEOMD    Variable Operation and maintenance cost ($/day);
! CVARID    Total variable cost    ($/day);
! CTEDID    Diesel cost            ($/day);
! CTEBMD    Biomass cost           ($/day);
! CO2GND    CO2 emissions natural gas (kg/day);
! CO2ECD    CO2 emissions purchased electricity (kg/day);
! CO2EVD    CO2 emissions exported electricity (kg/day);
! CO2DID    CO2 emissions diesel (kg/day);
! CO2BMD    CO2 emissions biomass (kg/day);
! CO2VARD    CO2 emissions per day (kg/day);
```

ENDSETS

```

DATA:
  NDA      = @FILE('hospitaljp_LCAdata.ldt');
  IDT_INV = @FILE('hospitaljp_LCAdata.ldt');
ENDDATA
SETS:
! Hours (kh)  1.  1AM 00.00 -> 00.59;
!              2.  2AM 01.00 -> 01.59;
!              3.  3AM 02.00 -> 02.59;
!              4.  4AM 03.00 -> 03.59;
!              5.  5AM 04.00 -> 04.59;
!              6.  6AM 05.00 -> 05.59;
!              7.  7AM 06.00 -> 06.59;
!              8.  8AM 07.00 -> 07.59;
!              9.  9AM 08.00 -> 08.59;
!             10. 10AM 09.00 -> 09.59;
!             11. 11AM 10.00 -> 10.59;
!             12. 12AM 11.00 -> 11.59;
!              1.  2PM 12.00 -> 12.59;
!              2.  2PM 13.00 -> 13.59;
!              3.  3PM 14.00 -> 14.59;
!              4.  4PM 15.00 -> 15.59;
!              5.  5PM 16.00 -> 16.59;
!              6.  6PM 17.00 -> 17.59;
!              7.  7PM 18.00 -> 18.59;
!              8.  8PM 19.00 -> 19.59;
!              9.  9PM 20.00 -> 20.59;
!             10. 10PM 21.00 -> 21.59;
!             11. 11PM 22.00 -> 22.59;
!             12. 12PM 23.00 -> 23.59;

HOURS /1AM 2AM 3AM 4AM 5AM 6AM 7AM 8AM 9AM 10AM 11AM 12AM
      1PM 2PM 3PM 4PM 5PM 6PM 7PM 8PM 9PM 10PM 11PM 12PM
/: NHD,
    IHPCE_INV, IHVCE_INV, IHPCE_VER, IHVCE_VER,
    IHPVE_INV, IHVVE_INV, IHPVE_VER, IHVVE_VER;

! NHD      Number of hours per day (hours/day);
! IHPCE_INV Indicator of on-peak purchase of electricity in winter ( no/yes = 0/1 );
! IHVCE_INV Indicator of off-peak purchase of electricity in winter ( no/yes = 0/1 );
! IHPCE_VER Indicator of on-peak purchase of electricity in summer ( no/yes = 0/1 );
! IHVCE_VER Indicator of off-peak purchase of electricity in summer ( no/yes = 0/1 );
! IHPVE_INV Indicator of on-peak sale of electricity in winter ( no/yes = 0/1 );
! IHVVE_INV Indicator of off-peak sale of electricity in winter ( no/yes = 0/1 );
! IHPVE_VER Indicator of on-peak sale of electricity in summer ( no/yes = 0/1 );
! IHVVE_VER Indicator of off-peak sale of electricity in summer ( no/yes = 0/1 );

ENDSETS
DATA:
  NHD      = @FILE('hospitaljp_LCAdata.ldt');
  IHPCE_INV = @FILE('hospitaljp_LCAdata.ldt');
  IHVCE_INV = @FILE('hospitaljp_LCAdata.ldt');
  IHPCE_VER = @FILE('hospitaljp_LCAdata.ldt');
  IHVCE_VER = @FILE('hospitaljp_LCAdata.ldt');
  IHPVE_INV = @FILE('hospitaljp_LCAdata.ldt');
  IHVVE_INV = @FILE('hospitaljp_LCAdata.ldt');
  IHPVE_VER = @FILE('hospitaljp_LCAdata.ldt');
  IHVVE_VER = @FILE('hospitaljp_LCAdata.ldt');
ENDDATA
SETS:
!;

```

```

! TecnUtil (i,j);
! Exchanges CG, VA, WC, WR, AA, WF, EE, DI, BM ;
TEUT (TECN,UTIL)/TGVA,CG TGVA,VA TGVA,WC
TGVA,EE
MGWC,CG MGWC,WC MGWC,WR
MGWC,EE
CGVA,CG CGVA,VA
CGWC,CG CGWC,WC
ICVA,VA ICVA,WC
ICWC,WC ICWC,WR
FAVA,VA FAVA,WR FAVA,WF
FAVA,EE
FAWC,WC FAWC,WR FAWC,WF
FAWC,EE
FMWR,WR FMWR,WF
FMWR,EE
ICWR,WR ICWR,AA
ICWR,EE
DIWC,WC DIWC,WR
DIWC,EE DIWC,DI
BMWC,WC
BMWC,BM
EEVA,VA
EEVA,EE
EEWC,WC
EEWC,EE
BMVA,VA
BMVA,BM

```

```

/: INDC, INDP, RIJV;

```

```

! INDC Fuel indicator;
! INDP Product indicator;
! RIJV Flow/Production;
!;

! Cogeneration fuel;
FCIJ (TECN,UTIL)/TGVA,CG
MGWC,CG
DIWC,DI /;

!Cogenerated work;
WCIJ (TECN,UTIL)/TGVA,EE
MGWC,EE
DIWC,EE /;

! Cogenerated heat;
QCIJ (TECN,UTIL)/TGVA,VA TGVA,WC
MGWC,WC
DIWC,WC /;

! Waste heat;
QDIJ (TECN,UTIL)/ICWC,WR;/

! Production of heat by CGVA;
VABO (TECN,UTIL)/CGVA,VA;/

! Consumption of gas by CGVA;
VAFF (TECN,UTIL)/CGVA,CG;/

```

```

! Production of heat by CGWC;
HWBO (TECN,UTIL)/CGWC,WC/;

! Consumption of gas by CGWC;
COCA (TECN,UTIL)/CGWC,CG/;
! Production of heat by BMWC;
BOBM (TECN,UTIL)/BMWC,WC/;
! Biomass input to BMWC;
BMBB (TECN,UTIL)/BMWC,BM/;
! Biomass used by biomass boiler VA;
EEEE (TECN,UTIL)/BMVA,BM/;
! Steam production by biomass boiler VA;
DDDD (TECN,UTIL)/BMVA,VA/;
! Production of heat by EEWC;
BOEE (TECN,UTIL)/EEWC,WC/;
! Electricity to EEWC;
EEBB (TECN,UTIL)/EEWC,EE/;
! Production of heat EEVA;
BOVA (TECN,UTIL)/EEVA,VA/;
! Electricity to EEVA;
EECC (TECN,UTIL)/EEVA,EE/;
! WR of engines;
WRMO (TECN,UTIL)/MGWC,WR
      DIWC,WR/;
! WC of hot water heat exchanger;
WCII (TECN,UTIL)/ICWC,WC/;
! EE of DE absorption chiller;
EEDE (TECN,UTIL)/FAVA,EE/;
! WC of DE absorption chiller;
VADE (TECN,UTIL)/FAVA,VA/;
! WR of DE absorption chiller;
WRDE (TECN,UTIL)/FAVA,WR/;
! WF of DE absorption chiller;
WFDE (TECN,UTIL)/FAVA,WF/;
! EE of absorption chiller;
EEAB (TECN,UTIL)/FAWC,EE/;
! WC of absorption chiller;
WCAB (TECN,UTIL)/FAWC,WC/;
! WR of absorption chiller;
WRAB (TECN,UTIL)/FAWC,WR/;
! WF of absorption chiller;
WFAB (TECN,UTIL)/FAWC,WF/;
! EE of mechanical chiller;
EEFM (TECN,UTIL)/FMWR,EE/;
! WR of mechanical chiller;
WRFM (TECN,UTIL)/FMWR,WR/;
! WF of mechanical chiller;
WFFM (TECN,UTIL)/FMWR,WF/;
! WR of the cooling tower;
WRTO (TECN,UTIL)/ICWR,WR/;
! EE of the cooling tower;
EETO (TECN,UTIL)/ICWR,EE/;
! AA of the cooling tower;
AATO (TECN,UTIL)/ICWR,AA/;
! Electricity produced by TGVA;
TGEE (TECN,UTIL)/TGVA,EE/;
! Syngas input to TGVA;
TGGA (TECN,UTIL)/TGVA,CG/;
! Steam by turbine;

```

```

    TGSS (TECN,UTIL)/TGVA,VA/;
! Hot Water by turbine;
    TGHW (TECN,UTIL)/TGVA,WC/;

! Electricity by gas engine;
    MGEE (TECN,UTIL)/MGWC,EE/;
! Gas input to gas engine;
    MGGG (TECN,UTIL)/MGWC,CG/;
! WR by gas engine;
    MGRR (TECN,UTIL)/MGWC,WR/;
! Hot Water by gas engine;
    MGHH (TECN,UTIL)/MGWC,WC/;
! Steam by gas engine;
!   MGSS (TECN,UTIL)/MGWC,VA/;
! Electricity by DI engine;
    DIEE (TECN,UTIL)/DIWC,EE/;
! DI input to DI engine;
    DIGG (TECN,UTIL)/DIWC,DI/;
! WR by DI engine;
    DIRR (TECN,UTIL)/DIWC,WR/;
! Hot Water by DI engine;
    DIHH (TECN,UTIL)/DIWC,WC/;
! Steam into ICVA;
    AAAA (TECN,UTIL)/ICVA,VA/;
! Hot water into ICWC;
    BBBB (TECN,UTIL)/ICWC,WC/;

ENDSETS

DATA:
    INDC = @FILE('hospitaljp_LCadata.ldt');
    INDP = @FILE('hospitaljp_LCadata.ldt');
    RIJV = @FILE('hospitaljp_LCadata.ldt');
ENDDATA

!;
SETS:
! DaysHours (kd,kh);
    DIHO(DAYS,HOURS): DVAH, DWCH, DWFH, DEEH, DDIH,
                      PCEDH, PVEDH, CCGH, CEEH, VEEH, CDIH, CBMH, EFVH,
                      YCEH, YVEH, NTS, NMS, NMDS,
                      CTECGH, CTECEH, INGVEH, CTEOMH, CVARIH, CTEDIH,
CTEBMH, NPS, PPV,
                      CO2GNH, CO2ECH, CO2EVH, CO2DIH, CO2BMH, CO2OMH,
CO2VARH;
! DVAH      Steam demand                (MWh/h);
! DWCH      Hot water demand             (MWh/h);
! DWFH      Cold water demand            (MWh/h);
! DEEH      Electricity demand           (MWh/h);
! DDIH      Diesel demand                (MWh/h);
! PCEDH     Purchase price electricity  ($/MWh);
! PVEDH     Sale price electricity        ($/MWh);
! CCGH      Purchase natural gas         (MWh/h);
! CEEH      Purchase electricity         (MWh/h);
! VEEH      Sale electricity             (MWh/h);
! CDIH      Purchase of diesel           (MWh/h);
! CBMH      Purchase of biomass          (MWh/h);
! YCEH      Indicator of electricity purchase (0/1);
! YVEH      Indicator of electricity sale (0/1);
! NTS       Number of turbines in service (0, 1, ...);
! NMS       Number of engines in service (0, 1, ...);

```

```

! NMDS      Number of diesel engines in service (0, 1, ...);
! CTECGH    Natural gas cost          ($/h);
! CTECEH    Electricity cost          ($/h);
! INGVEH    Profit with sale of electricity ($/h);
! CTEOMH    Variable Operation and maintenance cost ($/h);
! CVARIH    Total variable cost      ($/h);
! CTEDIH    Diesel cost              ($/h);
! CTEBMH    Biomass cost              ($/h);
! CO2GNH    CO2 emissions natural gas (kg/h);
! CO2ECH    CO2 emissions purchased electricity (kg/h);
! CO2EVH    CO2 emissions exported electricity (kg/h);
! CO2DIH    CO2 emissions diesel (kg/h);
! CO2BMH    CO2 emissions biomass (kg/h);
! CO2VARH   CO2 emissions per hour (kg/h);
! CO2OMH    CO2 emissions for operation and maintenance (kg/h);

ENDSETS

DATA:
  DVAH, DWCH, DWFH, DEEH, DDIH = @FILE('hospitaljp_LCAdata.ldt');
ENDDATA
!;
SETS:
! DaysHoursUtility (kd,kh,j);
  DHU(DAYS,HOURS,UTIL): DEMDHU, PURDHU, CONDHU, PRODHU, SELDHU, WASDHU;
! DEMDHU Demand          (MWh/h);
! PURDHU Purchase        (MWh/h);
! CONDHU Consumption     (MWh/h);
! PRODHU Production      (MWh/h);
! SELDHU Sale            (MWh/h);
! WASDHU Waste           (MWh/h);
!;
! DaysHours Technologies (kd,kh,i);
  DHT(DAYS,HOURS,TECN): PRODHT;
! PRODHT Production (MWh/h);
!;
! DaysHoursTechnologiesUtilities (kd,kh,i,j);
  DHTU(DAYS,HOURS,TECN,UTIL): FDHTU;
! FDHTU Production (MWh/h);
!;
ENDSETS
!;

PCEDH = @OLE( 'C:\Users\Bruno\Desktop\LINGO\HOEP.xlsx','PCEDH');
PVEDH = @OLE( 'C:\Users\Bruno\Desktop\LINGO\HOEP.xlsx','PVEDH');

!Electrical power from each PV system installed;
PPV,CPV,AP,effPV,COPV =
@OLE('C:\Users\Bruno\Desktop\LINGO\PV_Artigo_LCA.xlsx',' PPV ', ' CPV ', '
AP ', ' effPV ', 'COPV');

! Calculating the daily and annual demands;
@FOR (DAYS(kd):
  DVAD(kd) = @SUM(HOURS(kh): NHD(kh) * DVAH(kd,kh));
  DWCD(kd) = @SUM(HOURS(kh): NHD(kh) * DWCH(kd,kh));
  DWFD(kd) = @SUM(HOURS(kh): NHD(kh) * DWFH(kd,kh));
  DEED(kd) = @SUM(HOURS(kh): NHD(kh) * DEEH(kd,kh));
  DDID(kd) = @SUM(HOURS(kh): NHD(kh) * DDIH(kd,kh));
);

```

```

DVAA = @SUM(DAYS(kd): NDA(kd) * DVAD(kd));
DWCA = @SUM(DAYS(kd): NDA(kd) * DWCD(kd));
DWFA = @SUM(DAYS(kd): NDA(kd) * DWFD(kd));
DEEA = @SUM(DAYS(kd): NDA(kd) * DEED(kd));
DDIA = @SUM(DAYS(kd): NDA(kd) * DDID(kd));
ENDCALC
!;
! Our Objective -> Minimize annual cost ($/year);
MIN = ANNUAL_COST;
! Our objective --> Minimize CO2 emissions (kg/year);
! MIN = CO2_ANNUAL;

!Multiobjetvo;
CO2_ANNUAL > 3247000;

! Economic balance;
@FREE ( ANNUAL_COST );
ANNUAL_COST = AFIXC + AVARC;
! Annual investment cost ($/year);
INVESTMENT = FCI * (@SUM (TECN(i): CIN(i))) + PAINELSOLARTOT;
PAINELSOLARTOT = CPV * NPV;

AFIXC = FAM * (INVESTMENT) ; !+ 1.02 * EECONX);
! Annual operation cost ($/year);
! CTECGA;
CTECGA = @SUM(DAYS(kd): NDA(kd) * CTECGD(kd));
! CTECEA;
CTECEA = @SUM(DAYS(kd): NDA(kd) * CTECED(kd));
! INGVEA;
INGVEA = @SUM(DAYS(kd): NDA(kd) * INGVED(kd));
! CTEOMA;
CTEOMA = @SUM(DAYS(kd): NDA(kd) * CTEOMD(kd));
! CTEDIA;
CTEDIA = @SUM(DAYS(kd): NDA(kd) * CTEDID(kd));
! CTEBMA;
CTEBMA = @SUM(DAYS(kd): NDA(kd) * CTEBMD(kd));
! CVARIA;
@FREE (AVARC);
AVARC = CTECGA + CTECEA - INGVEA + CTEOMA + CTEDIA + CTEBMA;

! Daily operation cost ($/day);
@FOR (DAYS(kd):
! CTECGD;
CTECGD(kd) = @SUM(HOURS(kh): NHD(kh) * CTECGH(kd,kh));
! CTECED;
CTECED(kd) = @SUM(HOURS(kh): NHD(kh) * CTECEH(kd,kh));
! INGVED;
INGVED(kd) = @SUM(HOURS(kh): NHD(kh) * INGVEH(kd,kh));
! CTEOMD;
CTEOMD(kd) = @SUM(HOURS(kh): NHD(kh) * CTEOMH(kd,kh));
! CTEDID;
CTEDID(kd) = @SUM(HOURS(kh): NHD(kh) * CTEDIH(kd,kh));
! CTEBMD;
CTEBMD(kd) = @SUM(HOURS(kh): NHD(kh) * CTEBMH(kd,kh));
! CVARID;
@FREE (CVARID(kd));
CVARID(kd) = CTECGD(kd) + CTECED(kd) - INGVED(kd) + CTEOMD(kd) +
CTEDID(kd) + CTEBMD(kd);
);

```

```

! Hourly operation cost ($/hour);
@FOR (DIHO(kd, kh):
! CTECGH;
CTECGH(kd, kh) = PCG * CCGH(kd, kh);
! CTECEH;
CTECEH(kd, kh) = (PCEDH(kd, kh) + 0 ) * ( CEEH(kd, kh)); !+
CEEH(kd, kh)*3e6/(115e3)^2*0.5*DTRANS);
! INGVEH;
INGVEH(kd, kh) = PVEDH(kd, kh) * VEEH(kd, kh);
! CTEOMH;
CTEOMH(kd, kh) = (@SUM(TECN(i): FOV(i) * PRODHT(kd, kh, i)));
! CTEDIH;
CTEDIH(kd, kh) = PDI * CDIH(kd, kh);
! CTEBMH;
CTEBMH(kd, kh) = PBM * CBMH(kd, kh);
! CVARIH;
@FREE (CVARIH(kd, kh));
CVARIH(kd, kh) = CTECGH(kd, kh) + CTECEH(kd, kh) - INGVEH(kd, kh) +
CTEOMH(kd, kh) + CTEDIH(kd, kh) + CTEBMH(kd, kh);
);

! *****;
! CO2 balance;
@FREE ( CO2_ANNUAL );
CO2_ANNUAL = CO2FIX + CO2VAR;
! CO2 annual investment (kg/year);
CO2INV = @SUM (TECN(i): NET(i) * ECO(i)) + PAINELCO2;
PAINELCO2 = COPV * NPV;
CO2FIX = FAMCO * CO2INV;

! Annual CO2 amissions(kg/year);
! CO2GNA;
CO2GNA = @SUM(DAYS(kd): NDA(kd) * CO2GND(kd));
! CO2ECA;
CO2ECA = @SUM(DAYS(kd): NDA(kd) * CO2ECD(kd));
! CO2EVA;
CO2EVA = @SUM(DAYS(kd): NDA(kd) * CO2EVD(kd));
! CO2DIA;
CO2DIA = @SUM(DAYS(kd): NDA(kd) * CO2DID(kd));
! CO2BMA;
CO2BMA = @SUM(DAYS(kd): NDA(kd) * CO2BMD(kd));
! CO2OMA;
CO2OMA = @SUM(DAYS(kd): NDA(kd) * CO2OMD(kd));
! CO2VAR;
@FREE (CO2VAR);
CO2VAR = CO2GNA + CO2ECA - CO2EVA + CO2DIA + CO2BMA + CO2OMA;

! Daily CO2 emissions(kg/day);
@FOR (DAYS(kd):
! CO2GND;
CO2GND(kd) = @SUM(HOURS(kh): NHD(kh) * CO2GNH(kd, kh));
! CO2ECD;
CO2ECD(kd) = @SUM(HOURS(kh): NHD(kh) * CO2ECH(kd, kh));
! CO2EVD;
CO2EVD(kd) = @SUM(HOURS(kh): NHD(kh) * CO2EVH(kd, kh));
! CO2DID;
CO2DID(kd) = @SUM(HOURS(kh): NHD(kh) * CO2DIH(kd, kh));
! CO2BMD;
CO2BMD(kd) = @SUM(HOURS(kh): NHD(kh) * CO2BMH(kd, kh));
! CO2OMD;

```



```

CO2OMD(kd) = @SUM(HOURS(kh): NHD(kh) * CO2OMH(kd,kh));
! CO2VARD;
@FREE (CO2VARD(kd));
CO2VARD(kd) = CO2GND(kd) + CO2ECD(kd) - CO2EVD(kd) + CO2DID(kd) +
CO2BMD(kd) + CO2OMD(kd);
);
! Hourly CO2 emissions(kg/hour);
@FOR (DIHO(kd, kh):
! CO2GNH;
CO2GNH(kd,kh) = COGN * 1000 * CCGH(kd,kh);
! CO2ECH;
CO2ECH(kd,kh) = COEC * 1000 * CEEH(kd,kh);
! CO2EVH;
CO2EVH(kd,kh) = COEV * 1000 * VEEH(kd,kh);
! CO2DIH;
CO2DIH(kd,kh) = CODI * 1000 * CDIH(kd,kh);
! CO2BMH;
CO2BMH(kd,kh) = COBM * 1000 * CBMH(kd,kh);
! CO2OMH;
CO2OMH(kd,kh) = @SUM(TECN(i): COV(i) * 1000 * PRODHT(kd,kh,i));
! CO2VARH;
@FREE (CO2VARH(kd,kh));
CO2VARH(kd,kh) = CO2GNH(kd,kh) + CO2ECH(kd,kh) - CO2EVH(kd,kh) +
CO2DIH(kd,kh) + CO2BMH(kd,kh) + CO2OMH(kd,kh);
);

@BIN (YCE);
! Technologies;
@FOR (TECN(i):
@BIN (YPT(i)); @GIN (NET(i));
NET(i) <= YPT(i) * BIGN;
PIN(i) = NET(i) * PET(i);
CIN(i) = NET(i) * CBM(i);
PRA(i) = @SUM (DHT(kd,kh,i): NDA(kd)*NHD(kh)*PRODHT(kd,kh,i));

! Do not install TG and MG at the same time;
!YPT(@INDEX(TGVA)) + YPT(@INDEX(MGWC)) <=1 ;
);

! Do not sell electricity if there is no cogeneration;
YVE <= YPT(@INDEX(TGVA)) + YPT(@INDEX(MGWC)) + YPT(@INDEX(DIWC)) ;

! Production limits;
@FOR(DAYS(kd):
@FOR(HOURS(kh):
@GIN(NTS(kd,kh)); NTS(kd,kh) <= NET(@INDEX(TGVA));
PRODHT(kd,kh,@INDEX(TGVA)) = NTS(kd,kh) * PET(@INDEX(TGVA));
@GIN(NMS(kd,kh)); NMS(kd,kh) = NET(@INDEX(MGWC));
PRODHT(kd,kh,@INDEX(MGWC)) = NMS(kd,kh) * PET(@INDEX(MGWC));
@GIN(NMDS(kd,kh)); NMDS(kd,kh) <= NET(@INDEX(DIWC));
PRODHT(kd,kh,@INDEX(DIWC)) = NMDS(kd,kh) * PET(@INDEX(DIWC));

@FOR (TECN(i):
PRODHT(kd,kh,i) <= PIN(i);
);

```

```

    );
);

!Coletores solares instalados simultaneamente;

@GIN(NPV);

NPV = 200;                                ! AQUI LIMITA-SE A INSTALACAO DE PAINEIS OU
SE ELIMINAM COMPLETAMENTE! *****;
@FOR(DAYS(kd):
    @FOR(HOURS(kh):
        @GIN(NPS(kd,kh));                ! *****;
        NPS(kd,kh) = NPV;
        !NPS2(kd,kh) <= NPV2;
    );
);

POTMOT = PIN(@INDEX(TGVA)) + PIN(@INDEX(MGWC)) + PIN(@INDEX(DIWC)) ;

! Flows;
@FOR(DAYS(kd):
    @FOR(HOURS(kh):
        @FOR(TEUT(i,j):
            FDHTU(kd,kh,i,j) = PRODHT(kd,kh,i) * RIJV(i,j);
        );
    );
);

! Utility balances;
@FOR(DAYS(kd):
    @FOR(HOURS(kh):
        @FOR(UTIL(j):
            CONDHU(kd,kh,j) = @SUM(TEUT(i,j): INDC(i,j) * FDHTU(kd,kh,i,j));
            PRODHU(kd,kh,j) = @SUM(TEUT(i,j): INDP(i,j) * FDHTU(kd,kh,i,j));
            PURDHU(kd,kh,j) <= INDPUR(j) * BIGR;
            DEMDHU(kd,kh,j) <= INDDEM(j) * BIGR;
            SELDHU(kd,kh,j) <= INDSEL(j) * BIGR;
            WASDHU(kd,kh,j) <= INDWAS(j) * BIGR;
        );
    );
);

! BALANCE OF UTILITIES WHEN THERE IS STORAGE;
@FOR(DAYS(kd):
    @FOR(HOURS(kh):
        @FOR(UTIL(j) | (j#EQ#8) #OR# (j#EQ#1) #OR# (j#EQ#2) #OR# (j#EQ#4) #OR# (j#EQ#5) #OR#
        (j#EQ#6) #OR# (j#EQ#9) #OR# (j#EQ#3)
            PURDHU(kd,kh,j) + PRODHU(kd,kh,j) = CONDHU(kd,kh,j) + EMDHU(kd,kh,j)
+ SELDHU(kd,kh,j) + WASDHU(kd,kh,j); !BALANCE OF PRODUCTION, SALE, ... FOR
EACH UTILTY EXCEPT ELECTRICITY (j=7) ;
        );
    );
);

!Balance of utilities ONLY ELECTRICITY;

@FOR(DAYS(kd):

```

```

    @FOR (HOURS (kh) :
        EFVH(kd,kh) = NPS(kd,kh) * AP * PPV(kd,kh) * effPV/1000 ;
!***Aqui divido por 1000 porque a unidade de PPV esta em W/m2;
        @FOR (UTIL(j) | (j#EQ#7) :
            PURDHU(kd,kh,j) + PRODHU(kd,kh,j) = CONDHU(kd,kh,j) +
DEMDHU(kd,kh,j)
            + SELDHU(kd,kh,j) + WASDHU(kd,kh,j) -
EFVH(kd,kh); !BALANCE OF PRODUCTION,SALE,... FOR ELECTRICITY (j=7) ;
        );
    );
);

! Relationships and limitations for purchase-sale of electricity;
@FOR (DAYS (kd) :
    @FOR (HOURS (kh) :
        DEMDHU(kd,kh,@INDEX(va)) = DVAH(kd,kh);
        DEMDHU(kd,kh,@INDEX(wc)) = DWCH(kd,kh);
        DEMDHU(kd,kh,@INDEX(wf)) = DWFH(kd,kh);
        DEMDHU(kd,kh,@INDEX(ee)) = DEEH(kd,kh);
        DEMDHU(kd,kh,@INDEX(di)) = DDIH(kd,kh);

        !;
        CCGH(kd,kh) = PURDHU(kd,kh,@INDEX(cg));
        CEEH(kd,kh) = PURDHU(kd,kh,@INDEX(ee));
        CEEH(kd,kh) <= YCE*BIGR;
        VEEH(kd,kh) = SELDHU(kd,kh,@INDEX(ee));
        VEEH(kd,kh) <= YVE*BIGR;
        CDIH(kd,kh) = PURDHU(kd,kh,@INDEX(di));
        CBMH(kd,kh) = PURDHU(kd,kh,@INDEX(bm));

    );
);
! Daily and yearly results;
@FOR (DAYS(kd) :
    ! CCGD;
    CCGD(kd) = @SUM(HOURS(kh) : NHD(kh) * CCGH(kd,kh));
    ! CEED;
    CEED(kd) = @SUM(HOURS(kh) : NHD(kh) * CEEH(kd,kh));
    ! VEED;
    VEED(kd) = @SUM(HOURS(kh) : NHD(kh) * VEEH(kd,kh));
    ! CDID;
    CDID(kd) = @SUM(HOURS(kh) : NHD(kh) * CDIH(kd,kh));
    ! CBMD;
    CBMD(kd) = @SUM(HOURS(kh) : NHD(kh) * CBMH(kd,kh));
    EFVD(kd) = @SUM(HOURS(kh) : NHD(kh) * EFVH(kd,kh));

);
CCGA = @SUM(DAYS(kd) : NDA(kd) * CCGD(kd));
CEEA = @SUM(DAYS(kd) : NDA(kd) * CEED(kd));
VEEA = @SUM(DAYS(kd) : NDA(kd) * VEED(kd));
CDIA = @SUM(DAYS(kd) : NDA(kd) * CDID(kd)); !CDIA <=100000;
CBMA = @SUM(DAYS(kd) : NDA(kd) * CBMD(kd));
EFVA = @SUM(DAYS(kd) : NDA(kd) * EFVD(kd));

! More results;

! Annual fuel consumed by cogeneration equipment;
FCO = @SUM(FCIJ(i,j) : PRA(i) * RIJV(i,j) );
! Annual cogenerated work;

```

```

WCO = @SUM(WCIJ(i,j): PRA(i) * RIJV(i,j) );
! Annual cogenerated heat;
QCO = @SUM(QCIJ(i,j): PRA(i) * RIJV(i,j) );
! Annual waste heat;
QCD = @SUM(QDIJ(i,j): PRA(i) * RIJV(i,j) );
QCC = QCO - QCD;

```

```

VAB = @SUM(VABO(i,j): PRA(i) * RIJV(i,j) );
VAF = @SUM(VAFF(i,j): PRA(i) * RIJV(i,j) );
HWB = @SUM(HWBO(i,j): PRA(i) * RIJV(i,j) );
COC = @SUM(COCA(i,j): PRA(i) * RIJV(i,j) );
BOB = @SUM(BOBM(i,j): PRA(i) * RIJV(i,j) );
BMB = @SUM(BMBB(i,j): PRA(i) * RIJV(i,j) );
DDD = @SUM(DDDD(i,j): PRA(i) * RIJV(i,j) );
EEE = @SUM(EEEE(i,j): PRA(i) * RIJV(i,j) );
BOE = @SUM(BOEE(i,j): PRA(i) * RIJV(i,j) );
EEB = @SUM(EEBB(i,j): PRA(i) * RIJV(i,j) );
BOV = @SUM(BOVA(i,j): PRA(i) * RIJV(i,j) );
EEC = @SUM(EECC(i,j): PRA(i) * RIJV(i,j) );
WRM = @SUM(WRMO(i,j): PRA(i) * RIJV(i,j) );
WCI = @SUM(WCII(i,j): PRA(i) * RIJV(i,j) );
EED = @SUM(EEDE(i,j): PRA(i) * RIJV(i,j) );
VAD = @SUM(VADE(i,j): PRA(i) * RIJV(i,j) );
WRD = @SUM(WRDE(i,j): PRA(i) * RIJV(i,j) );
WFD = @SUM(WFDE(i,j): PRA(i) * RIJV(i,j) );
EEA = @SUM(EEAB(i,j): PRA(i) * RIJV(i,j) );
WCA = @SUM(WCAB(i,j): PRA(i) * RIJV(i,j) );
WRA = @SUM(WRAB(i,j): PRA(i) * RIJV(i,j) );
WFA = @SUM(WFAB(i,j): PRA(i) * RIJV(i,j) );
EEF = @SUM(EEFM(i,j): PRA(i) * RIJV(i,j) );
WRF = @SUM(WRFM(i,j): PRA(i) * RIJV(i,j) );
WFF = @SUM(WFFM(i,j): PRA(i) * RIJV(i,j) );
WRT = @SUM(WRTO(i,j): PRA(i) * RIJV(i,j) );
EET = @SUM(EETO(i,j): PRA(i) * RIJV(i,j) );
AAT = @SUM(AATO(i,j): PRA(i) * RIJV(i,j) );
TGE = @SUM(TGEE(i,j): PRA(i) * RIJV(i,j) );
TGG = @SUM(TGGA(i,j): PRA(i) * RIJV(i,j) );
TGS = @SUM(TGSS(i,j): PRA(i) * RIJV(i,j) );
TGH = @SUM(TGHW(i,j): PRA(i) * RIJV(i,j) );
MGE = @SUM(MGEE(i,j): PRA(i) * RIJV(i,j) );
MGG = @SUM(MGGG(i,j): PRA(i) * RIJV(i,j) );
MGR = @SUM(MGRR(i,j): PRA(i) * RIJV(i,j) );
!MGS = @SUM(MGSS(i,j): PRA(i) * RIJV(i,j) );
MGH = @SUM(MGHH(i,j): PRA(i) * RIJV(i,j) );
DIR = @SUM(DIRR(i,j): PRA(i) * RIJV(i,j) );
DIE = @SUM(DIEE(i,j): PRA(i) * RIJV(i,j) );
DIG = @SUM(DIGG(i,j): PRA(i) * RIJV(i,j) );
DIH = @SUM(DIHH(i,j): PRA(i) * RIJV(i,j) );
AAA = @SUM(AAAA(i,j): PRA(i) * RIJV(i,j) );
BBB = @SUM(BBBB(i,j): PRA(i) * RIJV(i,j) );

```

```

CALC:
  @SET( 'TERSEO', 1);
  @SET( 'LINLEN', 120);
!Solving the model;
  @SOLVE( );
!Print results in file;

```

```

@DIVERT( 'hospitaljp_RESULTSLCA.txt', 'A' );
@WRITE( ' Equipamento instalado: ', @NEWLINE(2) ,
!      ' Grupo gerador a gas      : ', NET(@INDEX(MGWC)),
      ' , (kW) = ', @FLOOR( 1000*PIN(@INDEX(MGWC))), ' , (R$/unid) = ',
CBM(@INDEX(MGWC)), ' , (emissões) = ', ECO(@INDEX(MGWC)), @NEWLINE(1),
      ' Grupo gerador a diesel   : ', NET(@INDEX(DIWC)),
      ' , (kW) = ', @FLOOR( 1000*PIN(@INDEX(DIWC))), ' , (R$/unid) = ',
CBM(@INDEX(DIWC)), ' , (emissões) = ', ECO(@INDEX(DIWC)), @NEWLINE(1),
      ' Caldeira Vapor (GN)      : ', NET(@INDEX(CGVA)),
      ' , (kW) = ', @FLOOR( 1000*PIN(@INDEX(CGVA))), ' , (R$/unid) = ',
CBM(@INDEX(CGVA)), ' , (emissões) = ', ECO(@INDEX(CGVA)), @NEWLINE(1),
      ' Caldeira Agua Quent (GN): ', NET(@INDEX(CGWC)),
      ' , (kW) = ', @FLOOR( 1000*PIN(@INDEX(CGWC))), ' , (R$/unid) = ',
CBM(@INDEX(CGWC)), ' , (emissões) = ', ECO(@INDEX(CGWC)), @NEWLINE(1),
      ' Caldeira Vapor (BM)      : ', NET(@INDEX(BMVA)),
      ' , (kW) = ', @FLOOR( 1000*PIN(@INDEX(BMVA))), ' , (R$/unid) = ',
CBM(@INDEX(BMVA)), ' , (emissões) = ', ECO(@INDEX(BMVA)), @NEWLINE(1),
      ' Caldeira Agua Quent (BM): ', NET(@INDEX(BMWC)),
      ' , (kW) = ', @FLOOR( 1000*PIN(@INDEX(BMWC))), ' , (R$/unid) = ',
CBM(@INDEX(BMWC)), ' , (emissões) = ', ECO(@INDEX(BMWC)), @NEWLINE(1),
      ' Caldeira Vapor (EE)      : ', NET(@INDEX(EEVA)),
      ' , (kW) = ', @FLOOR( 1000*PIN(@INDEX(EEVA))), ' , (R$/unid) = ',
CBM(@INDEX(EEVA)), ' , (emissões) = ', ECO(@INDEX(EEVA)), @NEWLINE(1),
      ' Caldeira Agua Quent (EE): ', NET(@INDEX(EEWC)),
      ' , (kW) = ', @FLOOR( 1000*PIN(@INDEX(EEWC))), ' , (R$/unid) = ',
CBM(@INDEX(EEWC)), ' , (emissões) = ', ECO(@INDEX(EEWC)), @NEWLINE(1),
      ' Trocador Calor VA -> WC: ', NET(@INDEX(ICVA)),
      ' , (kW) = ', @FLOOR( 1000*PIN(@INDEX(ICVA))), ' , (R$/unid) = ',
CBM(@INDEX(ICVA)), ' , (emissões) = ', ECO(@INDEX(ICVA)), @NEWLINE(2);
);

@WRITE( ' More equipment: ', @NEWLINE(2) ,

      ' Chiller Absorcao 2 X      : ', NET(@INDEX(FAVA)),
      ' , (kW) = ', @FLOOR( 1000*PIN(@INDEX(FAVA))), ' , (R$/unid) = ',
      ' , CBM(@INDEX(FAVA)), ' , (emissões) = ', ECO(@INDEX(FAVA)), @NEWLINE(1),
      ' Chiller Absorcao 1 X      : ', NET(@INDEX(FAWC)),
      ' , (kW) = ', @FLOOR( 1000*PIN(@INDEX(FAWC))), ' , (R$/unid) = ',
      ' , CBM(@INDEX(FAWC)), ' , (emissões) = ', ECO(@INDEX(FAWC)), @NEWLINE(1),
      ' Chiller Mecanico          : ', NET(@INDEX(FMWR)),
      ' , (kW) = ', @FLOOR( 1000*PIN(@INDEX(FMWR))), ' , (R$/unid) = ',
      ' , CBM(@INDEX(FMWR)), ' , (emissões) = ', ECO(@INDEX(FMWR)), @NEWLINE(1),
      ' Torre de resfriamento      : ', NET(@INDEX(ICWR)),
      ' , (kW) = ', @FLOOR( 1000*PIN(@INDEX(ICWR))), ' , (R$/unid) = ',
      ' , CBM(@INDEX(ICWR)), ' , (emissões) = ', ECO(@INDEX(ICWR)), @NEWLINE(1),
      ' Trocador Calor WC -> WR : ', NET(@INDEX(ICWC)),
      ' , (kW) = ', @FLOOR( 1000*PIN(@INDEX(ICWC))), ' , (R$/unid) = ',
      ' , CBM(@INDEX(ICWC)), ' , (emissões) = ', ECO(@INDEX(ICWC)), @NEWLINE(2),
      ' Paineis Fotovoltaicos : ', @FORMAT (NPV, '4.2f'), ' , (R$/unid) = ',
      ' , @FORMAT (CPV, '4.2f'), ' , (emissões) = ', @FORMAT (COPV, '4.2f'),
@NEWLINE (2);

);

@WRITE( ' Preço da eletricidade      (R$/MWh) = ', @FORMAT (PCE,
'12.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' Preço do gas natural        (R$/MWh) = ', @FORMAT (PCG,
'12.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' Preço do diesel             (R$/MWh) = ', @FORMAT (PDI,
'12.0f'), @NEWLINE(1) );

```

```

@WRITE( ' Preço da biomassa (R$/MWh) = ', @FORMAT(PBM, '12.0f'),
@NEWLINE(2) );

@WRITE( ' Emissões eletricidade (___/MWh) = ', @FORMAT(1000*COEC,
'12.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' Emissões do gas natural (___/MWh) = ', @FORMAT(1000*COGN,
'12.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' Emissões do diesel (___/MWh) = ', @FORMAT(1000*CODI,
'12.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' Emissões da biomassa (___/MWh) = ', @FORMAT(1000*COBM,
'12.0f'), @NEWLINE(2) );

@WRITE( ' Investimento inicial em equipamentos (R$) = ', @FORMAT(INVESTMENT,
'12.0f'), @NEWLINE(2) );
CUSTOPAINEIS = CPV * NPV;
@WRITE( ' Custo com paineis PV (R$) = ', @FORMAT(CUSTOPAINEIS, '12.0f'),
@NEWLINE(1) );
@WRITE( ' Custo TOTAL (R$/ano) = ', @FORMAT(ANNUAL_COST, '12.0f'), @NEWLINE(2)
);
@WRITE( ' Custo de equipamentos (inclui TS, PV...) (R$/ano) = ',
@FORMAT(AFIXC, '12.0f'), @NEWLINE(1) );
ANNUALVAR = AVARC - CTEOMA;
@WRITE( ' Custos variaveis (R$/ano) = ', @FORMAT(AVARC, '12.0f'), @NEWLINE(1)
);
@WRITE( ' O&M Custos (R$/ano) = ', @FORMAT(CTEOMA, '12.0f'), @NEWLINE(3)
);

@WRITE( ' Investimento inicial em equipamentos (Emissões) = ', @FORMAT(CO2INV,
'12.0f'), @NEWLINE(2) );
@WRITE( ' Emissões TOTAIS (Emissão/ano) = ', @FORMAT(CO2_ANNUAL, '12.0f'),
@NEWLINE(2) );
@WRITE( ' Emissão de equipamentos (inclui TS, PV...) (Emissão/ano) = ',
@FORMAT(CO2FIX, '12.0f'), @NEWLINE(1) );
ANNUALVARCO2 = CO2VAR - CO2OMA;
@WRITE( ' Emissões variáveis (Emissão/ano) = ', @FORMAT(CO2VAR, '12.0f'),
@NEWLINE(1) );
@WRITE( ' O&M Emissões (emissão/ano) = ', @FORMAT(CO2OMA, '12.0f'),
@NEWLINE(3) );

@WRITE( ' Fluxos de energia (MWh/ano) : ', @NEWLINE(2) );
@WRITE( ' Demanda de vapor = ', @FORMAT(DVAA, '12.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' Demanda de calor = ', @FORMAT(DWCA, '12.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' Demanda de frio = ', @FORMAT(DWFA, '12.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' Demanda de eletricidade = ', @FORMAT(DEEA, '12.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' Demanda de diesel = ', @FORMAT(DDIA, '12.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' Importacao de gas natural = ', @FORMAT(CCGA, '12.0f'), ' Custo
(R$/ano) = ', @FORMAT(CTECGA, '12.0f'), ' Emissões (___/ano) = ', @FORMAT(CO2GNA,
'12.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' Importacao de eletricidad = ', @FORMAT(CEEA, '12.0f'), ' Custo
(R$/ano) = ', @FORMAT(CTECA, '12.0f'), ' Emissões (___/ano) = ', @FORMAT(CO2ECA,
'12.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' Fotovoltaica eletricidade = ', @FORMAT(EFVA, '12.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' EXPORTACAO de eletricidade= ', @FORMAT(VEEA, '12.0f'), ' Renda
(R$/ano) = ', @FORMAT(INGVEA, '12.0f'), ' Emissões (___/ano) = ',
@FORMAT(CO2EVA, '12.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' Importacao de diesel = ', @FORMAT(CDIA, '12.0f'), ' Custo
(R$/ano) = ', @FORMAT(CTEDIA, '12.0f'), ' Emissões (___/ano) = ',
@FORMAT(CO2DIA, '12.0f'), @NEWLINE(1) );

```

```

@WRITE( ' Importacao de biomassa      = ', @FORMAT(CBMA, '12.0f'), ' Custo
(R$/ano) = ', @FORMAT(CTEBMA, '12.0f'), ' Emissões (___/ano) = ', @FORMAT(CO2BMA,
'12.0f'), @NEWLINE(2) );

@WRITE( ' FLUXOS ANUAIS (MWh) ', @NEWLINE(2) );
@WRITE( ' Combustivel para cogeraçao= ', @FORMAT(FCO, '6.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' Trabalho cogeraçao      = ', @FORMAT(WCO, '6.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' Calor cogeraçao         = ', @FORMAT(QCO, '6.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' Calor cogeraçao consumido = ', @FORMAT(QCC, '6.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' Calor despilfarrado      = ', @FORMAT(QCD, '6.0f'), @NEWLINE(2) );
@WRITE( ' Gas consumption for TGVA = ', @FORMAT(TGG, '6.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' Steam from TGVA         = ', @FORMAT(TGS, '6.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' Hot water from TGVA      = ', @FORMAT(TGH, '6.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' Electricity from TGVA    = ', @FORMAT(TGE, '6.0f'), @NEWLINE(2) );

@WRITE( ' Gas consumption for MGWC = ', @FORMAT(MGG, '6.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' WR      from MGWC        = ', @FORMAT(MGR, '6.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' Hot water from MGWC      = ', @FORMAT(MGH, '6.0f'), @NEWLINE(1) );
!@WRITE( ' Steam from MGWC        = ', @FORMAT(MGS, '6.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' Electricity from MGWC    = ', @FORMAT(MGE, '6.0f'), @NEWLINE(2) );

@WRITE( ' DI consumption for DIWC = ', @FORMAT(DIG, '6.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' Hot water from DIWC      = ', @FORMAT(DIH, '6.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' WR from DIWC            = ', @FORMAT(DIR, '6.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' Electricity from DIWC    = ', @FORMAT(DIE, '6.0f'), @NEWLINE(2) );

@WRITE( ' Steam from steam boiler  = ', @FORMAT(VAB, '6.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' Fuel for CGVA            = ', @FORMAT(VAF, '6.0f'), @NEWLINE(2) );

@WRITE( ' Heat from hot water boiler= ', @FORMAT(HWB, '6.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' Fuel for CGWC            = ', @FORMAT(COC, '6.0f'), @NEWLINE(2) );

@WRITE( ' Heat from BM VA boiler   = ', @FORMAT(DDD, '6.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' Biomass for boiler        = ', @FORMAT(EEE, '6.0f'), @NEWLINE(2) );

@WRITE( ' Heat from BM HW boiler   = ', @FORMAT(BOB, '6.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' Biomass for boiler        = ', @FORMAT(BMB, '6.0f'), @NEWLINE(2) );

@WRITE( ' Heat from EE VA boiler   = ', @FORMAT(BOV, '6.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' Electricity to boiler     = ', @FORMAT(EEC, '6.0f'), @NEWLINE(2) );

@WRITE( ' Heat from EE HW boiler   = ', @FORMAT(BOE, '6.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' Electricity to boiler     = ', @FORMAT(EEB, '6.0f'), @NEWLINE(2) );

@WRITE( ' EE of DE absorption chiller = ', @FORMAT(EED, '6.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' WC of DE absorption chiller = ', @FORMAT(VAD, '6.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' WR of DE absorption chiller = ', @FORMAT(WRD, '6.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' WF of DE absorption chiller = ', @FORMAT(WFD, '6.0f'), @NEWLINE(2) );

@WRITE( ' EE of absorption chiller = ', @FORMAT(EEA, '6.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' WC of absorption chiller = ', @FORMAT(WCA, '6.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' WR of absorption chiller = ', @FORMAT(WRA, '6.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' WF of absorption chiller = ', @FORMAT(WFA, '6.0f'), @NEWLINE(2) );

@WRITE( ' EE of mechanical chiller = ', @FORMAT(EEF, '6.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' WR of mechanical chiller = ', @FORMAT(WRF, '6.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' WF of mechanical chiller = ', @FORMAT(WFF, '6.0f'), @NEWLINE(2) );

@WRITE( ' WR of cooling tower        = ', @FORMAT(WRT, '6.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' EE of cooling tower          = ', @FORMAT(EET, '6.0f'), @NEWLINE(1) );

```

```

@WRITE( ' AA  of cooling tower          = ', @FORMAT(ATT,'6.0f'), @NEWLINE(2) );

@WRITE( ' Steam going into ICVA        = ', @FORMAT(AAA,'6.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' Hot water into ICWC          = ', @FORMAT(BBB,'6.0f'), @NEWLINE(1) );

! REEqv = 100.00 * WCO/@SMAX(1, (FCO - QCC/0.9))
ENDCALC
!;
SETS:
  PINTT(DAYS,HOURS): DVAH_p, DWCH_p, DWFH_p, DEEH_p, CCGH_p, CEEH_p, VEEH_p,
  CDIH_p, CBMH_p, EFVH_p;
ENDSETS
CALC:
  @FOR(DAYS(kd):
    @FOR(HOURS(kh):
      DVAH_p(kd,kh) = @FLOOR( DVAH(kd,kh) );
      DWCH_p(kd,kh) = @FLOOR( DWCH(kd,kh) );
      DWFH_p(kd,kh) = @FLOOR( DWFH(kd,kh) );
      DEEH_p(kd,kh) = @FLOOR( DEEH(kd,kh) );
      CCGH_p(kd,kh) = @FLOOR( CCGH(kd,kh) );
      EFVH_p(kd,kh) = @FLOOR( 1000 * EFVH(kd,kh) );
      CEEH_p(kd,kh) = @FLOOR( 1000 * CEEH(kd,kh) );
      VEEH_p(kd,kh) = @FLOOR( 1000 * VEEH(kd,kh) );
      ! CDIH_p(kd,kh) = @FLOOR( CDIH(kd,kh) );
      CBMH_p(kd,kh) = @FLOOR( 1000* CBMH(kd,kh) );

    );
  );
ENDCALC
DATA:
@TEXT ('hospitaljp_RESULTSLCA.txt', 'A' ) = @WRITE( @NEWLINE(1) , ' Importacao
de eletricidade (kW) = ');
@TEXT ('hospitaljp_RESULTSLCA.txt', 'A' ) = @WRITE( @NEWLINE(1));
@TEXT ('hospitaljp_RESULTSLCA.txt', 'A' ) = @TABLE( CEEH_p, 2, 1);
@TEXT ('hospitaljp_RESULTSLCA.txt', 'A' ) = @WRITE( @NEWLINE(2) , ' Producao de
eletricidade por Fotovoltaica (kW)= ');
@TEXT ('hospitaljp_RESULTSLCA.txt', 'A' ) = @WRITE( @NEWLINE(1));
@TEXT ('hospitaljp_RESULTSLCA.txt', 'A' ) = @TABLE( EFVH_p, 2, 1);
@TEXT ('hospitaljp_RESULTSLCA.txt', 'A' ) = @WRITE( @NEWLINE(1) , ' Sale of
electricity (kW) = ');
@TEXT ('hospitaljp_RESULTSLCA.txt', 'A' ) = @WRITE( @NEWLINE(1));
@TEXT ('hospitaljp_RESULTSLCA.txt', 'A' ) = @TABLE( VEEH_p, 2, 1);
@TEXT ('hospitaljp_RESULTSLCA.txt', 'A' ) = @WRITE( @NEWLINE(1) , ' Importacao
de biomassa (kW) = ');
@TEXT ('hospitaljp_RESULTSLCA.txt', 'A' ) = @WRITE( @NEWLINE(1));
@TEXT ('hospitaljp_RESULTSLCA.txt', 'A' ) = @TABLE( CBMH, 2, 1);
@TEXT ('hospitaljp_RESULTSLCA.txt', 'A' ) = @WRITE( @NEWLINE(2) , ' No. paineis
PV funcionando simultaneamente = ');
@TEXT ('hospitaljp_RESULTSLCA.txt', 'A' ) = @WRITE( @NEWLINE(1));
@TEXT ('hospitaljp_RESULTSLCA.txt', 'A' ) = @TABLE( NPS, 2, 1);
@TEXT ('hospitaljp_RESULTSLCA.txt', 'A' ) = @WRITE( @NEWLINE(2) , ' Radiação
solar en plano horizontal = ');
@TEXT ('hospitaljp_RESULTSLCA.txt', 'A' ) = @WRITE( @NEWLINE(1));
@TEXT ('hospitaljp_RESULTSLCA.txt', 'A' ) = @TABLE( PPV, 2, 1);

ENDDATA
!;

```


Apêndice II

Dados

```

! YVE sale of electricity allowed (no/yes = 0/1);
  1 ~

! YCE purchase of electricity allowed (no/yes = 0/1);
  1 ~

! YDQ waste of heat allowed (no/yes = 0/1);
  1 ~

! ACEMIN Minimum self-consumption of electricity;
  0.00 ~

! PCG Purchase price of natural gas(R$/MWh);
! http://www.pbgas.com.br/?page_id=1477
*****;
  293 ~

! CEVP/CEVV On-peak/Off-peak coefficient for sale of electricity;
! No time-of-delivery differentiation;
  1.00, 1.00 ~

! FCI Indirect investment costs factor;
  1.15 ~

! FAM Fator de recuperacao do capital usado diretamente
  0.13 ~

! Purchase price of diesel (R$/MWh);
! R$1.49, 1 litro = 9.9 kWh PRECO NA BOMBA DE COMBUSTIVEL;
  290 ~

! Purchase price of biomass (R$/MWh);
! http://www.pbgas.com.br/?page_id=1477 Preco do briquete incluindo
transporte *****;
  52 ~

! COGN CO2 emissions of natural gas kg/kWh;
  0.254 ~

! COEC CO2 emissions of purchased electricity kg/kWh;
  0.60500001 ~

! COEV CO2 emissions of exported electricity kg/kWh;
  0.605 ~

! CODI CO2 emissions of diesel kg/kWh;
  0.333 ~

! COBM CO2 emissions of biomass kg/kWh;
  0.099 ~

! FAMCO environmental factor;
  0.10 ~

```

! Indicators of the possibilities of purchase, demand, sale and waste;
! INDCOM, INDDDEM, INDVEN, INDDDES = ;

```

1,      0,      0,      0,      ! CG;
0,      1,      0,      0,      ! VA;
0,      1,      0,      0,      ! WC;
0,      0,      0,      0,      ! WR;
0,      0,      0,      1,      ! AA;
0,      1,      0,      0,      ! WF;
1,      1,      1,      0,      ! EE;
1,      1,      0,      0,      ! DI;
1,      1,      0,      0,      ! BM;~

```

```

! YPT Presence of equipment                      ( no/yes =
0/1 );
! NET Number of pieces of equipment              (0, 1, ....
);
! PET Nominal power of equipment                  (MW);
! PIN Installed power                            (MW);
! CBM Cost of installed equipment                 (R$);
! FOV Variable maintenance and operation costs   (R$/MWh);
! ECO CO2 emissions                             (kgCO2);
! COV CO2 emissions associated with operation and maintenance
(kgCO2/MWh);

```

```

! YPT, NET, PET, CBM, FOV, ECO, COV = ;
, 0 , 0.360, 4000000, 15.00, 80500, 0.00, ! TGVA; !

, , 0.410, 463000, 15.00, 353, 0.00, ! MGWC; !
, , 0.300, 47900, 2.00, 2220000, 0.00, ! CGVA; ! OK;
, , 0.300, 49300, 2.00, 2220000, 0.00, ! CGWC; ! OK;
, , 0.400, 8900, 2.00, 1500, 0.00, ! ICVA; ! OK;
, , 0.400, 7400, 2.00, 1470, 0.00, ! ICWC; ! OK;
, , 0.450, 465200, 10.00, 227000, 0.00, ! FAVA; ! OK;
, , 0.490, 539700, 10.00, 304000, 0.00, ! FAWC; ! OK;
, , 0.270, 217400, 4.00, 5230, 0.00, ! FMWR; ! OK;
, , 1.000, 28000, 10.00, 9710, 0.00, ! ICWR; ! OK;
, , 0.400, 227000, 15.00, 6970000, 0.00, ! DIWC; !
, , 0.170, 62500, 8.00, 2730000, 0.00, ! BMWC; ! OK;
, , 0.150, 42500, 2.00, 2220000, 0.00, ! EEVA; ! OK;
, , 0.150, 28200, 2.00, 2220000, 0.00, ! EEWC; ! OK;
, , 0.250, 51000, 8.00, 2730000, 0.00, ! BMVA;~ ! OK;

```

```

! Days (kd)      1. January      ;
!                2. February     ;
!                3. March         ;
!                4. April         ;
!                5. May           ;
!                6. June          ;
!                7. July          ;
!                8. August        ;
!                9. September     ;
!                10. October      ;
!                11. November     ;
!                12. December     ;

```

```
! Number of days per year of representative days;
! NDA = ;
      20 11    19 9     20 11    20 10    20 11    19 11    20 11    20 11
21 9     20 11    20 10    20 11 ~

! Indicator that the representative day corresponds to winter electrical
invoicing;
! IDT_INV = ;
      1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1~

! Number of hours/day;
! NHD = ;
      1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 ~

! On-peak winter coefficient for electricity purchase;
! Hourly differentiation #2;
! IHPCE_INV = ;
      0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 ~

! Off-peak winter coefficient for electricity purchase;
! Hourly differentiation #2;
! IHVCE_INV = ;
      1 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1 1 ~

! On-peak summer coefficient for electricity purchase;
! Hourly differentiation #2;
! IHPCE_VER = ;
      0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 ~

! Off-peak summer coefficient for electricity purchase;
! Hourly differentiation #2;
! IHVCE_VER = ;
      1 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1 1 ~

! On-peak winter coefficient for electricity sale;
! IHPVE_INV = ;
      0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1 1 1 1 1 0 0 0 ~

! Off-peak winter coefficient for electricity sale;
! IHVVE_INV = ;
      1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 ~

! On-peak summer coefficient for electricity sale;
! IHPVE_VER = ;
      0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1 1 1 1 1 0 0 ~

! Off-peak summer coefficient for electricity sale;
! IHVVE_VER = ;
      1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 ~

! Interactions(technology, utility);
TGVA,CG TGVA,VA TGVA,WG TGVA,EE
MGWC,CG MGWC,WG MGWC,WR MGWC,EE
CGVA,CG CGVA,VA
CGWC,CG CGWC,WG
ICVA,VA ICVA,WG
ICWC,WR FAVA,VA FAVA,WR FAVA,WF FAVA,EE
FAWC,WG FAWC,WR FAWC,WG FAWC,WF FAWC,EE
FMWR,WR FMWR,WG FMWR,EE
```

	EEVA, VA	DIWC, WC BMWC, WC	EEWC, WC	BMVA, VA	ICWR, WR DIWC, WR	ICWR, AA	ICWR, EE DIWC, EE	DIWC, DI	BMWC, BM	BMVA, BM;
! Consumption indicator;										
! INDC = ;										
1	0	0					0			!1 TGVA;
1		0					0			!2 MGWC;
1	0									!3 CGVA;
1		0								!4 CGWC;
	1	0								!5 ICVA;
		1	0							!6 ICWC;
	1		0			0	1			!7 FAVA;
		1	0			0	1			!8 FAWC;
			0			0	1			!9 FMWR;
			1		0		1			!10 ICWR;
		0	0				0	1		!11 DIWC;
		0								!12 BMWC;
	0						1			!13 EEVA;
		0					1			!14 EEWC;
	0									!15 BMVA;~
! Production indicator;										
! INDP = ;										
0	1	1					1			! TGVA;
0		1	1				1			! MGWC;
0	1									! CGVA;
0		1								! CGWC;
	0	1								! ICVA;
		0	1							! ICWC;
	0		1			1	0			! FAVA;
		0	1			1	0			! FAWC;
			1			1	0			! FMWR;
			0		1		0			! ICWR;
		1	1				1	0		! DIWC;
		1								! BMWC;
1					0					! EEVA;
		1					0			! EEWC;
	1									! BMVA;~
! Relative flow (to principal);										
! RIJV = ;										
3.03	0.59	0.66					1			! TGVA ;
2.66		1.10	0.45				1			! MGWC ;
1.18	1									! CGVA ;
!eff=0,85;										
1.22		1								! CGWC ;
!eff=0,82;										
	1.1	1								! ICVA ;
		1.1	1							! ICWC ;
	0.77		1.77			1	0.01			! FAVA ;
		1.32	2.32			1	0.01			! FAWC ;
			1.22			1	0.22			! FMWR ;
			1		1.0		0.02			! ICWR ;
		0.80	0.50				1	2.66		! DIWC ;
		1								! BMWC ;
!eff=0,80;										

!eff-0.87; 1 1.15 ! EEVA ;
 !eff=0.90; 1 1.11 ! EEWC ;
 !eff=0.71; 1 1.40 ! BMVA ;~

! Energy Demands;
 ! DVAH, DWCH, DWFH, DEEH, DDIH = ;

! VA	WC	WF	EE	DI;	! January	wd
0.0000	0.0823	0.0573	0.2912	0.0000	! 00->01;	
0.0000	0.0672	0.0383	0.2949	0.0000	! 01->02;	
0.0000	0.0640	0.0209	0.2898	0.0000	! 02->03;	
0.0000	0.0606	0.0000	0.3074	0.0000	! 03->04;	
0.0000	0.0884	0.0000	0.3226	0.0000	! 04->05;	
0.0270	0.1159	0.0000	0.3089	0.0000	! 05->06;	
0.0270	0.1568	0.0122	0.4986	0.0000	! 06->07;	
0.0270	0.1980	0.0823	0.5501	0.0000	! 07->08;	
0.0270	0.2445	0.1830	0.5065	0.0000	! 08->09;	
0.0270	0.2908	0.2936	0.5643	0.0000	! 09->10;	
0.0390	0.2553	0.3936	0.5063	0.0000	! 10->11;	
0.0390	0.2198	0.4724	0.4255	0.0000	! 11->12;	
0.0390	0.1919	0.5301	0.3433	0.0000	! 12->13;	
0.0270	0.1637	0.5693	0.4172	0.0000	! 13->14;	
0.0270	0.1550	0.5870	0.3921	0.0000	! 14->15;	
0.0270	0.1460	0.5760	0.3594	0.0000	! 15->16;	
0.0390	0.1582	0.5320	0.2643	0.0000	! 16->17;	
0.0390	0.1701	0.4616	0.2091	0.0000	! 17->18;	
0.0270	0.1634	0.3812	0.2035	0.0000	! 18->19;	
0.0270	0.1564	0.3076	0.1989	0.0000	! 19->20;	
0.0000	0.1208	0.1554	0.3164	0.0000	! 20->21;	
0.0000	0.0858	0.1267	0.3023	0.0000	! 21->22;	
0.0000	0.0916	0.1020	0.3634	0.0000	! 22->23;	
0.0000	0.0974	0.0787	0.3020	0.0000	! 23->24;	

! VA	WC	WF	EE	DI;	! January	we
0.0000	0.0823	0.0487	0.2438	0.0000	! 00->01;	
0.0000	0.0672	0.0326	0.2491	0.0000	! 01->02;	
0.0000	0.0640	0.0178	0.2532	0.0000	! 02->03;	
0.0000	0.0606	0.0000	0.2603	0.0000	! 03->04;	
0.0000	0.0884	0.0000	0.2864	0.0000	! 04->05;	
0.0135	0.1159	0.0000	0.2640	0.0000	! 05->06;	
0.0135	0.1568	0.0088	0.2811	0.0000	! 06->07;	
0.0135	0.1980	0.0591	0.3038	0.0000	! 07->08;	
0.0135	0.2445	0.1315	0.3268	0.0000	! 08->09;	
0.0135	0.2908	0.2110	0.3456	0.0000	! 09->10;	
0.0195	0.2553	0.2828	0.2853	0.0000	! 10->11;	
0.0195	0.2198	0.3395	0.2711	0.0000	! 11->12;	
0.0195	0.1919	0.3810	0.2209	0.0000	! 12->13;	
0.0135	0.1637	0.4091	0.2803	0.0000	! 13->14;	
0.0135	0.1550	0.4218	0.1683	0.0000	! 14->15;	
0.0135	0.1460	0.4139	0.2697	0.0000	! 15->16;	
0.0195	0.1582	0.3823	0.2581	0.0000	! 16->17;	
0.0195	0.1701	0.3317	0.1870	0.0000	! 17->18;	

0.0135	0.1634	0.2739	0.2016	0.0000	! 18->19;
0.0135	0.1564	0.2210	0.2077	0.0000	! 19->20;
0.0000	0.1208	0.1321	0.2964	0.0000	! 20->21;
0.0000	0.0858	0.1077	0.3050	0.0000	! 21->22;
0.0000	0.0916	0.0867	0.2798	0.0000	! 22->23;
0.0000	0.0974	0.0669	0.2700	0.0000	! 23->24;

! VA	WC	WF	EE	DI;	!	February	wd
;							
0.0000	0.0823	0.0516	0.2859	0.0000	!	00->01;	
0.0000	0.0672	0.0323	0.2889	0.0000	!	01->02;	
0.0000	0.0640	0.0145	0.2921	0.0000	!	02->03;	
0.0000	0.0606	0.0000	0.2911	0.0000	!	03->04;	
0.0000	0.0884	0.0000	0.3064	0.0000	!	04->05;	
0.0270	0.1159	0.0000	0.3610	0.0000	!	05->06;	
0.0270	0.1568	0.0000	0.5530	0.0000	!	06->07;	
0.0270	0.4259	0.0824	0.5977	0.0000	!	07->08;	
0.0270	0.5259	0.1983	0.7077	0.0000	!	08->09;	
0.0270	0.6254	0.3255	0.6447	0.0000	!	09->10;	
0.0390	0.5491	0.4405	0.5518	0.0000	!	10->11;	
0.0390	0.4728	0.5311	0.4730	0.0000	!	11->12;	
0.0390	0.4127	0.5976	0.4327	0.0000	!	12->13;	
0.0270	0.3521	0.6426	0.4476	0.0000	!	13->14;	
0.0270	0.3333	0.6630	0.4373	0.0000	!	14->15;	
0.0270	0.3139	0.6503	0.3891	0.0000	!	15->16;	
0.0390	0.3402	0.5996	0.2344	0.0000	!	16->17;	
0.0390	0.3658	0.5187	0.2713	0.0000	!	17->18;	
0.0270	0.3515	0.3774	0.2594	0.0000	!	18->19;	
0.0270	0.3365	0.3024	0.2998	0.0000	!	19->20;	
0.0000	0.1208	0.1515	0.3927	0.0000	!	20->21;	
0.0000	0.0858	0.1223	0.4012	0.0000	!	21->22;	
0.0000	0.0916	0.0971	0.4026	0.0000	!	22->23;	
0.0000	0.0974	0.0734	0.3743	0.0000	!	23->24;	

! VA	WC	WF	EE	DI;	!	February	we
;							
0.0000	0.0823	0.0438	0.2427	0.0000	!	00->01;	
0.0000	0.0672	0.0274	0.2337	0.0000	!	01->02;	
0.0000	0.0640	0.0124	0.2576	0.0000	!	02->03;	
0.0000	0.0606	0.0000	0.2418	0.0000	!	03->04;	
0.0000	0.0884	0.0000	0.2416	0.0000	!	04->05;	
0.0135	0.1159	0.0000	0.3306	0.0000	!	05->06;	
0.0135	0.1568	0.0000	0.2805	0.0000	!	06->07;	
0.0135	0.4259	0.0524	0.3514	0.0000	!	07->08;	
0.0135	0.5259	0.1261	0.3495	0.0000	!	08->09;	
0.0135	0.6254	0.2071	0.3106	0.0000	!	09->10;	
0.0195	0.5491	0.2803	0.2653	0.0000	!	10->11;	
0.0195	0.4728	0.3379	0.2633	0.0000	!	11->12;	
0.0195	0.4127	0.3802	0.2328	0.0000	!	12->13;	
0.0135	0.3521	0.4088	0.2276	0.0000	!	13->14;	
0.0135	0.3333	0.4218	0.2388	0.0000	!	14->15;	
0.0135	0.3139	0.4137	0.2053	0.0000	!	15->16;	
0.0195	0.3402	0.3815	0.1533	0.0000	!	16->17;	
0.0195	0.3658	0.3301	0.1569	0.0000	!	17->18;	
0.0135	0.3515	0.2712	0.1773	0.0000	!	18->19;	
0.0135	0.3365	0.2173	0.2376	0.0000	!	19->20;	
0.0000	0.1208	0.1288	0.2752	0.0000	!	20->21;	
0.0000	0.0858	0.1040	0.2939	0.0000	!	21->22;	

0.0000	0.0916	0.0825	0.3338	0.0000	! 22->23;
0.0000	0.0974	0.0624	0.3455	0.0000	! 23->24;

!	VA	WC	WF	EE	DI;	!	March wd	;
0.0000		0.0823	0.1284	0.2862	0.0000	!	00->01;	
0.0000		0.0672	0.1137	0.2889	0.0000	!	01->02;	
0.0000		0.0640	0.1003	0.2896	0.0000	!	02->03;	
0.0000		0.0606	0.0874	0.2953	0.0000	!	03->04;	
0.0000		0.0884	0.0771	0.3016	0.0000	!	04->05;	
0.0270		0.1159	0.1210	0.3414	0.0000	!	05->06;	
0.0270		0.1568	0.1443	0.5387	0.0000	!	06->07;	
0.0270		0.4259	0.2239	0.6368	0.0000	!	07->08;	
0.0270		0.5259	0.3115	0.7051	0.0000	!	08->09;	
0.0270		0.6254	0.4078	0.6689	0.0000	!	09->10;	
0.0390		0.5491	0.4947	0.5968	0.0000	!	10->11;	
0.0390		0.4728	0.5633	0.4424	0.0000	!	11->12;	
0.0390		0.4127	0.6135	0.4596	0.0000	!	12->13;	
0.0270		0.3521	0.6476	0.4884	0.0000	!	13->14;	
0.0270		0.3333	0.6630	0.4550	0.0000	!	14->15;	
0.0270		0.3139	0.6534	0.4033	0.0000	!	15->16;	
0.0390		0.3402	0.6151	0.3070	0.0000	!	16->17;	
0.0390		0.3658	0.5539	0.2438	0.0000	!	17->18;	
0.0270		0.3515	0.4285	0.2716	0.0000	!	18->19;	
0.0270		0.3365	0.3718	0.2898	0.0000	!	19->20;	
0.0000		0.1208	0.2040	0.4043	0.0000	!	20->21;	
0.0000		0.0858	0.1818	0.3706	0.0000	!	21->22;	
0.0000		0.0916	0.1628	0.3923	0.0000	!	22->23;	
0.0000		0.0974	0.1449	0.3834	0.0000	!	23->24;	

!	VA	WC	WF	EE	DI;	!	March we	;
0.0000		0.0823	0.1091	0.2834	0.0000	!	00->01;	
0.0000		0.0672	0.0967	0.2826	0.0000	!	01->02;	
0.0000		0.0640	0.0853	0.2901	0.0000	!	02->03;	
0.0000		0.0606	0.0743	0.2968	0.0000	!	03->04;	
0.0000		0.0884	0.0655	0.3053	0.0000	!	04->05;	
0.0135		0.1159	0.0869	0.3544	0.0000	!	05->06;	
0.0135		0.1568	0.1037	0.3467	0.0000	!	06->07;	
0.0135		0.4259	0.1424	0.4022	0.0000	!	07->08;	
0.0135		0.5259	0.1982	0.4166	0.0000	!	08->09;	
0.0135		0.6254	0.2594	0.3711	0.0000	!	09->10;	
0.0195		0.5491	0.3148	0.3431	0.0000	!	10->11;	
0.0195		0.4728	0.3584	0.2577	0.0000	!	11->12;	
0.0195		0.4127	0.3903	0.2358	0.0000	!	12->13;	
0.0135		0.3521	0.4120	0.3056	0.0000	!	13->14;	
0.0135		0.3333	0.4218	0.2549	0.0000	!	14->15;	
0.0135		0.3139	0.4157	0.2120	0.0000	!	15->16;	
0.0195		0.3402	0.3914	0.2969	0.0000	!	16->17;	
0.0195		0.3658	0.3524	0.2909	0.0000	!	17->18;	
0.0135		0.3515	0.3079	0.2817	0.0000	!	18->19;	
0.0135		0.3365	0.2672	0.3028	0.0000	!	19->20;	
0.0000		0.1208	0.1734	0.3424	0.0000	!	20->21;	
0.0000		0.0858	0.1546	0.3804	0.0000	!	21->22;	
0.0000		0.0916	0.1383	0.3283	0.0000	!	22->23;	
0.0000		0.0974	0.1231	0.2923	0.0000	!	23->24;	

!	VA	WC	WF	EE	DI;	!	April wd	;
0.0000		0.0823	0.0828	0.2659	0.0000	!	00->01;	
0.0000		0.0672	0.0654	0.2664	0.0000	!	01->02;	
0.0000		0.0640	0.0494	0.2633	0.0000	!	02->03;	
0.0000		0.0606	0.0340	0.2673	0.0000	!	03->04;	
0.0000		0.0884	0.0217	0.2850	0.0000	!	04->05;	
0.0270		0.1159	0.0318	0.3003	0.0000	!	05->06;	
0.0270		0.1568	0.0596	0.5384	0.0000	!	06->07;	
0.0270		0.4259	0.1399	0.6881	0.0000	!	07->08;	
0.0270		0.5259	0.2443	0.7302	0.0000	!	08->09;	
0.0270		0.6254	0.3589	0.6773	0.0000	!	09->10;	
0.0390		0.5491	0.4625	0.5714	0.0000	!	10->11;	
0.0390		0.4728	0.5442	0.5233	0.0000	!	11->12;	
0.0390		0.4127	0.6040	0.4790	0.0000	!	12->13;	
0.0270		0.3521	0.6446	0.5030	0.0000	!	13->14;	
0.0270		0.3333	0.6630	0.4873	0.0000	!	14->15;	
0.0270		0.3139	0.6515	0.4513	0.0000	!	15->16;	
0.0390		0.3402	0.6059	0.3041	0.0000	!	16->17;	
0.0390		0.3658	0.5330	0.2571	0.0000	!	17->18;	
0.0270		0.3515	0.3982	0.2478	0.0000	!	18->19;	
0.0270		0.3365	0.3306	0.2813	0.0000	!	19->20;	
0.0000		0.1208	0.1728	0.3687	0.0000	!	20->21;	
0.0000		0.0858	0.1465	0.3961	0.0000	!	21->22;	
0.0000		0.0916	0.1238	0.4053	0.0000	!	22->23;	
0.0000		0.0974	0.1024	0.3915	0.0000	!	23->24;	

!	VA	WC	WF	EE	DI;	!	April we	;
0.0000		0.0823	0.0704	0.3516	0.0000	!	00->01;	
0.0000		0.0672	0.0556	0.2953	0.0000	!	01->02;	
0.0000		0.0640	0.0420	0.2659	0.0000	!	02->03;	
0.0000		0.0606	0.0289	0.2735	0.0000	!	03->04;	
0.0000		0.0884	0.0184	0.2856	0.0000	!	04->05;	
0.0135		0.1159	0.0229	0.3345	0.0000	!	05->06;	
0.0135		0.1568	0.0428	0.3901	0.0000	!	06->07;	
0.0135		0.4259	0.0890	0.4001	0.0000	!	07->08;	
0.0135		0.5259	0.1554	0.3563	0.0000	!	08->09;	
0.0135		0.6254	0.2284	0.3219	0.0000	!	09->10;	
0.0195		0.5491	0.2943	0.3326	0.0000	!	10->11;	
0.0195		0.4728	0.3463	0.3093	0.0000	!	11->12;	
0.0195		0.4127	0.3843	0.2376	0.0000	!	12->13;	
0.0135		0.3521	0.4101	0.2858	0.0000	!	13->14;	
0.0135		0.3333	0.4218	0.2312	0.0000	!	14->15;	
0.0135		0.3139	0.4145	0.2553	0.0000	!	15->16;	
0.0195		0.3402	0.3855	0.3096	0.0000	!	16->17;	
0.0195		0.3658	0.3391	0.2876	0.0000	!	17->18;	
0.0135		0.3515	0.2861	0.2833	0.0000	!	18->19;	
0.0135		0.3365	0.2376	0.3228	0.0000	!	19->20;	
0.0000		0.1208	0.1469	0.2888	0.0000	!	20->21;	
0.0000		0.0858	0.1245	0.3119	0.0000	!	21->22;	
0.0000		0.0916	0.1052	0.3138	0.0000	!	22->23;	
0.0000		0.0974	0.0871	0.3037	0.0000	!	23->24;	

!	VA	WC	WF	EE	DI;	!	May wd	;
0.0000		0.0823	0.1226	0.3328	0.0000	!	00->01;	
0.0000		0.0672	0.1077	0.2966	0.0000	!	01->02;	

0.0000	0.0640	0.0939	0.2938	0.0000	! 02->03;
0.0000	0.0606	0.0807	0.2639	0.0000	! 03->04;
0.0000	0.0884	0.0701	0.2631	0.0000	! 04->05;
0.0270	0.1159	0.1098	0.3289	0.0000	! 05->06;
0.0270	0.1568	0.1336	0.5174	0.0000	! 06->07;
0.0270	0.4259	0.2133	0.6303	0.0000	! 07->08;
0.0270	0.5259	0.3030	0.5890	0.0000	! 08->09;
0.0270	0.6254	0.4016	0.5753	0.0000	! 09->10;
0.0390	0.5491	0.4907	0.4945	0.0000	! 10->11;
0.0390	0.4728	0.5609	0.4221	0.0000	! 11->12;
0.0390	0.4127	0.6123	0.4126	0.0000	! 12->13;
0.0270	0.3521	0.6472	0.4506	0.0000	! 13->14;
0.0270	0.3333	0.6630	0.4069	0.0000	! 14->15;
0.0270	0.3139	0.6531	0.3361	0.0000	! 15->16;
0.0390	0.3402	0.6139	0.2679	0.0000	! 16->17;
0.0390	0.3658	0.5513	0.1510	0.0000	! 17->18;
0.0270	0.3515	0.4247	0.1662	0.0000	! 18->19;
0.0270	0.3365	0.3666	0.2592	0.0000	! 19->20;
0.0000	0.1208	0.2000	0.3590	0.0000	! 20->21;
0.0000	0.0858	0.1774	0.3614	0.0000	! 21->22;
0.0000	0.0916	0.1579	0.3659	0.0000	! 22->23;
0.0000	0.0974	0.1395	0.3567	0.0000	! 23->24;

! VA	WC	WF	EE	DI; !	May we ;
0.0000	0.0823	0.1042	0.2671	0.0000	! 00->01;
0.0000	0.0672	0.0915	0.2721	0.0000	! 01->02;
0.0000	0.0640	0.0798	0.2709	0.0000	! 02->03;
0.0000	0.0606	0.0686	0.2729	0.0000	! 03->04;
0.0000	0.0884	0.0596	0.2773	0.0000	! 04->05;
0.0135	0.1159	0.0789	0.2591	0.0000	! 05->06;
0.0135	0.1568	0.0960	0.3353	0.0000	! 06->07;
0.0135	0.4259	0.1357	0.2719	0.0000	! 07->08;
0.0135	0.5259	0.1928	0.2610	0.0000	! 08->09;
0.0135	0.6254	0.2555	0.3099	0.0000	! 09->10;
0.0195	0.5491	0.3122	0.2803	0.0000	! 10->11;
0.0195	0.4728	0.3569	0.2534	0.0000	! 11->12;
0.0195	0.4127	0.3896	0.2404	0.0000	! 12->13;
0.0135	0.3521	0.4118	0.2536	0.0000	! 13->14;
0.0135	0.3333	0.4218	0.2449	0.0000	! 14->15;
0.0135	0.3139	0.4156	0.2518	0.0000	! 15->16;
0.0195	0.3402	0.3906	0.2446	0.0000	! 16->17;
0.0195	0.3658	0.3508	0.1910	0.0000	! 17->18;
0.0135	0.3515	0.3052	0.2091	0.0000	! 18->19;
0.0135	0.3365	0.2634	0.2196	0.0000	! 19->20;
0.0000	0.1208	0.1700	0.3110	0.0000	! 20->21;
0.0000	0.0858	0.1508	0.3083	0.0000	! 21->22;
0.0000	0.0916	0.1342	0.3149	0.0000	! 22->23;
0.0000	0.0974	0.1186	0.2631	0.0000	! 23->24;

! VA	WC	WF	EE	DI; !	June wd ;
0.0000	0.0496	0.1165	0.2487	0.0000	! 00->01;
0.0000	0.0405	0.1011	0.2668	0.0000	! 01->02;
0.0000	0.0386	0.0870	0.2713	0.0000	! 02->03;
0.0000	0.0365	0.0735	0.2693	0.0000	! 03->04;
0.0000	0.0533	0.0626	0.2721	0.0000	! 04->05;
0.0270	0.0699	0.0977	0.3529	0.0000	! 05->06;

0.0270	0.0945	0.1222	0.3876	0.0000	! 06->07;
0.0270	0.3475	0.2020	0.4535	0.0000	! 07->08;
0.0270	0.4292	0.2940	0.5061	0.0000	! 08->09;
0.0270	0.5103	0.3950	0.4780	0.0000	! 09->10;
0.0390	0.4481	0.4863	0.4141	0.0000	! 10->11;
0.0390	0.3858	0.5583	0.3267	0.0000	! 11->12;
0.0390	0.3368	0.6110	0.2876	0.0000	! 12->13;
0.0270	0.2873	0.6468	0.3014	0.0000	! 13->14;
0.0270	0.2720	0.6630	0.2933	0.0000	! 14->15;
0.0270	0.2562	0.6529	0.2667	0.0000	! 15->16;
0.0390	0.2776	0.6127	0.2000	0.0000	! 16->17;
0.0390	0.2985	0.5485	0.1808	0.0000	! 17->18;
0.0270	0.2868	0.4206	0.2224	0.0000	! 18->19;
0.0270	0.2746	0.3610	0.2333	0.0000	! 19->20;
0.0000	0.0729	0.1958	0.2881	0.0000	! 20->21;
0.0000	0.0517	0.1726	0.3230	0.0000	! 21->22;
0.0000	0.0552	0.1526	0.3306	0.0000	! 22->23;
0.0000	0.0587	0.1338	0.3145	0.0000	! 23->24;

! VA	WC	WF	EE	DI;	!	June we ;
0.0000	0.0496	0.0990	0.2711	0.0000	!	00->01;
0.0000	0.0405	0.0860	0.2719	0.0000	!	01->02;
0.0000	0.0386	0.0740	0.2654	0.0000	!	02->03;
0.0000	0.0365	0.0624	0.2651	0.0000	!	03->04;
0.0000	0.0533	0.0532	0.2617	0.0000	!	04->05;
0.0135	0.0699	0.0702	0.2501	0.0000	!	05->06;
0.0135	0.0945	0.0878	0.3724	0.0000	!	06->07;
0.0135	0.3475	0.1285	0.3592	0.0000	!	07->08;
0.0135	0.4292	0.1870	0.3245	0.0000	!	08->09;
0.0135	0.5103	0.2513	0.3266	0.0000	!	09->10;
0.0195	0.4481	0.3094	0.2899	0.0000	!	10->11;
0.0195	0.3858	0.3552	0.2597	0.0000	!	11->12;
0.0195	0.3368	0.3888	0.2617	0.0000	!	12->13;
0.0135	0.2873	0.4115	0.2567	0.0000	!	13->14;
0.0135	0.2720	0.4218	0.2716	0.0000	!	14->15;
0.0135	0.2562	0.4154	0.2495	0.0000	!	15->16;
0.0195	0.2776	0.3898	0.2559	0.0000	!	16->17;
0.0195	0.2985	0.3490	0.1967	0.0000	!	17->18;
0.0135	0.2868	0.3022	0.2669	0.0000	!	18->19;
0.0135	0.2746	0.2594	0.2782	0.0000	!	19->20;
0.0000	0.0729	0.1665	0.3218	0.0000	!	20->21;
0.0000	0.0517	0.1467	0.3053	0.0000	!	21->22;
0.0000	0.0552	0.1297	0.3217	0.0000	!	22->23;
0.0000	0.0587	0.1137	0.3284	0.0000	!	23->24;

! VA	WC	WF	EE	DI;	!	June we ;
0.0000	0.0496	0.0990	0.2711	0.0000	!	00->01;
0.0000	0.0405	0.0860	0.2719	0.0000	!	01->02;
0.0000	0.0386	0.0740	0.2654	0.0000	!	02->03;
0.0000	0.0365	0.0624	0.2651	0.0000	!	03->04;
0.0000	0.0533	0.0532	0.2617	0.0000	!	04->05;
0.0135	0.0699	0.0702	0.2501	0.0000	!	05->06;
0.0135	0.0945	0.0878	0.3724	0.0000	!	06->07;
0.0135	0.3475	0.1285	0.3592	0.0000	!	07->08;
0.0135	0.4292	0.1870	0.3245	0.0000	!	08->09;
0.0135	0.5103	0.2513	0.3266	0.0000	!	09->10;
0.0195	0.4481	0.3094	0.2899	0.0000	!	10->11;

0.0195	0.3858	0.3552	0.2597	0.0000	! 11->12;
0.0195	0.3368	0.3888	0.2617	0.0000	! 12->13;
0.0135	0.2873	0.4115	0.2567	0.0000	! 13->14;
0.0135	0.2720	0.4218	0.2716	0.0000	! 14->15;
0.0135	0.2562	0.4154	0.2495	0.0000	! 15->16;
0.0195	0.2776	0.3898	0.2559	0.0000	! 16->17;
0.0195	0.2985	0.3490	0.1967	0.0000	! 17->18;
0.0135	0.2868	0.3022	0.2669	0.0000	! 18->19;
0.0135	0.2746	0.2594	0.2782	0.0000	! 19->20;
0.0000	0.0729	0.1665	0.3218	0.0000	! 20->21;
0.0000	0.0517	0.1467	0.3053	0.0000	! 21->22;
0.0000	0.0552	0.1297	0.3217	0.0000	! 22->23;
0.0000	0.0587	0.1137	0.3284	0.0000	! 23->24;

! VA	WC	WF	EE	DI; !	July wd ;
0.0000	0.0496	0.0000	0.2536	0.0000	! 00->01;
0.0000	0.0405	0.0000	0.2545	0.0000	! 01->02;
0.0000	0.0386	0.0000	0.2557	0.0000	! 02->03;
0.0000	0.0365	0.0000	0.2549	0.0000	! 03->04;
0.0000	0.0533	0.0000	0.2545	0.0000	! 04->05;
0.0270	0.0699	0.0000	0.3317	0.0000	! 05->06;
0.0270	0.0945	0.0000	0.3269	0.0000	! 06->07;
0.0270	0.2568	0.0000	0.3989	0.0000	! 07->08;
0.0270	0.3171	0.1004	0.4588	0.0000	! 08->09;
0.0270	0.3771	0.2337	0.3959	0.0000	! 09->10;
0.0390	0.3311	0.3540	0.3307	0.0000	! 10->11;
0.0390	0.2851	0.4490	0.2692	0.0000	! 11->12;
0.0390	0.2489	0.5185	0.2209	0.0000	! 12->13;
0.0270	0.2123	0.5656	0.2305	0.0000	! 13->14;
0.0270	0.2010	0.5870	0.2215	0.0000	! 14->15;
0.0270	0.1893	0.5737	0.2046	0.0000	! 15->16;
0.0390	0.2051	0.5207	0.1439	0.0000	! 16->17;
0.0390	0.2206	0.4360	0.1669	0.0000	! 17->18;
0.0270	0.2119	0.3392	0.1802	0.0000	! 18->19;
0.0270	0.2029	0.2505	0.2100	0.0000	! 19->20;
0.0000	0.0729	0.1123	0.2539	0.0000	! 20->21;
0.0000	0.0517	0.0777	0.3493	0.0000	! 21->22;
0.0000	0.0552	0.0478	0.3538	0.0000	! 22->23;
0.0000	0.0587	0.0199	0.2471	0.0000	! 23->24;

! VA	WC	WF	EE	DI; !	July we ;
0.0000	0.0496	0.0000	0.2575	0.0000	! 00->01;
0.0000	0.0405	0.0000	0.2594	0.0000	! 01->02;
0.0000	0.0386	0.0000	0.2534	0.0000	! 02->03;
0.0000	0.0365	0.0000	0.2551	0.0000	! 03->04;
0.0000	0.0533	0.0000	0.2489	0.0000	! 04->05;
0.0135	0.0699	0.0000	0.2317	0.0000	! 05->06;
0.0135	0.0945	0.0000	0.2404	0.0000	! 06->07;
0.0135	0.2568	0.0000	0.3144	0.0000	! 07->08;
0.0135	0.3171	0.0722	0.3298	0.0000	! 08->09;
0.0135	0.3771	0.1679	0.3000	0.0000	! 09->10;
0.0195	0.3311	0.2544	0.2530	0.0000	! 10->11;
0.0195	0.2851	0.3226	0.2379	0.0000	! 11->12;
0.0195	0.2489	0.3726	0.2013	0.0000	! 12->13;
0.0135	0.2123	0.4065	0.2087	0.0000	! 13->14;
0.0135	0.2010	0.4218	0.1928	0.0000	! 14->15;

0.0135	0.1893	0.4123	0.2259	0.0000	! 15->16;
0.0195	0.2051	0.3742	0.2137	0.0000	! 16->17;
0.0195	0.2206	0.3133	0.1379	0.0000	! 17->18;
0.0135	0.2119	0.2437	0.2293	0.0000	! 18->19;
0.0135	0.2029	0.1800	0.2572	0.0000	! 19->20;
0.0000	0.0729	0.0954	0.2866	0.0000	! 20->21;
0.0000	0.0517	0.0660	0.3273	0.0000	! 21->22;
0.0000	0.0552	0.0407	0.3250	0.0000	! 22->23;
0.0000	0.0587	0.0169	0.2575	0.0000	! 23->24;

! VA	WC	WF	EE	DI;	!	August	wd
;							
0.0000	0.0496	0.0959	0.2124	0.0000	!	00->01;	
0.0000	0.0405	0.0793	0.2146	0.0000	!	01->02;	
0.0000	0.0386	0.0641	0.2222	0.0000	!	02->03;	
0.0000	0.0365	0.0494	0.2238	0.0000	!	03->04;	
0.0000	0.0533	0.0377	0.2295	0.0000	!	04->05;	
0.0270	0.0699	0.0576	0.1979	0.0000	!	05->06;	
0.0270	0.0945	0.0840	0.3341	0.0000	!	06->07;	
0.0270	0.2568	0.1641	0.3591	0.0000	!	07->08;	
0.0270	0.3171	0.2637	0.4230	0.0000	!	08->09;	
0.0270	0.3771	0.3730	0.3859	0.0000	!	09->10;	
0.0390	0.3311	0.4718	0.3402	0.0000	!	10->11;	
0.0390	0.2851	0.5497	0.2572	0.0000	!	11->12;	
0.0390	0.2489	0.6068	0.2327	0.0000	!	12->13;	
0.0270	0.2123	0.6455	0.2187	0.0000	!	13->14;	
0.0270	0.2010	0.6630	0.2076	0.0000	!	14->15;	
0.0270	0.1893	0.6521	0.1790	0.0000	!	15->16;	
0.0390	0.2051	0.6086	0.1580	0.0000	!	16->17;	
0.0390	0.2206	0.5391	0.1466	0.0000	!	17->18;	
0.0270	0.2119	0.4069	0.2029	0.0000	!	18->19;	
0.0270	0.2029	0.3425	0.2175	0.0000	!	19->20;	
0.0000	0.0729	0.1818	0.2819	0.0000	!	20->21;	
0.0000	0.0517	0.1567	0.2359	0.0000	!	21->22;	
0.0000	0.0552	0.1350	0.2270	0.0000	!	22->23;	
0.0000	0.0587	0.1147	0.2463	0.0000	!	23->24;	

! VA	WC	WF	EE	DI;	!	September	wd
;							
0.0000	0.0496	0.1027	0.2893	0.0000	!	00->01;	
0.0000	0.0405	0.0865	0.2121	0.0000	!	01->02;	
0.0000	0.0386	0.0717	0.2163	0.0000	!	02->03;	
0.0000	0.0365	0.0573	0.2296	0.0000	!	03->04;	
0.0000	0.0533	0.0459	0.2270	0.0000	!	04->05;	
0.0270	0.0699	0.0708	0.2563	0.0000	!	05->06;	
0.0270	0.0945	0.0966	0.4295	0.0000	!	06->07;	
0.0270	0.2568	0.1766	0.4931	0.0000	!	07->08;	
0.0270	0.3171	0.2737	0.5164	0.0000	!	08->09;	
0.0270	0.3771	0.3803	0.4415	0.0000	!	09->10;	
0.0390	0.3311	0.4766	0.3494	0.0000	!	10->11;	
0.0390	0.2851	0.5525	0.2744	0.0000	!	11->12;	
0.0390	0.2489	0.6082	0.2545	0.0000	!	12->13;	
0.0270	0.2123	0.6459	0.2467	0.0000	!	13->14;	
0.0270	0.2010	0.6630	0.2597	0.0000	!	14->15;	
0.0270	0.1893	0.6523	0.1927	0.0000	!	15->16;	
0.0390	0.2051	0.6099	0.1431	0.0000	!	16->17;	
0.0390	0.2206	0.5422	0.1418	0.0000	!	17->18;	
0.0270	0.2119	0.4114	0.1798	0.0000	!	18->19;	

0.0270	0.2029	0.3486	0.1997	0.0000	! 19->20;
0.0000	0.0729	0.1864	0.2850	0.0000	! 20->21;
0.0000	0.0517	0.1620	0.2926	0.0000	! 21->22;
0.0000	0.0552	0.1408	0.2774	0.0000	! 22->23;
0.0000	0.0587	0.1210	0.2782	0.0000	! 23->24;

! VA	WC	WF	EE	DI;	!	August	we
;							
0.0000	0.0496	0.0815	0.2098	0.0000	!	00->01;	
0.0000	0.0405	0.0674	0.2162	0.0000	!	01->02;	
0.0000	0.0386	0.0545	0.2156	0.0000	!	02->03;	
0.0000	0.0365	0.0420	0.2132	0.0000	!	03->04;	
0.0000	0.0533	0.0320	0.2154	0.0000	!	04->05;	
0.0135	0.0699	0.0414	0.2128	0.0000	!	05->06;	
0.0135	0.0945	0.0604	0.3055	0.0000	!	06->07;	
0.0135	0.2568	0.1044	0.2738	0.0000	!	07->08;	
0.0135	0.3171	0.1678	0.2664	0.0000	!	08->09;	
0.0135	0.3771	0.2374	0.2389	0.0000	!	09->10;	
0.0195	0.3311	0.3002	0.1984	0.0000	!	10->11;	
0.0195	0.2851	0.3498	0.1695	0.0000	!	11->12;	
0.0195	0.2489	0.3861	0.1650	0.0000	!	12->13;	
0.0135	0.2123	0.4107	0.1810	0.0000	!	13->14;	
0.0135	0.2010	0.4218	0.1845	0.0000	!	14->15;	
0.0135	0.1893	0.4149	0.1794	0.0000	!	15->16;	
0.0195	0.2051	0.3872	0.0766	0.0000	!	16->17;	
0.0195	0.2206	0.3430	0.0904	0.0000	!	17->18;	
0.0135	0.2119	0.2924	0.1250	0.0000	!	18->19;	
0.0135	0.2029	0.2461	0.1625	0.0000	!	19->20;	
0.0000	0.0729	0.1545	0.1770	0.0000	!	20->21;	
0.0000	0.0517	0.1332	0.2119	0.0000	!	21->22;	
0.0000	0.0552	0.1148	0.1977	0.0000	!	22->23;	
0.0000	0.0587	0.0975	0.1941	0.0000	!	23->24;	

! VA	WC	WF	EE	DI;	!	September	we
;							
0.0000	0.0496	0.0873	0.1931	0.0000	!	00->01;	
0.0000	0.0405	0.0735	0.2090	0.0000	!	01->02;	
0.0000	0.0386	0.0609	0.2126	0.0000	!	02->03;	
0.0000	0.0365	0.0487	0.2018	0.0000	!	03->04;	
0.0000	0.0533	0.0390	0.2248	0.0000	!	04->05;	
0.0135	0.0699	0.0509	0.1941	0.0000	!	05->06;	
0.0135	0.0945	0.0694	0.2583	0.0000	!	06->07;	
0.0135	0.2568	0.1124	0.1867	0.0000	!	07->08;	
0.0135	0.3171	0.1741	0.1713	0.0000	!	08->09;	
0.0135	0.3771	0.2420	0.1582	0.0000	!	09->10;	
0.0195	0.3311	0.3032	0.1355	0.0000	!	10->11;	
0.0195	0.2851	0.3516	0.1692	0.0000	!	11->12;	
0.0195	0.2489	0.3870	0.1846	0.0000	!	12->13;	
0.0135	0.2123	0.4110	0.1556	0.0000	!	13->14;	
0.0135	0.2010	0.4218	0.1852	0.0000	!	14->15;	
0.0135	0.1893	0.4151	0.2086	0.0000	!	15->16;	
0.0195	0.2051	0.3881	0.1684	0.0000	!	16->17;	
0.0195	0.2206	0.3449	0.1860	0.0000	!	17->18;	
0.0135	0.2119	0.2957	0.1454	0.0000	!	18->19;	
0.0135	0.2029	0.2505	0.1595	0.0000	!	19->20;	
0.0000	0.0729	0.1585	0.2804	0.0000	!	20->21;	
0.0000	0.0517	0.1377	0.2955	0.0000	!	21->22;	

0.0000	0.0552	0.1197	0.2378	0.0000	! 22->23;
0.0000	0.0587	0.1028	0.2335	0.0000	! 23->24;

! VA	WC	WF	EE	DI;	!	October	wd
;							
0.0000	0.0823	0.1680	0.2110	0.0000	!	00->01;	
0.0000	0.0672	0.1558	0.2082	0.0000	!	01->02;	
0.0000	0.0640	0.1447	0.2200	0.0000	!	02->03;	
0.0000	0.0606	0.1339	0.2189	0.0000	!	03->04;	
0.0000	0.0884	0.1253	0.2072	0.0000	!	04->05;	
0.0270	0.1159	0.1986	0.2226	0.0000	!	05->06;	
0.0270	0.1568	0.2180	0.5499	0.0000	!	06->07;	
0.0270	0.3351	0.2970	0.6336	0.0000	!	07->08;	
0.0270	0.4139	0.3700	0.6370	0.0000	!	08->09;	
0.0270	0.4921	0.4503	0.5734	0.0000	!	09->10;	
0.0390	0.4321	0.5227	0.4724	0.0000	!	10->11;	
0.0390	0.3721	0.5799	0.3727	0.0000	!	11->12;	
0.0390	0.3248	0.6217	0.4312	0.0000	!	12->13;	
0.0270	0.2771	0.6501	0.4243	0.0000	!	13->14;	
0.0270	0.2623	0.6630	0.3975	0.0000	!	14->15;	
0.0270	0.2471	0.6550	0.3391	0.0000	!	15->16;	
0.0390	0.2677	0.6231	0.2179	0.0000	!	16->17;	
0.0390	0.2879	0.5721	0.1562	0.0000	!	17->18;	
0.0270	0.2766	0.4549	0.1725	0.0000	!	18->19;	
0.0270	0.2648	0.4076	0.2221	0.0000	!	19->20;	
0.0000	0.1208	0.2310	0.3276	0.0000	!	20->21;	
0.0000	0.0858	0.2126	0.3255	0.0000	!	21->22;	
0.0000	0.0916	0.1967	0.3127	0.0000	!	22->23;	
0.0000	0.0974	0.1818	0.1881	0.0000	!	23->24;	

! VA	WC	WF	EE	DI;	!	October	we
;							
0.0000	0.0823	0.1428	0.2277	0.0000	!	00->01;	
0.0000	0.0672	0.1325	0.2273	0.0000	!	01->02;	
0.0000	0.0640	0.1230	0.2318	0.0000	!	02->03;	
0.0000	0.0606	0.1138	0.2335	0.0000	!	03->04;	
0.0000	0.0884	0.1065	0.2461	0.0000	!	04->05;	
0.0135	0.1159	0.1427	0.2323	0.0000	!	05->06;	
0.0135	0.1568	0.1566	0.3220	0.0000	!	06->07;	
0.0135	0.3351	0.1890	0.3614	0.0000	!	07->08;	
0.0135	0.4139	0.2354	0.3438	0.0000	!	08->09;	
0.0135	0.4921	0.2865	0.2921	0.0000	!	09->10;	
0.0195	0.4321	0.3326	0.2780	0.0000	!	10->11;	
0.0195	0.3721	0.3690	0.2549	0.0000	!	11->12;	
0.0195	0.3248	0.3956	0.2533	0.0000	!	12->13;	
0.0135	0.2771	0.4137	0.2573	0.0000	!	13->14;	
0.0135	0.2623	0.4218	0.2412	0.0000	!	14->15;	
0.0135	0.2471	0.4167	0.2555	0.0000	!	15->16;	
0.0195	0.2677	0.3964	0.1969	0.0000	!	16->17;	
0.0195	0.2879	0.3640	0.1763	0.0000	!	17->18;	
0.0135	0.2766	0.3269	0.1982	0.0000	!	18->19;	
0.0135	0.2648	0.2929	0.1862	0.0000	!	19->20;	
0.0000	0.1208	0.1964	0.2395	0.0000	!	20->21;	
0.0000	0.0858	0.1807	0.2461	0.0000	!	21->22;	
0.0000	0.0916	0.1672	0.2340	0.0000	!	22->23;	
0.0000	0.0974	0.1545	0.2332	0.0000	!	23->24;	

! VA	WC	WF	EE	DI;	!	November	wd
;							
0.0000	0.0823	0.1403	0.2763	0.0000	!	00->01;	
0.0000	0.0672	0.1264	0.2715	0.0000	!	01->02;	
0.0000	0.0640	0.1136	0.2755	0.0000	!	02->03;	
0.0000	0.0606	0.1013	0.2702	0.0000	!	03->04;	
0.0000	0.0884	0.0915	0.3025	0.0000	!	04->05;	
0.0270	0.1159	0.1443	0.3449	0.0000	!	05->06;	
0.0270	0.1568	0.1664	0.6217	0.0000	!	06->07;	
0.0270	0.4259	0.2458	0.6855	0.0000	!	07->08;	
0.0270	0.5259	0.3291	0.6632	0.0000	!	08->09;	
0.0270	0.6254	0.4205	0.6556	0.0000	!	09->10;	
0.0390	0.5491	0.5031	0.5869	0.0000	!	10->11;	
0.0390	0.4728	0.5683	0.4861	0.0000	!	11->12;	
0.0390	0.4127	0.6160	0.4605	0.0000	!	12->13;	
0.0270	0.3521	0.6483	0.4533	0.0000	!	13->14;	
0.0270	0.3333	0.6630	0.4401	0.0000	!	14->15;	
0.0270	0.3139	0.6539	0.3071	0.0000	!	15->16;	
0.0390	0.3402	0.6175	0.2652	0.0000	!	16->17;	
0.0390	0.3658	0.5594	0.1871	0.0000	!	17->18;	
0.0270	0.3515	0.4364	0.2931	0.0000	!	18->19;	
0.0270	0.3365	0.3825	0.3059	0.0000	!	19->20;	
0.0000	0.1208	0.2121	0.3163	0.0000	!	20->21;	
0.0000	0.0858	0.1911	0.2900	0.0000	!	21->22;	
0.0000	0.0916	0.1730	0.2786	0.0000	!	22->23;	
0.0000	0.0974	0.1559	0.2716	0.0000	!	23->24;	

! VA	WC	WF	EE	DI;	!	November	we
;							
0.0000	0.0823	0.1192	0.2880	0.0000	!	00->01;	
0.0000	0.0672	0.1074	0.2833	0.0000	!	01->02;	
0.0000	0.0640	0.0966	0.2838	0.0000	!	02->03;	
0.0000	0.0606	0.0861	0.2944	0.0000	!	03->04;	
0.0000	0.0884	0.0778	0.2924	0.0000	!	04->05;	
0.0135	0.1159	0.1037	0.2920	0.0000	!	05->06;	
0.0135	0.1568	0.1196	0.3693	0.0000	!	06->07;	
0.0135	0.4259	0.1564	0.3078	0.0000	!	07->08;	
0.0135	0.5259	0.2094	0.3537	0.0000	!	08->09;	
0.0135	0.6254	0.2676	0.3233	0.0000	!	09->10;	
0.0195	0.5491	0.3201	0.2417	0.0000	!	10->11;	
0.0195	0.4728	0.3616	0.1968	0.0000	!	11->12;	
0.0195	0.4127	0.3919	0.2047	0.0000	!	12->13;	
0.0135	0.3521	0.4125	0.2064	0.0000	!	13->14;	
0.0135	0.3333	0.4218	0.2024	0.0000	!	14->15;	
0.0135	0.3139	0.4160	0.1827	0.0000	!	15->16;	
0.0195	0.3402	0.3929	0.1808	0.0000	!	16->17;	
0.0195	0.3658	0.3559	0.1311	0.0000	!	17->18;	
0.0135	0.3515	0.3136	0.1611	0.0000	!	18->19;	
0.0135	0.3365	0.2749	0.2068	0.0000	!	19->20;	
0.0000	0.1208	0.1803	0.2495	0.0000	!	20->21;	
0.0000	0.0858	0.1624	0.2461	0.0000	!	21->22;	
0.0000	0.0916	0.1470	0.2585	0.0000	!	22->23;	
0.0000	0.0974	0.1325	0.2648	0.0000	!	23->24;	

! VA	WC	WF	EE	DI;	!	December	wd
;							
0.0000	0.0823	0.0000	0.3196	0.0000	!	00->01;	

0.0000	0.0672	0.0000	0.3179	0.0000	! 01->02;
0.0000	0.0640	0.0000	0.3180	0.0000	! 02->03;
0.0000	0.0606	0.0000	0.3178	0.0000	! 03->04;
0.0000	0.0884	0.0000	0.3383	0.0000	! 04->05;
0.0270	0.1159	0.0000	0.4212	0.0000	! 05->06;
0.0270	0.1568	0.0000	0.6375	0.0000	! 06->07;
0.0270	0.4259	0.0000	0.7753	0.0000	! 07->08;
0.0270	0.5259	0.1390	0.8103	0.0000	! 08->09;
0.0270	0.6254	0.2825	0.7403	0.0000	! 09->10;
0.0390	0.5491	0.4121	0.6329	0.0000	! 10->11;
0.0390	0.4728	0.5143	0.5131	0.0000	! 11->12;
0.0390	0.4127	0.5892	0.4591	0.0000	! 12->13;
0.0270	0.3521	0.6400	0.4555	0.0000	! 13->14;
0.0270	0.3333	0.6630	0.4571	0.0000	! 14->15;
0.0270	0.3139	0.6486	0.3489	0.0000	! 15->16;
0.0390	0.3402	0.5916	0.2779	0.0000	! 16->17;
0.0390	0.3658	0.5004	0.2912	0.0000	! 17->18;
0.0270	0.3515	0.3507	0.2215	0.0000	! 18->19;
0.0270	0.3365	0.2662	0.3144	0.0000	! 19->20;
0.0000	0.1208	0.1241	0.4216	0.0000	! 20->21;
0.0000	0.0858	0.0912	0.3118	0.0000	! 21->22;
0.0000	0.0916	0.0627	0.3279	0.0000	! 22->23;
0.0000	0.0974	0.0360	0.3271	0.0000	! 23->24;

! VA	WC	WF	EE	DI;	!	December	we
0.0000	0.0823	0.0000	0.3218	0.0000	!	00->01;	
0.0000	0.0672	0.0000	0.3130	0.0000	!	01->02;	
0.0000	0.0640	0.0000	0.2984	0.0000	!	02->03;	
0.0000	0.0606	0.0000	0.3060	0.0000	!	03->04;	
0.0000	0.0884	0.0000	0.2888	0.0000	!	04->05;	
0.0135	0.1159	0.0000	0.3359	0.0000	!	05->06;	
0.0135	0.1568	0.0000	0.4132	0.0000	!	06->07;	
0.0135	0.4259	0.0000	0.3603	0.0000	!	07->08;	
0.0135	0.5259	0.0885	0.4208	0.0000	!	08->09;	
0.0135	0.6254	0.1798	0.3828	0.0000	!	09->10;	
0.0195	0.5491	0.2622	0.3557	0.0000	!	10->11;	
0.0195	0.4728	0.3273	0.2740	0.0000	!	11->12;	
0.0195	0.4127	0.3749	0.3102	0.0000	!	12->13;	
0.0135	0.3521	0.4072	0.2905	0.0000	!	13->14;	
0.0135	0.3333	0.4218	0.2724	0.0000	!	14->15;	
0.0135	0.3139	0.4127	0.2524	0.0000	!	15->16;	
0.0195	0.3402	0.3764	0.2544	0.0000	!	16->17;	
0.0195	0.3658	0.3184	0.2147	0.0000	!	17->18;	
0.0135	0.3515	0.2520	0.2338	0.0000	!	18->19;	
0.0135	0.3365	0.1913	0.2590	0.0000	!	19->20;	
0.0000	0.1208	0.1055	0.3042	0.0000	!	20->21;	
0.0000	0.0858	0.0775	0.2989	0.0000	!	21->22;	
0.0000	0.0916	0.0533	0.3065	0.0000	!	22->23;	
0.0000	0.0974	0.0306	0.3207	0.0000	!	23->24;	~