



AVALIAÇÃO DO VALOR DA ENERGIA PROVENIENTE DE USINAS
HELIOTÉRMICAS COM ARMAZENAMENTO NO ÂMBITO DO SISTEMA
INTERLIGADO NACIONAL

Gabriel Malta Castro

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Planejamento Energético.

Orientador: Luiz Fernando Loureiro Legey

Rio de Janeiro
Março de 2015

AVALIAÇÃO DO VALOR DA ENERGIA PROVENIENTE DE USINAS
HELIOTÉRMICAS COM ARMAZENAMENTO NO ÂMBITO DO SISTEMA
INTERLIGADO NACIONAL

Gabriel Malta Castro

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE)
DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM
CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Examinada por:

Prof. Luiz Fernando Loureiro Legey, Ph.D.

Prof. Amaro Olímpio Pereira Júnior, D.Sc.

Prof. Laura Silvia Bahiense da Silva Leite, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

MARÇO DE 2015

Castro, Gabriel Malta

Avaliação do valor da energia proveniente de usinas heliotérmicas com armazenamento no âmbito do Sistema Interligado Nacional/ Gabriel Malta Castro. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2015.

XV, 86 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Luiz Fernando Loureiro Legey

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Planejamento Energético, 2015.

Referências Bibliográficas: p. 77-84.

1. Usinas heliotérmicas. 2. Planejamento energético.
3. Custos evitados. I. Legey, Luiz Fernando Loureiro II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Título.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

AVALIAÇÃO DO VALOR DA ENERGIA PROVENIENTE DE USINAS
HELIOTÉRMICAS COM ARMAZENAMENTO NO ÂMBITO DO SISTEMA
INTERLIGADO NACIONAL

Gabriel Malta Castro

Março/2015

Orientador: Luiz Fernando Loureiro Legey

Programa: Planejamento Energético

O objetivo deste estudo é avaliar o benefício econômico que as usinas heliotérmicas com armazenamento podem prover ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Elas têm como vantagem sobre outras formas de geração a partir de fontes renováveis, como fotovoltaica e eólica, o fato de poder armazenar a energia na forma térmica, desacoplando temporalmente a disponibilidade de recurso solar da geração de energia da usina. Assim, elas podem gerar energia nos momentos em que os custos marginais do sistema estão mais elevados e, também, podem garantir capacidade firme para o sistema.

Apesar dessas vantagens, as análises de viabilidade costumam se basear na métrica LCOE (*Levelized Cost of Electricity*) que, isoladamente, não captura os benefícios energéticos e econômicos que podem ser proporcionados pelo armazenamento térmico. Assim, para este estudo, simulou-se a operação do SIN com e sem usinas heliotérmicas e avaliou-se os custos evitados, variando os parâmetros de múltiplo solar e capacidade de armazenamento.

As ferramentas usadas neste estudo foram os *softwares* PLEXOS® *Integrated Energy Model* e SAM (System Advisor Model). Entre os resultados, observou-se um acréscimo de até 23 % no valor da heliotérmica com armazenamento em relação a uma heliotérmica sem armazenamento. Em relação à geração inflexível, o valor da energia heliotérmica é até 48 % maior.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

ASSESSMENT OF THE VALUE OF CONCENTRATING SOLAR POWER WITH
THERMAL ENERGY STORAGE IN THE BRAZILIAN ELECTRICAL SYSTEM

Gabriel Malta Castro

March/2015

Advisor: Luiz Fernando Loureiro Legey

Department: Energy Planning

The aim of this study is to evaluate the economic benefits that Concentrating Solar Power (CSP) plants with Thermal Energy Storage (TES) can provide to the Brazilian electrical grid. CSP plants can store thermal energy to generate later, temporarily decoupling the solar resource availability from power plant production. Therefore, CSP with TES have advantages over other renewable sources, such as photovoltaics and wind. Thus, they can generate power at occasions when the system marginal costs are higher and, additionally, they can ensure firm capacity.

Despite these advantages, the economic evaluations are often based on the LCOE (Levelized Cost of Electricity) measure which does not capture the benefits that can be provided by TES. Thus, in this study, a production cost model was used to simulate system operation with and without CSP plants. The avoided costs were evaluated considering different solar multiple values and hours of storage.

The tools used in this study were: PLEXOS® Integrated Energy Model and SAM (System Advisor Model). The results show that the overall value of a CSP plant, per MWh, is up to 48 % higher than the value of a base load plant. Considering only the value provided by the storage system, the value of CSP with TES is up to 23 % higher than CSP without TES.

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais, que me apoiaram e me incentivaram a voltar a estudar.

A minha esposa, Rejane, que sempre esteve ao meu lado, por ser compreensiva nos momentos em que eu não pude dar a devida atenção.

A minha filha, Monique.

Ao meu orientador, Luiz Fernando Loureiro Legey, pelo apoio e paciência.

Aos membros da banca examinadora, professores Amaro Pereira e Laura Leite pelas valiosas contribuições.

Aos colegas do PPE, principalmente Gabriel e Ricardo, pelas conversas descontraídas e pela ajuda nos momentos difíceis.

A todos professores e funcionários do PPE.

À Energy Exemplar Pty Ltd, representado na pessoa de Vincent Tripodi, por ceder a licença de uso do *software* Plexos® Integrated Energy Model, que foi muito importante para o desenvolvimento deste estudo.

À Empresa de Pesquisa Energética (EPE), pelo apoio necessário para a realização deste trabalho. Aos meus colegas da EPE.

Sumário

1 — Introdução.....	1
2 — Planejamento e avaliações econômicas.....	5
3 — Sobre o Sistema Elétrico Brasileiro.....	11
3.1 — Características gerais.....	11
3.2 — Operação do SIN.....	13
3.3 — Contratação de energia.....	17
3.4 — Liquidação de diferenças.....	18
4 — As usinas heliotérmicas.....	21
4.1 — Usinas heliotérmicas no mundo.....	22
4.2 — Tecnologias.....	22
4.3 — Impactos ambientais.....	26
4.4 — Localidades com maior potencial.....	26
4.5 — Aspectos econômicos.....	27
4.6 — Usinas heliotérmicas no Brasil.....	29
4.6.1 — Incentivos.....	30
4.7 — Perspectivas.....	31
5 — Avaliação do valor das usinas heliotérmicas no sistema elétrico.....	32
5.1 — Estudos realizados.....	33
5.2 — Metodologia.....	36
5.2.1 — Avaliação do valor da energia.....	36
5.2.2 — Avaliação do valor da capacidade.....	37
5.3 — Descrição do modelo Plexos.....	39
5.4 — Representação do SIN.....	41
5.4.1 — Trabalhos anteriores de representação do SIN através do Plexos.....	41
5.4.2 — Dados básicos.....	42
5.4.3 — Recursos hídricos.....	45
5.4.4 — Subsistemas e interligações.....	47
5.4.5 — Dados de geração eólica.....	48
5.4.6 — Pequenas centrais hidrelétricas (PCH) e usinas a biomassa.....	50
5.5 — Representação de usinas heliotérmicas no modelo.....	51
5.5.1 — Conceito geral.....	52

5.5.2 — Tecnologia simulada.....	53
5.5.3 — Simulações com o modelo SAM.....	54
6 — Parâmetros e resultados.....	56
6.1 — Árvore de cenários.....	56
6.2 — Duração de etapas e número de patamares.....	57
6.3 — Tempo de execução.....	57
6.4 — Parâmetros das usinas simuladas.....	58
6.5 — Resultados da simulação sem usina heliotérmica.....	58
6.6 — Valor das usinas heliotérmicas.....	60
6.6.1 — Valor proveniente de energia.....	60
6.6.2 — Valor da capacidade heliotérmica.....	65
6.7 — Considerações sobre o valor da energia heliotérmica.....	67
6.8 — Análise da operação heliotérmica.....	70
7 — Conclusões.....	72
7.1 — Aprimoramentos futuros.....	74
7.1.1 — Início da simulação de médio prazo (MT) no final do período úmido..	74
7.1.2 — Período de otimização MT maior.....	75
7.1.3 — Elaboração de séries sintéticas de vazão.....	75
7.1.4 — Representação da variação da produtividade pela altura de queda..	75
7.1.5 — Intervalo menor de discretização na otimização ST.....	76
7.1.6 — <i>Solver</i> com otimização de problemas com variáveis inteiras.....	76
Referências bibliográficas.....	77
Apêndice A – Conceitos e definições.....	85
Apêndice B – Árvore de cenários.....	86

Lista de figuras

Figura 1: Participação relativa das fontes, por capacidade instalada, na matriz elétrica brasileira. Não estão considerados dados de autoprodução. Fonte: adaptado de (EPE, 2014c).....	2
Figura 2: Mapa do Sistema Interligado Nacional com principais troncos de transmissão. Fonte: (ONS, 2015).....	12
Figura 3: Perfil diário de velocidade de vento na Bahia – dados de março de 2013....	17
Figura 4: Perfil diário de velocidade de vento no Rio Grande do Norte – dados de março de 2013.....	17
Figura 5: Histórico de diferença de PLD entre os patamares de carga: pesada-leve e pesada-média. Valores semanais e média móvel de um ano. Fonte: adaptado de (CCEE, 2014b).....	19
Figura 6: Usinas heliotérmicas em operação comercial no mundo em novembro de 2014. Percentual da capacidade instalada. Fonte: (CSP WORLD, 2014).....	23
Figura 7: Esquemático das quatro configurações básicas de usinas heliotérmicas. Fonte: (IEA, 2014b).....	25
Figura 8: Exemplo da “curva do pato” prevista no estado da Califórnia (EUA). Fonte: (CALIFORNIA ISO, 2013).....	28
Figura 9: Representação esquemática das regiões e nós do SIN. Fonte: adaptado de (MME & EPE, 2013).....	48
Figura 10: Representação esquemática de usina heliotérmica com armazenamento no Plexos.....	52
Figura 11: DNI e resultado da simulação do SAM.....	55
Figura 12: Energia natural afluyente nos subsistemas SE/CO e Norte. Fonte: PDEE 2019 (MME & EPE, 2010, p.88).....	56
Figura 13: Preço de energia e geração heliotérmica para dois diferentes valores de múltiplo solar para o dia 24 de fevereiro.....	63

Figura 14: Resultados obtidos de valor de energia e capacidade para usinas heliotérmicas e para usina inflexível. Os limites das áreas em branco representam os valores mínimos e máximos do valor de capacidade.....68

Figura 15: Resultados de operação da usina HLT, demanda líquida do SIN e preço da energia no subsistema NE durante três dias do mês de março.....71

Lista de tabelas

Tabela 1: Capacidade instalada por fonte no Brasil. Fonte: adaptado de (ANEEL, 2014).....	11
Tabela 2: Quantidade de sistemas isolados e demanda agregada por estado. Fonte: (GTON, 2013).....	13
Tabela 3: Variabilidade interanual da vazão natural de algumas hidrelétricas.....	16
Tabela 4: Patamares de carga. Fonte: Procedimentos de Rede (ONS, 2010).....	19
Tabela 5: Capacidade instalada de plantas heliotérmicas no mundo em MW, por país. Fonte: (REN21, 2014).....	22
Tabela 6: Restrições de rampa e tempo de partida para diferentes tecnologias termelétricas. Fonte: adaptado de (IEA, 2013, p.129).....	45
Tabela 7: Meses com geração de biomassa com CVU nulo, por região.....	51
Tabela 8: Detalhamento dos meses representados em cada estágio de amostragem das vazões.....	57
Tabela 9: Parâmetros simulados das usinas heliotérmicas.....	58
Tabela 10: Valores esperados de CMO (dado pela variável "price") e custo de operação (em milhões de reais) por região do SIN. MT: otimização de médio prazo, ST: otimização de curto prazo.....	59
Tabela 11: Resultados obtidos de valor de energia, com metodologia principal, para usinas heliotérmicas e para usina inflexível.....	60
Tabela 12: Resultados obtidos, com metodologia alternativa, de valor de energia para usinas heliotérmicas e para usina inflexível.....	62
Tabela 13: Resultados obtidos de valor de capacidade para usinas heliotérmicas e para usina inflexível.....	66
Tabela 14: Resultados agregados de valor de energia e limite inferior de valor de capacidade para usinas heliotérmicas e para usina inflexível.....	67

Tabela 15: Resultados agregados de valor de energia e limite superior de valor de capacidade para usinas heliotérmicas e para usina inflexível.....68

Lista de siglas:

- ACL: Ambiente de Contratação Livre
- ACR: Ambiente de Contratação Regulada
- AMA: Acompanhamento de Medições Anemométricas
- ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica
- BCB: Banco Central do Brasil
- CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
- CEC: Valor esperado do Custo Econômico de Curto prazo
- CEPEL: Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
- CMO: Custo Marginal de Operação
- COP: Valor esperado do Custo de Operação
- CSP: *Concentrating Solar Power*
- CVU: Custo Variável Unitário
- Decomp: Determinação da Coordenação da Operação a Curto Prazo
- DNI: *Direct Normal Irradiance* (Irradiação Normal Direta)
- ELCC: *Effective Load Carrying Capability*
- EPE: Empresa de Pesquisa Energética
- FC: Fator de Capacidade
- FV: Fotovoltaica
- GF: Garantia Física
- HLT: Heliotérmica
- ICB: Índice Custo-Benefício
- IEA: *International Energy Agency*
- LACE: *Levelized Avoided Cost of Electricity*

- LCOE: *Levelized Cost of Electricity*
- LEN: Leilão de Energia Nova
- LER: Leilão de Energia de Reserva
- LOLE: *Loss of Load Expectation*
- LOLP: *Loss of Load Probability*
- MESSAGE: *Model for Energy Supply System Alternatives and their General Environmental impacts*
- MME: Ministério de Minas e Energia
- MS: Múltiplo Solar
- MT: *Medium Term*
- N: Norte
- NE: Nordeste
- NEWAVE: Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes
- NREL: *National Renewable Energy Laboratory*
- O&M: Operação e Manutenção
- ONS: Operador Nacional do Sistema Elétrico
- PCH: Pequena Central Hidrelétrica
- PDDE: Programação Dinâmica Dual Estocástica
- PDEE: Plano Decenal de Expansão de Energia
- PLD: Preço de Liquidação de Diferenças
- RF: Receita Fixa
- S: Sul
- SAM: *System Advisor Model*
- SE/CO: Sudeste/Centro-Oeste

- Sonda: Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais
- ST: *Short Term*
- STE: *Solar Thermal Electricity*
- TES: *Thermal Energy Storage* (armazenamento térmico de energia)
- TUSD: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
- TUST: Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

1 Introdução

A matriz elétrica brasileira se caracterizou, historicamente, pela predominância da geração hidrelétrica associada a uma capacidade de regularização plurianual. No século XXI, essa matriz vem gradualmente mudando a sua composição, pois embora a predominância continue sendo hidrelétrica, vem ocorrendo uma crescente diversificação das fontes (Figura 1). A tendência para os próximos anos é que a hidreletricidade perderá participação na matriz em função do esgotamento dos potenciais mais vantajosos economicamente, da grande distância do potencial remanescente aos centros de carga e da menor possibilidade de construção de grandes reservatórios.

A diminuição da capacidade de regularização do sistema, causada pelo aumento da demanda de eletricidade sem estar acompanhada da construção de hidrelétricas com reservatórios na mesma proporção, torna-o mais dependente da ocorrência de boas afluências para um bom funcionamento e aumenta o risco de não atendimento à demanda no caso de acontecimento de eventos climáticos atípicos. Nesse sentido, o aumento da participação de outras fontes é fundamental para complementar a oferta de energia e garantir o abastecimento.

Além das termelétricas que utilizam combustíveis fósseis e emitem gases de efeito estufa que afetam o aquecimento global, a produção de energia a partir de fontes renováveis, como eólica, solar e biomassa plantada, tem um papel importante nessa complementação. O período de maior intensidade de ventos é entre os meses de julho a dezembro (ONS, 2014a), período com menor afluência de água aos reservatórios. Também nesses meses do período seco, a expectativa de produção de usinas solares é maior, devido à menor interferência de nuvens. No caso da biomassa de cana-de-açúcar, o período de safra também coincide com o período seco.

O Brasil tem elevado potencial para a produção destas fontes de energia renovável. As usinas eólicas, que começaram a ser instaladas somente nos últimos quinze anos, somavam mais de 4,3 GW de capacidade instalada (ANEEL, 2014) no final de 2014. Para os próximos anos, espera-se a entrada em operação da fonte solar fotovoltaica, tanto através dos leilões de energia – com instalação de grandes parques de geração – quanto através de geração distribuída. Devido a sua característica modular, a geração distribuída é a forma em que essa fonte tem mais potencial e competitividade.

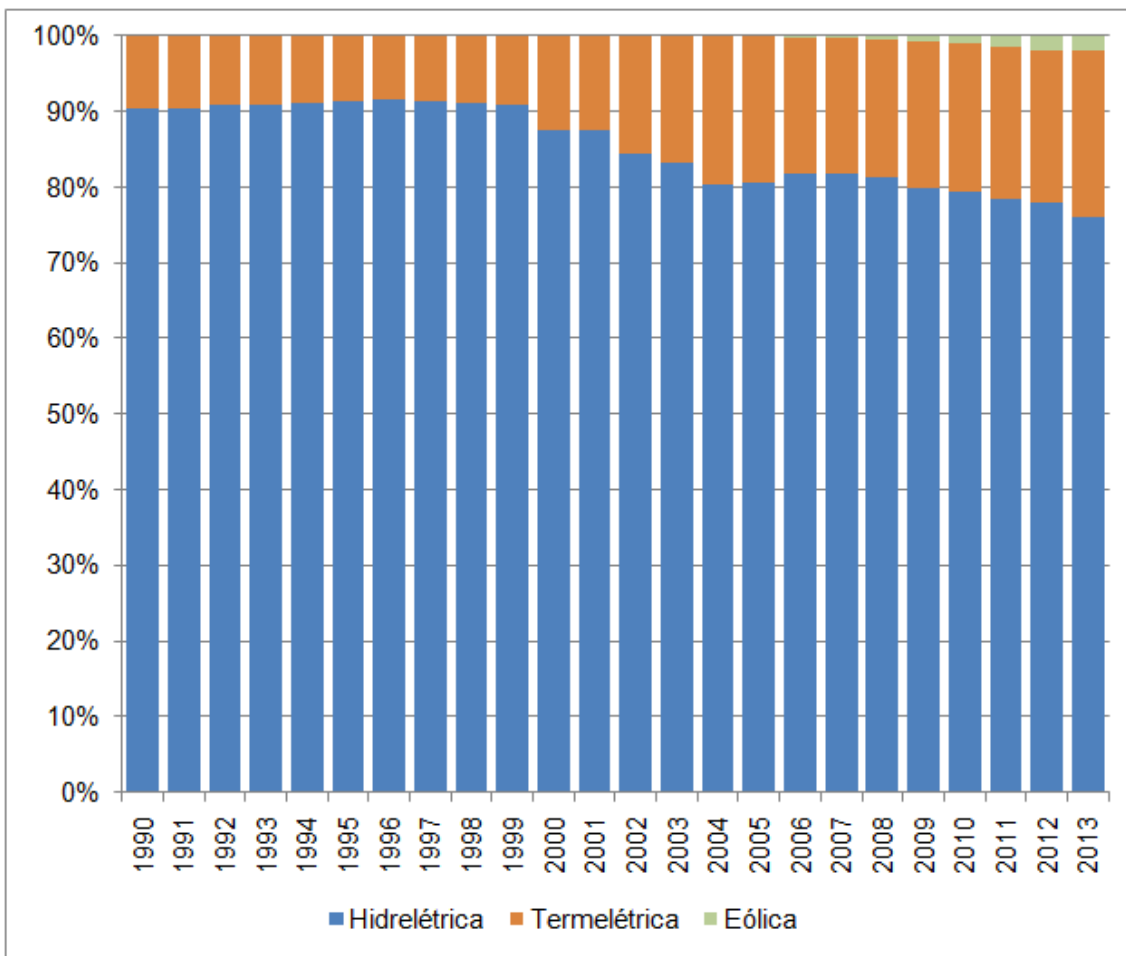


Figura 1: Participação relativa das fontes, por capacidade instalada, na matriz elétrica brasileira. Não estão considerados dados de autoprodução. Fonte: adaptado de (EPE, 2014c).

No Brasil, a maior parte dos geradores e consumidores estão interconectados num único sistema, o Sistema Interligado Nacional (SIN), o que permite a complementaridade energética entre diferentes fontes e regiões. A instituição responsável por coordenar a operação eletroenergética das usinas do SIN é o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) que decide a produção de energia nas diferentes usinas do sistema, com o objetivo de otimizar o uso da água armazenada nos reservatórios e minimizar os custos de operação e o risco de falta de energia.

Com a predominância histórica da fonte hidrelétrica, a preocupação maior do planejamento da operação e da expansão era a disponibilidade de água nos reservatórios no horizonte de médio prazo. Considerava-se que as variações de demanda ao longo do dia eram acompanhadas pela geração de hidrelétricas, enquanto que as usinas termelétricas não variavam a produção ao longo da semana

(SOARES FILHO, 1987, p.129). Ou seja, o atendimento às variações de demanda ao longo do dia era feito exclusivamente pelas hidrelétricas.

Atualmente, devido ao crescimento da demanda e à entrada em operação de fontes com produção variável, como as usinas eólicas, as hidrelétricas não necessariamente atendem sozinhas a esse requisito. Há análises considerando essas novas premissas. Entretanto, tanto a forma de remuneração como de contratação de novos empreendimentos, até hoje, não consideram as características de geração de curto prazo.

Essas características são importantes para o atendimento ao sistema com confiabilidade e baixos custos. Um exemplo de usina cuja vantagem é a capacidade de modular sua geração ao longo do dia é a heliotérmica. As usinas heliotérmicas (HLT) convertem energia solar em energia elétrica de forma indireta, aquecendo um fluido de trabalho para, posteriormente, gerar energia elétrica através de uma máquina térmica. Quando acompanhada de armazenamento térmico de energia, a usina é capaz de controlar a produção de energia dentro do intervalo de tempo de algumas horas. Porém, essa vantagem e seus benefícios energéticos e econômicos não são capturados pelas formas de contratação existentes atualmente.

O objetivo geral deste trabalho consiste em avaliar o benefício econômico da inclusão de usinas heliotérmicas no Sistema Interligado Nacional (SIN). Esse benefício é estimado a partir dos custos evitados (LACE – *Levelized Avoided Cost of Electricity*), que correspondem aos gastos evitados com a geração de eletricidade a partir de outras fontes mais caras e à postergação da construção de outras usinas para garantir o suprimento de potência.

Para alcançar o objetivo do trabalho foi necessário simular a operação do SIN em um modelo de despacho econômico com precisão horária, considerando as características inerentes ao sistema brasileiro e as diversas restrições operativas. As ferramentas escolhidas para isso foram: o modelo *Plexos® Integrated Energy Model* (ENERGY EXEMPLAR, 2014b), desenvolvido pela Energy Exemplar, sediada na Austrália, e o *software SAM (System Advisor Model)* (NREL, 2014b), desenvolvido pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) dos Estados Unidos.

Esta dissertação está estruturada da seguinte forma. O Capítulo 2 apresenta os conceitos de planejamento da expansão e as formas usuais de comparação de competitividade econômica entre diferentes tecnologias de geração de energia

elétrica. O conceito de custo nivelado de energia é apresentado, bem como suas limitações. Por fim, também é apresentado o conceito de custo evitado.

O Capítulo 3 traz uma breve descrição do Sistema Elétrico Brasileiro, com ênfase no Sistema Interligado Nacional. Nesse capítulo são apresentadas as principais características do SIN, as formas de contratação de energia e de formação de preços. É mostrado que há poucos incentivos econômicos para usinas capazes de produzir energia nos momentos em que o sistema mais necessita.

O Capítulo 4 traz uma breve descrição da tecnologia heliotérmica. São mostrados os princípios básicos de funcionamento e as principais características da fonte. Apresenta-se um breve histórico e as perspectivas futuras para as heliotérmicas. Entre as características apresentadas, destaca-se a capacidade de armazenar energia de forma a controlar o momento da geração de energia elétrica.

O Capítulo 5 detalha as metodologias e ferramentas usadas neste estudo para estimar o valor da energia heliotérmica no Sistema Interligado Nacional. São mostrados estudos realizados em outros países com objetivos semelhantes. Além disso, este capítulo descreve como foi representado o sistema brasileiro no modelo Plexos e os dados usados. A forma de representar as usinas heliotérmicas também é descrita no Capítulo 5.

O Capítulo 6 apresenta os principais parâmetros usados nas simulações e os resultados obtidos. Por fim, no Capítulo 7 são apresentadas as conclusões do trabalho e são propostas melhorias possíveis de serem implementadas no futuro para a representação do SIN e das usinas heliotérmicas no Plexos.

2 Planejamento e avaliações econômicas

Uma característica importante da eletricidade é o fato de não ser facilmente armazenada, devendo, portanto, ser consumida no mesmo momento em que é gerada. Como a demanda por eletricidade não é constante ao longo do ano nem ao longo do dia, o conjunto de usinas geradoras de um sistema elétrico deve alterar sua produção de energia a cada momento de forma a atender a demanda.

Em geral, a energia não é armazenada na forma de eletricidade. Algumas exceções são os capacitores – usados principalmente no campo da eletrônica – e os supercapacitores – aplicados em sistemas que necessitam muita potência por curtos intervalos de tempo. Em outras aplicações o armazenamento de energia ocorre na forma de energia mecânica, térmica, química ou eletroquímica. Alguns exemplos de meios de armazenamento de energia usados, com fins de transformá-la em energia elétrica, são: usinas hidrelétricas reversíveis (potencial gravitacional), baterias (eletroquímica), *flywheel* (cinética) e o armazenamento térmico de usinas heliotérmicas. Essas formas de armazenamento, dependendo da tecnologia, são mais adequadas para uso em intervalos variados, desde poucos milissegundos até anos. O Brasil, historicamente, faz uso de uma forma de armazenar energia em grande escala, que é através da energia potencial da água nos reservatórios das usinas hidrelétricas. Essa é uma forma capaz de armazenar uma quantidade relativamente grande de energia, podendo guardá-la por meses.

Em geral, usinas termelétricas e hidrelétricas são despacháveis. Isso significa que é possível para o operador controlar a geração de energia. O operador escolhe quais usinas irão gerar, classificando-as pelo custo. As de menor custo são despachadas primeiro e, as de maior custo em seguida, até atingir o completo atendimento à demanda. As usinas hidrelétricas não têm custo de combustível, mas têm o custo de oportunidade de usar a água no presente e não dispor dela no futuro.

Há, porém, algumas limitações nesse controle. Por exemplo, no caso das hidrelétricas, algumas limitações são: a quantidade de água disponível nos reservatórios e as limitações de variação permitida de vazão defluente. No caso das termelétricas, dependendo da tecnologia, há limitações de geração mínima e de taxa de variação de potência (rampa). Outras fontes não são controláveis de nenhuma forma. Nesse grupo, destacam-se as usinas eólicas e solares fotovoltaicas. Essas usinas geram energia no momento em que o recurso (vento ou radiação solar) está

disponível. Esse tipo de usina é chamada de não-despachável. Algumas usinas são parcialmente despacháveis. É o caso, por exemplo, das usinas heliotérmicas (HLT) que permitem o controle do melhor momento para a geração de energia, mas esse controle é restrito pela disponibilidade de recurso e pela capacidade de armazenamento.

O problema do planejamento da expansão do sistema elétrico consiste em minimizar os custos esperados de investimento e os custos esperados de operação, atendendo a um critério determinado de segurança no suprimento. Em geral, usinas de fontes renováveis – como hidrelétricas, eólicas e solares – têm custo de operação muito baixo ou nulo. Isso porque o recurso usado está disponível livremente na natureza¹. Porém, o custo de capital tende a ser mais elevado. Já as usinas que utilizam combustíveis fósseis, tendem a ter o custo de capital menor, porém o custo de operação maior.

Para definir qual fonte atenderá a demanda prevista ao menor custo, resolve-se um problema de otimização considerando o parque gerador instalado, a carteira de usinas candidatas à expansão e seus respectivos custos. O problema de otimização consiste em minimizar o custo de operação mais investimento, considerando restrições de operação, de transmissão, de capacidade de expansão, entre outras. Dessa forma, mesmo com as diferentes características e custos das fontes de energia, é possível definir qual o parque de geração mais apropriado para o sistema. Entretanto, o problema de otimização da expansão requer um horizonte relativamente longo, o que o torna bastante difícil de ser resolvido. Para não aumentar o custo computacional, a representação da operação deve ser simplificada. Assim, determinadas características de algumas fontes podem não ser capturadas nesse tipo de análise.

Uma outra forma de comparar as diferentes tecnologias e avaliar a viabilidade econômica das fontes é através do custo nivelado de eletricidade ou LCOE (*Levelized Cost of Electricity*). Essa métrica consiste em comparar todos os custos incorridos – investimento, operação e manutenção (O&M), mais o combustível utilizado, caso exista – trazidos a valor presente e toda a energia gerada ao longo da vida útil da usina, conforme a seguinte fórmula (SHORT *et al.*, 1995, p.48):

¹ Embora, no caso da hidreletricidade com reservatório de regularização, a água possua um custo de oportunidade, como já mencionado anteriormente, além de outros usos não energéticos.

$$LCOE = \frac{\sum_{i=0}^n \frac{CI_i + CO_i}{(1+r)^i}}{\sum_{i=1}^n \frac{E_i}{(1+r)^i}} \quad (1)$$

Onde:

CI_i : Custo de investimento no ano i ;

CO_i : Custo de operação no ano i ;

E_i : Energia gerada no ano i ;

n : Vida útil do empreendimento, em anos;

r : Taxa de desconto.

Ressalta-se que, apesar de a fórmula acima induzir a percepção de que a energia é trazida ao valor presente, tal fato não ocorre. Essa é apenas uma consequência da manipulação algébrica necessária para a dedução da fórmula (SHORT *et al.*, 1995, n.22). Uma crítica à formulação do LCOE é que, como a energia é produzida em diferentes momentos, não são consideradas alterações da utilidade da energia (preferência do consumidor) ao longo do tempo.

Assim, o valor de LCOE corresponde a um custo equivalente da energia por MWh, considerando o momento em que os gastos são feitos e a energia é gerada. Dessa forma, é possível comparar diferentes tecnologias. Por exemplo, é possível comparar eólicas e hidrelétricas, que requerem um grande investimento inicial, porém têm custo variável baixo, com usinas com menor investimento, mas têm custo variável mais elevado, como usinas movidas a óleo combustível ou gás natural.

A forma de contratação de energia vigente no atual modelo do setor elétrico brasileiro tem algumas semelhanças com o LCOE. Usa-se uma forma para a classificação de empreendimentos concorrentes chamada de ICB (Índice Custo-Benefício) (EPE, 2013). O ICB é composto por três parcelas: Receita Fixa, COP e CEC, e é dado em R\$/MWh, conforme equação (2)².

² A definição do ICB em (EPE, 2013, p.7) considera a possibilidade de apenas uma fração do empreendimento ser ofertada nos leilões de energia. De modo a simplificar a equação, a

$$ICB = \frac{RF + COP + CEC}{GF} \quad (2)$$

Onde:

RF é a Receita Fixa recebida anualmente pela usina, em reais. Essa receita cobre os custos de investimento, remuneração do capital e todos os custos fixos;

COP é o valor anual esperado do custo de operação, em reais. Corresponde aos custos com combustível e custos variáveis de O&M;

CEC é o valor anual esperado do custo econômico de curto prazo, em reais;

GF é a garantia física³, em MWh.

Na equação (2), as parcelas *RF* e *COP* correspondem, respectivamente, aos custos fixos e variáveis da usina, da mesma forma que as parcelas *CI* e *CO* do LCOE na equação (1). No entanto, o ICB difere do LCOE em alguns aspectos. O denominador do ICB não é a quantidade esperada de energia a ser gerada pela usina, e sim, a sua garantia física. Além disso, uma das parcelas do ICB é o *CEC*, que corresponde ao valor esperado de transações financeiras no mercado de curto prazo realizadas pela empresa compradora (distribuidora de energia). Isso não faz parte dos custos da fonte e, portanto, não faz parte do LCOE.

Os empreendimentos que ofertarem o menor ICB são os selecionados para entrar em operação e vender energia. Tanto o ICB quanto o LCOE não diferenciam o momento do dia em que ocorre a geração de energia. Dessa forma, a energia gerada em qualquer hora do dia é valorada da mesma forma.

Porém, devido às variações, tanto diárias quanto sazonais, de demanda e do perfil de geração das fontes, o valor da energia varia ao longo do tempo. A energia

definição mostrada aqui não considera essa possibilidade.

³ A garantia física de energia de um empreendimento de geração, corresponde à quantidade máxima de energia elétrica associada ao empreendimento que pode ser utilizada para comprovação de atendimento de carga ou comercialização por meio de contratos (BRASIL, 2004a). Seu valor é determinado de acordo com as metodologias descritas na Portaria MME nº 258/2008 (MME, 2008) e, exceto no caso de usinas solares e à biomassa, não é igual à expectativa de geração da usina.

elétrica não é um produto homogêneo que possui sempre o mesmo valor. Para ilustrar isso, pode-se citar como exemplo um caso hipotético de uma localidade que, durante a madrugada, demanda pouca eletricidade e a geração das usinas eólicas se eleva devido às condições favoráveis de vento. Nessa situação, as usinas controláveis estarão operando em sua capacidade mínima e a geração de um MWh a mais, nesse momento, não trará muitos benefícios para o sistema. Em outro momento do dia, quando a demanda estiver em seu valor máximo e a geração de eólicas estiver reduzida, as usinas com custos variáveis mais altos estarão despachadas e um MWh adicional no sistema terá um valor bem mais elevado, pois o custo de um MWh gerado pela usina mais cara despachada será evitado. Dito de outra forma, na madrugada o custo marginal de operação é baixo e no segundo momento, é alto.

Pela forma como é definido, o LCOE não considera o perfil de geração da fonte, nem a necessidade do sistema elétrico a cada momento. Uma usina que gere sempre à potência constante (geração *flat*), por exemplo, não é capaz de atender às variações de demanda, nem de suprir as necessidades energéticas adicionais necessárias caso outra usina pare de funcionar. Dessa forma, pode ser mais vantajoso pagar por uma fonte mais cara, em termos de LCOE, do que uma mais barata, pois a mais cara ofereceria um benefício maior para o sistema do que a mais barata. Joskow (2011a) faz uma crítica ao uso desse tipo de métrica e propõe uma avaliação baseada no valor esperado da eletricidade, nos custos da fonte e na lucratividade da usina, de forma similar à análise feita pelo proprietário de uma usina *merchant*⁴.

A Agência de informações sobre energia dos Estados Unidos (EIA) introduziu o conceito de LACE (*Levelized Avoided Cost of Electricity* – custo evitado nivelado de eletricidade) (U.S. EIA, 2013a, 2014). Assim como o LCOE converte todos os custos incorridos para a produção de energia durante a vida útil da usina em um custo por unidade de energia (em geral, MWh), o LACE transforma os benefícios, ou custos evitados, da usina em um valor por unidade de energia. Segundo a definição proposta pela EIA, o LACE é composto por duas parcelas: uma correspondente ao valor da energia e a outra ao valor da capacidade (U.S. EIA, 2013b).

Portanto, comparando-se o LCOE com o LACE, pode-se verificar se a usina é viável financeiramente, conforme mostrado na equação (3). Se o LCOE for menor do que o LACE (valor líquido positivo), seus benefícios superam os custos e o investimento nessa usina é vantajoso. Se o LCOE for maior do que o LACE (valor

⁴ Usina que vende energia sem contratos, ao preço de curto prazo.

líquido negativo), os benefícios avaliados não superam os custos e o investimento na usina não é viável (do ponto de vista estritamente econômico). Na comparação entre diferentes usinas, a mais vantajosa é a com maior valor líquido.

$$\text{Valor líquido} = LACE - LCOE \quad (3)$$

3 Sobre o Sistema Elétrico Brasileiro

3.1 Características gerais

A matriz elétrica brasileira é predominantemente hidrelétrica, com participação de outras fontes, como: gás natural, biomassa, óleo combustível, diesel, eólica, solar e nuclear. A Tabela 1 descreve a quantidade de usinas existentes e a capacidade instalada por fonte no mês de novembro de 2014.

Tabela 1: Capacidade instalada por fonte no Brasil. Fonte: adaptado de (ANEEL, 2014)

Fonte		Quantidade	Potência fiscalizada (MW)	%
Hídrica		1153	88.648,6	66,9%
Fóssil	Petróleo *	1232	8.931,5	6,7%
	Carvão Mineral	22	3.593,2	2,7%
	Gás Natural	122	12.590,0	9,5%
	Outros fósseis	2	149,3	0,1%
Biomassa	Floresta	77	2.302,1	1,7%
	Resíduos sólidos urbanos	11	67,0	0,1%
	Resíduos animais	12	1,4	0,0%
	Biocombustíveis líquidos	3	19,1	0,0%
	Agroindustriais	400	9.909,7	7,5%
Eólica		207	4.363,6	3,3%
Nuclear		2	1.990,0	1,5%
Solar		289	15,0	0,0%
Total		3532	132.580,3	100,0%

* Inclui óleo combustível, óleo diesel e gás de refinaria.

Grande parte dos geradores e consumidores do país está interconectado em um só sistema elétrico, chamado de Sistema Interligado Nacional (SIN), cuja existência permite aproveitar a complementaridade energética entre usinas de diferentes regiões. A Figura 2 mostra a abrangência do SIN e as linhas de transmissão existentes e futuras.

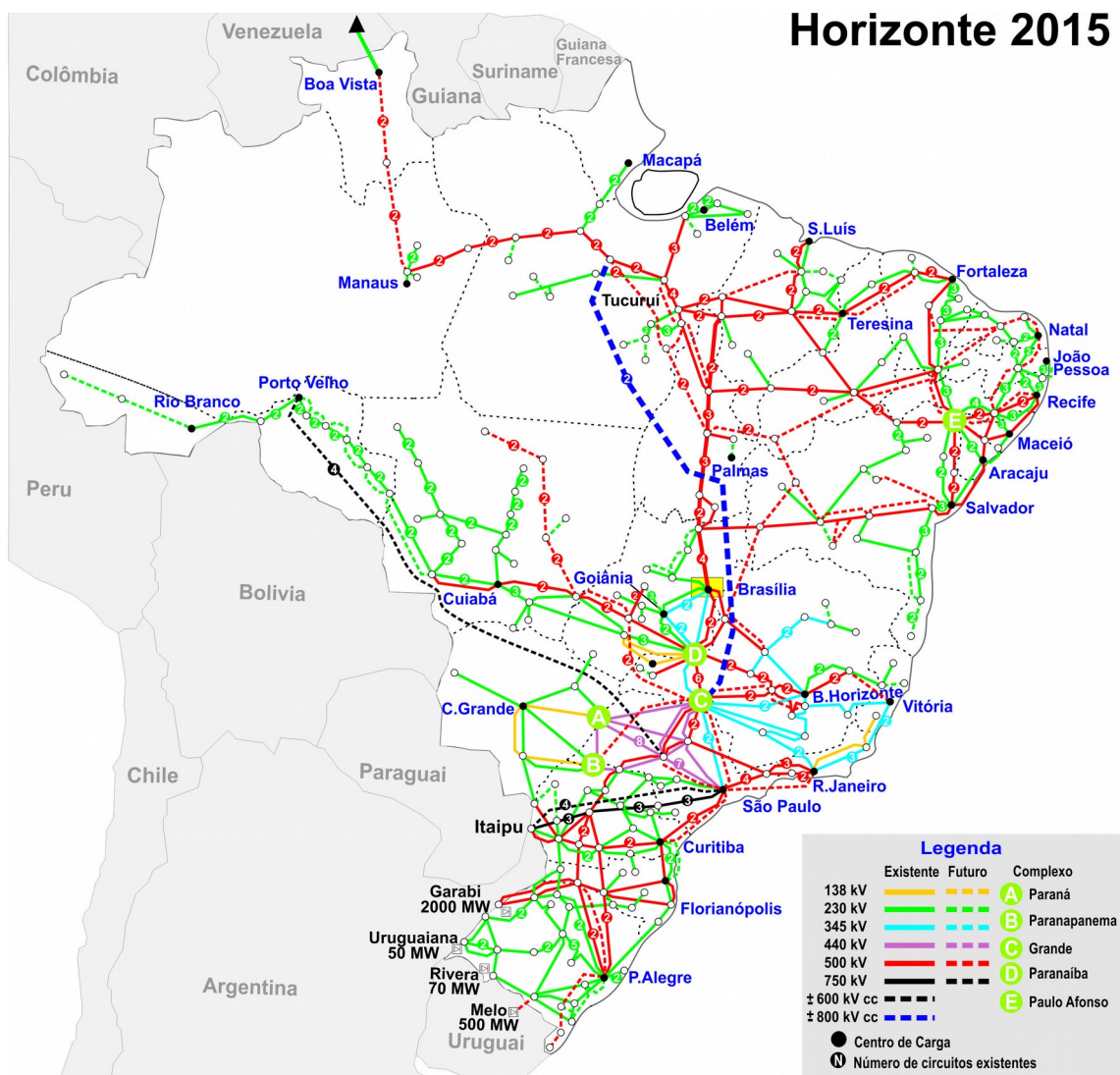


Figura 2: Mapa do Sistema Interligado Nacional com principais troncos de transmissão. Fonte: (ONS, 2015)

Há, entretanto, algumas localidades que não estão conectadas ao SIN. A maior parte dessas localidades situa-se na região amazônica, onde o acesso é difícil e a construção de linhas de transmissão que as conectem ao SIN é economicamente inviável. Por outro lado, a maior parte das cidades com sistemas elétricos de maior porte está sendo conectada. No começo do século XXI, cinco capitais estaduais eram isoladas eletricamente do SIN (Rio Branco, Porto Velho, Manaus, Macapá e Boa Vista). Em 2014, Rio Branco e Porto Velho já faziam parte do SIN e as obras da linha de transmissão que interconecta as cidades de Manaus e Macapá ao SIN, através da hidrelétrica de Tucuruí, estavam concluídas.

Prevê-se que a interligação de Boa Vista – que, dentre as capitais estaduais, será a última a ser interligada – será realizada em 2016 (PORTAL, 2014). Quando

essa obra estiver concluída, o Sistema Interligado Nacional abrangerá todas as unidades da federação. A Tabela 2 mostra quantos sistemas ainda estavam isolados em 2014 e a demanda de energia total (em MWano⁵) desses sistemas, por estado. A demanda total desses sistemas corresponde a, aproximadamente, 1 % da demanda de energia elétrica do SIN.

Tabela 2: Quantidade de sistemas isolados e demanda agregada por estado. Fonte: (GTON, 2013)

Estado	Quantidade de sistemas isolados	Demanda em 2014 (MWano)
AC	9	22,7
AM	101	151,3
AP	5	229,7
MT	3	0,8
PA	34	60,4
PE	1	2,0
RO	26	35,0
RR	72	119,2

3.2 Operação do SIN

Sendo o SIN um sistema em que predominam as usinas hidrelétricas com reservatório de acumulação de água, existe a necessidade de decidir-se sobre o uso ou não da água armazenada nos reservatórios das usinas com fins de geração de eletricidade. Como não é possível conhecer hoje qual será a quantidade de água afluente aos reservatórios nos próximos períodos, é preciso tomar uma decisão em condições de incerteza. É necessário, portanto, determinar qual será o despacho das usinas que minimiza os custos totais da operação do sistema, considerando um longo horizonte de tempo, pois a decisão tomada no presente influi no custo de operação que será incorrido no futuro.

A instituição responsável por coordenar a operação eletroenergética das usinas do SIN é o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). A ele cabe decidir o quanto da produção de energia será proveniente de usinas hidrelétricas e de usinas termelétricas. Para auxiliar nessa decisão, o ONS usa um modelo matemático

⁵ MWano é a energia proveniente da geração contínua de 1 MW durante um ano. Ou seja, 1 MWano = 8.760 MWh. Ver Apêndice A – Conceitos e definições.

denominado Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes, conhecido pelo acrônimo NEWAVE. O NEWAVE, que foi desenvolvido pelo Cepel (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica), utiliza o algoritmo PDDE (Programação Dinâmica Dual Estocástica) (PEREIRA *et al.*, 1999) como método de solução do problema de otimização do despacho hidrotérmico.

Devido à grande dimensão do SIN, são necessárias simplificações na modelagem do sistema elétrico, de forma a tornar a resolução do problema viável computacionalmente. Dentre as simplificações que o NEWAVE utiliza, destacam-se: a representação do SIN por meio de reservatórios equivalentes de energia e a utilização de estágios com duração de um mês para a operação.

A primeira simplificação significa que todos os reservatórios e todas as hidrelétricas de um subsistema são agregados e representados como se fossem apenas uma única usina. No Plano Mensal de Operação (PMO), realizado pelo ONS, os reservatórios e as usinas do SIN são agregadas em quatro grandes reservatórios e usinas equivalentes: Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte. Isso significa que usinas como Itaipu, Furnas, Santo Antônio, Serra da Mesa e Três Marias, com suas características hidrológicas distintas e diferentes capacidades de armazenamento são representadas apenas como a grande usina denominada Sudeste/Centro-Oeste.

A segunda simplificação implica em pouco detalhamento nos resultados das decisões operativas de curto prazo (com duração de horas ou dias). Na decisão operativa, porém, o ONS faz uso de outro modelo, o Decomp⁶ – também desenvolvido pelo Cepel – que, a partir dos resultados do NEWAVE, representa o sistema em termos de usinas individualizadas e em estágios semanais. Porém, seu horizonte de análise é de curto prazo.

Como, historicamente, o parque gerador brasileiro era composto por usinas hidrelétricas com grandes reservatórios e regularização plurianual, a representação em estágios mensais não se constituía um grande problema, pois havia capacidade instalada e disponibilidade de água suficiente para atender às variações de curto prazo na demanda. Ultimamente, a construção de usinas com grandes reservatórios de regularização vem encontrando dificuldades para se viabilizar. Há entraves socioambientais que dificultam o licenciamento desse tipo de usina e, além disso, grande parte do potencial hidrelétrico remanescente encontra-se na região amazônica,

⁶ O nome completo do modelo é: Determinação da Coordenação da Operação a Curto Prazo.

cujo relevo é predominantemente plano, o que diminui os benefícios provenientes da construção de reservatórios com grande área alagada, em relação aos seus custos e impactos negativos.

O fato de pouca capacidade de armazenamento ser adicionada ao sistema, aliado ao crescimento da demanda de energia, fez com que a capacidade de regularização do sistema, que era de vários anos, diminuísse. Por outro lado, a diversificação da matriz, com entradas de termelétricas a gás, a biomassa, eólicas e, em breve, solares faz com que as características do sistema se alterem.

Assim, apesar de as usinas hidrelétricas ainda predominarem no Brasil, tem havido, nos últimos anos, uma crescente diversificação das fontes. As usinas termelétricas vêm aumentando sua participação na matriz e as usinas eólicas que, no início do século XXI, praticamente não existiam no país, já somavam 4.363,6 MW de capacidade instalada em novembro de 2014.

Há, também, a expectativa da entrada em operação da fonte solar fotovoltaica, tanto através dos leilões de energia⁷, com instalação de grandes parques de geração, quanto por geração distribuída em telhados, através dos dispositivos estabelecidos na Resolução nº 482/2012 (ANEEL, 2012b) da ANEEL⁸. Por esses motivos, observa-se que a matriz elétrica brasileira está se alterando de forma permanente.

O Brasil possui duas características que favorecem a integração de fontes renováveis não-despacháveis em grande escala e que, em sua maioria, outros países não possuem. A primeira vantagem advém do fato de o sistema brasileiro ser baseado em usinas hidrelétricas. Mesmo as hidrelétricas sem reservatório de acumulação podem modular sua geração, adequando-se à necessidade energética de cada momento e dessa forma, evitando gastos adicionais com usinas termelétricas. Exemplificando, nos momentos de baixa na geração de fontes intermitentes, no caso dos outros países, deve haver termelétricas de prontidão, geralmente de partida rápida. No Brasil, as hidrelétricas, mesmo as consideradas a fio d'água⁹, podem

⁷ Como ocorreu no LER 2014, com a contratação de 202,3 MW med de energia proveniente de usinas fotovoltaicas (EPE, 2014e).

⁸ A Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL estabelece os mecanismos de compensação de energia (*net-metering*) para sistemas de micro e minigeração de energia.

⁹ Usinas a fio d'água não possuem reservatório com capacidade de armazenamento suficiente para utilizar a água em outros meses. Porém, podem acumular a água por algumas horas, dias ou até semanas.

cumprir o papel de complementar a geração nesses momentos. E nos momentos em que há geração das fontes não-despacháveis essa geração contribui para o armazenamento de água nos reservatórios de regularização.

Importante ressaltar que, em geral, eólicas e fotovoltaicas são variáveis no curto prazo. O vento pode estar intenso durante a noite e passar a ser fraco durante o dia. Da mesma forma, as fotovoltaicas não produzem energia à noite, passando a gerar durante o dia e essa geração pode variar bruscamente com a ocorrência de fenômenos como passagem de nuvens. Por outro lado, no longo prazo, a incerteza existe, mas é muito menor. Os valores de geração anual de usinas eólicas e solares variam relativamente pouco. Para ilustrar isso a Tabela 3 mostra a variabilidade¹⁰ na vazão anual de algumas usinas hidrelétricas. Análises na geração verificada de algumas usinas eólicas na América do Norte com maior histórico de dados mostra uma variabilidade interanual de 8 a 13 % (WAN, 2012).

Tabela 3: Variabilidade interanual da vazão natural de algumas hidrelétricas.

Usina	Balbina	Belo Monte	Serra da Mesa	Três Marias
Incerteza (%)	28	20	33	34

A segunda vantagem é a dimensão continental do Brasil, com mais de 8,5 milhões de km², aliada ao fato de que o SIN, em breve, abrangerá todos os Estados da Federação. Quanto maior a distância entre as localidades, menor a correlação na velocidade do vento. Dessa forma, a ausência de recurso numa região pode ser compensada pelo recurso de outra região. Para ilustrar isso, as Figuras 3 e 4 mostram o perfil diário de vento nos estados da Bahia e do Rio Grande do Norte no mês de março de 2013 (EPE, 2014a). Observa-se que, enquanto na Bahia a velocidade do vento diminui no período vespertino, no Rio Grande do Norte ocorre o inverso.

Com base nos dados climatológicos e anemométricos, Rosa *et al* (2014) fizeram uma análise dos índices de confiabilidade e de potência garantida para sistemas hipotéticos constituídos apenas de parques eólicos da região nordeste. Observa-se que há melhora nos índices ao considerar um conjunto de parques em vez de parques individuais. A complementaridade existente entre diferentes regiões

¹⁰ Variabilidade = DP/VE da vazão acumulada anual. DP = desvio padrão e VE = valor esperado.

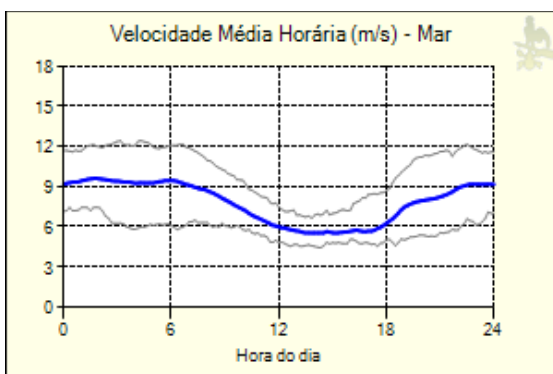


Figura 3: Perfil diário de velocidade de vento na Bahia – dados de março de 2013

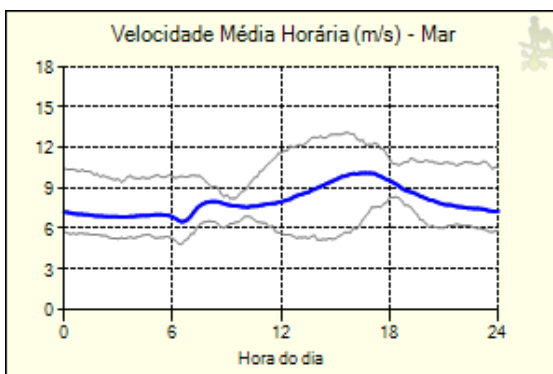


Figura 4: Perfil diário de velocidade de vento no Rio Grande do Norte – dados de março de 2013

também influi na melhora desses índices. Nesse estudo, não foi avaliada a operação conjunta com outras fontes e como isso influi nos índices de confiabilidade.

3.3 Contratação de energia

O modelo do setor elétrico brasileiro, estabelecido pela Lei nº 10.848/2004 (BRASIL, 2004b), prevê dois ambientes de contratação de energia elétrica no SIN: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL)¹¹. A legislação estabelece que as distribuidoras devem ter 100 % de sua demanda de energia contratada. Para suprir as necessidades de contratação, as distribuidoras devem comprar energia no ACR, através de licitações de energia proveniente de empreendimentos de geração existentes (através de leilões denominados A ou A-1) ou novos (através de leilões denominados A-3 ou A-5¹²).

Já os consumidores que optam por participar do ACL, realizam contratos bilaterais com os agentes vendedores. Diferentemente dos contratos do ACR, nesse ambiente as partes são livres para estabelecer as características contratuais, como o preço e a duração.

A sistemática dos leilões do ambiente regulado consiste no chamado leilão reverso. Para fins de seleção dos agentes vendedores, a energia ofertada é classificada em ordem crescente de preço, sendo selecionados os empreendimentos que ofertarem os menores preços. Cabe ressaltar que nos leilões regulados, não se diferencia o momento em que a energia é gerada. Ou seja, após fechado o resultado

¹¹ Regulamentados pelo Decreto nº 5.163/2004 (BRASIL, 2004a).

¹² Nos leilões denominados A, a entrega de energia deve ser no mesmo ano que o da contratação. Nos leilões denominados A-1, A-3 e A-5, o início da entrega de energia deve ocorrer, respectivamente, no 1º, 3º e 5º ano subsequente ao ano de contratação.

da licitação, a remuneração pela energia é constante, independentemente da época do ano ou da hora do dia em que a energia é gerada. Assim, não há incentivo direto para empreendimentos que gerem energia nos horários de maior demanda ou na época do ano em que há menor oferta.

Apenas de forma indireta, há um benefício para as usinas termelétricas e hidrelétricas que sejam capazes de gerar durante o período seco. Esse benefício indireto é dado através de um valor de garantia física maior. A garantia física dessas usinas é definida pela média da geração mensal durante o período definido para a simulação das séries de vazão, ponderada pelo custo marginal de operação (CMO) de cada mês em cada cenário de simulação (EPE, 2008, p.8). Como o CMO tende a ser maior no período seco, a garantia física tende a ser maior para usinas que geram mais nesses meses.

3.4 Liquidação de diferenças

No curto prazo, a liquidação da diferença entre a energia contratada e consumida (ou produzida) é dada pelo Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). O PLD é estabelecido pela CCEE através de simulações realizadas nos modelos computacionais¹³ NEWAVE, Newdesp¹⁴ e Decomp. O PLD corresponde ao Custo Marginal de Operação (CMO), em cada submercado¹⁵, calculado pelos referidos modelos, limitados aos valores máximo e mínimo estabelecidos pela ANEEL¹⁶. O PLD é válido para toda a semana operativa, dividido em três patamares de carga: pesada, média e leve. Os horários de cada patamar de carga são definidos nos Procedimentos de Rede do ONS, conforme mostrado na Tabela 4.

¹³ Conforme descrito em (CCEE, 2014a).

¹⁴ O Newdesp é um módulo do NEWAVE que consulta os valores da função de custo futuro criada pelo módulo de otimização do NEWAVE.

¹⁵ Submercado são as divisões do SIN referentes à demanda de energia elétrica. Atualmente, os submercados coincidem com os subsistemas representados nas simulações realizadas para obtenção dos valores de PLD feitas pela CCEE: Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte.

¹⁶ No ano de 2014, o valor máximo do PLD era de 822,83 R\$/MWh e o mínimo, 15,62 R\$/MWh.

Tabela 4: Patamares de carga. Fonte: Procedimentos de Rede (ONS, 2010).

Patamar de carga	Sem horário de verão		Com horário de verão	
	2ª a sábado	Domingos e feriados	2ª a sábado	Domingos e feriados
Pesada	18h a 21h	-----	19h a 22h	-----
Média	7h a 18h 21h a 24h	17h a 22h	7h a 19h 22h a 24h	18h a 23h
Leve	0h a 7h	0h a 17h 22h a 24h	0h a 7h	0h a 18h 23h a 24h

É possível que os preços entre os patamares de carga sejam diferentes. Porém, historicamente a diferença de preço entre os patamares é pequena. Desde maio de 2002 até a primeira semana de outubro de 2014, a diferença entre os preços de curto prazo dos patamares de carga pesada e leve foi maior do que R\$ 10,00 em apenas 7,4 % das semanas operativas. A média móvel anual (52 semanas) da diferença entre os preços de carga pesada e carga leve manteve-se abaixo de cinco reais até o mês de fevereiro de 2013. Apenas nos últimos meses do histórico, observa-se uma tendência de aumento de diferença de preço entre os patamares, mas que veio acompanhada de um aumento no próprio valor do PLD.

A Figura 5 mostra o histórico do PLD do subsistema Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO) de maio de 2002 à primeira semana de outubro de 2014.

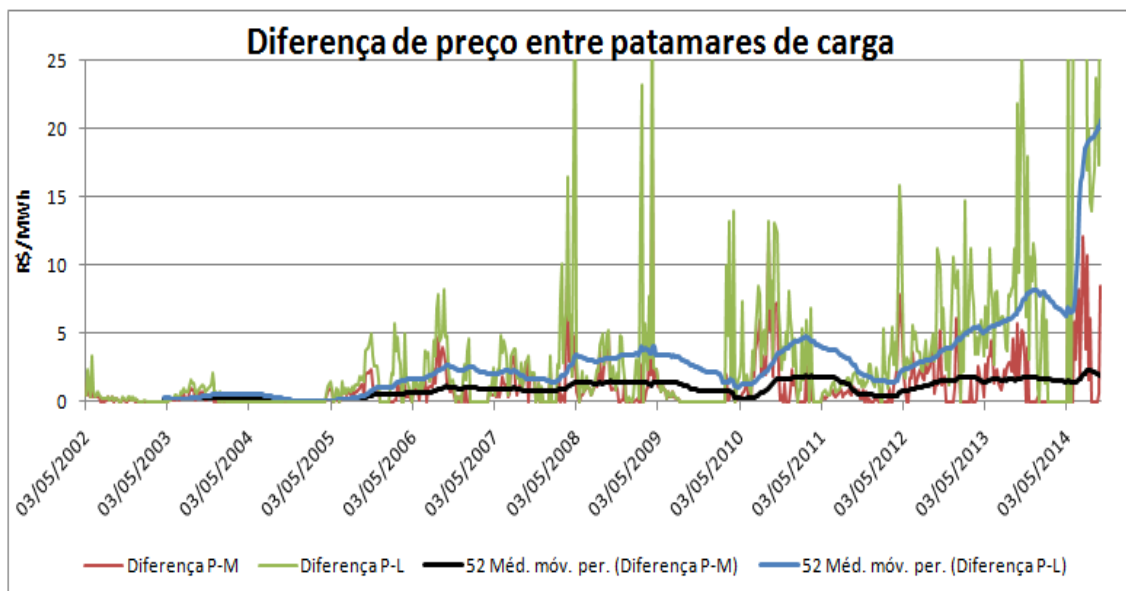


Figura 5: Histórico de diferença de PLD entre os patamares de carga: pesada-leve e pesada-média. Valores semanais e média móvel de um ano. Fonte: adaptado de (CCEE, 2014b)

Conclui-se, portanto, que a pequena diferença de preços observada entre os patamares de carga não incentiva a entrada em operação de fontes de geração capazes de controlar o horário em que a energia é produzida¹⁷. Dentre essas, estão as termelétricas com motores de combustão interna e as usinas solares heliotérmicas com armazenamento.

Como o período de início e a duração dos patamares de carga (e, conseqüentemente, de preço) são definidos *a priori* (conforme Tabela 4) e não de acordo com a demanda energética efetivamente verificada na semana, as necessidades adicionais de geração não são capturadas adequadamente. Além disso, a discretização da semana em apenas três patamares faz com que se perca a sensibilidade de eventos de menor duração. Nos últimos tempos, devido à diversificação da matriz energética brasileira – discutida neste capítulo – a discussão sobre a possibilidade de passar a adotar a representação horária da operação do SIN começa a entrar em pauta (PSR, 2014).

¹⁷ Mesmo os geradores que não são capazes de controlar a produção, poderiam se beneficiar da diferenciação de preços entre diferentes horários. Usinas fotovoltaicas, por exemplo, durante o verão geram mais no horário em que há maior demanda (período vespertino).

4 As usinas heliotérmicas

Usina heliotérmica (HLT) – também chamada de solar térmica ou, em inglês, *Concentrating Solar Power (CSP)* e *Solar Thermal Electricity (STE)*¹⁸ – é uma usina solar que converte a radiação proveniente do Sol em energia elétrica através da concentração dos raios em um foco, de forma a transformá-los em calor. Esse calor é transferido para uma máquina térmica, que o converte em energia elétrica. A tecnologia heliotérmica difere, portanto, da fotovoltaica que converte a luz solar diretamente em energia elétrica.

Essa diferença entre as tecnologias heliotérmica e fotovoltaica é bastante acentuada e existe tanto na parte tecnológica – materiais resistentes ao calor, óptica, fluidos e termodinâmica por parte das HLT e eletrônica de semicondutores (junção P-N), por parte das fotovoltaicas – quanto do perfil de geração e impacto no sistema elétrico: a usina HLT usa como recurso a radiação direta e possui gerador com inércia rotacional, enquanto a FV utiliza radiação global¹⁹ (inclui radiação direta e difusa) e não possui partes móveis.

As usinas heliotérmicas podem ser projetadas com um sistema de armazenamento de energia na forma de calor e, assim, comportarem-se de forma bastante parecida com uma termelétrica convencional. É possível, inclusive, que a usina atue de modo a suprir os requisitos de reserva primária e secundária do sistema elétrico. Essas características diferenciam de forma positiva a tecnologia heliotérmica em relação a outras formas de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis, como fotovoltaica e eólica, sem deixar de ter a vantagens dessas fontes, como baixa emissão de gases de efeito estufa e segurança energética. Outra vantagem dessas fontes renováveis é que, uma vez construída a usina, o preço da energia produzida por ela independe de variações da cotação do petróleo no mercado internacional.

¹⁸ Para evitar a uso de termos distintos, neste trabalho será usado por padrão o termo heliotérmica ou a sigla HLT.

¹⁹ Exceto no caso de usinas fotovoltaicas com concentração, que, como as heliotérmicas, têm como fonte principal a radiação solar direta.

4.1 Usinas heliotérmicas no mundo

As usinas em operação comercial atualmente concentram-se quase que exclusivamente em apenas dois países: Estados Unidos e Espanha. Apesar disso, observa-se, recentemente, o anúncio de construção de novas plantas em outros países, como África do Sul (ABENGOA SOLAR, 2014), Marrocos (BLOOMBERG, 2013), Emirados Árabes Unidos, Índia (NREL, 2013) e Chile (ABENGOA, 2014). A Tabela 5 apresenta a capacidade instalada por país no final de 2012 e o acréscimo de novos empreendimentos durante o ano de 2013.

Tabela 5: Capacidade instalada de plantas heliotérmicas no mundo em MW, por país. Fonte: (REN21, 2014)

País	Instalado até 2012	Instalado em 2013	Instalado até 2013
Espanha	1950	350	2300
Estados Unidos	507	375	882
Emirados Árabes Unidos	0	100	100
Índia	0	50	50
Argélia	25	0	25
Egito	20	0	20
Marrocos	20	0	20
Austrália	12	0	12
China	0	10	10
Tailândia	5	0	5
Total	2539	885	3424

4.2 Tecnologias

Entre as usinas solares térmicas usadas para a geração de energia elétrica, há quatro tecnologias principais, a saber:

- Torre solar;
- Cilindro parabólico (*parabolic trough*);
- Fresnel linear; e
- Disco parabólico (*dish*).

Por ser uma forma de geração de energia elétrica cujo desenvolvimento é bastante recente, ainda em estágio de amadurecimento, nenhuma dessas tecnologias se consolidou como o padrão definitivo de usinas heliotérmicas. Porém, em

capacidade instalada no mundo até o momento, as usinas com a configuração cilindro parabólico predominam. Mais recentemente, as usinas do tipo torre solar vêm aumentando sua participação e mais de 70 % dos projetos de usinas heliotérmicas em fase de desenvolvimento são dessa tecnologia (BAHAROON *et al.*, 2015). A Figura 6 mostra o percentual da capacidade instalada por tecnologia em novembro de 2014.

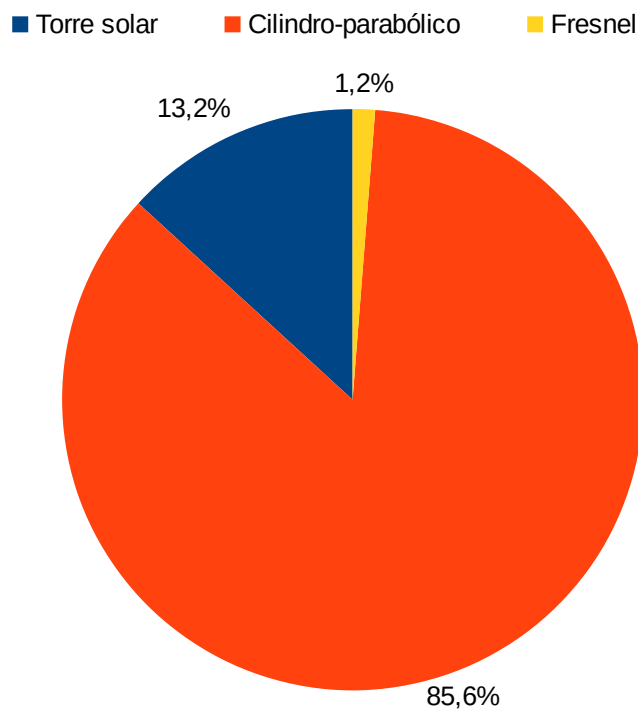


Figura 6: Usinas heliotérmicas em operação comercial no mundo em novembro de 2014. Percentual da capacidade instalada. Fonte: (CSP WORLD, 2014)

A seguir será feita uma breve explanação das diferentes tecnologias heliotérmicas.

- **Cilindro-parabólico (*parabolic trough*):** As usinas cilindro-parabólico consistem em calhas parabólicas espelhadas, cujo foco é em um receptor tubular, por onde passa o fluido de transferência de calor (HTF), que pode ser óleo sintético, sal fundido ou vapor. Nas plantas comerciais atuais, o fluido usado é óleo sintético, o que limita a eficiência das turbinas, já que o óleo se degrada em temperaturas superiores a 400°C (VOGEL & KALB, 2010, p.61). O controle desse tipo de usina é relativamente simples, pois só há um eixo para o

acompanhamento do Sol. Idealmente, as calhas são instaladas com orientação norte-sul e seguem o Sol ao longo do dia no sentido leste-oeste²⁰.

- **Fresnel linear:** Assim como nas usinas cilindro-parabólico, nesta tecnologia os raios solares não são focados num ponto, e sim num receptor tubular. A diferença em relação à tecnologia anterior é que em vez de espelhos curvos, são usados vários espelhos planos (ou levemente curvados) com o mesmo princípio das lentes inventadas por Augustin Fresnel para uso em faróis de navegação. Como vantagens sobre a tecnologia de cilindro-parabólico, citam-se: o menor custo para a fabricação dos espelhos e o fato de os tubos receptores serem estacionários, o que reduz custos com junções móveis (EPE, 2012). Como desvantagem, destacam-se as maiores perdas ópticas e menor aproveitamento da radiação nas primeiras horas do dia (IRENA, 2012, p.5).
- **Disco parabólico (*dish*):** Consiste em um disco em formato parabólico com uma máquina ciclo Stirling ou uma microturbina em seu foco. Dentre as tecnologias, esta é a que obtém a maior eficiência óptica (MENDELSON et al., 2012), com fatores de concentração de 1000 a 3000 vezes (VOGEL & KALB, 2010). É a tecnologia mais propícia para uso em localidades remotas. Entretanto, possui algumas desvantagens, como a necessidade de controle de posição em dois eixos e limitações quanto ao tamanho. Além disso, as soluções para o armazenamento térmico de energia com esta tecnologia são mais complexas.
- **Torre central:** Neste tipo de usina, o receptor localiza-se no alto de uma torre e vários espelhos, chamados de helióstatos, são controlados para refletirem os raios solares no receptor. Essa configuração também é baseada no princípio Fresnel, porém com foco pontual, em vez de linear (VOGEL & KALB, 2010). Em geral, obtém-se temperaturas mais elevadas do que no caso da configuração cilindro-parabólico. Por outro lado, o sistema de controle é mais complexo, pois cada um dos helióstatos deve ser controlado em dois eixos para manter o foco no receptor.

A Figura 7 ilustra as quatro configurações descritas acima.

²⁰ É possível a instalação dos cilindros parabólicos na orientação leste-oeste, embora não exista nenhuma usina em operação comercial com essa configuração. Nesse caso, o acompanhamento do Sol é ao longo do ano. Uma vantagem dessa configuração é a menor área necessária para a instalação da usina (LOOSEN & STRYK, 2013).

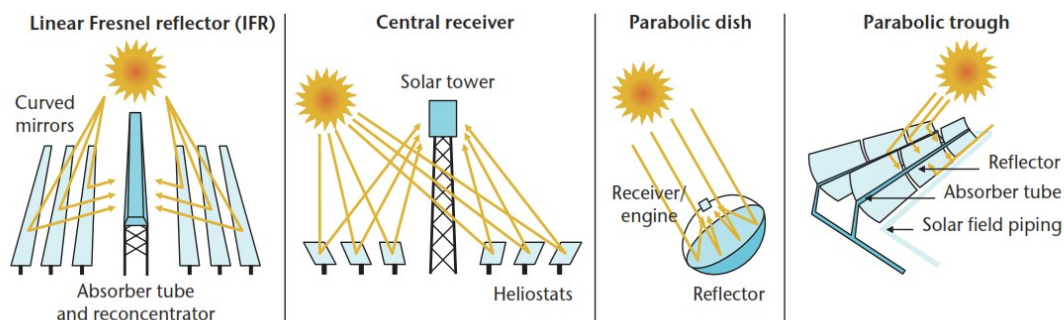


Figura 7: Esquemático das quatro configurações básicas de usinas heliotérmicas. Fonte: (IEA, 2014b)

Como essa é uma tecnologia em amadurecimento, é possível que sejam criadas novas configurações diferentes das quatro principais e um desses arranjos se mostre mais eficiente e com menores custos. Uma proposta, por exemplo, é o uso de vários discos parabólicos (*dish*) largos lado a lado, com um sistema de tubulação para levar o fluido de transferência de calor para um bloco de potência central (SUNRISE CSP, 2014).

De modo geral, dividem-se os componentes da usina heliotérmica em três partes: o campo solar, o armazenamento térmico de energia e o bloco de potência. O campo solar consiste nos componentes que captam os raios solares e absorvem o calor no fluido de trabalho. O bloco de potência são os equipamentos que transformam energia térmica em eletricidade. Essa parte da usina é bastante similar a uma usina termelétrica convencional.

A relação entre o dimensionamento do campo solar e o bloco de potência é chamada de múltiplo solar (MS). Quando o múltiplo solar é igual a um, significa que o campo solar está dimensionado para fornecer a quantidade exata de calor necessária para que o bloco de potência opere à capacidade nominal, quando a radiação incidente for igual à radiação de projeto (NREL, 2014a). Como a radiação de projeto ocorre poucas vezes durante o ano, em geral o múltiplo solar da usina é dimensionado para um valor maior do que a unidade.

Já o armazenamento térmico de energia²¹ guarda o calor de forma a possibilitar a geração de energia elétrica nos momentos em que não há recurso solar disponível. Nem toda usina heliotérmica possui armazenamento térmico, todavia esse componente torna o despacho dessa fonte parcialmente controlável, o que é uma

²¹ Chamado em inglês de *Thermal Energy Storage* (TES).

característica desejável e que traz um diferencial para a fonte heliotérmica em relação a outras fontes renováveis.

A forma mais comum para armazenar a energia térmica é através de um sistema de dois tanques de sal fundido. O sal usado, em geral, é uma mistura constituída de 60 % de nitrato de sódio e 40 % de nitrato de potássio (VOGEL & KALB, 2010, p.59). Outra forma de armazenamento é através do uso de tanque pressurizado para guardar vapor de água (CSP ALLIANCE, 2014, p.8). Porém, essa forma é menos eficiente ao se trabalhar com grandes quantidades de energia e não é mais usada em projetos comerciais atualmente.

A capacidade de armazenamento da usina é medida em MWh. Porém, um modo mais intuitivo de indicar a capacidade de armazenamento é pelo número de horas em que a usina é capaz de gerar à potência nominal, sem incidência de radiação solar.

4.3 Impactos ambientais

De modo geral, o impacto ambiental provocado pelas usinas heliotérmicas é menor do que o de outras formas de geração de energia. Pelo fato de a fonte de energia primária ser o Sol, renovável e livremente disponível, não há emissões de gases de efeito estufa durante a operação da usina. Por outro lado, dependendo do porte da usina, a área ocupada pode ser muito extensa e causar alguns impactos na fauna e na flora local.

Animais voadores, tais como pássaros e morcegos, podem se confundir e achar que o conjunto de helióstatos ou de cilindros parabólicos (e até mesmo os painéis de grandes usinas fotovoltaicas) é uma lagoa e, dessa forma, sofrerem colisões com os espelhos, causando ferimentos fatais. As usinas de torre solar trazem um risco a mais. A intensa luminosidade do receptor atrai insetos, que atraem pássaros insetívoros. Esses pássaros sofrem queimaduras nas penas e perdem a capacidade de voar. Com isso, pássaros predadores são atraídos e também sofrem danos (KAGAN *et al.*, 2014). A extensão desses impactos e a melhor forma de mitigá-los ainda está sendo investigada.

4.4 Localidades com maior potencial

Por funcionar a partir da concentração dos raios solares, os lugares mais propícios à instalação desse tipo de usina são sítios com elevada radiação direta, já

que a radiação difusa, por definição, não pode ser concentrada em um foco. Esses lugares, portanto, devem ter pouca nebulosidade e poucos aerossóis na atmosfera.

De modo geral, essas localidades são áreas com clima desértico ou semiárido, como por exemplo, o deserto do Atacama no Chile, o deserto de Mojave, nos Estados Unidos, o deserto do Saara no continente africano, partes da Austrália, parte da África do Sul e o sul da Península Ibérica, na Europa.

Não por coincidência, em geral há poucos recursos hídricos disponíveis nas regiões com maior potencial. Assim, a tendência é que sejam usados sistemas de resfriamento a seco, de modo a reduzir o consumo necessário de água da usina. O uso de sistemas de resfriamento a seco aumenta o investimento necessário, além de ser menos eficiente. Vogel & Kalb (2010, p.126) estimam que esses dois efeitos combinados ocasionam um aumento de 8 % no custo da energia com o uso do resfriamento a seco em relação a uma usina com resfriamento úmido.

Embora no Brasil não estejam os lugares com o maior potencial do mundo, há regiões com características bastante favoráveis a esse tipo de usina, ou seja, pouca presença de nuvens e aerossóis na atmosfera ao longo do ano. A região com melhor potencial no país é o semiárido nordestino (CSP ALLIANCE, 2014, p.38).

4.5 Aspectos econômicos

O custo dessa tecnologia ainda é elevado em comparação com as outras fontes. Devido à queda de preço dos módulos fotovoltaicos, ocorrida nos últimos anos, alguns projetos que originalmente previam a construção de usinas heliotérmicas acabaram tendo a tecnologia alterada para usinas fotovoltaicas (BOLINGER & WEAVER, 2014, p.32). Com efeito, sem o uso de armazenamento térmico, as usinas heliotérmicas oferecem poucas vantagens sobre as usinas fotovoltaicas, pois o perfil de geração é muito parecido e o controle da operação fica bastante limitado. Entretanto, com o uso do armazenamento térmico, pode-se desacoplar temporalmente a geração de eletricidade do recurso solar, aumentando o valor da fonte heliotérmica em relação à fotovoltaica.

Nas regiões em que o período do dia com demanda máxima do sistema é à noite, as usinas heliotérmicas com armazenamento agregam mais valor do que as fotovoltaicas por serem capazes de gerar energia nesse horário e evitar o uso de termelétricas específicas para atendimento à ponta, que geralmente operam a óleo

diesel ou gás natural. Já nas regiões em que a maior demanda ocorre durante o período vespertino, a princípio, a geração fotovoltaica traz um valor equivalente à heliotérmica. Porém, à medida que a penetração de fotovoltaicas no sistema aumenta, o perfil da curva de carga residual (carga total subtraída da geração fotovoltaica e eólica) se altera. Passa a haver uma grande necessidade de modulação da geração para atendimento ao começo da noite. Devido ao formato que a curva de carga adquire, ela é chamada de curva do pato (CALIFORNIA ISO, 2013). A Figura 8 ilustra um exemplo dessa curva.

Devido a esse fenômeno, observa-se que, em algumas localidades, o valor das usinas heliotérmicas com TES torna-se maior de acordo com o aumento da penetração de fontes intermitentes. A tecnologia heliotérmica torna-se, então, complementar à fotovoltaica e à eólica. Brand *et al* (2012) constatam essa complementariedade no sistema elétrico argelino ao analisar a expansão ótima que atende às metas de energias renováveis estabelecidas.

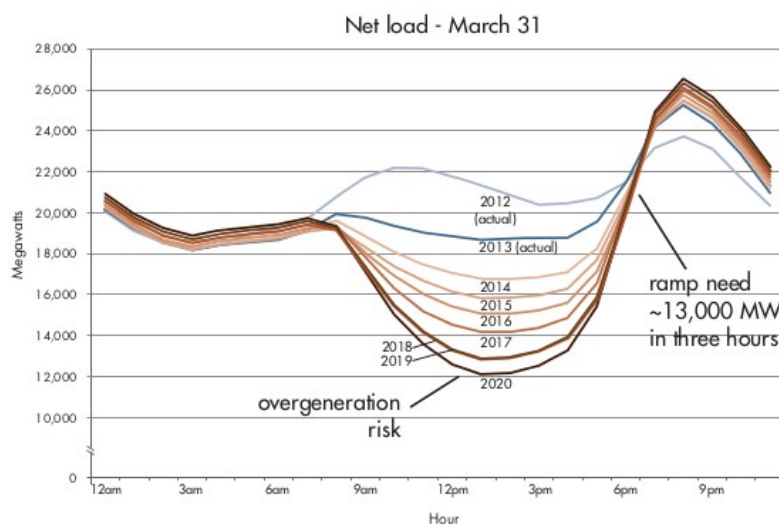


Figura 8: Exemplo da “curva do pato” prevista no estado da Califórnia (EUA). Fonte: (CALIFORNIA ISO, 2013)

O relatório elaborado pela *International Energy Agency* (IEA) ressalta a necessidade de avaliar o valor da energia proveniente de fonte heliotérmica para o sistema em que está inserida (IEA, 2014b, p.37). Essa é uma questão importante para esta fonte, pois, em geral, avalia-se o custo por MWh da fonte, muitas vezes por meio do LCOE, de forma que não se verificam características inerentes à HLT, como despachabilidade, atendimento à demanda de ponta e fornecimento de reservas operativas. Nesse sentido, o relatório técnico elaborado pela CSP-Alliance (CSP

ALLIANCE, 2014) compila os resultados de diversos estudos internacionais realizados sobre os benefícios do armazenamento de usinas heliotérmicas.

Segundo IEA, estima-se que o custo de investimento desse tipo de usina se reduzirá, em média, de 7.000 em 2015 para 3.100 US\$/kW em 2050, com armazenamento de seis horas e fator de capacidade estimado de pouco mais de 50 %. Esses valores correspondem a um LCOE de 168 US\$/MWh em 2015 e 71 US\$/MWh em 2050 (IEA, 2014b, p.23,24). Entretanto, considerando os dados verificados das usinas instaladas no ano 2013 nos Estados Unidos, os custos de instalação foram mais baixos do que os estimados pela IEA e variaram entre 4.500 e 6.000 US\$/kW (BOLINGER & WEAVER, 2014, p.15).

4.6 Usinas heliotérmicas no Brasil

Apesar do alto potencial, ainda não há nenhuma usina com essa tecnologia em operação comercial no Brasil. Isso é, em parte, explicado pela baixa maturidade da fonte e pelo custo de investimento relativamente alto. Até o momento, foram realizados três Leilões de Energia Nova em que foi permitida a participação de usinas heliotérmicas²² (MME, 2013a, 2013b, 2014, EPE, 2014f). No entanto, nenhuma usina com essa tecnologia se sagrou vencedora nesses leilões. Em termos de Pesquisa & Desenvolvimento, existe um projeto que prevê a instalação de uma planta piloto com potência instalada de 1 MW no município de Petrolina – PE (BELFORT, 2012).

Quanto à análise do potencial e da viabilidade de instalação dessas usinas no Brasil, algumas pesquisas foram feitas nesse sentido. Lodi (2011) faz análises específicas para o Brasil, incluindo de potencial e de viabilidade técnica e econômica de uma usina heliotérmica em Bom Jesus da Lapa – BA. As análises foram baseadas no modelo SAM, um modelo que estima o desempenho de usinas renováveis e realiza simulações financeiras. Porém, no referido estudo, as simulações financeiras foram feitas em modelo específico desenvolvido para esse fim, pois os algoritmos do SAM não estão adaptados às características tributárias do Brasil.

Soria (2011) desenvolveu estudos de avaliação de plantas heliotérmicas em diferentes configurações (com e sem armazenamento térmico e hibridização com biomassa de cana) considerando os dados de radiação da cidade de Campo Grande – MS. Verificou-se como o múltiplo solar e a capacidade de armazenamento térmico

²² Tratam-se dos leilões LEN A-3/2013, LEN A-5/2013 e LEN A5/2014.

influenciam a área do campo solar, o fator de capacidade da usina e o LCOE da energia produzida. Para essas análises, usou-se o *software* SAM.

Burgi (2013) combinou as simulações do SAM com bases de dados georreferenciadas para obter o potencial para a tecnologia heliotérmica no Brasil. Para isso, obteve informações sobre vários aspectos que influenciam a instalação das plantas como: radiação direta normal, declividade, proximidade a subestações, áreas de proteção ambiental, terras indígenas, rodovias, corpos d'água, áreas urbanas e disponibilidade hídrica. Assim, o potencial estimado foi de 166 GW para a tecnologia cilindro-parabólico com 6 horas de armazenamento e 85 GW para a tecnologia torre solar com 7,5 horas de armazenamento. Em termos de produção de energia elétrica, os valores encontrados foram, respectivamente, 538 e 303 TWh por ano (61,4 e 34,6 GW_{médio}). Em estudo semelhante, Azevedo e Tiba (2013) avaliaram um potencial de 27 a 38 GW de capacidade instalada apenas no estado do Piauí e mais de 1.000 GW em todo o semiárido nordestino, ocupando apenas 3 % do território da região.

4.6.1 Incentivos

A tecnologia heliotérmica beneficia-se de economias de escala. Componentes como a turbina a vapor e os tanques de armazenamento térmico podem ter seu custo específico reduzido se forem produzidos em tamanhos maiores. Pela experiência dos projetos já executados, a capacidade ótima das usinas heliotérmicas é por volta de 110 MW. Na Espanha, limitou-se a concessão de incentivos para usinas com capacidade de até 50 MW. Isso limitou a essa potência a capacidade das plantas construídas, evitando o aproveitamento de possíveis economias de escala que poderiam reduzir o custo da planta.

No Brasil, de acordo com a Lei n° 9.427/1996 (BRASIL, 1996), são concedidos descontos de TUST e TUSD (tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição) de no mínimo 50 % para usinas solares cuja potência injetada seja menor do que 30 MW. Como forma de aumentar os incentivos, a ANEEL aumentou o desconto para 80 % nos dez primeiros anos de operação para empreendimentos solares que entrarem em operação comercial até o final de 2017²³. Após 2017, o

²³ Vide (ANEEL, 2012a). A resolução não diferenciou entre empreendimentos fotovoltaicos ou heliotérmicos, sendo, portanto, aplicável nos dois casos. Porém, dado o cronograma típico de construção de empreendimentos heliotérmicos e não havendo prorrogação do prazo de 2017, nenhuma usina com essa tecnologia deve se beneficiar do desconto de 80 %.

desconto será de 50 %. O limite de injeção de potência de 30 MW não foi alterado nessa Resolução. Essa limitação legal para a concessão desse incentivo pode fazer com que os projetos construídos não sejam os energeticamente mais eficientes.

4.7 Perspectivas

Relatórios elaborados pela *International Energy Agency* (IEA, 2014b, 2014a) preveem que a fonte solar, incluindo fotovoltaica e heliotérmica, serão responsáveis por 27 % da geração de energia elétrica mundial em 2050, no cenário com alta penetração de fontes renováveis (*hi-Ren*). A fonte heliotérmica sozinha será responsável por 11 % do total (4.380 TWh ou 500 GWano), com capacidade instalada de 982 GW.

As regiões do mundo em que se prevê maior participação de geração heliotérmica são Oriente Médio, Índia, África e Estados Unidos (IEA, 2014b, p.23). Na América Latina, a previsão é de que 3 % da geração de energia elétrica seja proveniente de heliotérmicas.

5 Avaliação do valor das usinas heliotérmicas no sistema elétrico

Em geral, a comparação de custos entre diferentes fontes energéticas é realizada com base no LCOE ou no preço do contrato de venda. Embora o LCOE tenha a vantagem de ser uma forma padronizada e relativamente simples de comparação de custos, essa métrica não considera as diferenças das características de geração de cada fonte e de seu impacto no sistema (U.S. EIA, 2013c). Conforme mencionado anteriormente, a energia elétrica, por não ser facilmente estocável, varia constantemente de preço – dado pelo custo marginal de operação – de acordo com a oferta e a demanda. Dito de outra forma, a energia elétrica não tem o mesmo valor em todos os momentos.

Dessa forma, comparação de fontes com perfis de geração diferentes, diretamente com base no LCOE, pode distorcer as conclusões acerca de sua viabilidade econômica²⁴. Joskow (2011b) exemplifica esse problema e argumenta que a geração fotovoltaica pode ser mais benéfica para o sistema do que a geração eólica, mesmo que o LCOE da primeira seja maior que o da segunda. Isso acontece porque, no sistema em questão, o valor da energia é maior durante o dia – quando as usinas fotovoltaicas geram – do que durante o momento em que as usinas eólicas estão produzindo.

O armazenamento térmico de usinas heliotérmicas agrega valor para o sistema por três razões: pela energia, pela capacidade e pelos serviços ancilares (SIOSSHANSI & DENHOLM, 2010). A primeira razão decorre devido à substituição de outra fonte de geração de energia. Em um sistema predominantemente termelétrico, essa substituição implica em redução de gastos com combustíveis. A possibilidade de armazenar energia faz com que seja possível desacoplar temporalmente a incidência da radiação solar da produção de energia elétrica. Dessa forma, é possível fornecer

²⁴ Por outro lado, o uso do LCOE faz sentido no caso de um consumidor avaliando a viabilidade econômica da instalação de geração distribuída em sua unidade consumidora, através de tarifação *net-metering*. Nesse caso, o valor da energia gerada será igual à tarifa de energia da distribuidora evitada, que, em geral, é constante em todos os horários e épocas do ano. Entretanto, com o advento das bandeiras tarifárias (ANEEL, 2013b) e, futuramente, da tarifa branca (ANEEL, 2013a), a tarifa de energia poderá variar mensalmente e de acordo com a hora do dia.

energia nos períodos do dia em que o sistema mais precisa, ou nos momentos em que seria necessário queimar os combustíveis mais caros.

A segunda forma de agregação de valor advém do fato de a usina heliotérmica com armazenamento térmico poder oferecer capacidade firme de atendimento à demanda máxima do sistema, dado um determinado grau de confiabilidade, o que substitui o investimento em novas usinas. A terceira razão do armazenamento térmico agregar valor para o sistema é devido à possibilidade de fornecer serviços ancilares, como reserva girante e geração de energia reativa.

5.1 Estudos realizados

Uma análise do valor da energia solar no SIN foi feita por Gemignani *et al.* (2014). Nesse trabalho, foi usado o modelo NEWAVE para a simulação do sistema. Dessa forma, algumas limitações na modelagem da fonte solar foram encontradas, como: a representação determinística da geração solar e a duração mensal dos estágios de simulação. Essa última limitação fez com que não fosse possível modelar explicitamente as usinas heliotérmicas com armazenamento.

Nesse estudo, não foi especificado se as usinas solares modeladas eram fotovoltaicas ou heliotérmicas sem armazenamento. A metodologia consistiu em simular o SIN agregando uma grande quantidade de geração solar ao sistema (1 % e 3 % da carga total, dependendo do cenário). Nos resultados do trabalho, observou-se vantagens como redução nos custos marginais de operação (CMO) médios e risco de déficit. No caso dos custos evitados, constatou-se que os benefícios provenientes da energia solar eram, com maior probabilidade, menores do que o seu custo de investimento. Ressaltou-se, porém, que as simulações não capturavam todas as características das fontes e, portanto, o valor da energia solar pode ser maior do que o observado no estudo. Outra ressalva apontada nesse trabalho foi a de que as simulações foram efetuadas sobre o sistema exatamente como planejado para o horizonte de dez anos. Assim, não se considerou o benefício proveniente da possível postergação de investimento em outra fonte.

Em outros países, vários estudos foram feitos com o objetivo de avaliar o impacto de usinas heliotérmicas nos sistemas elétricos e os seus benefícios econômicos. A maioria desses estudos são relatórios técnicos elaborados pelo NREL e se baseiam nos sistemas elétricos de regiões centrais e ocidentais dos Estados

Unidos (DENHOLM & HUMMON, 2012, DENHOLM *et al.*, 2013b, 2013a, JORGENSON *et al.*, 2013, 2014).

Diferentes metodologias foram usadas nesses estudos. O relatório *Utility-Scale Solar 2013: An Empirical Analysis of Project Cost, Performance, and Pricing Trends in the United States* (CSP ALLIANCE, 2014) faz uma análise desses trabalhos e compara os resultados. Segundo o referido relatório, as metodologias usadas podem ser classificadas em alguns tipos principais. O primeiro tipo consiste em simular a operação da planta representando com bastante detalhe as características operacionais e os seus processos físicos. O despacho da usina é decidido a partir de preços de energia pré-determinados que são fornecidos como dados de entrada ao modelo. Para isso, em geral, os preços usados são baseados no histórico recente. Uma desvantagem da metodologia é que, caso se deseje avaliar o comportamento do sistema considerando alterações das características do parque gerador esperadas para o futuro, por exemplo, por maior participação de fontes intermitentes, os preços passados podem não ser uma boa representação dos preços futuros.

Outra metodologia descrita no relatório consiste em representar a usina através do uso de um modelo de despacho econômico que otimiza a operação de todo o parque gerador e considera as interações da usina que se deseja avaliar com o sistema. O preço da energia a cada momento é definido pelo modelo a partir do custo marginal de operação. O benefício da usina é determinado pela redução do custo de operação total do sistema advindo da inclusão da usina no sistema. Essa é a metodologia usada no presente estudo, pois é a que melhor captura os benefícios do armazenamento térmico integrado ao sistema elétrico.

Essas duas metodologias avaliam o benefício trazido pela energia gerada pela usina. Uma terceira metodologia consiste em avaliar o valor da capacidade ou potência da usina. Para isso, considera-se que, além dos benefícios proporcionados em termos da redução do consumo de combustível e, conseqüentemente, dos custos de operação, há também o fato de que as usinas heliotérmicas podem garantir capacidade de geração nos horários de maior demanda. A instalação de usinas heliotérmicas pode, portanto, evitar a construção de novas usinas termelétricas para garantir o atendimento à demanda máxima.

Considerando estudos cujo escopo não esteja nos sistemas elétricos dos Estados Unidos, Brand *et al* (2012) analisaram o valor do armazenamento de usinas

heliotérmicas nos sistemas de dois países do norte da África: Argélia e Marrocos. Eles concluíram que valor da despachabilidade existe nos dois casos, porém pode não ser elevado o suficiente para garantir a competitividade da fonte frente a outras fontes renováveis, dados os custos de investimento atuais. Outra conclusão é a de que o papel das usinas HLT será mais importante na Argélia do que em Marrocos, pois o sistema elétrico argelino é baseado no gás natural (em Marrocos, é baseado no carvão, mais barato) e há uma meta de 40 % de participação de fonte solar. Na medida em que a penetração de fotovoltaicas aumentar, a despachabilidade da heliotérmica será mais importante para complementar a geração no período noturno.

Outro estudo, porém não relacionado diretamente com usinas heliotérmicas, foi elaborado por Hirth (2013). Nesse estudo, é feita uma análise do valor das energias intermitentes em comparação com o valor da geração de base, que é definido pelo preço médio em todas as horas do período analisado. Para fontes intermitentes, o valor é definido pela média do preço da energia em todos os momentos em que a energia é gerada. Ele afirma que o valor relativo da energia de fonte intermitente (“fator de valor”) diminui à medida que a penetração relativa da fonte aumenta no sistema. No caso de eólicas, com o aumento da participação da fonte para até 30 % de penetração, o fator de valor passa de 110 % para a faixa de 50 % a 80 % do valor médio. Nesse trabalho, Hirth limitou-se a analisar usinas eólicas e fotovoltaicas, não considerando as usinas heliotérmicas. Além disso, nas simulações realizadas não foi incluído o armazenamento dos reservatórios das usinas hidroelétricas, o que poderia aumentar o “fator de valor” das fontes intermitentes.

A análise do impacto da inserção em larga escala de usinas heliotérmicas no Brasil em um horizonte de longo prazo é feita em (MALAGUETA *et al.*, 2013, 2014). Para essa análise, foi usado o modelo de expansão MESSAGE com adaptações para representar algumas características da sazonalidade da geração²⁵. Nesse trabalho, observa-se que, aos custos estimados, a inserção de usinas heliotérmicas não é economicamente viável no Brasil, tanto que nas simulações realizadas, não ocorre a entrada em operação de usinas heliotérmicas no sistema. É proposta, então, a realização de leilões de energia específicos para a contratação de energia solar. Nesse caso, as usinas heliotérmicas substituiriam a expansão de plantas a gás natural e hidrelétricas.

²⁵ Nesse estudo, para representar as variações ao longo do ano, o ano é dividido em quatro trimestres. Para as variações diárias, o dia é dividido em cinco períodos.

5.2 Metodologia

A metodologia aplicada neste trabalho consiste em simular o Sistema Interligado Nacional (SIN) por meio de um modelo de despacho econômico e obter os custos de operação associados. A partir daí, são feitas simulações adicionais com a inclusão de usinas heliotérmicas típicas com diferentes valores de capacidade de armazenamento térmico e múltiplo solar, avaliando-se seu impacto em termos de custos evitados para o sistema.

Nas simulações e análises, foram considerados vários fatores e restrições, tais como: a geração evitada de outras fontes, as restrições operativas do sistema e da própria planta heliotérmica, a variabilidade da demanda, a variabilidade da geração das fontes não-despacháveis e a postergação de investimentos em capacidade. Dessa forma, foi estimado o valor que as usinas heliotérmicas podem agregar ao sistema elétrico brasileiro, considerando energia e potência disponibilizadas.

Adicionalmente, como referência, foi simulada uma usina totalmente inflexível (geração constante ao longo do tempo), avaliando-se também os custos que essa usina evita que sejam incorridos ao sistema. Assim, foi obtida uma referência de custos evitados médios considerando a mesma geração em todas as horas do ano.

5.2.1 Avaliação do valor da energia

Para estimar o valor proveniente da energia fornecida pelas usinas, por MWh, é aplicada a seguinte fórmula:

$$V_E = \frac{\sum_{i=1}^n CE_i}{\sum_{i=1}^n G_i} \quad (4)$$

Onde:

CE_i : Custo de operação evitado (diferença de custo entre a simulação com e sem a usina) no período i ;

G_i : Energia gerada no período i ;

n : Número de períodos;

V_E : Valor da energia gerada, em MWh;

A fórmula (4) consiste em dividir o benefício energético – definido como o custo evitado de operação do sistema – resultante da adição ao sistema da usina avaliada pela energia gerada por ela, de forma a obter o valor em R\$/MWh.

Uma forma alternativa para calcular o custo de operação evitado é considerando o preço da energia em cada período multiplicado pelo montante de geração da usina.

$$V_E = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \times G_i}{\sum_{i=1}^n G_i} \quad (5)$$

Onde:

P_i : Preço da energia, definido como o custo marginal de operação, no período i ;

5.2.2 Avaliação do valor da capacidade

No caso da estimativa do valor proveniente da capacidade, há diferentes maneiras de proceder essa avaliação²⁶. Uma das formas mais robustas é através da metodologia ELCC (*Effective Load Carrying Capability*). O ELCC é definido como o montante em que a carga do sistema pode aumentar – ao adicionar uma usina – de forma que sejam mantidos os mesmos níveis de confiabilidade que havia antes do aumento de carga e da adição da usina, sendo a confiabilidade analisada em termos de probabilidade e de valor esperado de não atendimento energético²⁷. Outra forma de calcular o crédito de capacidade através do ELCC é igualando o LOLE estimado do sistema com a adição da planta a ser avaliada com o LOLE com um gerador convencional termelétrico (MADAENI *et al.*, 2011). Ou seja:

²⁶ Um resumo das principais metodologias e estudos realizados para avaliação de crédito de capacidade na América do Norte pode ser encontrado em (CSP ALLIANCE, 2014).

²⁷ Respectivamente, *Loss of Load Probability* (LOLP) e *Loss of Load Expectation* (LOLE).

$$LOLE_{HLT} = LOLE_{GC} \quad (6)$$

Sendo:

$$LOLE_{HLT} = \sum_{i=1}^T P(G_i + H_i \leq D_i) \quad (7)$$

$$LOLE_{GC} = \sum_{i=1}^T P(G_i + X_i \leq D_i) \quad (8)$$

Onde:

$LOLE_{HLT}$ é o valor esperado de não atendimento à carga com inclusão de usina heliotérmica;

$LOLE_{GC}$ é o valor esperado de não atendimento à carga com inclusão de gerador convencional;

D_i é a demanda do sistema na hora i ;

H_i é a geração da usina heliotérmica na hora i ;

X_i é a capacidade do gerador convencional na hora i ;

T é o total de horas analisadas; e

P denota probabilidade.

Dessa forma, quando a condição (6) for válida, compara-se o valores adicionados para a geração convencional e para a heliotérmica. Em um exemplo numérico, para a avaliação de uma heliotérmica de 100 MW, verifica-se que o LOLE do sistema com a adição dessa usina é igual ao LOLE do sistema com adição de uma termelétrica convencional de 45 MW. Portanto, o crédito de capacidade da planta heliotérmica será 45 MW ou 45 %.

Como desvantagens dessa metodologia, cita-se a necessidade de informações muito detalhadas acerca dos índices de confiabilidade de todos os geradores do sistema e – no caso de heliotérmicas – muitos anos de dados meteorológicos, além de ser um processo computacionalmente intensivo.

Outra forma de avaliar o crédito de capacidade, mais simples e usada em estudos com escopo semelhante ao desta dissertação (DENHOLM *et al.*, 2013b), é através da aproximação a partir da produção estimada nas horas mais críticas do ano.

Essas horas mais críticas podem ser definidas como as com maior demanda bruta, maior demanda líquida²⁸ ou maior preço de energia (equivalente ao custo marginal de operação). Trata-se, então, de verificar, nos resultados das simulações, o fator de capacidade esperado da usina nas horas críticas. Esse valor corresponde ao crédito de capacidade da usina em termos percentuais (MADAENI *et al.*, 2011). Por exemplo: uma usina de 250 MW de capacidade instalada, cujo fator de capacidade esperado nas horas mais críticas seja 40 %, tem o valor de capacidade definido como 100 MW, ou 40 % de 250 MW.

Destaca-se que, para a aplicação dessa metodologia, a definição da quantidade de horas a serem consideradas críticas é relevante. Em geral, usam-se os valores de 10 horas, 88 horas (1 % do ano) ou 876 horas (10 % do ano). Em estudo realizado por Madaeni *et al.* (2011), após análise comparativa dos resultados, verificou-se que, no caso de estudos para usinas heliotérmicas, a opção mais consistente com a metodologia ELCC²⁹ foi a que considera as dez horas mais críticas. Tendo em vista esses resultados, neste estudo serão consideradas as dez horas de maior demanda líquida (subtraída a geração de usinas eólicas) no ano.

O crédito de capacidade, em termos percentuais, é multiplicado por um valor de referência que reflete o custo de uma planta totalmente disponível, em R\$/kW/ano. Então, para transformar o valor de capacidade, dado em R\$/kW anuais, em valor por unidade de geração (R\$/MWh), divide-se esse valor pela energia produzida pela usina no ano (DENHOLM *et al.*, 2013a).

5.3 Descrição do modelo Plexos

O modelo de otimização escolhido para realizar as simulações deste trabalho foi o PLEXOS® *Integrated Energy Model*³⁰. O *Plexos* é um modelo desenvolvido pela empresa Energy Exemplar, sediada na cidade de Adelaide, na Austrália. Estudos usando esse modelo já foram efetuados em diversos países, como Irlanda (CLANCY *et al.*, 2010), Austrália, Estados Unidos, Chile, (ENERGY EXEMPLAR, 2014c), totalizando 39 países em 2014 (ENERGY EXEMPLAR, 2014a).

²⁸ Demanda líquida é a demanda bruta subtraída da geração não controlável, como as provenientes de usinas eólicas e fotovoltaicas.

²⁹ Ou seja, assume-se a metodologia ELCC como padrão.

³⁰ Para simplificação, no restante do texto, será chamado apenas de *Plexos*.

Esse programa é, normalmente, licenciado mediante pagamento, porém o seu desenvolvedor fornece licenças de uso com propósito acadêmico. A versão utilizada neste estudo foi PLEXOS 7.1 R01 x64 Edition. O otimizador (*solver*) usado foi o Mosek versão 7.0.0.133 (MOSEK APS, 2014), cuja licença foi fornecida junto com o Plexos. Apenas as funcionalidades de programação linear estavam disponíveis na licença acadêmica disponibilizada. Por esse motivo, não foi possível resolver problemas de programação inteira.

O Plexos é estruturado em quatro diferentes módulos de simulação:

- LT (*Long Term*): Simulação com horizonte de longo prazo, para auxílio no planejamento da expansão. O objetivo é minimizar os custos de operação e de investimento em novas instalações;
- PASA (*Projected Assessment of System Adequacy*): Com objetivo de definir o cronograma ótimo das manutenções preventivas;
- MT (*Medium Term*): Com horizonte de médio prazo. O objetivo é definir a operação que minimize os custos totais, considerando as restrições temporais ao longo do ano; e
- ST (*Short Term*): Com horizonte de curto prazo, recebe as informações provenientes da simulação MT, como o valor da água, e realiza a simulação cronológica, considerando restrições mais detalhadas da operação do sistema.

Para os alcançar os objetivos deste trabalho, foram usadas as simulações de médio e curto prazo (MT e ST). O aproveitamento ótimo da água nos reservatórios de acumulação do SIN será dado pela simulação MT. Nessa etapa da simulação, são feitas algumas simplificações. A curva de carga, por exemplo, é representada por patamares de carga. Dessa forma, eventuais restrições temporais dentro do mês não são representadas.

A política operativa proveniente da simulação MT é repassada para a simulação de curto prazo (ST), através do valor da água ou através de metas de nível de armazenamento, com penalidades no caso de não atingimento da meta. A simulação de curto prazo é feita com discretização horária e, assim, é possível captar os benefícios decorrentes do armazenamento térmico das usinas heliotérmicas.

Entre as restrições de curto prazo consideradas na simulação ST, destacam-se: a variação máxima de potência por hora das usinas termelétricas, as variações entre as horas na geração das usinas eólicas, o nível mínimo de geração

(inflexibilidade operativa), as máximas variações de defluência das usinas hidrelétricas e o tempo de viagem da água entre os reservatórios.

O Plexos trabalha com Objetos (*Objects*), Relacionamentos (*Memberships*) e Propriedades (*Properties*). Cada elemento do sistema é um Objeto e suas características são dadas pelas Propriedades. Os Relacionamentos ligam os objetos de forma a criar o sistema completo. Por exemplo, uma usina hidrelétrica é representada por um Objeto [Gerador], que se relaciona com um Objeto [Reservatório de montante] e um objeto [Canal] que representa o canal de vertimento para o próximo reservatório. A potência nominal da usina, as vazões afluentes e o volume do reservatório são Propriedades desses Objetos.

5.4 Representação do SIN

O Sistema Interligado Nacional é um dos maiores sistemas elétricos do mundo, tanto em capacidade instalada quanto em abrangência territorial. Por esse motivo, sua representação dentro de um modelo de despacho econômico requer a obtenção e a adaptação de muitas informações, ao mesmo tempo em que várias simplificações devem ser feitas. Soma-se a isso, a predominância de hidrelétricas na matriz elétrica brasileira, o que cria uma dependência temporal entre o custo de operação do presente e dos próximos meses ou anos, além de tornar mais complexo o problema de otimização da operação. Apesar de todas essas dificuldades, esta é uma etapa essencial para alcançar os objetivos desta dissertação, visto que o valor do armazenamento da energia heliotérmica dependerá da configuração do sistema em que ela será inserida.

Portanto, nesta seção serão descritos os procedimentos adotados para representar o SIN no modelo Plexos.

5.4.1 Trabalhos anteriores de representação do SIN através do Plexos

O uso do Plexos para estudo do sistema brasileiro foi feito anteriormente por Miguel de Azevedo (DE AZEVEDO, 2012, DE AZEVEDO *et al.*, 2012). O objetivo principal desse estudo era a avaliação dos serviços ancilares. Para isso, foram feitas diversas simplificações na representação do sistema brasileiro. A principal simplificação foi representar apenas as regiões Nordeste e Norte do Brasil. Além disso, cada usina hidrelétrica foi modelada de forma independente, sem considerar o cascadeamento entre as usinas. Ou seja, não foi considerado o fato de que quando

uma usina a montante gera energia (ou verte água), a água que passa pela casa de máquinas (ou pelo canal de vertimento) irá para o reservatório da usina a jusante. Essas simplificações foram justificadas pela falta de dados públicos disponíveis sobre o sistema. Também por falta de dados, não foi representada a estocasticidade das vazões afluentes aos reservatórios. Estimou-se a vazão afluente a cada reservatório a partir do histórico de geração de cada hidrelétrica.

O autor desse estudo ressaltou a complexidade de representar o sistema elétrico brasileiro. Essa complexidade é explicada tanto pela grande quantidade de elementos no sistema quanto pelo número de opções de detalhamento existente no Plexos.

5.4.2 Dados básicos

No presente estudo, para representar o SIN usou-se, como principal fonte de dados o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDEE) 2022 (MME & EPE, 2013). O PDEE é um dos principais instrumentos de planejamento energético do país, abrangendo a previsão de demanda, o setor de petróleo e biocombustíveis, eficiência energética, impactos socioambientais e a geração e transmissão de energia elétrica. Uma nova edição é elaborada anualmente pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e pelo Ministério de Minas e Energia (MME). A partir do plano é possível verificar as expansões de capacidade de geração e de transmissão previstas nos dez anos de horizonte de análise.

A configuração do SIN esperada para 2022, o último ano de análise do PDEE, foi simulada no Plexos. Esse ano foi escolhido por ser o último do horizonte de planejamento, sendo, teoricamente, o mais representativo da configuração do SIN quando da instalação de heliotérmicas no Brasil.

Para as simulações, foram obtidas as características técnicas do parque gerador planejado. A maioria dessas informações está disponível no sítio da EPE na Internet (EPE, 2014b), pois a EPE disponibiliza os arquivos de entrada com os dados para simulações, no modelo NEWAVE, da configuração planejada no horizonte decenal.

A partir dos dados que constam nesses arquivos, procedeu-se a adaptação das informações para uso no Plexos. Entre as informações retiradas desses arquivos, pode-se citar: potência instalada e fator de capacidade máximo de usinas hidrelétricas

e termelétricas; demanda de energia por mês; produtividade específica das usinas hidrelétricas; perdas hidráulicas; altura de queda; volume dos reservatórios; perdas por evaporação; restrições de defluência mínima; histórico de vazões; custo variável unitário³¹ (CVU) das usinas termelétricas; capacidade do sistema de transmissão entre subsistemas; altura média dos canais de fuga; ordem das usinas hidrelétricas ao longo dos rios (cascata); taxa esperada de indisponibilidade programada e forçada de usinas hidrelétricas e termelétricas; inflexibilidade de usinas termelétricas.

Além das informações disponíveis nos arquivos usados no NEWAVE, algumas características e restrições extras foram incluídas no modelo. Essas informações não estão indicadas nos arquivos do PDEE, pois pelas características da simulação do NEWAVE, não são representadas. Entre essas informações, destacam-se as seguintes:

- **Restrições de defluência máxima:** Em algumas usinas, a prática de defluências muito elevadas pode aumentar demasiadamente o nível d'água à jusante e levar a alagamentos. Há, portanto, limite máximo na defluência dessas usinas. Os limites praticados foram obtidos do Inventário das Restrições Hidráulicas (ONS, 2014c). Essas restrições, tais como as restrições de defluência mínima, foram representadas como restrições com penalidade no caso de não-atendimento.
- **Restrições de máxima variação de defluência** — A variação brusca da vazão defluente pode causar acidentes e danificar as margens do rio. Essas restrições também foram obtidas do Inventário das Restrições Hidráulicas e foram modeladas indiretamente, como máxima alteração de potência das usinas hidrelétricas.
- **Tempo de viagem da água entre os reservatórios** — A água liberada por uma usina – seja por vertimento ou passando pela turbina para gerar energia – em muitos casos, leva mais de uma hora para chegar ao próximo reservatório. Para melhor representar a disponibilidade de recursos a cada hora, é importante representar esse atraso nas simulações.
- **Máxima alteração de potência das usinas termelétricas** — Nas usinas termelétricas, dependendo da característica e da tecnologia, há limitações na capacidade de variação da potência fornecida – seja aumentando ou

³¹ CVU é uma característica das usinas termelétricas e é declarado pelo agente proprietário da usina. É o custo variável da geração de 1 MWh.

diminuindo a potência – em determinado intervalo de tempo. Por exemplo, usinas a carvão levam mais tempo para alterar a potência do que usinas com motores de combustão interna. Informações sobre essa característica são importantes para programar o atendimento às variações de demanda e às variações de geração de usinas eólicas ao longo do dia. A Tabela 6 indica as restrições adotadas para as usinas simuladas. Esses valores foram baseados em (IEA, 2013, p.129).

- **Tempo de partida de usinas termelétricas** — Esta informação refere-se ao tempo necessário para a usina atingir seu valor mínimo de geração estável, a partir do momento em que é chamada a gerar. A Tabela 6 detalha essas informações por tecnologia.
- **Perfil de carga** — Obteve-se dados históricos do consumo verificado hora a hora no ano de 2012 no SIN (ONS, 2014b). A partir dessa informação, desagregou-se o consumo entre os subsistemas, mantendo a proporção que cada subsistema tem sobre a carga total, segundo o PDEE. A quantidade total de energia por ano e por subsistema, segundo o PDEE foi informada ao modelo Plexos, que possui um algoritmo para elaborar uma nova curva de carga baseada nessas informações.

Tabela 6: Restrições de rampa e tempo de partida para diferentes tecnologias termelétricas. Fonte: adaptado de (IEA, 2013, p.129).

Tecnologia	Rampa (%/min)	Tempo de partida* (min)
Óleo (motor combustão)	55	30
Óleo (CCGT)	3,4	90
Óleo (OCGT)	18,5	30
Óleo (usina a vapor)	3,8	150
Diesel (motor combustão)	55	30
Diesel (OCGT)	18,5	30
Nuclear	0,3	2880
Carvão	2,3	360
Biomassa	3,8	180
Gás Natural (usina a vapor)	3,8	180
Gás Natural (motores)	55	20
Gás Natural (CCGT)	3,4	90
Gás Natural (OCGT)	18,5	30

* Tempo necessário para a usina estar no valor mínimo operativo após a partida da máquina.

O modelo NEWAVE separa as usinas hidrelétricas em duas categorias: fio d'água e com reservatório. São consideradas fio d'água as usinas cujo reservatório não permita armazenar energia suficiente para a geração por, pelo menos, um mês. Por não serem necessárias para as simulações, já que os estágios de simulação são mensais, os dados de entrada do Plano Decenal não possuem informações sobre o volume útil das usinas classificadas como "fio d'água". Porém, na simulação de curto prazo do Plexos, torna-se mais interessante considerar essa capacidade de armazenamento. Assim, de modo a melhorar a representação no Plexos, usou-se informações mais detalhadas sobre o volume útil de algumas usinas mais relevantes para o sistema, como Itaipu. Essas informações foram obtidas em documento emitido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2001)

5.4.3 Recursos hídricos

É importante que as vazões naturais afluentes aos reservatórios sejam representadas da forma mais acurada possível, pois sendo o SIN um sistema predominantemente hidrelétrico, a disponibilidade de recursos hídricos, associada a sua probabilidade tornam-se fatores-chave na operação do sistema. Como base para

o cálculo dessa disponibilidade foram usadas as informações de vazões históricas disponíveis nos arquivos do PDEE 2022. Porém, esses dados não podem ser usados diretamente no Plexos, pois correspondem à vazão natural no posto de medição, ou seja, àquela que ocorreria se não houvesse intervenção humana na bacia. O Plexos, entretanto, trabalha com vazões incrementais, sendo necessário, então, calcular e adaptar os dados para a representá-los dessa maneira, ou seja, como a vazão adicional entre o reservatório a montante e aquele a jusante. Tornou-se necessário, portanto, proceder as adaptações, considerando as usinas presentes no estudo e a ordem em que elas estão localizadas ao longo dos rios.

Para simplificar a representação e tornar o problema de otimização viável computacionalmente, o Plexos possui um algoritmo para agregar as amostras mais semelhantes, de modo a construir uma árvore de cenários reduzida, embora representativa (VALDEBENITO, 2014, p.5). Dessa forma, das 82 amostras correspondentes aos 82 anos de histórico de vazões (de 1931 a 2012), foram obtidas árvores reduzidas com apenas oito cenários hidrológicos.

Em muitos reservatórios, a vazão disponível é menor do que a vazão natural devido aos usos consuntivos da água. Entre esses usos, estão irrigação, abastecimento de cidades e dessedentação de animais. Em outros casos, necessita-se manter uma vazão remanescente num trecho da calha original do rio, de forma que essa água não passa pelas turbinas e não é usada para gerar energia elétrica, mas chega ao reservatório à jusante da usina. Esses dois tipos de restrições foram representados dentro do modelo.

Outro fenômeno físico representado foram as perdas decorrentes da evaporação nos reservatórios. Essa perda é proporcional à área do lago e a área é função do nível de armazenamento a cada momento. No Plexos, as perdas podem ser representadas apenas por um percentual do volume armazenado. Foi calculado, então, o valor médio das perdas percentuais de alguns estados de armazenamento. Outras restrições hídricas consideradas são as vazões defluentes mínimas e máximas por usina.

Como se pode observar, há várias restrições quanto ao uso dos recursos hídricos. Em alguns momentos, principalmente nos cenários mais “secos”³², pode não ser possível atender a todas essas restrições. Para não causar inviabilidade no

³² Baixa vazão natural afluente.

problema de otimização, foram estabelecidos valores de penalidades, de forma que seja possível, quando necessário, violar essas restrições.

5.4.4 Subsistemas e interligações

Embora seja possível detalhar a rede elétrica, no Plexos, até por barramento elétrico, optou-se por manter a agregação em subsistemas conforme representação usada no PDEE. A justificativa para isso é que um maior nível de detalhamento demandaria mais dados sobre a demanda em cada barra e sobre as características de reatância das linhas de transmissão. Essas informações, embora melhorem a representação do sistema, não trazem vantagem significativa para os objetivos deste trabalho, além de poderem tornar o problema computacional significativamente mais complexo. Dessa forma, foram usados os valores de demanda de energia por subsistema presentes no PDEE, conforme descrito no item 5.4.2.

Em alguns dos subsistemas do Plano Decenal, não há demanda de energia elétrica associada, pois esses subsistemas são representados separadamente apenas com o intuito de ser criado um novo reservatório equivalente no NEWAVE. Como citado no Capítulo 3, o NEWAVE representa de forma agregada, como um reservatório equivalente, todas as usinas de um mesmo subsistema. Caso a usina de Belo Monte fosse representada como parte integrante do subsistema Norte, sua característica sazonal de geração – com muita disponibilidade hídrica no primeiro semestre do ano e poucas unidades em operação no segundo semestre – seria, em parte, perdida. Por esse motivo, os subsistemas Paraná, Belo Monte e Tapajós são representados como separadamente com limites de interligação suficiente para transferir toda a energia gerada.

No Plexos, todas as usinas são simuladas de forma individualizada. Não se faz necessário, portanto, representar esses subsistemas que não possuem demanda associada. Cada subsistema com demanda de energia do NEWAVE foi representado por uma Região no Plexos, sendo que cada Região pode ter um ou mais Nós. A Figura 9 mostra a representação esquemática usada nas simulações.

As restrições de capacidade de intercâmbio entre os Nós foram as mesmas usadas no PDEE. Foram representadas, inclusive, as restrições elétricas que envolvem mais de uma interligação, como por exemplo, capacidade de exportação do Nordeste (restrição que considera, conjuntamente, as conexões Sudeste–Nordeste e Imperatriz–Nordeste) (MME & EPE, 2013, p.132).

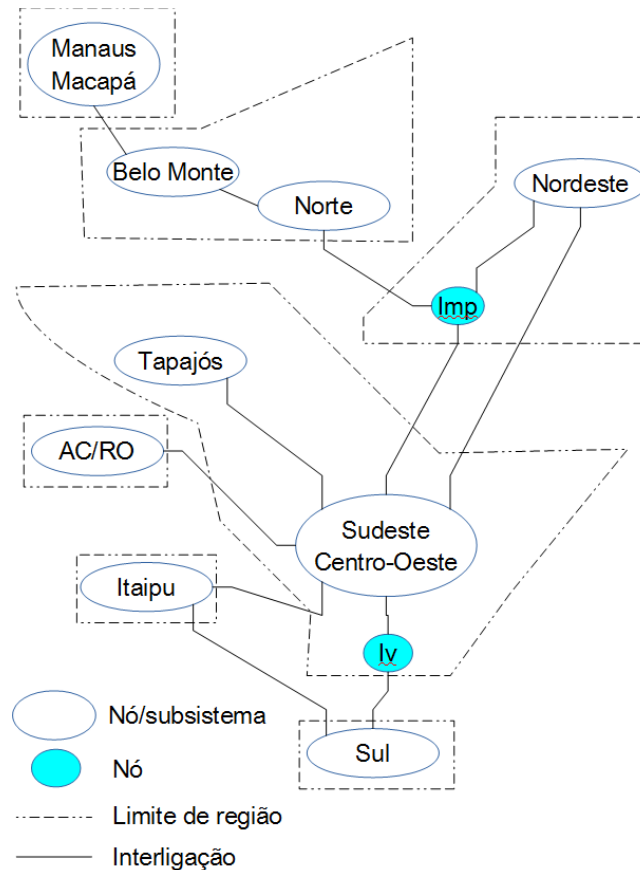


Figura 9: Representação esquemática das regiões e nós do SIN. Fonte: adaptado de (MME & EPE, 2013)

5.4.5 Dados de geração eólica

No PDEE, é indicada a capacidade instalada de usinas eólicas ao longo do horizonte de planejamento. Entretanto, no modelo NEWAVE, não é possível representar as variações de curto prazo na produção dessas usinas, de modo que há apenas informações sobre a expectativa de produção mensal. Para o presente estudo, o detalhamento horário é importante e, portanto, foi necessário buscar dados complementares.

Idealmente, seria representado, no Plexos, cada um dos parques eólicos existentes e futuros de forma individual. Isso, porém, não é prático de se fazer, pois seria necessário obter informações de geração ou de velocidade de vento para todos os parques e, além disso, essas informações deveriam estar sincronizadas. A alternativa encontrada foi fazer uma representação típica por região. As diferentes partes do Brasil, com variadas características de vento, foram reduzidas a cinco sub-regiões representativas: Sudeste, Sul, Bahia, Pernambuco e Rio Grande do Norte, sendo as três últimas conectadas eletricamente à Região Nordeste.

Há poucos dados de histórico de vento disponíveis no Brasil. As informações mais abrangentes são as do Projeto Sonda (Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais) (INPE, 2014). A base de dados do Projeto Sonda inclui medições de velocidade de vento em aeroportos de várias regiões do Brasil à altura de 10, 25 ou 50 m. A partir desses dados, é possível aplicar metodologias para estimar a velocidade do vento a maiores alturas, compatíveis com a geração de energia elétrica. Então, foram criadas séries de vento com período de um ano para as sub-regiões Sudeste, Sul, Pernambuco e Rio Grande do Norte e esses valores convertidos para produção de energia elétrica.

A Portaria MME nº 29/2011 (MME, 2011) estabelece que os empreendimentos eólicos que vendem energia nos Leilões de Energia Nova (LEN) e Leilões de Reserva (LER) devem instalar estações de medição anemométrica e enviar as informações regularmente para a EPE. A EPE realiza estudos e disponibiliza informações de forma agregada, como na página do sistema AMA³³ (EPE, 2014a). Não é possível obter as informações individuais de cada estação de medição, pois elas pertencem ao seu proprietário e não podem ser divulgadas publicamente pela EPE. Porém, após pedido específico, obteve-se a perfil de geração agregado do conjunto de usinas instaladas no estado da Bahia (EPE, 2014d). Essas informações foram usadas para representar a sub-região da Bahia.

No total a capacidade instalada de usinas eólicas considerada nas simulações para o ano de 2022 foi 17.126 MW, com geração aproximada de 7.200 MWano.

Portanto, neste trabalho, a geração de energia eólica foi representada de forma determinística no Plexos. Caso houvesse mais dados disponíveis, haveria um ganho em representar essa geração de forma estocástica, pois seriam capturadas as incertezas e a necessidade de manter mais geração disponível para atender a variações não previstas na produção. Deve-se ressaltar, entretanto, que um problema que a representação estocástica pode acarretar é o aumento do tamanho do problema a ser resolvido pelo otimizador, necessitando, assim, de mais recursos computacionais.

³³ AMA – Acompanhamento de Medições Anemométricas, é um “aplicativo computacional desenvolvido pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE para registro das medições anemométricas e climatológicas fornecidas pelos parques eólicos vencedores dos leilões de compra de energia elétrica promovidos pelo Governo Federal através do Ministério de Minas e Energia” (EPE, 2014g).

5.4.6 Pequenas centrais hidrelétricas (PCH) e usinas a biomassa

As usinas a biomassa com CVU igual a zero e as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) não são despachadas centralizadamente pelo ONS. Não há informações detalhadas sobre essas usinas nos arquivos de entrada do NEWAVE usados no PDEE, pois assim como no caso das usinas eólicas, para essas usinas apenas a produção mensal agregada é considerada no modelo. Para uso no Plexos, devem ser estabelecidas, portanto, premissas sobre a geração hora a hora para essas usinas. Essas premissas foram diferentes no caso de biomassa e de PCH.

Em sua grande maioria, as usinas a biomassa com CVU nulo usam como combustível o bagaço de cana. Por causa disso, a geração de energia elétrica proveniente dessas usinas é maior no período da safra de cana-de-açúcar, que corresponde à época do ano com menor afluência de água aos reservatórios das hidrelétricas. Por isso, nas simulações deste estudo, considerou-se que as usinas a biomassa, nos meses em que estão gerando energia, o fazem à capacidade máxima, sem modular a produção de energia. Os meses com geração de usinas a biomassa estão indicados na Tabela 7, por região.

Tabela 7: Meses com geração de biomassa com CVU nulo, por região.

Mês	Região			
	Sudeste/ Centro-Oeste	Sul	Nordeste	Norte
janeiro			X	
fevereiro			X	
março			X	
abril			X	
maio	X	X	X	X
junho	X	X		X
julho	X	X		X
agosto	X	X		X
setembro	X	X		X
outubro	X	X		X
novembro	X	X	X	X
dezembro			X	

Já no caso das PCH, elas possuem a capacidade de modular a geração dentro de um curto horizonte de tempo, apesar de, em geral, não possuírem grandes reservatórios de regularização. Não estão disponíveis informações mais detalhadas sobre esse tipo de usina, que abrange plantas com características bem heterogêneas.

Dada a falta de informações, arbitrou-se como premissa que, a cada dia, metade da produção diária é gerada de forma constante e a outra metade da produção diária é gerada nos momentos de maior necessidade para o SIN, de acordo com a decisão operativa do modelo. A disponibilidade total diária a cada mês foi definida a partir da sazonalidade da região das PCH representadas.

5.5 Representação de usinas heliotérmicas no modelo

Para a representação das usinas heliotérmicas, usou-se como base o procedimento descrito por Denholm & Hummon (2012), com adaptações, conforme detalhado a seguir.

5.5.1 Conceito geral

A partir dos resultados obtidos em uma simulação realizada no *software System Advisor Model (SAM)*, considerando uma usina típica, sem armazenamento, obtém-se a produção de energia elétrica a cada hora do ano. O objetivo dessa simulação prévia é considerar toda a dinâmica e as perdas que ocorrem no processo de transformação da radiação solar em energia elétrica. No SAM, porém, não é possível simular a integração da usina com o sistema de modo a definir o despacho ótimo, sendo essa a função do modelo Plexos.

A produção determinada pelo SAM é repassada como dado de entrada para o Plexos, que determina o momento ideal de gerar essa energia, tendo em vista a necessidade do sistema e a capacidade de armazenamento do reservatório térmico. Essa energia térmica pode ser usada para geração imediata, armazenada para geração em um momento posterior ou uma combinação das duas possibilidades. No caso da energia ser enviada para o armazenamento, representa-se, no Plexos, uma perda de 7 % dessa energia referente às trocas de calor entre o óleo mineral e o sal fundido e às perdas térmicas do tanque de armazenamento.

A Figura 10 ilustra a modelagem básica de usinas heliotérmicas no Plexos, conforme descrito acima.

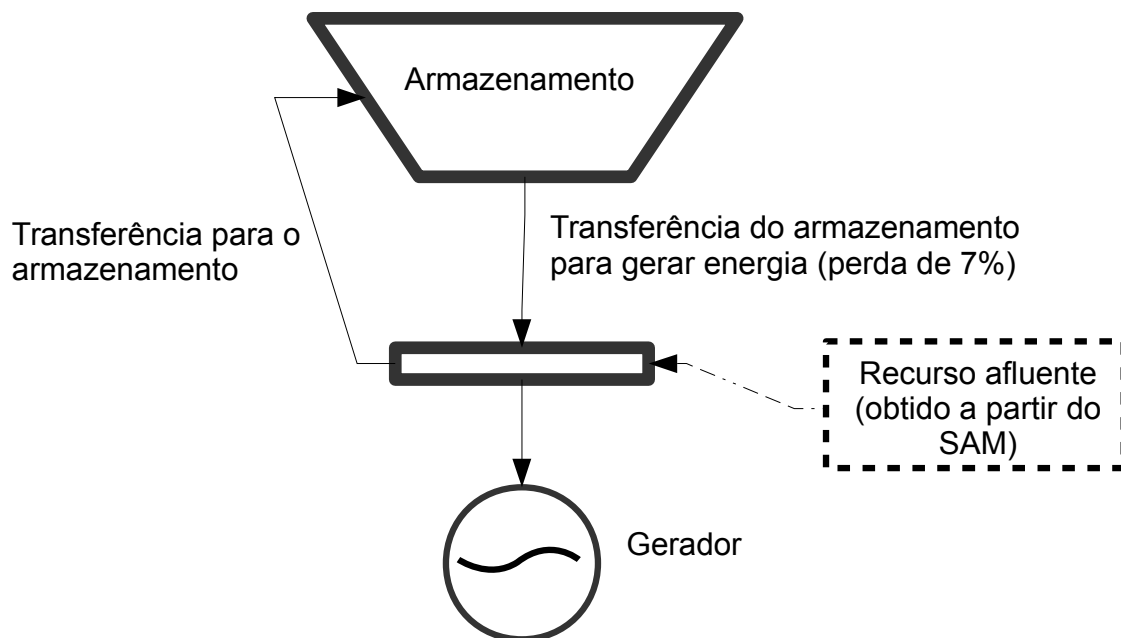


Figura 10: Representação esquemática de usina heliotérmica com armazenamento no Plexos.

Para representar as diferentes possibilidades de capacidade de armazenamento e múltiplo solar de uma planta heliotérmica, devem ser alterados os parâmetros da usina no Plexos. Para isso, usou-se como premissa que, independente dos parâmetros da usina, a quantidade de energia disponível anualmente será a mesma, para qualquer das usinas heliotérmicas analisadas e também para a geração de referência inflexível.

Para mudar o parâmetro de armazenamento, basta aumentar ou diminuir o volume do reservatório indicado na Figura 10. Para alterar o múltiplo solar, a princípio, bastaria alterar proporcionalmente os valores de recurso afluente que foram obtidos do SAM. Porém, considerando a premissa de manter constante a quantidade de energia disponibilizada, altera-se a potência nominal da usina. Por exemplo: caso a usina com múltiplo solar de 1,5 tenha capacidade nominal de 100 MW, para representar uma usina com múltiplo solar duas vezes maior, ou seja, igual a 3, diminui-se a potência pela metade: 50 MW.

Nessas simulações, ao considerar que o despacho da usina HLT será definido no processo de otimização, assume-se a premissa de que o operador independente, no caso o ONS, definiria o despacho, da mesma forma o faz que para hidrelétricas e termelétricas de maior porte, ou então que haveria uma sinalização de preços em tempo real que permitisse ao proprietário da usina maximizar tanto o seu lucro como os benefícios para o sistema.

5.5.2 Tecnologia simulada

As duas principais tecnologias heliotérmicas – torre solar e cilindro parabólico – têm perfis de geração diferentes, tanto ao longo do dia como ao longo do ano. Diferenças nas características técnicas dessas tecnologias como rastreamento em um ou dois eixos, temperatura de operação e perdas ópticas são as causas dessas diferenças. As usinas de torre solar tendem ter a produção mais constante ao longo do ano, enquanto as de cilindro parabólico diminuem a produção durante o inverno, devido à menor elevação do Sol nessa época do ano e seu rastreamento ser em apenas um eixo.

Jorgenson *et al.* (2013) analisaram como essas diferenças interferem no valor das usinas heliotérmicas. Foram comparadas duas usinas, uma de cada tecnologia, com a mesma produção anual esperada e concluiu-se que, mesmo existindo as desigualdades nos perfis de geração, a diferença de valor da energia, em termos de

US\$/MWh, é pequena. Por esse motivo, e porque essas diferenças tendem a ser menores em latitudes mais baixas, neste estudo foi avaliada apenas uma das tecnologias heliotérmicas: a cilindro parabólico.

5.5.3 Simulações com o modelo SAM

A irradiação normal direta (DNI) – em geral medida em kWh/m²/ano, kWh/m²/dia ou W/m² – é a quantidade de radiação solar por unidade de área vinda diretamente do Sol e recebida por uma superfície perpendicular à direção do Sol (3TIER, 2015). A DNI é o recurso bruto da usina heliotérmica e indica a quantidade de energia disponível para a conversão em eletricidade. Locais com valores mais altos de DNI médio anual têm maior potencial de produção de energia através de heliotérmicas.

Entretanto, a transformação da radiação solar em eletricidade não é um processo linear e depende de várias características da usina, tais como: a área dos espelhos, o sistema de rastreamento, as características do receptor, as propriedades do fluido de trabalho e a eficiência das bombas.

Por esse motivo, foi usado o modelo SAM³⁴ (NREL, 2014b). O SAM é um modelo de desempenho e financeiro para a área de energias renováveis. A partir das características da usina e dos dados de sua localização, o SAM calcula qual a produção de energia a cada hora.

Para este estudo, foi simulada, no modelo SAM, uma usina heliotérmica típica com a tecnologia cilindro parabólico. Dentre as localidades com dados de radiação disponíveis, optou-se pela que tem maior irradiação média anual que é Bom Jesus da Lapa, na Bahia. Conforme observou Burgi (2013), das localidades brasileiras com dados de radiação disponíveis no SAM, Bom Jesus da Lapa é a única com valor de irradiação normal direta (DNI) maior do que 2000 kWh/m² anuais.

Ressalta-se que, devido à baixa disponibilidade de recursos hídricos na região do interior do nordeste brasileiro, simulou-se a usina heliotérmica considerando a forma de resfriamento seco (SORIA, 2011, p.41).

O objetivo da simulação no SAM é obter a quantidade de recurso disponível para ser transformado em energia elétrica ou armazenado a cada momento e essa informação será inserida como dado de entrada no Plexos. Por isso, ao realizar as

³⁴ A versão do SAM usada foi a 2014.1.14.

simulações no SAM, retiraram-se restrições que podem impactar a forma como o despacho é decidido, como ponto de operação mínimo da turbina. Também não foi considerado o armazenamento térmico, pois este já está considerado no modelo de otimização. Para representar o consumo interno fixo da usina, inseriu-se uma carga constante ao longo do tempo na Região em que a usina está conectada (Nordeste).

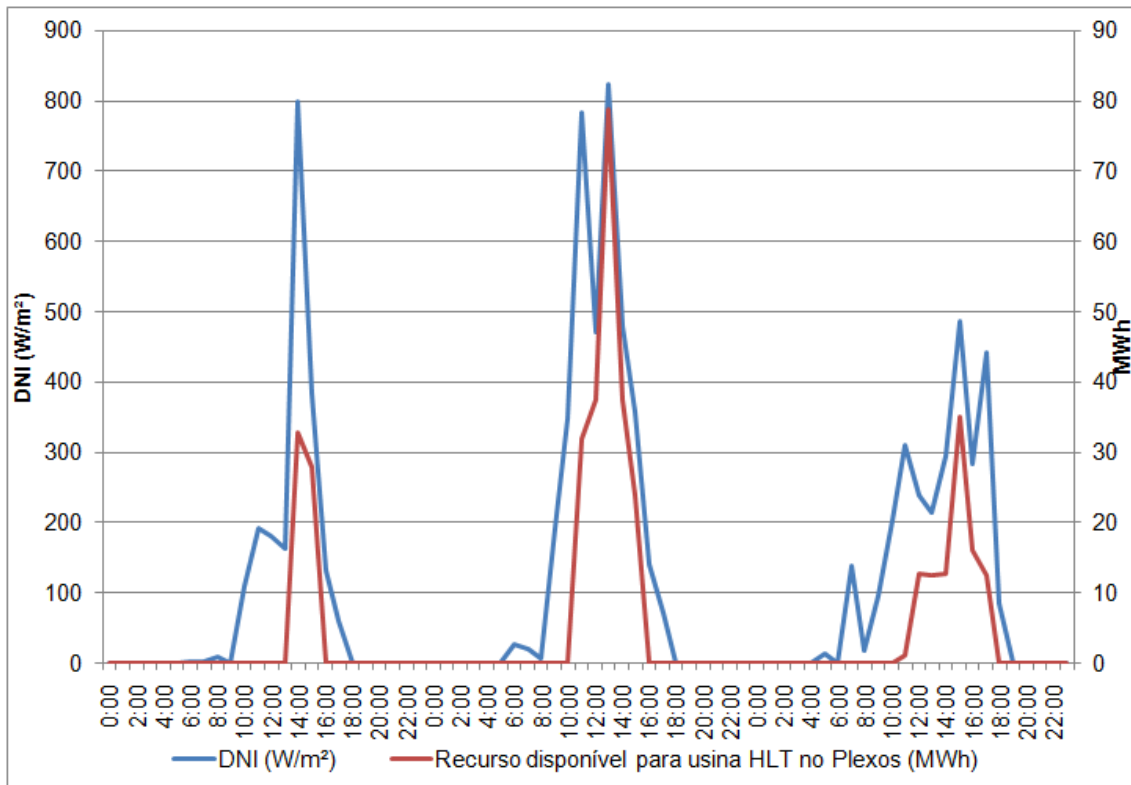


Figura 11: DNI e resultado da simulação do SAM.

Para efeito de comparação, a Figura 11 mostra, em três dias do ano, os dados de recurso bruto da usina heliotérmica – a radiação normal direta (DNI) – e os dados de saída do SAM, que se torna o recurso disponível no modelo Plexos para ser produzido instantaneamente ou armazenado. O consumo interno fixo da usina não está representado nessa figura.

6 Parâmetros e resultados

A seguir, serão apresentados alguns parâmetros gerais estabelecidos para a realização das simulações e, também, os resultados obtidos, considerando a metodologia descrita no capítulo anterior.

6.1 Árvore de cenários

Como citado no item 5.4.3, os cenários de vazão afluente são agregados de forma a simplificar e tornar computacionalmente viável o problema de otimização que será resolvido em seguida. Historicamente, a incerteza da vazão afluente é maior no período úmido do que no período seco, como é possível observar na Figura 12. Por esse motivo dividiu-se a árvore de cenários em oito estágios e separou-se os meses entre esses estágios de modo a representar com maior detalhamento os meses do período úmido do que os meses do período seco. A Tabela 8 mostra quais meses estão representados em cada estágio da árvore de cenários.

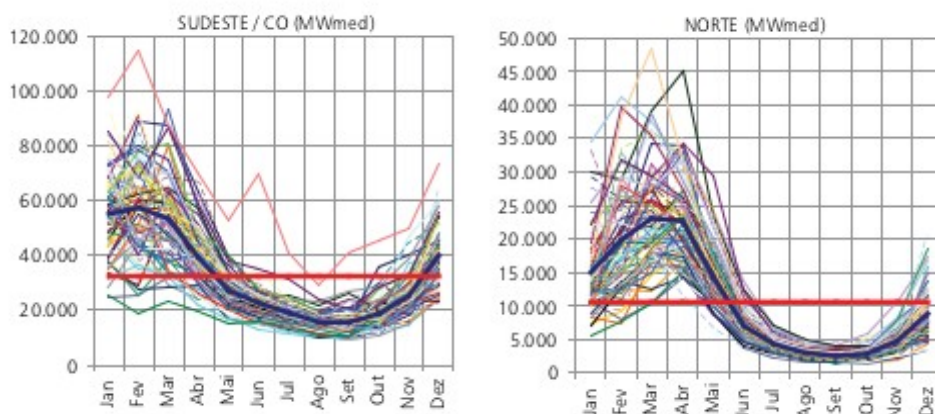


Figura 12: Energia natural afluente nos subsistemas SE/CO e Norte. Fonte: PDEE 2019 (MME & EPE, 2010, p.88)

Tabela 8: Detalhamento dos meses representados em cada estágio de amostragem das vazões.

Estágio	Meses representados
1	janeiro
2	fevereiro
3	março
4	abril e maio
5	junho, julho e agosto
6	setembro e outubro
7	novembro
8	dezembro

No total, os 82 anos do histórico de afluência, de 1931 a 2012, foram agregados em oito cenários hidrológicos. O Apêndice B – Árvore de cenários ilustra a árvore de cenários resultante.

6.2 Duração de etapas e número de patamares

Durante a simulação de médio prazo (MT), considerando a árvore de cenário descrita no item 6.1, a operação do sistema ao longo de um ano inteiro será otimizada. Para isso, o ano foi dividido em 53 semanas operativas, sendo cada semana dividida em seis patamares de carga.

Na simulação de curto prazo (ST), optou-se por utilizar o horizonte de um dia por etapa de otimização, com discretização horária. Dessa forma, um ano completo é simulado em 364 etapas de um dia. É simulado um dia a menos do que os 365 do ano porque, a cada etapa da simulação de curto prazo, se representa um dia à frente (*look-ahead*) para estabelecer as condições de contorno. Assim, não é possível simular o dia 31 de dezembro, pois não existem dados referentes ao dia 1º de janeiro do ano seguinte provenientes da simulação de médio prazo (MT).

6.3 Tempo de execução

O computador usado para a realização de todas as simulações descritas neste estudo foi um PC com processador AMD A6-3500, 2,1 GHz, com três núcleos e 6 GB de memória RAM.

Cada simulação de médio prazo (MT) foi executada em, aproximadamente, quarenta minutos. Já o tempo necessário para a execução de cada etapa das simulações de curto prazo (ST) é bastante variado, sendo que a maioria das etapas foi resolvida em mais de dois e menos de quatro minutos. No total, cada simulação de curto prazo completa foi realizada em intervalos entre dez e quinze horas.

6.4 Parâmetros das usinas simuladas

De forma a avaliar os benefícios proporcionados por diferentes configurações de usinas heliotérmicas, foram determinados parâmetros relativos ao múltiplo solar e à capacidade de armazenamento. Esses parâmetros estão indicados na Tabela 9. Cabe ressaltar que, devido à premissa, indicada no item 5.5.1, de manter a quantidade de energia anual disponível para a usina heliotérmica constante, os valores de potência são inversamente proporcionais aos valores de múltiplo solar.

Tabela 9: Parâmetros simulados das usinas heliotérmicas.

Múltiplo solar	Armazenamento (horas)	Potência (MW)
1,5	0	100
1,5	3	100
2	3	75
2,5	3	60
2,5	6	60
3	6	50
4	12	37,5

6.5 Resultados da simulação sem usina heliotérmica

A seguir, serão mostrados os principais resultados da simulação do sistema com a configuração indicada pelo PDEE (EPE, 2014b) para o ano de 2022. Na simulação de médio prazo (MT), os valores esperados médios anuais de custo marginal de operação (CMO), dado pela variável preço (*price*), em cada região se situam na faixa de 127 a 138 R\$/MWh, conforme detalhado por Região na Tabela 10. Nas simulações do NEWAVE realizadas pela EPE para o PDEE 2022, o CMO médio no ano de 2022 era 110 R\$/MWh, nos subsistemas SE/CO e S, e 107 R\$/MWh, nos subsistemas NE e N. Observa-se que, em termos de custo marginal de operação, os resultados encontrados na simulação de médio prazo do Plexos estão relativamente

próximos dos resultados do NEWAVE, mesmo considerando as inúmeras diferenças existentes entre os dois modelos.

Já no caso da simulação de curto prazo (ST), o custo de operação do sistema foi mais elevado. Esse fato demonstra que, em relação à simulação de médio prazo, houve um grande aumento no despacho de geração termelétrica. De modo geral, é esperado que o custo de operação da simulação de curto prazo seja maior do que o estimado na simulação de médio prazo, tendo em vista a representação mais detalhada e as restrições adicionais existentes. Porém, a proporção de aumento de custos encontrada – de 87 % – sugere que a decomposição do problema de médio prazo para o de curto prazo, feita pelo modelo Plexos, não está totalmente adequada às características do SIN e pode ser aprimorada.

Tabela 10: Valores esperados de CMO (dado pela variável "price") e custo de operação (em milhões de reais) por região do SIN. MT: otimização de médio prazo, ST: otimização de curto prazo.

Região	Preço médio MT (R\$/MWh)	Preço médio ST (R\$/MWh)	Custo de operação MT (milhões de reais)	Custo de operação ST (milhões de reais)
Acre	137,72	285,96	0,03	0,03
Itaipu	136,81	285,51	0,00	0,00
Manaus	128,64	264,12	114,19	361,84
Nordeste	126,94	257,08	1.324,34	2.865,14
Norte	127,15	257,95	621,71	811,66
Sudeste	137,36	284,10	4.181,76	7.519,48
Sul	137,06	285,62	1.278,21	2.507,08
Média SIN	134,93	278,30	7.520,23	14.065,22

Outro aspecto a ser observado nos resultados é que o CMO médio das regiões Norte, Nordeste e Manaus é menor do que das outras regiões. Isso indica que, em determinados momentos, há mais oferta de energia disponível a menores custos nessas regiões e, devido a restrições de capacidade de transmissão, parte da energia não é transmitida para a região Sudeste.

6.6 Valor das usinas heliotérmicas

Conforme já informado no Capítulo 5, o valor da energia heliotérmica advém de três fatores: a energia (por evitar incorrer custos com outra forma de geração), a capacidade (por evitar instalação de outra planta para garantir potência) e a prestação de serviços ancilares. Por falta de dados e recursos computacionais, neste estudo, não foram analisados os benefícios provenientes dos serviços ancilares. Os resultados referentes ao valor da energia serão analisados na seção 6.6.1, enquanto os de valor da capacidade serão analisados na seção 6.6.2.

6.6.1 Valor proveniente de energia

A Tabela 11 mostra um resumo dos resultados de valor da energia obtidos a partir das simulações realizadas no modelo Plexos e a metodologia descrita no item 5.2.1, equação (4).

Tabela 11: Resultados obtidos de valor de energia, com metodologia principal, para usinas heliotérmicas e para usina inflexível.

Usina	Múltiplo solar	Armazenamento (h)	Valor da energia (R\$/MWh)
Geração constante (inflexível)	—	—	246,08
HLT	1,5	0	227,09
HLT	1,5	3	169,95
HLT	2,0	3	318,45
HLT	2,5	3	155,29
HLT	2,5	6	199,33
HLT	3,0	6	232,42
HLT	4,0	12	206,30

O primeiro fato que chama a atenção nos resultados é que o valor da energia é, na maioria dos casos, maior para a usina inflexível do que para as usinas heliotérmicas com armazenamento. Esse resultado é diferente do esperado, pois considerando que a geração da usina heliotérmica é otimizada para os momentos em que o custo da energia está maior, o valor de sua energia deveria ser igual ou maior do que o da geração inflexível.

Outro resultado não esperado é que – mantendo-se o múltiplo solar em 1,5 – o valor da energia diminui ao acrescentar capacidade de armazenamento. Mais uma vez, seria esperado que o valor fosse, no mínimo, igual, pois, caso o armazenamento não agregue valor em nenhuma hipótese, seria possível simplesmente não usá-lo e manter a mesma geração do sistema sem armazenamento. Esses resultados diferentes dos que eram esperados podem ter sido causados pelos problemas na decomposição de médio para curto prazo mencionados no item 6.5.

Constata-se, então, que não foi possível estimar diretamente os custos evitados pela inserção de usinas solares através da diferença de custo de operação entre a simulação com e sem a usina avaliada, conforme equação (4). Mesmo assim, é de se supor que, em cada simulação, o despacho das usinas heliotérmicas esteja otimizado para contribuir mais nos momentos em que os custos de operação estão maiores. Com isso em vista, será usada a forma alternativa de avaliar o valor da energia, conforme descrito na equação (5).

O raciocínio por trás dessa forma alternativa é que a quantidade de energia por ano disponível para geração em cada uma das usinas acrescentadas ao sistema é igual em todos os casos. A quantidade utilizada foi 204,9 GWh, ou 23,39 MWano. Sabendo-se que a demanda de energia total do SIN prevista para o ano de 2022 está acima de 92.000 MWano, pode-se considerar que as usinas acrescentadas ao sistema contribuem quase marginalmente para o sistema. Nesse caso, o valor da energia fornecida pela usina adicional aproxima-se do custo marginal, ou preço, da energia na região naquela hora. Ou seja, se o preço da energia num determinado momento é de 100 R\$/MWh, significa que, se a demanda aumentasse em 1 MWh o custo para atender esse acréscimo seria de R\$ 100. Da mesma forma, se a demanda fosse reduzida em 1 MWh, R\$ 100 deixariam de ser gastos. O aumento da oferta de energia em 1 MWh traria o efeito equivalente à redução da demanda, por isso o valor da oferta extra de energia é, marginalmente, igual ao seu preço.

Assim, calculando-se a média ponderada do produto do preço da energia pela geração da usina analisada em cada uma das 8.760 horas do ano, é possível estimar o valor da energia, conforme descrito na equação (5).

A Tabela 12 mostra os resultados obtidos com essa forma de cálculo do valor da energia.

Tabela 12: Resultados obtidos, com metodologia alternativa, de valor de energia para usinas heliotérmicas e para usina inflexível.

Usina	Múltiplo solar	Armazenamento (h)	Valor da energia (R\$/MWh)
Geração constante (inflexível)	—	—	246,01
HLT	1,5	0	283,79
HLT	1,5	3	297,06
HLT	2,0	3	295,30
HLT	2,5	3	292,54
HLT	2,5	6	298,58
HLT	3,0	6	294,79
HLT	4,0	12	286,05

Neste caso, os resultados estão dentro do esperado. Primeiramente, é possível observar que mesmo sem armazenamento as usinas heliotérmicas agregam valor ao SIN em relação a uma geração inflexível. Isso indica que, de forma geral, os horários com maiores custos marginais coincidem com o período diurno. Não obstante, a presença de armazenamento térmico traz benefícios, fazendo com que seja possível aproveitar os momentos com preços em patamares elevados que não coincidam com a disponibilidade de recurso solar.

Observa-se que, mantendo-se a mesma capacidade de armazenamento, o valor da energia diminui com o aumento do múltiplo solar. À primeira vista, esse resultado pode parecer contraintuitivo, pois entende-se que, com o aumento do múltiplo solar, há mais energia disponível e, portanto, maior controle sobre a geração. Deve-se lembrar, porém, que, na modelagem realizada, o aumento do MS faz com que potência da planta diminua, mantendo-se a mesma quantidade de energia disponível. Assim, nas horas do dia em que o preço da energia está em seu valor máximo, a contribuição possível da usina heliotérmica é relativamente menor com o aumento do múltiplo solar.

Observando a Figura 13 – que mostra a geração e o preço da energia ao longo de um dia inteiro – torna-se mais fácil de entender esse fato. É possível observar que, quando o múltiplo solar é igual a 1,5, a geração acontece quase que exclusivamente nos momentos em que o preço está acima de 150 R\$/MWh. No caso em que o

múltiplo solar é igual a 2,5, inicialmente, a geração também acompanha esse aumento de preço durante o dia. Mas nesse caso, mesmo tendo gerado à potência máxima durante várias horas, ainda há energia armazenada ao final do dia, em que o preço da energia está menor. Essa energia é, então, produzida em momentos que o preço está mais baixo, diminuindo o valor médio, dado em R\$/MWh.

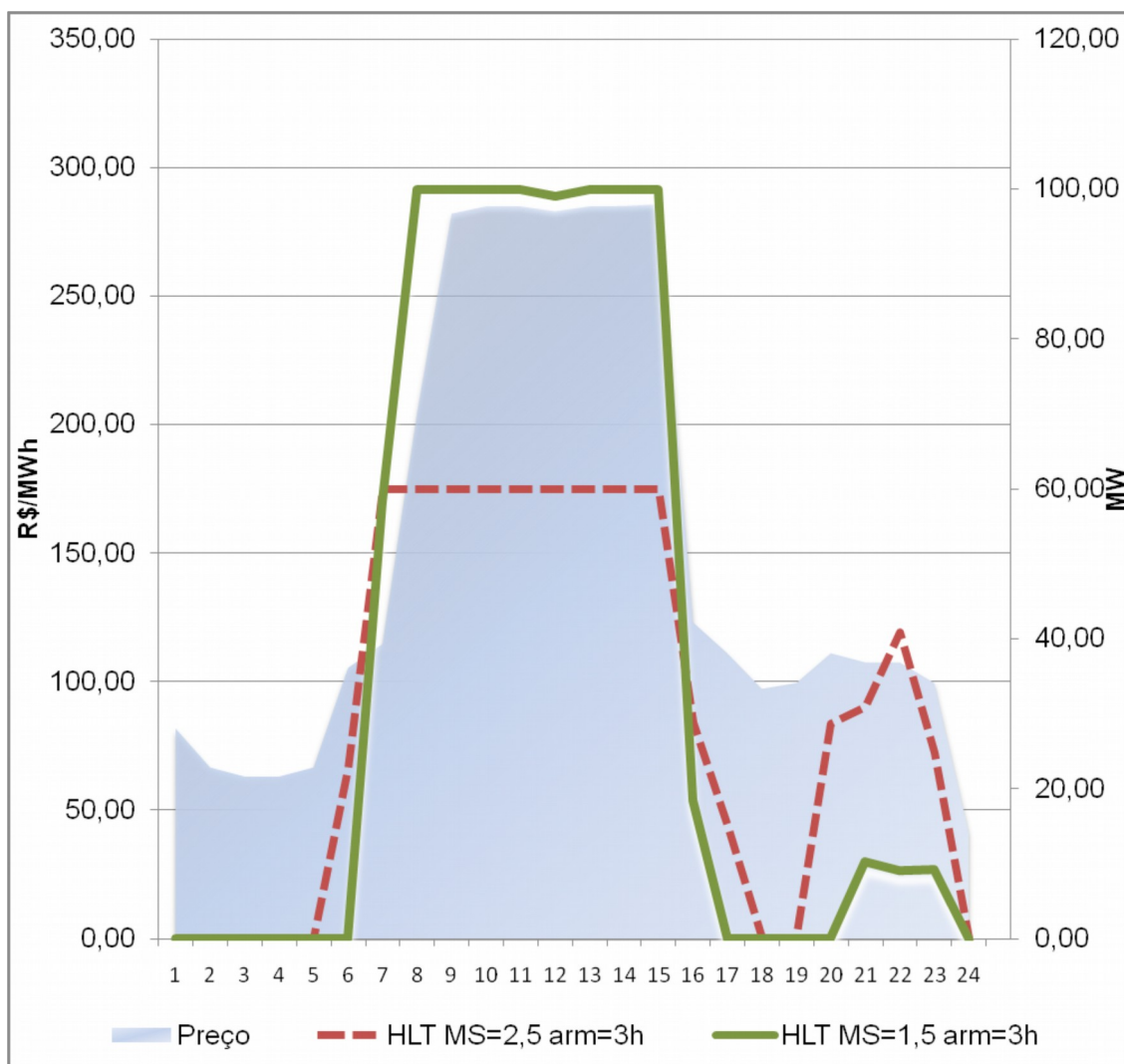


Figura 13: Preço de energia e geração heliotérmica para dois diferentes valores de múltiplo solar para o dia 24 de fevereiro.

Necessário ressaltar que não necessariamente o resultado seria diferente caso a premissa de manter a energia total gerada constante não fosse usada, pois a característica mais importante – mais energia disponível em relação à potência da usina – não se alteraria.

Pelos resultados da Tabela 12, a configuração com seis horas de armazenamento e múltiplo solar de 2,5 é a mais benéfica para o sistema, muito

embora as outras configurações alcancem resultados bastante semelhantes, com exceção da usina sem armazenamento e da com doze horas de armazenamento. O valor da energia dessa usina (MS=2,5 e 6 horas de armazenamento), de 298,58 R\$/MWh, é cerca de 21 % acima da geração inflexível e 5 % acima da usina HLT sem sistema de armazenamento de energia.

Conforme já constatado, o valor da energia heliotérmica sem armazenamento é cerca de 15 % maior do que da usina totalmente inflexível. Considerando que os momentos de maior demanda do sistema costumam ocorrer no período da tarde, esse resultado está dentro do esperado. Nas simulações realizadas, a fonte fotovoltaica não foi contemplada, pois usou-se como base o parque gerador previsto no PDEE 2022, que não previa essa fonte na matriz. Sabe-se, porém, que há previsão de entrada em operação de usinas fotovoltaicas nos próximos anos. No Leilão de Energia de Reserva (LER) de 2014, foram vendidos aproximadamente 202,3 MW_{med} (EPE, 2014e) (889,7 MW_{AC} de capacidade instalada) provenientes dessa fonte. A edição mais recente do planejamento decenal – PDEE 2023 (MME & EPE, 2014) – prevê contratação e entrada em operação de 500 MW de capacidade instalada em todos os anos do horizonte de planejamento, a partir de 2017. Além disso, com a recente tendência de aumento de preço da energia para os consumidores de baixa tensão, aumenta a atratividade da geração distribuída a partir de módulos fotovoltaicos, através dos mecanismos de *net-metering*.

Considerando esses fatos, é possível que ocorra um grande aumento de participação de fonte fotovoltaica no sistema. Em um primeiro momento, a geração decorrente dessa maior penetração de fotovoltaica coincidirá com o horário de maior demanda do sistema, que, principalmente no verão, ocorre à tarde devido ao uso dos aparelhos de ar-condicionado. Porém, uma penetração muito grande dessa fonte pode fazer com que a geração solar sem armazenamento (tanto fotovoltaica quanto heliotérmica) perca essa vantagem de suprir energia nos momentos de maior demanda, devido ao fenômeno da curva do pato, descrito na Figura 8. Esse mesmo fenômeno pode fazer com que aumente o valor do armazenamento das usinas heliotérmicas, devido à capacidade de atender ao incremento de demanda líquida no final da tarde e começo da noite.

6.6.2 Valor da capacidade heliotérmica

No que se refere à avaliação da capacidade, não existe no Brasil um mecanismo de mercado voltado para fornecimento de potência. Não há, portanto, um valor de referência nacional para determinar o valor da capacidade. Em referências internacionais, Denholm *et al.* (2013a) consideram que os valores de capacidade, nos Estados Unidos, se situam entre 55 e 212 US\$/kW/ano. Esses valores, equivalem a, aproximadamente, 119 e 458 R\$/kW/ano³⁵. Para efeito de comparação, no Leilão de Energia Nova (LEN) A-5 realizado no ano de 2014, a termelétrica convencional que ofertou a menor Receita Fixa³⁶ foi a UTE Rio Grande, com o valor de, aproximadamente, 500 R\$/kW/ano (CCEE, 2014c), valor esse que se situa próximo da faixa de custos citada.

Cabe observar que a Receita Fixa não é estritamente equivalente a uma remuneração por capacidade, pois ela é o valor que se paga para que a usina esteja disponível, durante todo o ano, para fornecer energia. Equivale a uma opção de compra, em que o comprador paga para poder receber energia a um preço pré-determinado (CVU), quando preciso. Não há, para essas usinas, um compromisso específico para geração nos horários de maior demanda. De qualquer forma, esse valor serve como balizador e indica que os valores da referência internacional (DENHOLM *et al.*, 2013a) são plausíveis e aceitáveis para a estimativa pretendida. Portanto, serão usados esses valores – 119 e 458 R\$/kW/ano – como limites superior e inferior da estimativa de remuneração de capacidade.

Na Tabela 13 são apresentados os resultados de crédito de capacidade e o valor em R\$/MWh, considerando os valores mínimo e máximo de remuneração de capacidade. Esses valores foram calculados conforme metodologia descrita no item 5.2.2 e consideram as dez horas com maior demanda líquida de energia no ano.

³⁵ Considerando taxa de câmbio de 2,16 R\$/US\$, que corresponde à cotação média dos 253 dias úteis ano de 2013 (ano de realização do referido estudo), conforme dados do Banco Central do Brasil (BCB, 2013).

³⁶ Valor que o proprietário da usina recebe para deixá-la disponível para gerar energia.

Tabela 13: Resultados obtidos de valor de capacidade para usinas heliotérmicas e para usina inflexível.

Usina	Múltiplo solar	Armaz. (h)	Fator de capacidade (%)	Crédito de capacidade (%)	Valor de capacidade – limite inferior (R\$/MWh)	Valor de capacidade – limite superior (R\$/MWh)
Geração constante (inflexível)	—	—	100,0%	100,0%	13,56	52,28
HLT	1,5	0	21,3%	31,4%	19,98	77,02
HLT	1,5	3	22,9%	63,9%	37,87	145,97
HLT	2,0	3	29,2%	78,2%	36,31	139,96
HLT	2,5	3	33,0%	82,3%	33,77	130,17
HLT	2,5	6	36,3%	94,4%	35,25	135,88
HLT	3,0	6	40,7%	97,2%	32,36	124,74
HLT	4,0	12	54,7%	100,0%	24,78	95,53

Ao analisar os resultados, é possível observar que quanto maior a capacidade de armazenamento da usina, maior o seu crédito de capacidade. Isso ocorre porque, havendo maior armazenamento, aumentam as chances de haver energia disponível a ser fornecida nos momentos de maior demanda líquida do sistema. Da mesma forma, mantendo-se a capacidade de armazenamento constante, o aumento do múltiplo solar faz com que o crédito de capacidade aumente devido à maior quantidade de recurso disponível total.

O crédito de capacidade de usinas heliotérmicas com capacidade de armazenamento maior do que seis horas supera o valor de 90 %, fazendo com que a usina heliotérmica praticamente se equipare a uma termelétrica convencional de mesma potência nominal³⁷, em termos de garantir atendimento à demanda máxima.

Apesar de, em termos de percentual da potência nominal, o crédito de capacidade aumentar com o aumento do múltiplo solar e da capacidade de armazenamento, quando esse valor é convertido em termos de reais por megawatt-hora gerado pela usina, as configurações com mais valor de capacidade não são, necessariamente, as com maior crédito de capacidade. O motivo para isso é

³⁷ Nessa afirmação está implícita a premissa de que ambas as usinas têm a mesma taxa de indisponibilidade forçada e programada.

que as usinas com múltiplo solar mais baixo tendem a ter menor fator de capacidade (ou seja, menos energia produzida no ano) e, mesmo assim, conseguir suprir o atendimento nas horas de maior demanda líquida. Por esse motivo, a configuração com maior valor de capacidade é com armazenamento de três horas e múltiplo solar de apenas 1,5. Nessa configuração, o fator de capacidade anual é pequeno, mas o armazenamento é suficiente para priorizar a geração nas horas em que a demanda líquida é maior.

6.7 Considerações sobre o valor da energia heliotérmica

As Tabelas 14 e 15 apresentam os resultados agregados, considerando tanto os benefícios energéticos quanto de capacidade. Na primeira tabela constam os valores considerando a menor remuneração para o valor de capacidade (119 R\$/kW/ano). Já a segunda tabela ilustra os resultados com a maior remuneração considerada (458 R\$/kW/ano) A Figura 14 apresenta esses mesmos resultados graficamente.

Tabela 14: Resultados agregados de valor de energia e limite inferior de valor de capacidade para usinas heliotérmicas e para usina inflexível.

Usina	Múltiplo solar	Armaz. (h)	Valor da energia (R\$/MWh)	Valor de capacidade (R\$/MWh)	Valor total (R\$/MWh)	Percentual sobre geração constante
Geração constante (inflexível)	—	—	246,01	13,56	259,58	100,0%
HLT	1,5	0	283,79	19,98	303,77	117,0%
HLT	1,5	3	297,06	37,87	334,93	129,0%
HLT	2,0	3	295,30	36,31	331,61	127,8%
HLT	2,5	3	292,54	33,77	326,31	125,7%
HLT	2,5	6	298,58	35,25	333,84	128,6%
HLT	3,0	6	294,79	32,36	327,15	126,0%
HLT	4,0	12	286,05	24,78	310,83	119,7%

Tabela 15: Resultados agregados de valor de energia e limite superior de valor de capacidade para usinas heliotérmicas e para usina inflexível.

Usina	Múltiplo solar	Armaz. (h)	Valor da energia (R\$/MWh)	Valor de capacidade (R\$/MWh)	Valor total (R\$/MWh)	Percentual sobre geração constante
Geração constante (inflexível)	—	—	246,01	52,28	298,30	100,0%
HLT	1,5	0	283,79	77,02	360,81	121,0%
HLT	1,5	3	297,06	145,97	443,03	148,5%
HLT	2,0	3	295,30	139,96	435,26	145,9%
HLT	2,5	3	292,54	130,17	422,70	141,7%
HLT	2,5	6	298,58	135,88	434,47	145,6%
HLT	3,0	6	294,79	124,74	419,53	140,6%
HLT	4,0	12	286,05	95,53	381,58	127,9%

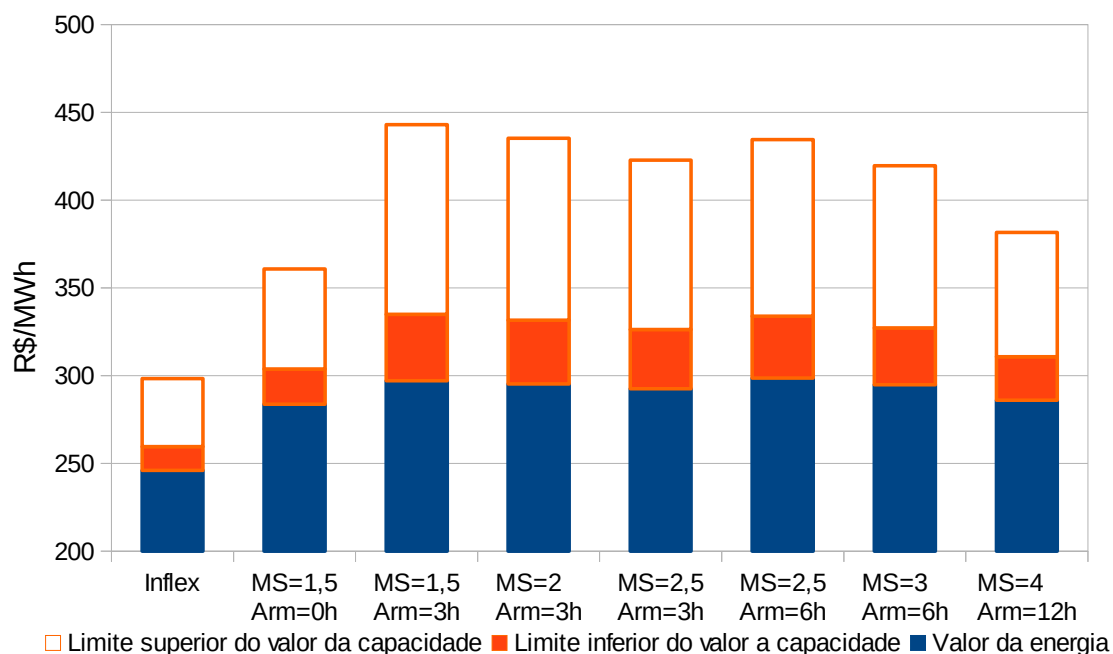


Figura 14: Resultados obtidos de valor de energia e capacidade para usinas heliotérmicas e para usina inflexível. Os limites das áreas em branco representam os valores mínimos e máximos do valor de capacidade.

Observa-se que, havendo armazenamento térmico, há um ganho no valor da usina heliotérmica para o sistema. Dentre os possíveis dimensionamentos de armazenamento avaliados, verifica-se que há pouca diferença entre três ou seis horas

de armazenamento, com ligeira vantagem para três horas. Já o uso de doze horas de armazenamento se mostrou menos vantajoso do que as outras configurações avaliadas.

Segundo os resultados obtidos, o valor da energia elétrica proveniente de usinas heliotérmicas com armazenamento é até 48 % maior do que o da energia proveniente de uma fonte de geração inflexível e 23 % maior do que de uma usina heliotérmica sem armazenamento. Esse maior valor é obtido devido à flexibilidade parcial da geração, o que permite suprir o sistema nos momentos de maior demanda.

Entretanto, não necessariamente a configuração que representa o maior valor da energia é a mais viável de ser construída. Para verificar qual a configuração mais viável, é preciso comparar esses benefícios extras com os custos de investimento, que podem variar bastante, dependendo da configuração adotada. Conforme a equação (3), a configuração que resultar no maior diferença entre os benefícios (LACE) e os custos (LCOE) é a mais vantajosa de ser implantada.

Como discutido no Capítulo 3, não existem, no Brasil, mecanismos comerciais que incentivem a contratação de usinas que forneçam energia elétrica nos momentos em que o sistema mais necessita. O sistema de formação de preços de curto prazo também não cria grandes diferenças de preços entre os períodos do dia, de forma que não incentiva usinas despacháveis ou sistemas de armazenamento. Por último, não há um mercado para a venda de potência firme pelas usinas. Ou seja, não há mecanismos que capturem os benefícios do armazenamento das usinas heliotérmicas, encontrados neste estudo.

Pelos resultados obtidos, observa-se que a existência desses mecanismos seria vantajosa para o sistema tanto do ponto de vista de diminuição de custos, quanto de garantia de suprimento. Por isso, é importante que sejam desenvolvidas formas de contratação que capturem esses benefícios, de acordo com as características de cada fonte, e incentivem as configurações mais vantajosas para o sistema.

Além das usinas heliotérmicas, outras tecnologias de geração e de armazenamento de energia poderiam ser beneficiadas por esses mecanismos. Um exemplo são as PCHs, que, em sua maioria, também são capazes de controlar a geração de energia em curtos intervalos de tempo, mas não são despachadas pelo ONS, nem possuem incentivos financeiros para fazer uso desse controle. Da mesma forma, esses mecanismos poderiam incentivar a contratação de usinas hidrelétricas

reversíveis. Esse tipo de usina atua apenas como um acumulador de energia, que consome energia nos momentos em que há sobra (ou preços menores) e a fornece de volta, com alguma perda, nos momentos de maior demanda (preços maiores).

6.8 *Análise da operação heliotérmica*

A Figura 15 mostra o comportamento, durante três dias do mês de março, da operação da usina heliotérmica com seis horas de armazenamento e múltiplo solar igual a 2,5.

No primeiro dia, há grande quantidade de recurso solar disponível, o que faz com que os tanques de armazenamento de energia atinjam sua capacidade máxima a partir das 2 horas da tarde, mesmo com a geração da usina em sua capacidade máxima.

No final da tarde, a geração é igual à energia afluyente, sem consumir a energia que está armazenada. No começo da noite, a partir das 6 horas da tarde, a demanda líquida (demanda descontada da geração de usinas eólicas) do SIN e o preço da energia da região nordeste atingem seus maiores valores do dia e toda energia que estava armazenada é fornecida para o sistema nesse período.

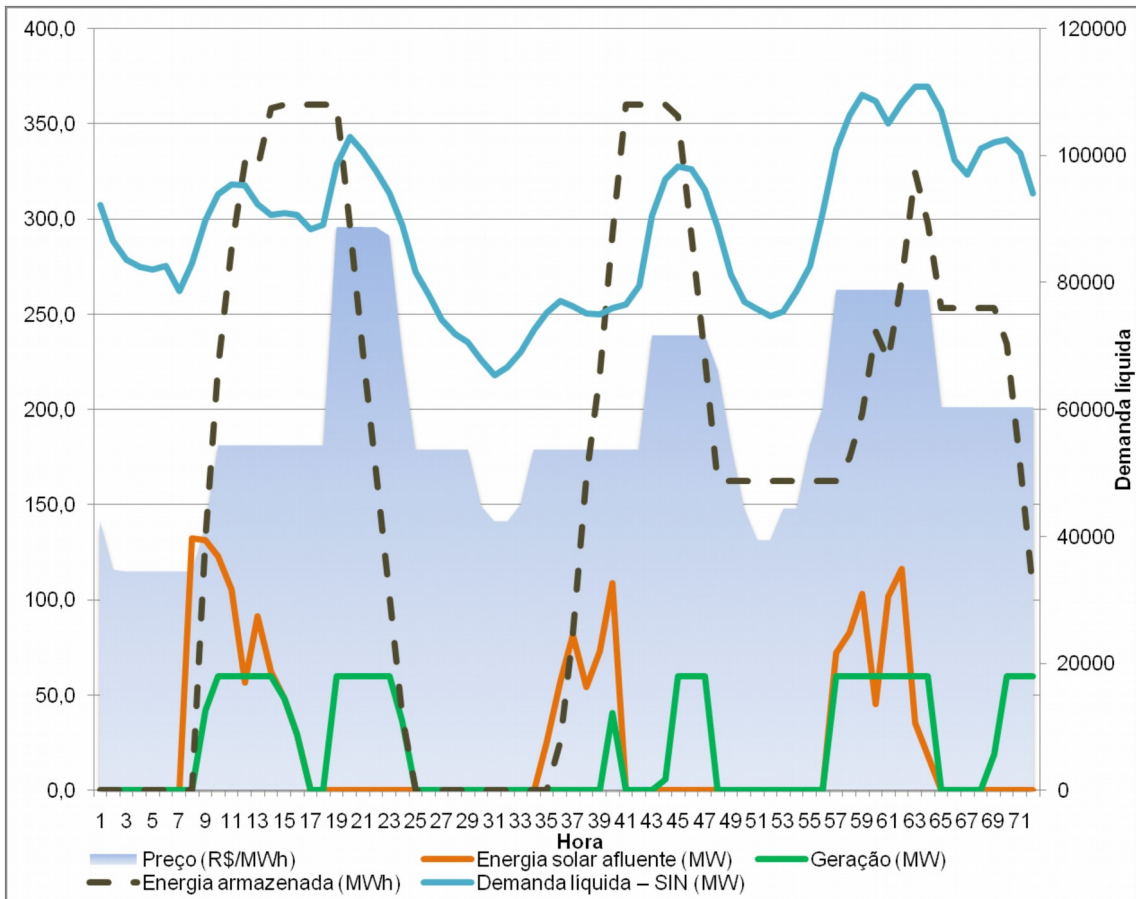


Figura 15: Resultados de operação da usina HLT, demanda líquida do SIN e preço da energia no subsistema NE durante três dias do mês de março.

No segundo dia analisado, a quantidade de recurso solar disponível é menor e é possível observar que há um pico de demanda no horário noturno, portanto a produção da usina no dia concentra-se nesse período. Mesmo assim, parte da energia é mantida armazenada para ser usada no dia seguinte, cuja demanda é ainda maior, por ser uma segunda-feira. Com isso, considerando a energia mantida armazenada mais a irradiação solar do terceiro dia, atende-se plenamente o SIN nos momentos em que há maior demanda e preços mais elevados, maximizando assim o valor do armazenamento para o sistema.

7 Conclusões

As usinas heliotérmicas funcionam de forma semelhante às usinas termelétricas convencionais, com a diferença que o calor não é obtido a partir da combustão de um material, e sim, através da concentração dos raios solares para aquecimento de um fluido. Em relação a outras fontes renováveis, como eólicas ou fotovoltaicas, as usinas heliotérmicas providas de armazenamento térmico de energia têm a vantagem de serem parcialmente despacháveis, podendo controlar sua produção para priorizar os momentos em que o sistema elétrico mais necessita. Elas podem, também, prover capacidade firme para o sistema. Porém, em termos de custo de energia, dado através do LCOE, as usinas heliotérmicas são mais caras do que as fotovoltaicas e as eólicas.

O LCOE é uma métrica bastante usada para avaliação da competitividade de diferentes fontes, entretanto, essa métrica considera apenas os custos incorridos e a quantidade total de energia produzida e, dessa forma, não captura os benefícios para o sistema que as usinas podem prover. Esses benefícios podem ser estimados através dos custos evitados esperados com a inserção da usina analisada. Assim, este estudo buscou avaliar os benefícios sistêmicos que as usinas heliotérmicas podem trazer no contexto do setor elétrico brasileiro.

Para efetuar essa avaliação, foi necessário representar todo o Sistema Interligado Nacional e suas características num modelo de despacho econômico. Estudos com objetivos semelhantes já foram realizados em outros países, principalmente nos Estados Unidos. Entretanto, em relação a esses estudos, a representação do SIN mostrou-se um desafio adicional, devido à característica predominantemente hidrelétrica do parque gerador brasileiro e à dimensão continental do sistema.

Não há registros de usos anteriores do *software* utilizado neste estudo – Plexos – para simular a operação do Sistema Interligado Nacional como um todo. Dessa forma, para alcançar os objetivos deste estudo foi necessário pesquisar os dados relativos ao parque gerador do SIN e adaptá-los. Para tanto, usou-se, como base de dados principal, as informações disponíveis no Plano Decenal de Expansão de Energia 2022 elaborado pelo MME e pela EPE. Informações adicionais sobre o SIN foram obtidas em diversas outras fontes de dados de forma a complementar os dados e melhorar a representação das restrições de curto prazo.

A representação do SIN no modelo Plexos atingiu resultados satisfatórios na simulação de médio prazo, que otimiza a operação de um ano completo, considerando estágios semanais. Os resultados da simulação de curto prazo – que, a partir dos resultados de médio prazo, otimiza a operação a cada dia, com estágios de uma hora de duração – indicaram uma maior necessidade de despacho termelétrico, em relação à simulação de médio prazo.

Sendo a representação do SIN no Plexos um trabalho pioneiro, há muitas melhorias possíveis de serem efetuadas para aprimorar essa modelagem. Algumas dessas melhorias foram mapeadas e indicadas nesta dissertação, podendo ser implementadas em trabalhos futuros que façam uso dessa ferramenta.

O valor adicional da energia proveniente de usinas heliotérmicas pode ser explicado por sua possibilidade de controlar a geração e fornecer energia nos momentos em que o custo da energia está mais elevado. Além disso, elas podem contribuir para manter o nível de confiabilidade do sistema, dessa forma, prover potência firme para o sistema. Essas duas contribuições foram avaliadas neste estudo. Diferentes dimensionamentos de plantas heliotérmicas foram analisados e os resultados foram comparados com a geração proveniente de uma usina totalmente inflexível.

Além do Plexos, foi usado o *software* SAM para simular os processos físicos que ocorrem na usina heliotérmica. O SAM foi usado para definir qual o recurso disponível para geração ou armazenamento nos tanques de sal fundido a cada momento. Os dados de irradiação solar direta (DNI) usados nas simulações referem-se a um ano meteorológico típico da cidade de Bom Jesus da Lapa, na Bahia.

Ao final das simulações, conseguiu-se obter resultados que quantificam as vantagens decorrentes do controle operacional de usinas heliotérmicas. Em termos gerais, verificou-se que o armazenamento térmico pode aumentar os custos evitados em relação a uma geração inflexível em até 48 % e, em relação a uma usina heliotérmica sem armazenamento, em 23 %. Não há grandes diferenças, em termos de custos evitados, entre uma usina heliotérmica com três e uma com seis horas de armazenamento. Já no caso de uma usina com doze horas de armazenamento, seus benefícios para o sistema são menores do que as outras alternativas.

Existe a necessidade de serem criados mecanismos econômicos que capturem os benefícios que cada fonte pode fornecer ao SIN. A contratação de energia no Brasil

é realizada através de leilões pelo menor preço e que não avaliam os benefícios para o sistema elétrico como um todo. Além disso, mostrou-se que os preços de curto prazo não capturam as variações de demanda ao longo do dia. A variação de preço entre os patamares de carga, historicamente, é muito pequena, fato esse que não favorece usinas que podem fornecer energia nos momentos de maior demanda. Dessa forma, uma possível melhoria no modelo do setor elétrico brasileiro seria a mudança da precificação de curto prazo, de patamares de carga semanais para preços distintos a cada hora. Quanto ao processo de contratação de novos empreendimentos, poderiam ser desenvolvidas metodologias semelhantes às usadas neste estudo, de forma a criar uma classificação de custos evitados por usina candidata à expansão e as que apresentassem os maiores valores líquidos nos leilões de energia seriam as selecionadas.

7.1 Aprimoramentos futuros

O trabalho realizado de representação do Sistema Interligado Nacional no Plexos conseguiu atender aos objetivos deste estudo. Entretanto, dada a complexidade do SIN e do modelo utilizado, existem muitas melhorias possíveis de serem incorporadas em trabalhos futuros.

A seguir, será apresentada uma lista não-exaustiva de melhorias que poderão ser incorporadas futuramente para efetuar a simulação do SIN no Plexos.

7.1.1 Início da simulação de médio prazo (MT) no final do período úmido

Neste estudo, o horizonte das simulações de médio prazo iniciou-se no mês de janeiro. A alteração do início do horizonte de simulação para o final do período úmido traria benefícios, por dois motivos. Primeiro, como a representação é feita em “árvore”, os períodos iniciais da simulação têm mais cenários representativos do que os períodos finais. Tipicamente, o período úmido é mais incerto do que o período seco. Assim, iniciando-se o horizonte de simulação no mês de maio, por exemplo, a representação do período úmido seria mais bem detalhada.

A segunda vantagem é que, iniciando-se a simulação ao final do período úmido, pode ser mais fácil definir os valores iniciais do nível dos reservatórios. A própria simulação do Plano Decenal executada no modelo NEWAVE inicia-se no mês de maio. Neste trabalho, não foi iniciada a simulação no final do período úmido devido às séries horárias de vento e radiação solar disponíveis, que abrangem um ano inteiro,

de janeiro a dezembro. Para não haver descontinuidade cronológica, o horizonte de simulação teve que seguir os dados disponíveis.

7.1.2 Período de otimização MT maior

Além da alteração do mês inicial do estudo, outra possível melhoria é o emprego de maior intervalo de tempo no horizonte de otimização MT. O padrão do programa Plexos é a simulação de médio prazo ser otimizada em intervalos de um ano. Como condição de contorno, estabelece-se que o nível dos reservatórios ao final do último período deve ser o mesmo que o do primeiro período. A definição de um nível de armazenamento a ser buscado ao fim do horizonte é importante para evitar que a solução escolhida seja usar toda a água disponível nos reservatórios. Porém, essa condição pode ser muito restritiva para o conjunto de reservatórios do sistema brasileiro, que possuem característica de serem plurianuais.

Uma alternativa é aumentar o período de otimização MT para dois anos e usar os resultados do primeiro ano para a simulação ST. Assim, o armazenamento ao final do primeiro ano pode assumir qualquer valor. A desvantagem dessa proposta é o aumento do tamanho do problema de otimização a ser resolvido, o que requer mais recursos computacionais, como capacidade de processamento e memória RAM.

7.1.3 Elaboração de séries sintéticas de vazão

Como explicado no item 5.4.3, as simulações foram realizadas a partir dos dados históricos de hidrologia. Uma alternativa a isso é a elaboração de séries sintéticas de vazões a partir de modelo de Box-Jenkins. Uma forma de alcançar esse objetivo seria através de modelos autorregressivos (AR) dessazonalizados (HIPEL & MCLEOD, 1994, cap.13). Porém, para a geração de cenários sintéticos de vazão é importante que também sejam consideradas as correlações entre as vazões dos diferentes reservatórios.

7.1.4 Representação da variação da produtividade pela altura de queda

Nas usinas hidrelétricas, quando o reservatório se esvazia, a altura de queda diminui e a produção de energia diminui proporcionalmente. Isso é possível de ser representado no Plexos, separando os possíveis níveis de armazenamento em trecho e definindo uma produtividade em cada um desses trechos. Porém, observou-se que o uso dessa representação tornou o problema de otimização muito mais complexo,

elevando demasiadamente o tempo computacional. Portanto, convém avaliar os benefícios e desvantagens de usar essa função.

7.1.5 Intervalo menor de discretização na otimização ST

Neste estudo, usou-se discretização horária na otimização cronológica de curto prazo (ST Schedule). Resultados mais precisos poderão ser obtidos ao diminuir esse intervalo de tempo, pois a otimização com intervalo de, por exemplo, cinco minutos poderia captar mais variações na demanda e na geração de fontes renováveis. Como desvantagem, o uso de recursos computacionais será maior, além da necessidade de maior detalhamento dos dados de entrada.

7.1.6 Solver com otimização de problemas com variáveis inteiras

Conforme informado, a licença do *solver* disponibilizado para este estudo não permite a resolução de problemas de programação inteira. O uso de programação inteira pode melhorar a representatividade de algumas características do Sistema Interligado Nacional. Poder-se-ia representar os custos de partida de geradores termelétricos, embora essas informações não estejam facilmente disponíveis. O nível mínimo operativo das usinas, abaixo do qual elas não podem operar, também poderia ser representado.

Outra aplicação seria a representação das perdas térmicas na partida da turbina da usina heliotérmica. Estima-se que a partida de uma turbina de 100 MW demande cerca de 20 MWh (DENHOLM & HUMMON, 2012).

Referências bibliográficas

3TIER, 2015. Disponível em: <<http://www.3tier.com/en/support/solar-prospecting-tools/what-direct-normal-irradiance-solar-prospecting/>>. Acessado em: 2 Fevereiro 2015.

ABENGOA, 2014. ABENGOA CELEBRATES THE START OF THE PROJECT THAT WILL BE LATIN AMERICA'S FIRST SOLAR-THERMAL PLANT. Disponível em: <http://www.abengoa.com/web/en/noticias_y_publicaciones/noticias/historico/2014/05_mayo/abg_20140513.html>. Acessado em: 2 Junho 2014.

ABENGOA SOLAR, 2014. Disponível em: <http://www.abengosolar.com/web/en/nuestras_plantas/plantas_en_construccion/sud_africa/>. Acessado em: 16 Novembro 2014.

ANEEL, 2001. "RESOLUÇÃO Nº 89, DE 22 DE MARÇO DE 2001.". . 22 Março 2001. S.l.: s.n. Acessado em: 8 Novembro 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2001089.pdf>>.

ANEEL, 2012a. "RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 481, DE 17 DE ABRIL DE 2012". . 17 Abril 2012. S.l.: s.n. Acessado em: 2 Outubro 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012481.pdf>>.

ANEEL, 2012b. "RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012". . 2012. S.l.: s.n. Acessado em: 8 Março 2015. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>.

ANEEL, 2013a. 1/2013 – SRC: *Nota Técnica nº 1/2013 – SRC/ANEEL*. Brasília. ANEEL. Acessado em: 8 Março 2015. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2013/043/documento/nt-001-src-tarifa_branca6.pdf>.

ANEEL, 2013b. "RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 547, DE 16 DE ABRIL DE 2013". . 16 Abril 2013. S.l.: s.n. Acessado em: 8 Março 2015. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2013547.pdf>>.

ANEEL, 2014. BIG - BANCO DE INFORMAÇÕES DE GERAÇÃO. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/Combustivel.cfm>>. Acessado em: 26 Novembro 2014.

DE AZEVEDO, M.B.D.G., 2012. *Modelling the North-Northeastern Region of the Brazilian Electricity System-Emphasizing the Ancillary Structures*. . S.l.: Universidade Técnica de Lisboa.

DE AZEVEDO, M.B.D.G., PAATERO, J., SYRI, S., et al., 2012. "Modelling the North-Northeastern Region of the Brazilian Electricity System - Emphasizing the Ancillary Structures". . 2012. S.l.: s.n.

AZEVEDO, V.W.B., TIBA, C., 2013, "Location of Large-Scale Concentrating Solar Power Plants in Northeast Brazil". In: *Journal of Geographic Information System*.

BAHAROON, D.A., RAHMAN, H.A., OMAR, W.Z.W., et al., 2015, "Historical development of concentrating solar power technologies to generate clean electricity efficiently – A review". In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. v. 41, pp. 996–1027.

BCB, 2013. TAXAS DE CÂMBIO. Disponível em: <<http://www4.bcb.gov.br/pec/taxas/port/ptaxnpesq.asp?id=txcotacao>>. Acessado em: 18 Janeiro 2015.

BELFORT, A.F., 2012. "Primeira usina heliotérmica vai se instalar em Petrolina - Jornal do Comercio". In: *Jornal do Comercio*. 22 Junho 2012. Acessado em: 17 Outubro 2014. Disponível em: <<http://jconline.ne10.uol.com.br/canal/economia/pernambuco/noticia/2012/06/22/primeira-usina-heliotermica-vai-se-instalar-em-petrolina-46497.php>>.

BLOOMBERG, 2013. Disponível em: <<http://www.bloomberg.com/news/2013-04-30/acwa-power-says-it-was-awarded-solar-thermal-project-in-morocco.html>>. Acessado em: 16 Novembro 2014.

BOLINGER, M., WEAVER, S., 2014. *Utility-Scale Solar 2013: An Empirical Analysis of Project Cost, Performance, and Pricing Trends in the United States*. S.I. Environmental Energy Technologies Division, Lawrence Berkeley National Laboratory. Utility-Scale Solar. Disponível em: <<http://emp.lbl.gov/publications/utility-scale-solar-2013-empirical-analysis-project-cost-performance-and-pricing-trends>>.

BRAND, B., BOUDGHENE STAMBOULI, A., ZEJLI, D., 2012, "The value of dispatchability of CSP plants in the electricity systems of Morocco and Algeria". In: *Energy Policy*. v. 47, pp. 321–331.

BRASIL, 1996. "LEI Nº 9.427, DE 26 DE DEZEMBRO DE 1996.". . 26 Dezembro 1996. S.I.: s.n. Acessado em: 2 Outubro 2014. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9427cons.htm>.

BRASIL, 2004a. "Decreto 5.163/2004". . 30 Julho 2004. S.I.: s.n.

BRASIL, 2004b. "Lei Nº 10.848/2014". . 15 Março 2004. S.I.: s.n.

BURGI, A., 2013. *AVALIAÇÃO DO POTENCIAL TÉCNICO DE GERAÇÃO ELÉTRICA TERMOSSOLAR NO BRASIL A PARTIR DE MODELAGEM EM SIG E SIMULAÇÃO DE PLANTAS VIRTUAIS*. . Mestrado. Rio de Janeiro: PPE/COPPE/UFRJ.

CALIFORNIA ISO, 2013. "FAST FACTS - What the duck curve tells us about managing a green grid". . 2013. S.I.: s.n. Disponível em: <http://www.caiso.com/documents/flexibleresourceshelprenewables_fastfacts.pdf>.

CCEE, 2014a. CCEE - METODOLOGIA -. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/metodologia_de_precos?_adf.ctrl-state=14t1mg6k13_97&_afLoop=987601108711513#%40%3F_afLoop%3D987601108711513%26_adf.ctrl-state%3D1ku0fdg70_4>. Acessado em: 21 Novembro 2014.

CCEE, 2014b. CCEE – PREÇOS EM FORMATO CSV – PLANILHA DE EVOLUÇÃO E CÁLCULO DO PLD. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/precos_csv?_afLoop=1549468140523195#%40%3F_afLoop%3D1549468140523195%26_adf.ctrl-state%3D1ogtu06u7_71>. Acessado em: 3 Janeiro 2015.

CCEE, 2014c. "Resultado 20º Leilão de Energia Nova". . 2014. S.l.: s.n. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_340023>.

CLANCY, M., SCHEER, J., GALLACHÓIR, B., 2010. *Energy Forecasts for Ireland to 2020*. S.l. Acessado em: 9 Novembro 2014. Disponível em: <http://energyexemplar.com/wp-content/uploads/publications/2014_Commercial/Energy_Forecasts_for_Ireland_to_2020-2010_report.pdf>.

CSP ALLIANCE, 2014. *The Economic and Reliability Benefits of CSP with Thermal Energy Storage: Literature Review and Research Needs*. S.l. CSP Alliance. The Economic and Reliability Benefits of CSP with Thermal Energy Storage: Literature Review and Research Needs. Disponível em: <http://www.csp-alliance.org/wp-content/uploads/2014/09/The_Economic_and_Reliability_Benefits_of_CSP_with_Thermal_Storage-2014_09_09-FINAL.pdf>.

CSP WORLD, 2014. CSP WORLD CONCENTRATED SOLAR POWER AND RENEWABLE ENERGY NEWS. Disponível em: <<http://www.csp-world.com/cspworldmap>>. Acessado em: 28 Novembro 2014.

DENHOLM, P., HUMMON, M., 2012. NREL/TP-6A20-56731: *Simulating the Value of Concentrating Solar Power with Thermal Energy Storage in a Production Cost Model*. Technical Report. Golden, Colorado, EUA. NREL. Acessado em: 6 Setembro 2014. Disponível em: <<http://www.nrel.gov/docs/fy13osti/56731.pdf>>.

DENHOLM, P., WAN, Y.-H., HUMMON, M., et al., 2013a. NREL/TP-6A20-58186: *An Analysis of Concentrating Solar Power with Thermal Energy Storage in a California 33% Renewable Scenario*. Golden, Colorado, EUA. National Renewable Energy Laboratory.

DENHOLM, P., WAN, Y.-H., HUMMON, M., et al., 2013b. "The value of CSP with thermal energy storage in the western United States". In: *SolarPACES*. Las Vegas: s.n. 2013.

ENERGY EXEMPLAR, 2014a. CLIENTS. Disponível em: <<http://energyexemplar.com/our-company/clients/>>. Acessado em: 9 Novembro 2014.

ENERGY EXEMPLAR, 2014b, *PLEXOS® Integrated Energy Model*. . S.l., s.n. Acessado em: 11 Janeiro 2015.

ENERGY EXEMPLAR, 2014c. Disponível em: <<http://energyexemplar.com/datasets/>>. Acessado em: 9 Novembro 2014.

EPE, 2008. EPE-DEE-RE-099/2008-r0: *Metodologia de cálculo da garantia física das usinas*. Rio de Janeiro. EPE. Acessado em: 21 Fevereiro 2015. Disponível em:

<http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/Estudos_26/NT%20-%20metodologia%20de%20c%C3%A1lculo%20da%20GF%20para%20novas%20usinas.pdf>.

EPE, 2012. *Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira*. Rio de Janeiro. Acessado em: 26 Novembro 2014. Disponível em: <http://epe.gov.br/geracao/Documents/Estudos_23/NT_EnergiaSolar_2012.pdf>.

EPE, 2013. EPE-DEE-RE-102/2008-r5: *Índice Custo Benefício (ICB) de Empreendimentos de Geração - Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração - Metodologia de Cálculo*. Nota Técnica. Rio de Janeiro. EPE.

EPE, 2014a. AMA VERSÃO 1.00. Disponível em: <<https://sistemas.epe.gov.br/AMADVP/>>. Acessado em: 14 Outubro 2014.

EPE, 2014b. ARQUIVOS DO PROGRAMA NEWAVE UTILIZADOS NOS ESTUDOS DO PDE 2022. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/geracao/Paginas/ArquivosdoprogramaNewaveutilizadosnosstudodosdoPDE2022.aspx>>. Acessado em: 18 Outubro 2014.

EPE, 2014c. *BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL 2014: ano base 2013*. Rio de Janeiro. EPE. Acessado em: 3 Fevereiro 2015. Balanço Energético Nacional. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2014.pdf>.

EPE, 2014d. "Dados geração eólica no estado da Bahia – recebidos por e-mail, mediante solicitação.". 29 Maio 2014. S.l.: s.n.

EPE, 2014e. EPE-DEE- NT -150/2014- r0: *Leilão de Energia de Reserva de 2014 – Participação dos Empreendimentos Solares Fotovoltaicos: Visão Geral*. Rio de Janeiro. EPE. Acessado em: 10 Janeiro 2015. Disponível em: <http://epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil%C3%B5es%202014/NT_EPE-DEE-NT-150_2014.pdf>.

EPE, 2014f. EPE-DEE-RE-066/2013-r1: *Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica com vistas à participação nos Leilões de Energia Elétrica*. Instruções. Rio de Janeiro. EPE. Acessado em: 6 Janeiro 2015. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil%C3%B5es%202014/EPE-DEE-RE-066_2013-r1_HLT.pdf>.

EPE, 2014g. *Sistema de Acompanhamento de Medições Anemométricas AMA – Manual do Usuário*. S.l.

GEMIGNANI, M., KAGAN, N., CASTRO, G., 2014. "ENERGIA SOLAR NA MATRIZ ENERGÉTICA – IMPACTOS TÉCNICOS E ECONÔMICOS NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL". In: *V Congresso Brasileiro de Energia Solar*. Recife, PE - Brasil: s.n. Abril 2014. pp. 10.

GTON, 2013. *Plano Anual de Operação dos Sistemas Isolados para 2014*. S.l. Eletrobras. Disponível em: <<http://www.google.com.br/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0CB0QFjAA&url=http%3A%2F%2Fwww.eletrbras.com%2Felb%2Fdata%2FPages%2FLUMIS79364694PTBRIE.htm&ei=CplFVNj4I4XoggSoxoDoBA&usg=AFQjCNHjO4>>

aqc4fLzfuCCe74ndiZ-
UP9ZA&sig2=f5kAgOOEmQMq24AkYXEh9Q&bvm=bv.77880786,d.eXY>.

HIPEL, K.W., MCLEOD, A.I., 1994, *Time Series Modelling of Water Resources and Environmental Systems*. . S.I., Elsevier. Acessado em: 2 Novembro 2014.

HIRTH, L., 2013, "The market value of variable renewables The effect of solar wind power variability on their relative price". In: *Energy Economics*.

IEA (ed.), 2013, *The power of transformation*. . S.I., IEA.

IEA, 2014a. *Technology Roadmap Solar Photovoltaic Energy*. Paris, France. International Energy Agency.

IEA, 2014b. *Technology Roadmap Solar Thermal Electricity*. Paris, France. International Energy Agency.

INPE, 2014. SISTEMA DE ORGANIZAÇÃO NACIONAL DE DADOS AMBIENTAIS. Disponível em: <http://sonda.ccst.inpe.br/infos/sobre_projeto.html>. Acessado em: 18 Outubro 2014.

IRENA, 2012. *RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES - Concentrating Solar Power*. S.I. International Renewable Energy Agency (IRENA). Acessado em: 2 Outubro 2014. Disponível em: <http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/RE_Technologies_Cost_Analysis-CSP.pdf>.

JORGENSEN, J., DENHOLM, P., MEHOS, M., et al., 2013. NREL/TP-6A20-58645: *Estimating the Performance and Economic Value of Multiple Concentrating Solar Power Technologies in a Production Cost Model*. Golden, Colorado, EUA. NREL.

JORGENSEN, J., DENHOLM, P., MEHOS, M., 2014. NREL/TP-6A20-61685: *Estimating the Value of Utility- Scale Solar Technologies in California Under a 40% Renewable Portfolio Standard*. Golden, Colorado, EUA. NREL.

JOSKOW, P., 2011a. "COMPARING THE COSTS OF INTERMITTENT AND DISPATCHABLE ELECTRICITY GENERATING TECHNOLOGIES". . 9 Fevereiro 2011. S.I.: Alfred P. Sloan Foundation and MIT.

JOSKOW, P., 2011b, "Comparing the Costs of Intermittent and Dispatchable Electricity Generating Technologies". In: *American Economic Review*. v. 101, pp. 238–241.

KAGAN, R.A., VINER, T.C., TRAIL, P.W., et al., 2014, "Avian mortality at solar energy facilities in Southern California: A preliminary analysis". In: *National Fish and Wildlife Forensics Laboratory*. v. 19.

LODI, C., 2011. *PERSPECTIVAS PARA A GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL UTILIZANDO A TECNOLOGIA SOLAR TÉRMICA CONCENTRADA*. . Rio de Janeiro: PPE/COPPE/UFRJ.

LOOSEN, A., STRYK, A., 2013. "Analysis of East-West and North-South Oriented CSP Plant Production and Land Usage Characteristics". In: *SolarPACES 2013*. S.I.: s.n. 2013.

MADAENI, S., SIOSHANSI, R., DENHOLM, P., 2011. NREL/TP -6A20- 51253: *Capacity Value of Concentrating Solar Power Plants*. Golden, Colorado, EUA. NREL. Disponível em: <<http://www.nrel.gov/docs/fy11osti/51253.pdf>>.

MALAGUETA, D., SZKLO, A., BORBA, B.S.M.C., et al., 2013, "Assessing incentive policies for integrating centralized solar power generation in the Brazilian electric power system". In: *Energy Policy*. v. 59, pp. 198–212.

MALAGUETA, D., SZKLO, A., SORIA, R., et al., 2014, "Potential and impacts of Concentrated Solar Power (CSP) integration in the Brazilian electric power system". In: *Renewable Energy*. v. 68, pp. 223–235.

MENDELSON, M., LOWDER, T., CANAVAN, B., 2012. NREL/TP-6A20-51137: *Utility-Scale Concentrating Solar Power and Photovoltaics Projects: A Technology and Market Overview*. Golden, Colorado, EUA. NREL.

MME, 2008. "Portaria MME nº 258/2008". . 28 Julho 2008. S.I.: s.n. Acessado em: 4 Abril 2015. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/prt2008258mme.pdf>>.

MME, 2011. "Portaria MME nº 29/2011". . 28 Janeiro 2011. S.I.: s.n. Acessado em: 25 Janeiro 2015. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/prt2011029mme.pdf>>.

MME, 2013a. "Portaria MME nº 226/2013". . 7 Maio 2013. S.I.: s.n. Acessado em: 6 Janeiro 2015. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil%C3%B5es%202013/Portaria%20MME%20n%C2%BA%20226-13.pdf>>.

MME, 2013b. "Portaria MME nº 300/2013". . 9 Outubro 2013. S.I.: s.n. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil%C3%B5es%202013/Portaria%20MME%20n%C2%BA%20300-13.pdf>>.

MME, 2014. "Portaria MME nº 169/2014". . 15 Abril 2014. S.I.: s.n. Acessado em: 6 Janeiro 2015. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil%C3%B5es%202014/Port_169_LEILxO_A-5_2014.pdf>.

MME, EPE, 2010. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2019*. S.I. Acessado em: 13 Dezembro 2014. Disponível em: <http://epe.gov.br/PDEE/20101129_1.pdf>.

MME, EPE, 2013. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2022*. S.I. Acessado em: 13 Outubro 2014. Disponível em: <http://epe.gov.br/PDEE/20140124_1.pdf>.

MME, EPE, 2014. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2023*. S.I. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/560FB2B4-50F9-42C1-9CC6-58A2CA28EC7A/FinalDownload/DownloadId-A9B170B8449FF5E768D731057E2088F4/560FB2B4-50F9-42C1-9CC6-58A2CA28EC7A/Estudos/Documents/PDE2023.pdf>>.

MOSEK APS, 2014, *MOSEK ApS*. . S.I., s.n. Acessado em: 9 Novembro 2014.

NREL, 2013. Disponível em: <http://www.nrel.gov/csp/solarpaces/project_detail.cfm/projectID=260>. Acessado em: 16 Novembro 2014.

NREL, 2014a. SAM HELP - PHYSICAL TROUGH SOLAR FIELD. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/analysis/sam/help/html-php/>>. Acessado em: 21 Fevereiro 2015.

NREL, 2014b, *System Advisor Model (SAM)* |. . S.I., s.n. Acessado em: 11 Janeiro 2015.

ONS, 2010. "Procedimentos de rede – Submódulo 5.5 Rev 1.1 – Consolidação da previsão de carga para o planejamento anual da operação energética". . 18 Junho 2010. S.I.: s.n. Acessado em: 5 Janeiro 2015. Disponível em: <[http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/videntificadorlogico/93470E39FB413D43832577A5006A69DA/\\$file/Subm%C3%B3dulo%205.5_Rev_1.1.pdf?openelement](http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/videntificadorlogico/93470E39FB413D43832577A5006A69DA/$file/Subm%C3%B3dulo%205.5_Rev_1.1.pdf?openelement)>.

ONS, 2014a. *Boletim mensal de geração eólica – dezembro/2014*. S.I. ONS. Boletim mensal de geração eólica.

ONS, 2014b. "Dados de demanda verificada – recebidos por e-mail, mediante solicitação.". . 29 Maio 2014. S.I.: s.n.

ONS, 2014c. DPP-REL - 0042/2014: *Inventário das Restrições Hidráulicas - Revisão-1-2014*. S.I. Acessado em: 28 Julho 2014. Invenario das Restrições Hidráulicas. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/download/operacao/hidrologia/Inventario%20das%20Restricoes%20Hidraulicas-Revis%C3%A3o-1-2014.pdf>>.

ONS, 2015. MAPAS DO SIN. Disponível em: <http://www.ons.org.br/download/mapas_sin/arquivo/SistemadeTransmissao_horizonte2015.zip>. Acessado em: 29 Janeiro 2015.

PEREIRA, M., CAMPODÓNICO, N., KELMAN, R., 1999. 012/99: *APPLICATION OF STOCHASTIC DUAL DP AND EXTENSIONS TO HYDROTHERMAL SCHEDULING*. S.I.

PORTAL, N., 2014. G1. Disponível em: <<http://g1.globo.com/rr/roraima/noticia/2014/09/eletrobras-roraima-aguarda-licenca-para-instalacao-de-termoeletricas.html>>. Acessado em: 20 Outubro 2014.

PSR, 2014. 94: *Energy Report - VALE A PENA TERMOS UMA REPRESENTAÇÃO HORÁRIA DA OPERAÇÃO?*. S.I. PSR. Energy Report.

REN21, 2014. "Renewables 2014 Global Status Report". . 2014. S.I.: Paris: REN21 Secretariat. Acessado em: 28 Setembro 2014. Disponível em: <http://www.ren21.net/Portals/0/documents/Resources/GSR/2014/GSR2014_full%20report_low%20res.pdf>.

ROSA, F., HAYDT, G., CUNHA, S., et al., 2014. "AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE DE PARQUES EÓLICOS NA REGIÃO NORDESTE". In: *XIII SIMPÓSIO DE ESPECIALISTAS EM PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO E EXPANSÃO ELÉTRICA*. Foz do Iguaçu: s.n. Maio 2014.

SHORT, W., PACKKEY, D.J., HOLT, T., 1995, *A manual for the economic evaluation of energy efficiency and renewable energy technologies*. . Golden, Colorado, EUA, University Press of the Pacific. Acessado em: 8 Dezembro 2014.

SIOSHANSI, R., DENHOLM, P., 2010. NREL-TP-6A2-45833: *The Value of Concentrating Solar Power and Thermal Energy Storage*. Golden, Colorado, EUA. NREL.

SOARES FILHO, S., 1987, "Planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos". In: *SBA-Controle e Automação*. v. 1, pp. 122–131.

SORIA, R., 2011. *CENÁRIOS DE GERAÇÃO DE ELETRICIDADE A PARTIR DE GERADORES HELIOTÉRMICOS NO BRASIL: A INFLUÊNCIA DO ARMAZENAMENTO DE CALOR E DA HIBRIDIZAÇÃO*. . Mestrado. Rio de Janeiro: PPE/COPPE/UFRJ.

SUNRISE CSP, 2014. Disponível em: <<http://www.sunrisecsp.com/12277/The-Big-Dish/>>. Acessado em: 27 Novembro 2014.

U.S. EIA, 2013a. "Assessing the Economic Value of New Utility – Scale Electricity Generation Projects". . Julho 2013. S.I.: U.S. Energy Information Administration. Acessado em: 19 Fevereiro 2015. Disponível em: <http://www.eia.gov/renewable/workshop/gencosts/pdf/lace-lcoe_070213.pdf>.

U.S. EIA, 2013b. "Levelized Cost of Electricity and Levelized Avoided Cost of Electricity Methodology Supplement". . Julho 2013. S.I.: U.S. Energy Information Administration. Acessado em: 19 Fevereiro 2015. Disponível em: <http://www.eia.gov/renewable/workshop/gencosts/pdf/methodology_supplement.pdf>.

U.S. EIA, 2013c. "Levelized Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2013". . Janeiro 2013. S.I.: U.S. Energy Information Administration. Acessado em: 13 Outubro 2014. Disponível em: <http://www.eia.gov/forecasts/aeo/er/pdf/electricity_generation.pdf>.

U.S. EIA, 2014. "Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2014". . Abril 2014. S.I.: U.S. Energy Information Administration. Acessado em: 19 Fevereiro 2015. Disponível em: <http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/electricity_generation.pdf>.

VALDEBENITO, F., 2014. *Hydro Optimization in PLEXOS*. S.I. Energy Exemplar.

VOGEL, W., KALB, H., 2010, *Large-Scale Solar Thermal Power: Technologies, Costs and Development*. . Alemanha, Wiley-VHC.

WAN, Y.H., 2012, "Long-term Wind Power Variability". In: *Contract*. v. 303, pp. 275–300.

Apêndice A – Conceitos e definições

- **Fator de capacidade (FC):** é a razão entre a energia gerada pela usina e o que seria gerado caso a usina operasse constantemente a sua potência nominal, dentro de um determinado intervalo de tempo.
- **Crédito de capacidade:** É a contribuição da usina para o atendimento à potência firme do sistema. É dada na forma de percentual da capacidade instalada da usina ou em MW. Por exemplo, uma usina com potência nominal de 100 MW e crédito de capacidade de 60 %, contribui com 60 MW para a capacidade firme do sistema.
- **Múltiplo solar (MS):** É um parâmetro de dimensionamento de usinas heliotérmicas. É a relação entre a área do campo solar e o tamanho do bloco de potência. Quando o múltiplo solar é igual a um, o campo solar fornece a quantidade exata de calor necessária para que o bloco de potência opere à capacidade nominal, quando a radiação incidente for igual à radiação de projeto
- **MWano:** unidade de energia. Equivale à energia proveniente de uma fonte com geração constante de 1 MW durante um ano. Portanto, considerando um ano não bissexto, equivale a 8.760 MWh (1 MW x 365 dias x 24 h/dia).
- **MWmês:** unidade de energia. Equivale à energia proveniente de uma fonte com geração constante de 1 MW durante um mês. Portanto, considerando um mês de trinta dias, equivale a 720 MWh (1 MW x 30 dias x 24 h/dia).
- **MWmédio:** unidade de energia. Equivale à energia proveniente de uma fonte com geração constante de 1 MW durante um período determinado. Por exemplo, 1 MWmédio no período de 20 anos equivale a 175.320 MWh (1 MW x 20 anos x 365,25³⁸ dias/ano x 24 h/dia). Essa unidade, assim como MWmês e MWano, tem como vantagem sobre a unidade MWh serem valores da mesma ordem de grandeza que a potência instalada da usina.

³⁸ Em 20 anos, há 5 anos bissextos e 15 não bissextos. Dessa forma, o número médio de dias por ano é $(5 \times 366 + 15 \times 365) / 20 = 365,25$.

Apêndice B – Árvore de cenários

A figura abaixo mostra a árvore de cenários usada neste estudo. Quando há ramificação, o peso relativo de cada cenário é indicado na figura.

