

**AVALIAÇÃO DE ALTERNATIVAS PARA INTRODUÇÃO DA GERAÇÃO  
ELÉTRICA TERMOSSOLAR NA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA**

Diego Cunha Malagueta

Tese de Doutorado 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 Doutor em Planejamento Energético.

Orientador(es): Alexandre Salem Szklo

Ricardo Marques Dutra

Rio de Janeiro  
Novembro de 2013

AVALIAÇÃO DE ALTERNATIVAS PARA INTRODUÇÃO DA GERAÇÃO  
ELÉTRICA TERMOSSOLAR NA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA

Diego Cunha Malagueta

TESE 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 DOUTOR  
EM CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Examinada por:

---

Prof. Alexandre Salem Szklo, D.Sc.

---

Dr. Ricardo Marques Dutra, D.Sc.

---

Prof. Roberto Schaeffer, Ph.D.

---

Prof. Sílvio Carlos Anibal de Almeida, D.Sc.

---

Prof. Neilton Fidelis da Silva, D.Sc.

---

Dr. Leonardo dos Santos Reis Vieira, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

NOVEMBRO DE 2013

Malagueta, Diego Cunha

Avaliação de Alternativas para Introdução da Geração Elétrica Termossolar na Matriz Energética Brasileira / Diego Cunha Malagueta - Rio de Janeiro: UFRJ/ COPPE, 2013.

XVIII, 187 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Alexandre Salem Szklo

Ricardo Marques Dutra

Tese (doutorado) – UFRJ / COPPE / Programa de Planejamento Energético, 2013.

Referências Bibliográficas: p. 160-170.

1. Concentrados Solares. 2. Geração Elétrica. 3. Simulação Computacional. I. Szklo, Alexandre Salem *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Título.

Dedico àqueles que foram importantes em  
minha vida, mas a quem não mais posso  
agradecer: Ademar, Gustavo, vó Luíza,  
vô Geddelthi, “vó” Niobe, “vó” Rosa  
e vô Waldyr.

## AGRADECIMENTOS

Primeiramente gostaria de agradecer ao professor Alexandre Szklo, não apenas pela orientação, mas também por ter sido visionário ao me sugerir o tema de estudo em CSP, tecnologia na qual ele apostava, e que em poucos anos abriu muitas portas na minha carreira. A primeira delas foi a bolsa de doutorado do Cepel/Eletróbrás e a co-orientação do Ricardo Dutra, espero ter chefes tão íntegros e humanos como ele, muito obrigado.

A Roberto Schaeffer, pelo aprendizado ao longo dos projetos acadêmicos nos quais tive a oportunidade de participar.

Aos professores Sílvio Carlos e Neilton Fidelis e o pesquisador Leonardo Reis por terem aceito o convite de participarem da banca.

À Coordenadoria de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) e ao Cepel/Eletróbrás pelo apoio financeiro na forma de bolsa de estudo.

A todos os demais funcionários do PPE, em especial a Queila, Paulo e a sempre atenciosa Sandrinha.

Aos meus colegas do PPE, Daniel Berrêdo, David, Gizele Borba, Isabela, Larissa, Paulo, Pedro Rochedo, Rafael, Régis, Susi, Tatiana Valle, pelas ajudas técnicas e pelas horas de confraternização. E aos do Cepel, Antônio Leite, Bruno Montezano, Márcio Giannini, Patrícia Castro, Sérgio Melo, Vanjor Gomes.

A toda equipe e aos ex-alunos do Curso São Salvador, pelas primeiras experiências que tive como professor.

A todos os meus amigos, em especial a Ana Lúcia Levy, Bruno Borba (amigo de longa data com quem também tive a felicidade de trabalhar), Caio Manhães, Daniel Stilpen, Felipe Bittencourt, Felipe Schatz, Gabriel Kitada, Mikael Virkki, Paulo Agliardi, Pedro Esteban, Rafael Mello, Régis Barbosa, Rodolfo Campos, Sérgio Mendes, Tatiana Crippa e Thiago Camargo.

Aos meus tios, Carlinhos e Ninfa e aos meus primos Rô e Dadá. E ainda a tia Joana, tia Luisa, Manoel Luis, tia Regina e Nelson.

A minha noiva, Priscila Branco, pelo apoio e companheirismo diante dos desafios ao longo da tese e pela fisioterapia quando a coluna não aguentava mais o computador.

Ao meu irmão Manoel, o maior presente que minha mãe me deu (bom, esse agradecimento então é a ela), que muito me ensina a pensar e refletir, sempre.

E aqueles para os quais não tenho palavras para agradecer, minha avó Branca e meus pais, Adir e Diana. Muito obrigado por tudo.

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

## AVALIAÇÃO DE ALTERNATIVAS PARA INTRODUÇÃO DA GERAÇÃO ELÉTRICA TERMOSSOLAR NA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA

Diego Cunha Malagueta

Novembro / 2013

Orientadores: Alexandre Salem Szklo

Ricardo Marques Dutra

Programa: Planejamento Energético

A expansão de plantas CSP no mundo dos anos 2000 em diante ainda é pequena perante o parque elétrico instalado mundialmente, mas aponta para um uso da energia solar diferente dos consolidados painéis FV. A capacidade de armazenamento na forma de calor é um dos grandes potenciais técnicos da tecnologia CSP, entretanto os custos ainda não são competitivos. Os países referências no uso de CSP possuem políticas de incentivo que remuneram o gerador a tarifas superiores às de mercado ou obrigam distribuidoras a comprarem cotas de energia proveniente de energia solar. Assim, o objetivo desta tese é avaliar a viabilidade técnica e econômica de diferentes arranjos de plantas CSP no Brasil, tendo como sítio de análise a cidade de Bom Jesus da Lapa (BJL) e propor as medidas de incentivo mais adequadas para cada caso de modo a criar condições propícias para a entrada gradativa do CSP no Sistema Interligado Nacional (SIN). O estudo fixa a tecnologia a ser estudada, os cilindro-parabólicos, e analisa arranjos com armazenamento e hibridização com gás natural; hibridização com ciclo rankine ou ciclo combinado; e um estudo de caso de uma planta de tri-geração (eletricidade, refrigeração e calor) anexa a hospital proposto para BJL. As simulações indicam que os custos nivelados de cada planta ainda não são comercialmente competitivos e dependem de políticas específicas e investimentos em P&D para estimular o setor.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Science (D.Sc.).

EVALUATION OF ALTERNATIVES FOR SOLAR POWER ELECTRICITY  
GENERATION IN THE BRAZILIAN ENERGY SYSTEM

Diego Cunha Malagueta

November / 2013

Advisors: Alexandre Salem Szklo

Ricardo Marques Dutra

Department: Energy Planning

The growth of CSP plants in the world since 2000 is still small compared to the electrical power installed capacity, but it indicates a different use of solar energy when compared to PV. One advantage of CSP plant is the possibility of energy storage, the thermal storage system, but the costs of TES systems are still high. The countries with CSP plants have specific policies that ensures either higher incomes for electricity (feed-in tariff) or mandatory quotas that the market has to purchase no matter how much the energy costs (usually a cap is defined). The thesis has two main objectives: to evaluate technical and economical parameters of different types of CSP plants in Brazil; and based on the simulations results, it proposes the proper politics incentives for each arrangement. All the simulations are made to the same site, Bom Jesus da Lapa, the better city in Brazil with available data. The study analyses plants with parabolic-through collectors, with and without storage system (6 hours); hybridization with natural gas, both in Rankine and Combined cycles; and also a case study of tri-generation for a hospital proposed for BJL (providing electricity, cooling and heat). The results indicate tha levelised costs are still higher than the prices negotiated in Brazilian auctions. Therefore investments in R&D are still necessary and specific policies should be created to assure the introduction and expansion of centralized solar power.



# ÍNDICE

|   |           |
|---|-----------|
| <b>INTRODUÇÃO</b> .....   | <b>1</b>  |
| <b>1 – POLÍTICAS DE INCENTIVO A TECNOLOGIAS CSP NO MUNDO – EM ESPECIAL NA ESPANHA E NA CALIFÓRNIA (EUA)</b> ..... | <b>8</b>  |
| 1.1 MECANISMOS ECONÔMICOS DE INCENTIVO A FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA .....                                     | 8         |
| 1.2 O MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO .....   | 11        |
| 1.3 MERCADO ELÉTRICO ESPANHOL .....   | 13        |
| 1.3.1 – PRINCIPAIS AGENTES .....  | 15        |
| 1.3.2 – HISTÓRICO DOS PLANOS E MEDIDAS PÚBLICAS DE INCENTIVO ÀS ENERGIAS RENOVÁVEIS NA ESPANHA .....              | 16        |
| 1.3.2.1 – LEI DO SETOR ELÉTRICO 54/1997 .....   | 17        |
| 1.3.2.2 – DECRETO REAL 2818/1998 .....  | 18        |
| 1.3.2.3 – DECRETO REAL 436/2004 .....   | 20        |
| 1.3.2.4 – DECRETO REAL 661/2007 .....   | 23        |
| 1.3.2.5 – O FIM DA TARIFAÇÃO <i>FEED-IN</i> E RESUMO DAS LEIS ESPANHOLAS .....                                    | 24        |
| 1.3.2.6 – P&D E OUTROS INCENTIVOS E SUBSÍDIOS .....   | 28        |
| 1.4 O MERCADO ELÉTRICO DA CALIFÓRNIA .....  | 31        |
| 1.4.1 – A REESTRUTURAÇÃO DO MERCADO .....   | 31        |
| 1.4.1.1 – TRANSMISSÃO .....   | 32        |
| 1.4.2 – PRINCIPAIS AGENTES .....  | 33        |
| 1.4.3 – BREVE HISTÓRICO DOS PLANOS E MEDIDAS PÚBLICAS DE INCENTIVO ÀS ENERGIAS RENOVÁVEIS NA CALIFÓRNIA .....     | 35        |
| 1.4.3.1 – PURPA .....   | 36        |
| 1.4.3.2 – RPS (RENEWABLE PORTFOLIO STANDARD) .....  | 39        |
| 1.4.3.2.1 – ESTADOS UNIDOS – VISÃO GERAL .....  | 39        |
| 1.4.3.2.2 – RPS NA CALIFÓRNIA .....   | 41        |
| 1.4.3.3 – P&D E OUTROS INCENTIVOS E SUBSÍDIOS .....   | 43        |
| 1.5 COMPARAÇÃO ENTRE A ESPANHA E A CALIFÓRNIA .....   | 49        |
| <b>2 – TECNOLOGIAS CSP</b> .....  | <b>52</b> |
| 2.1 HISTÓRICO DA ENERGIA SOLAR TÉRMICA CONCENTRADA .....  | 52        |

|   |           |
|---|-----------|
| 2.2 COLETORES SOLARES .....   | 58        |
| 2.2.1 Concentradores Cinlndricos-parabólicos .....  | 60        |
| 2.2.1.1 <i>Receptor</i> .....   | 64        |
| 2.2.1.2 <i>Mecanismos de Rastreamento</i> .....   | 64        |
| 2.2.2 Coletor Fresnel .....   | 65        |
| 2.2.3 Disco Parabólico .....  | 66        |
| 2.2.4 Torre Central .....   | 68        |
| 2.3 SISTEMAS TÉRMICOS SOLARES .....   | 70        |
| 2.3.1 Plantas de Concentradores Parabólicos .....   | 70        |
| 2.3.2 Plantas de Torre Concentradora .....  | 76        |
| 2.3.3 Múltiplo Solar (MS), Capacidade de Armazenamento e Operação de uma Planta Solar ..... | 78        |
| 2.4 PLANTAS SOLARES NO MUNDO.....   | 80        |
| <b>3 – PROCEDIMENTO METODOLÓGICO .....</b>  | <b>82</b> |
| 3.1 SAM ( <i>SYSTEM ADVISOR MODEL</i> ) .....   | 82        |
| 3.2 ESCOLHA DA TECNOLOGIA CSP .....   | 83        |
| 3.2.1 Cilindro-parabólico no SAM.....   | 84        |
| 3.3 RECURSO SOLAR NO BRASIL E ESCOLHA DA LOCALIDADE .....                                   | 84        |
| 3.4 IRRADIAÇÃO DE PROJETO E MÚLTIPLO SOLAR (MS) .....                                       | 89        |
| 3.5 PLANTAS CSP .....   | 90        |
| 3.5.1 Escolha da potência da planta .....   | 90        |
| 3.5.2 Arranjo das plantas no SAM .....  | 91        |
| 3.5.2.1 <i>Campo Solar</i> .....  | 92        |
| 3.5.2.2 <i>Bloco de Potência</i> .....  | 94        |
| 3.5.2.3 <i>Armazenamento e Despacho</i> .....   | 94        |
| 3.6 SIMULAÇÕES.....   | 96        |
| 3.6.1 Modelagem financeira e de custos .....  | 96        |
| 3.6.1.1 <i>Modelo Financeiro</i> .....  | 96        |
| 3.6.1.2 <i>Custo dos componentes</i> .....  | 98        |
| 3.6.2 Plantas CSP para Geração Elétrica Centralizada.....                                   | 100       |
| 3.6.3 Térmicas a Gás Natural Hibridizadas com CSP .....                                     | 100       |

|   |            |
|---|------------|
| 3.6.4 Tri-geração – Estudo de Caso de Hospital .....                    | 103        |
| 3.6.4.1 Hospital de médio porte em Bom Jesus da Lapa.....               | 103        |
| 3.6.4.2 Planta de tri-geração .....                                     | 105        |
| <b>4 – SIMULAÇÕES DE PLANTAS CSP EM BJJ .....</b>                       | <b>109</b> |
| 4.1 PLANTAS CSP PARA GERAÇÃO ELÉTRICA CENTRALIZADA .....                | 109        |
| 4.1.1 Bom Jesus da Lapa.....  | 109        |
| 4.1.2 Modelo de Dimensionamento e Avaliação das Tecnologias CSP .....   | 110        |
| 4.1.3 Resultados e discussões.....                                      | 117        |
| 4.2 TÉRMICAS A GÁS NATURAL HIBRIDIZADAS COM CSP.....                    | 125        |
| 4.2.1 Gás natural na Bacia do Rio São Francisco.....                    | 125        |
| 4.2.2 Modelos de plantas híbridas .....                                 | 127        |
| 4.2.3 Resultados e discussões.....                                      | 129        |
| 4.3 TRI-GERAÇÃO – ESTUDO DE CASO DE HOSPITAL EM BOM JESUS DA LAPA ..... | 136        |
| 4.3.1 Dimensionamento de hospital de médio porte em BJJ .....           | 136        |
| 4.3.2 Modelos de plantas de tri-geração.....                            | 138        |
| 4.3.3 Resultados e discussões.....                                      | 142        |
| <b>CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS.....</b>                 | <b>156</b> |
| <b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>                                  | <b>160</b> |
| <b>ANEXO I – ARTIGO 2 DO REAL DECRETO 2818/1998 .....</b>               | <b>171</b> |
| <b>ANEXO II – CAPÍTULO 1, ARTIGO 2 DO REAL DECRETO 2366/1994.....</b>   | <b>174</b> |
| <b>ANEXO III – TUTORIAL SOBRE O SAM VERSÃO 2011.6.30.....</b>           | <b>175</b> |

## LISTA DE FIGURAS

|   |    |
|---|----|
| Figura 1 – Capacidade instalada de CSP em operação e projetada segundo plantas em construção e em planejamento no mundo até 2015.....               | 2  |
| Figura 2 – Expansão da geração de energia elétrica no mundo até 2050 por plantas CSP de acordo com quatro diferentes cenários.....                  | 3  |
| Figura 3 – Expansão da geração de energia elétrica até 2050 por plantas CSP por região .....  | 3  |
| Figura 4 – Políticas de incentivo a fontes alternativas em função do estágio de amadurecimento tecnológico .....                                    | 11 |
| Figura 5 – Ambiente possíveis de contratação de geração elétrica no novo modelo institucional do setor elétrico brasileiro. (Fonte: MME, 2003)..... | 13 |
| Figura 6 – Diagrama de operação do mercado elétrica Espanhol .....  | 15 |
| Figura 7 – PSA.....   | 30 |
| Figura 8 – IOUs da Califórnia.....  | 35 |
| Figura 9 – Estados norte-americanos com RPS ou metas não compulsórias .....   | 39 |
| Figura 10 – Participação percentual de cada fonte na expansão de 1998 a 2009 provenientes de RPS em alguns estados americanos .....                 | 41 |
| Figura 11 – Investimentos da CEC em P&D em energia solar térmica e fotovoltaica na Califórnia.....  | 44 |
| Figura 12 – Fornalha solar de Lavoisier (1774).....   | 53 |
| Figura 13 – Coletor parabólico de uma impressora à energia solar (Paris, 1882).....   | 54 |
| Figura 14 – Concentrador parabólico de John Ericsson (1870) .....   | 54 |
| Figura 15 – Planta de bombeamento de águas do Nilo (Egito, 1913).....   | 56 |
| Figura 16 – Planta Solar de Almería (PSA) .....   | 57 |
| Figura 17 – Concentrador parabólico.....  | 60 |
| Figura 18 – Concentrador parabólico.....  | 61 |
| Figura 19 – Desenho esquemático da concentração da radiação em um concentrador parabólico .....   | 61 |
| Figura 20 – Rastreamento do sol no sentido leste-oeste .....  | 62 |
| Figura 21 – Desenho esquemático do refletor linear Fresnel.....   | 66 |

|  |     |
|--|-----|
| Figura 22 – Refletor Fresnel.....  | 66  |
| Figura 23 – Esboço de um concentrador de disco parabólico .....  | 67  |
| Figura 24 – Foto de um concentrador de disco parabólico .....  | 67  |
| Figura 25 – Esboço de uma torre de concentração.....   | 69  |
| Figura 26 – Foto das torres de concentração PS10 e PS20 na Espanha .....   | 70  |
| Figura 27 – Sistema solar sem e com armazenamento.....   | 71  |
| Figura 28 – Diferentes arranjos para integrar um sistema solar a um sistema convencional de calor.....                       | 71  |
| Figura 29 – Sistema solar de geração de eletricidade com armazenamento de calor.....   | 73  |
| Figura 30 – Sistema solar de geração de eletricidade com caldeira auxiliar .....   | 74  |
| Figura 31 – Sistema solar de geração de eletricidade com armazenamento e opções de queimadores auxiliares.....               | 74  |
| Figura 32 – Sistema solar de geração de eletricidade (geração de vapor diretamente nos coletores).....                       | 75  |
| Figura 33 – Torre de concentração de receptor aberto (fluido aquecido: ar) .....   | 77  |
| Figura 34 – Torre de concentração de receptor de volume fechado e pressurizado (fluido aquecido: ar).....                    | 77  |
| Figura 35 – Planta solar para operação em carga intermediária.....   | 78  |
| Figura 36 – Planta solar para operação em carga intermediária atrasada.....  | 79  |
| Figura 37 – Planta solar para operação na base.....  | 79  |
| Figura 38 – Planta solar para operação no pico.....  | 80  |
| Figura 39 – Plantas simuladas.....   | 82  |
| Figura 40 – Irradiação normal direta (DNI) .....   | 85  |
| Figura 41 – Irradiação solar direta (DNI) – faixa acima de 2.000 kWh/m <sup>2</sup> /ano ou 6,0 kWh/m <sup>2</sup> /dia..... | 86  |
| Figura 42 – Média mensal de DNI em Bom Jesus da Lapa .....   | 90  |
| Figura 43 – Identificação da hibridização disponível no SAM.....   | 92  |
| Figura 44 – Controle do SAM de despacho de energia, caldeira auxiliar e armazenamento .....                                  | 96  |
| Figura 45 – Esboço da planta ciclo combinado com tri-geração.....  | 106 |

|   |     |
|---|-----|
| Figura 46 – Dia mais quente do ano.....   | 107 |
| Figura 47 – Dia mais frio do ano.....   | 108 |
| Figura 48 – 3º dia do ano .....   | 108 |
| Figura 49 – Irradiação solar direta (DNI) na Bahia e identificação de Bom Jesus da Lapa.....  | 110 |
| Figura 50 – Expectativas de queda de custos de plantas CSP de 2012 a 2025 .....   | 116 |
| Figura 51 – Produção horária das plantas simples, híbrida, com armazenamento (6h) e avançada (cenário alternativo) em BJL durante os 3 primeiros dias de janeiro.....                           | 121 |
| Figura 52: Mapa da Bacia do São Francisco e dos blocos licitados, concluídos e em atividade .....   | 127 |
| Figura 53 – Produção horária da planta híbrida diurna no cenário alternativo com GN a 8,00US\$/MMBTU durante os 3 primeiros dias de janeiro .....   | 132 |
| Figura 54 – Produção horária da planta híbrida noturna no cenário alternativo com GN a 8,00US\$/MMBTU durante os 3 primeiros dias de janeiro .....  | 132 |
| Figura 55 – Produção horária da planta híbrida 95 no cenário alternativo com GN a 8,00US\$/MMBTU durante os 3 primeiros dias de janeiro .....   | 132 |
| Figura 56 – Esboço do chiller de absorção.....  | 139 |
| Figura 57: Fluxos de calor hora a hora no dia mais quente do ano com 0h de TES .....  | 144 |
| Figura 58: Operação das 3 turbinas hora a hora no dia mais quente do ano com 0h de TES ...  | 144 |
| Figura 59: Fluxos de calor hora a hora no dia mais frio do ano com 0h de TES .....  | 145 |
| Figura 60: Operação das 3 turbinas hora a hora no dia mais frio do ano com 0h de TES .....  | 145 |
| Figura 61: Operação das 3 turbinas hora a hora no dia mais frio do ano com 0h de TES com o desligamento de todas as turbinas quando não há nem demanda por refrigeração nem radiação solar..... | 146 |
| Figura 62: Fluxos de calor hora a hora no terceiro dia do ano com 0h de TES .....   | 147 |
| Figura 63: Operação das 3 turbinas hora a hora no terceiro dia do ano com 0h de TES .....   | 147 |
| Figura 64: Fluxos de calor hora a hora no dia mais quente do ano com 3h de TES .....  | 148 |
| Figura 65: Operação das 3 turbinas hora a hora no dia mais quente do ano com 3h de TES ...  | 148 |
| Figura 66: Fluxos de calor hora a hora no dia mais frio do ano com 3h de TES .....  | 149 |
| Figura 67: Operação das 3 turbinas hora a hora no dia mais frio do ano com 3h de TES .....  | 149 |
| Figura 68: Fluxos de calor hora a hora no terceiro dia do ano com 3h de TES .....   | 150 |

|   |     |
|---|-----|
| Figura 69: Operação das 3 turbinas hora a hora no terceiro dia do ano com 3h de TES .....                                     | 150 |
| Figura 70 – Temperatura de bulbo seco (vermelho) e velocidade do vento (azul) ao longo do dia mais frio do ano em BJJ .....   | 152 |
| Figura 71 – Temperatura de bulbo seco (vermelho) e velocidade do vento (azul) ao longo do dia mais quente do ano em BJJ ..... | 152 |
| Figura 72 – Expansão de termelétricas no Brasil (contratadas e planejadas).....   | 159 |
| Figura 73 – Tecnologias disponíveis no SAM .....  | 175 |
| Figura 74 – Tecnologias CSP e modo financeiro disponíveis no SAM.....   | 176 |
| Figura 75 – Modelo CSP cilindro-parabólico produtor independente .....  | 178 |
| Figura 76 – Aba financeira do SAM .....   | 179 |
| Figura 77 – Continuação da aba financeira do SAM .....  | 179 |
| Figura 78 – Custos da planta CSP cilindro-parabólico no SAM.....  | 181 |
| Figura 79 – Aba do Campo Solar do SAM .....   | 182 |
| Figura 80 – Continuação da aba do Campo Solar do SAM .....  | 182 |
| Figura 81 – Subseções por bloco de potência .....   | 183 |
| Figura 82 – Aba do ciclo de potência do SAM.....  | 183 |
| Figura 83 – Continuação da aba do ciclo de potência do SAM .....  | 184 |
| Figura 84 – Aba armazenamento (que inclui hibridização e despacho) do SAM .....   | 184 |
| Figura 85 – Continuação da aba armazenamento (que inclui hibridização e despacho) do SAM .....                                | 185 |
| Figura 86 – Configuração das simulações do SAM.....   | 186 |
| Figura 87 – Dados de saída do SAM.....  | 187 |

## LISTA DE TABELAS

|   |    |
|---|----|
| Tabela 1 – Estimativas da parcela da eletricidade gerada por CSP em relação ao consumo do país ou região até 2050.....  | 4  |
| Tabela 2 – Quadro comparativo das políticas de incentivo para FAEs.....   | 10 |
| Tabela 3 – Cronologia das principais leis, decretos e planos .....  | 26 |
| Tabela 4 – Tarifa <i>feed-in</i> regulada [centavos de euro/kWh] .....  | 27 |
| Tabela 5 – Prêmios para venda no mercado atacadista [centavos de euro/kWh].....   | 27 |
| Tabela 6 – Compilação de custos nivelados presentes na literatura científica de diferentes fontes .....                 | 29 |
| Tabela 7 – Participação percentual de cada fonte na expansão de 1998 a 2009 provenientes de RPS em todos os EUA .....   | 40 |
| Tabela 8 – Resumo de alguns programas governamentais de incentivo econômico à energia solar.....                        | 46 |
| Tabela 9 – Subsídios e incentivos governamentais ao setor elétrico (ano fiscal de 2007).....                            | 47 |
| Tabela 10 – Subsídios e suporte à produção elétrica por fontes de energia (ano fiscal de 2007)                          | 48 |
| Tabela 11 – Subsídios e suporte por unidade de produção (as 4 fontes mais beneficiadas e as 4 menos beneficiadas) ..... | 48 |
| Tabela 12 – Exemplos de plantas americanas subsidiadas.....   | 49 |
| Tabela 13 – Quadro comparativo resumo dos casos espanhol e californiano .....   | 51 |
| Tabela 14 – Classificação dos coletores solares por graus de rastreamento .....   | 59 |
| Tabela 15 – Características de diferentes tecnologias CSP.....  | 60 |
| Tabela 16 – Características das 9 plantas SEGS da Califórnia .....  | 63 |
| Tabela 17 – Dados do coletor IST.....   | 64 |
| Tabela 18 – Características do modelo EuroDish .....  | 68 |
| Tabela 19 – Plantas CSP no mundo de acordo com países, tecnologia e status [em MW].....                                 | 81 |
| Tabela 20 – Municípios com maior média de radiação solar direta normal .....  | 87 |
| Tabela 21 – Dados meteorológicos para 20 cidades brasileiras com dados detalhados disponíveis.....                      | 88 |
| Tabela 22 – Biblioteca de fluidos de transferência de calor do SAM.....   | 93 |



|  |     |
|--|-----|
| Tabela 23 – Características médias de um hospital de médio porte com conforto .....                                | 104 |
| Tabela 24. Dados climatológicos de Bom Jesus da Lapa.....  | 110 |
| Tabela 25 – Principais dados técnicos das plantas CSP simuladas para BJL .....                                     | 111 |
| Tabela 26 – Parâmetros financeiros usados como entrada no SAM .....  | 113 |
| Tabela 27 – Custos usados na simulação de plantas CSP no Brasil.....   | 115 |
| Tabela 28 – Produção, FC e principais custos das plantas de BJL (cenário base) .....                               | 117 |
| Tabela 29 – Produção, FC e principais custos das plantas de BJL (cenário alternativo) .....                        | 118 |
| Tabela 30: Resumo dos casos híbridos .....   | 119 |
| Tabela 31 – Preço médio de contratação por licitação de 2005 a 2009 (R\$/MWh, a valores constantes).....           | 122 |
| Tabela 32 – Preço médio de contratação por licitação de 2010 a 2013 (R\$/MWh, a valores constantes).....           | 123 |
| Tabela 33 – Operação da caldeira auxiliar e do campo solar da Híbrida Noturna em função da radiação incidente..... | 128 |
| Tabela 34 – Principais dados técnicos comuns a todas as plantas híbridas.....                                      | 129 |
| Tabela 35 – Plantas CSP (ciclo Rankine) simuladas para GN a 8,00US\$/MMBTU (cenários base e alternativo) .....     | 130 |
| Tabela 36 – Plantas CSP (ciclo Rankine) simuladas para GN a 5,00 US\$/MMBTU (cenário alternativo) .....            | 133 |
| Tabela 37 – Plantas CSP (ciclo Rankine) simuladas para GN a 12,00 US\$/MMBTU (cenário alternativo) .....           | 134 |
| Tabela 38 – Plantas Híbrida ISCC para diferentes custos do GN .....  | 135 |
| Tabela 39 – População e leitos de Bom Jesus da Lapa e dos 8 municípios adjacentes.....                             | 137 |
| Tabela 40 – Principais dados do hospital proposto para BJL.....  | 137 |
| Tabela 41 – Principais dados de operação em potência máxima e em regime permanente do Chiller.....                 | 140 |
| Tabela 42 – Projeto da turbina a vapor.....  | 141 |
| Tabela 43 – Principais dados técnicos do campo solar .....   | 141 |
| Tabela 44 – Condições de projeto e de operação a carga plena das turbinas a gás 1 e 2 .....                        | 142 |
| Tabela 45 – Dados de projeto da planta de tri-geração .....  | 142 |

|   |     |
|---|-----|
| Tabela 46 – Resumo das operações das plantas de tri-geração .....                                       | 143 |
| Tabela 47 – Dados de operação da planta de tri-geração em 6 condições .....                             | 154 |
| Tabela 48 – Resumo dos principais casos simulados para geração centralizada no cenário alternativo..... | 157 |

## INTRODUÇÃO

O objetivo principal deste estudo é verificar, através de simulações, se existe viabilidade para uso de CSP no Brasil conforme diferentes arranjos e identificar quais as políticas de incentivo mais adequadas para cada arranjo e aplicação da planta CSP.

Devido à existência de quatro tecnologias principais de CSP, disco, cilindro-parabólico, fresnel e torre central, optou-se por analisar uma única tecnologia de captação, e sendo assim, foi escolhida a tecnologia mais consolidada no mercado, o cilindro-parabólico. Dos 2.988 MW instalados no mundo, 88% (2.626 MW) são de cilindro-parabólico (KALOGIROU, 2009; GONZÁLEZ, 2008; TAYLOR, 2008; WISER *et al.*, 2011, BURGI, 2013).

Estados Unidos e Espanha foram pioneiros no desenvolvimento de tecnologias do setor, com investimentos em P&D desde as décadas de 1970 e 1980 (EIA, 2008; TAYLOR, 2008 e MINISTERIO DE CIENCIA E INNOVACIÓN, 2011). As primeiras plantas solares a comercializar sua eletricidade foram as SEGS, na Califórnia, em operação desde 1984.

Já no caso da Espanha, apesar de investir em pesquisa desde a década de 1970, suas plantas são mais recentes: a PS10 (torre de concentração de 11 MW) começou a operar em 2007 e as plantas comerciais de 50 MW, como Andasol 1 e 2 (concentradores parabólicos) (NREL, 2011) entraram em operação em 2009. Ou seja, as plantas em operação na Espanha são mais recentes, inclusive mais modernas que as SEGS, e são consequência do desenvolvimento tecnológico do setor, de financiamento público, e também do sistema de tarifação *feed-in* iniciado em 1998 na Espanha (GONZÁLEZ, 2008).

A expansão de plantas CSP no mundo, lideradas por EUA e Espanha, mas também presente em Argélia, Austrália, Egito, Emirados Árabes Unidos, França, Marrocos, entre outros (BURGI, 2013) suscita questionamentos quanto ao papel que a energia solar térmica pode exercer nas próximas décadas no mundo, como forma de contribuir para atender a expansão da demanda por energia elétrica, e também como mais uma alternativa de uso de fonte renovável que contribua no combate às mudanças climáticas globais.

O *Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*, relatório do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (ARVIZU *et al.*, 2011), apresenta que a expansão das plantas CSP planejadas no

mundo, caso sejam realmente construídas, ultrapassariam 10 GW de potência instalada em 2015, conforme Figura 1. O mesmo relatório compila estudos de perspectivas de queda dos custos da tecnologia baseado em ganhos de escala e escopo, avanços tecnológicos, melhorias de eficiência da planta, que estimam que os custos de CSP podem cair de 40% a 55% até 2025.

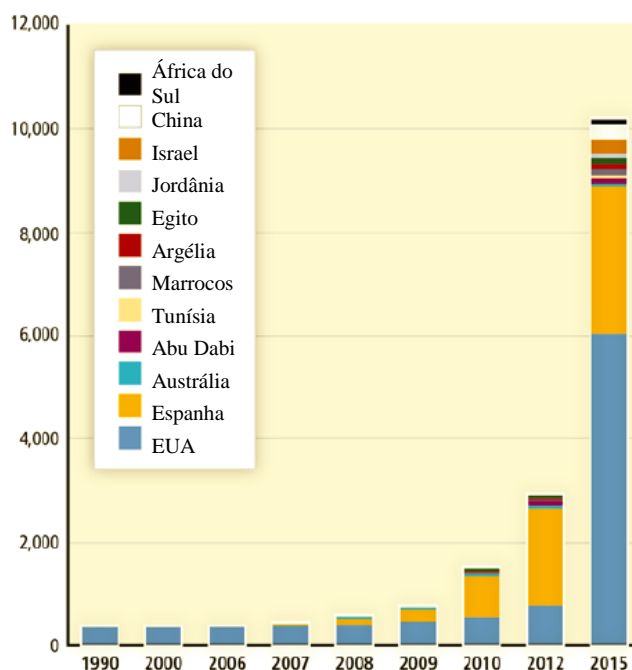


Figura 1 – Capacidade instalada de CSP em operação e projetada segundo plantas em construção e em planejamento no mundo até 2015

Fonte: ARVIZU et al. (2011)

O *Technology Roadmap – Concentrating Solar Power*, relatório da Agência Internacional de Energia (IEA, 2010) considera que a tecnologia CSP pode ter um papel importante no combate às mudanças climáticas globais, por gerar energia com baixo nível de emissão de carbono. O relatório também enfatiza outras vantagens do uso da energia solar heliotérmica como: permitir o armazenamento de energia na forma de calor e a possibilidade de operar com sistemas de back up (com uso de combustíveis fósseis tradicionais, principalmente gás natural, ou até mesmo biomassa).

IEA (2010) apresenta seu cenário de expansão da geração de eletricidade a partir de plantas CSP no mundo até 2050 e o compara com outros três cenários presentes na literatura internacional (Figura 2). Estes cenários estimam produções entre 2.000

TWh/ano e 8.000 TWh/ano em 2050, sendo que o da própria IEA fica próximo a 5.000 TWh/ano.

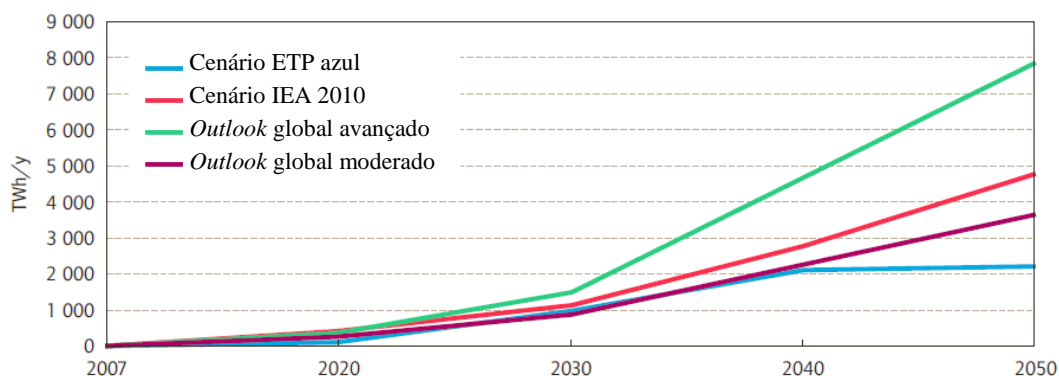


Figura 2 – Expansão da geração de energia elétrica no mundo até 2050 por plantas CSP de acordo com quatro diferentes cenários

Fonte: IEA (2010)

De acordo com o seu cenário, IEA (2010) apresenta como essa expansão estaria distribuída pelas regiões ou países do globo, com América do Norte e África representando aproximadamente 50% da geração mundial (Figura 3).

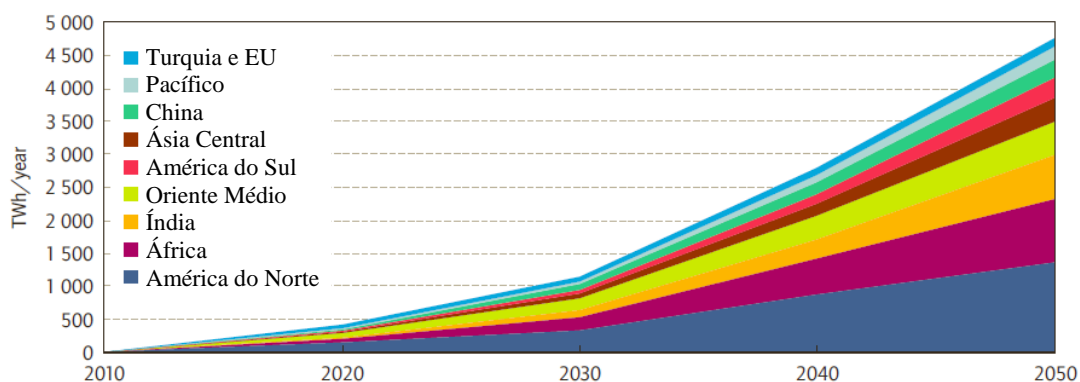


Figura 3 – Expansão da geração de energia elétrica até 2050 por plantas CSP por região

Fonte: IEA (2010)

Vale ainda observar a estimativa da parcela da geração proveniente de plantas CSP comparado ao consumo. Certas regiões do mundo poderiam gerar até 40% da sua energia de fonte solar através da heliotermia (sem contar a energia solar de painéis fotovoltaicos) em 2050 (vide Tabela 1). Segundo IEA (2010) o Brasil pode começar com 1% em 2020 e atingir 15% em 2050.

Tabela 1 – Estimativas da parcela da eletricidade gerada por CSP em relação ao consumo do país ou região até 2050

| Países/Regiões   | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|--|------|------|------|------|
| Austrália, Ásia central, Chile, Índia (Gujarat e Rajasthan), México, Oriente Médio, Norte da África, Peru, África do Sul, EUA (sudoeste) | 5%   | 12%  | 30%  | 40%  |
| EUA (resto do país)  | 3%   | 6%   | 15%  | 20%  |
| Europa (majoritariamente importação), Turquia  | 3%   | 6%   | 10%  | 15%  |
| África (resto do continente), Argentina, Brasil, Índia (restante do país)  | 1%   | 5%   | 8%   | 15%  |
| Indonésia (importações)  | 0,5% | 1,5% | 3%   | 7%   |
| China, Rússia (importações)  | 0,5% | 1,5% | 3%   | 4%   |

Fonte: IEA (2010)

Apesar de IEA (2010) apontar que o Brasil pode começar a produzir energia através de CSP já em 2020, o Plano Decenal de Expansão de Energia 2021 (PDE 2021), relatório da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) que estima a expansão da demanda e oferta de energia no país considera que “as centrais solares heliotérmicas ainda precisam de aprimoramento tecnológico e significativa redução de custos para que se torne competitiva no horizonte decenal” analisado (EPE/MME, 2013).

Em P&D em CSP no Brasil deve-se ressaltar a parceria entre CEPEL/Eletróbrás e a UFPE em projeto para construção da primeira planta piloto CSP do país, a ser instalada em Petrolina (PE) com financiamento do FINEP do MCT (UFPE, 2013).

Desde 2002 uma parceria entre a CEMIG e o CEFET-MG investe em P&D em CSP e em 2008 foi concluída uma planta experimental de cilindro-parabólico que foi doada ao CEFET-MG (CEFET-MG, 2008 e CEFET-MG, 2012).

USP e UFSC também possuem pesquisadores estudando CSP. O professor Celso Oliveira (USP) coordena projeto para a construção de uma planta de torre solar para cogeração na agroindústria. Eduardo Burin (aluno de pós-graduação da UFSC) dimensiona via modelagem computacional diferentes arranjos para hibridização com biomassa.

A tecnologia CSP também foi tema de estudos recentes por parte de pesquisadores do Programa de Planejamento Energético (PPE/COPPE). LODI (2011) apresentou o primeiro mestrado do departamento no assunto, uma análise técnica e

econômica de uma planta CSP de cilindro-parabólico de 30MW com auxílio do software SAM (*System Advisor Model*, SAM/NREL, 2011).

SORIA (2011) analisa, com ajuda do mesmo software, cinco tipos de plantas CSP (todas de cilindro-parabólico), de 100MW, com diferentes arranjos de armazenamento térmico e uso de hibridização em Campo Grande (MS). Uma importante contribuição de seu mestrado foi propor a hibridização com biomassa (bagaço-de-cana) ao invés de gás natural, tornando a planta solar ainda menos emissiva de gases de efeito estufa (virtualmente zero).

BURGI (2013) focou seus estudos em estimar o potencial para a tecnologia CSP no Brasil. A partir de uma análise com base em sistemas de informação geográfica (SIG) e simulação de plantas CSP no SAM (tanto cilindro-parabólico como torre central), e aplicando diversos critérios de aptidão de áreas à instalação destas plantas, como radiação solar adequada, recursos hídricos, rodovias, proximidade a subestações, áreas de proteção ambiental, BURGI (2013) propõe quais seriam os melhores sítios no país e os potenciais totais de capacidade instalada e geração elétrica a partir de CSP no Brasil.

Rafael Soria, além de seu mestrado, também fez parte da equipe (composta pelos professores Alexandre Szklo e Roberto Schaeffer e os pesquisadores Bruno Borba, Raymundo Aragão e Diego Malagueta) que desenvolveu um relatório sobre o potencial do uso de energia solar no Brasil para geração centralizada, a pedido da Embaixada do Reino Unido no Brasil. O relatório, intitulado “Potencial de Integração em Larga Escala de Energia Solar (Fotovoltaica e Térmica) para Geração Centralizada de Eletricidade no Brasil” originou *paper* publicado na Energy Policy (MALAGUETA et. al., 2013).

Esta tese tem o objetivo de dar continuidade aos estudos do PPE citados. Também focada em simulações computacionais, esta tese escolheu a cidade de Bom Jesus da Lapa como sítio, por ser, dentre as 20 cidades brasileiras com os dados climatológicos necessários, a de maior radiação direta normal. O estudo optou por avaliar apenas plantas de cilindro-parabólico e analisou:

- diferentes arranjos de CSP para geração elétrica centralizada (similar aos casos analisados por SORIA (2012));
- os impactos da hibridização (com gás natural) no perfil de geração elétrica e no custo nivelado para diferentes parcelas de CSP e GN na geração total da planta, além de analisar dois arranjos: ciclo rankine e ciclo combinado (ISCC);

- e por fim, a viabilidade técnica (neste caso não foi feita análise econômica) de implantação de uma planta CSP ISCC para tri-geração (eletricidade, refrigeração e calor) em geração distribuída através de um estudo de caso no qual a planta atende as demandas térmicas de um hospital proposto para Bom Jesus da Lapa.

A partir de estudos das políticas de incentivo bem sucedidas no mundo no que diz respeito à expansão do parque de CSP em seus respectivos países, e com base nos resultados obtidos nas simulações, o presente estudo propõe alternativas para incentivo a CSP no Brasil.

A tese se divide em quatro capítulos e três anexos, além de introdução e conclusão.

O primeiro capítulo apresenta um resumo das principais políticas de incentivo às fontes alternativas de energia: sistema de cotas, tarifação *feed-in*, subsídios, isenções fiscais e investimentos em pesquisa e desenvolvimento (P&D). São apresentados os conceitos econômicos por trás das políticas e os principais exemplos de aplicação dessas medidas voltadas a CSP no mundo, que foram utilizadas com êxito nos EUA (mais precisamente na Califórnia) e na Espanha.

O segundo capítulo apresenta um histórico da energia solar térmica concentrada, seguido da descrição das principais tecnologias: cilindro-parabólico, Fresnel, disco, e torre central. De modo a embasar a escolha pela tecnologia cilindro-parabólico. O mesmo capítulo ainda apresenta os diferentes arranjos possíveis para as plantas CSP, de acordo com a tecnologia de captação da radiação solar. É apresentado também o cenário atual das plantas CSP no mundo, onde se localizam, quais as tecnologias mais utilizadas, quais as plantas em planejamento para o curto e médio prazo.

O capítulo três diz respeito aos procedimentos metodológicos utilizados ao longo do estudo. Neste capítulo é (são):

- apresentado o principal software usado nas simulações, o SAM (*System Advisor Model*), bem como suas limitações e as situações em que o software não foi suficiente para simular as plantas propostas (um passo a passo dos principais recursos do SAM consta no Anexo III);
- justificada a escolha da localidade (Bom Jesus da Lapa);
- detalhadas as escolhas tecnológicas das plantas e os arranjos a serem simulados;
- apresentados todos os modelos de planta CSP a serem simulados;
- detalhadas as bases dos custos tecnológicos utilizados;



- explicadas as modelagens financeiras das plantas e os cenários econômicos (base e alternativo) propostos.

O capítulo quatro apresenta todas as simulações propostas por esta tese, os dados de entrada técnicos e econômicos que alimentam os modelos e os resultados obtidos. O capítulo é subdividido em três principais seções, que tratam separadamente dos subgrupos simulados: as plantas CSP para geração elétrica centralizada; as plantas híbridas; e o estudo de caso de tri-geração. Conforme são apresentados os resultados, é feita a análise e discussões sobre os valores estimados e as políticas recomendadas para cada caso, se pertinente.

Por fim, a conclusão resume as discussões do capítulo anterior e propõe estudos futuros em complemento aos feitos nesta tese.

# **1 – POLÍTICAS DE INCENTIVO A TECNOLOGIAS CSP NO MUNDO – EM ESPECIAL NA ESPANHA E NA CALIFÓRNIA (EUA)**

## **1.1 Mecanismos Econômicos de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia**

O desenvolvimento das fontes alternativas de energia (FAE) elétrica de geração renovável observada ao longo das décadas de 80 e 90 mostra que a aplicação de políticas específicas no setor energético determinou de forma decisiva o sucesso ou o fracasso da aplicação dessas fontes na geração de energia elétrica. Questões como os impactos ao meio ambiente e o aquecimento global geraram uma necessidade de mudanças na geração elétrica em vários países do mundo. Vários países estipularam metas e definiram programas com a finalidade de criação de um ambiente mais favorável para a que as FAEs de geração renovável pudessem ter uma participação mais efetiva na matriz de geração de energia elétrica reduzindo também a dependência de combustíveis fósseis (DUTRA, 2007).

Divididas em duas linhas distintas, as políticas de incentivos a FAEs de geração renovável, que vem sendo aplicadas no mundo, podem genericamente ser classificadas em sistemas baseados no preço e sistemas baseados em quantidades. Os principais mecanismos podem ser divididos em três categorias:

- Sistema Feed-In (sistema baseado no preço) – constitui o principal sistema de incentivo para FAEs de geração renovável na Europa, utilizado em larga escala pela Alemanha, Dinamarca, Espanha (a partir de 1999) e também em diversos estados dos EUA através do Ato PURPA durante a década de 1980 principalmente;
- Sistema de Leilão (sistema baseado na quantidade) – utilizado pelo Reino Unido, Irlanda e França (até 2000), este sistema consiste na fixação de um montante de FAEs de geração renovável a serem instaladas no sistema em longo prazo e, após várias rodadas, são escolhidos os projetos com os menores custos;
- Sistema de Cotas (sistema baseado na quantidade) – utilizado em alguns países da Europa como Áustria, Dinamarca, Suécia, Bélgica e também em diversos estados dos EUA<sup>1</sup>, o sistema de cotas consiste na obrigatoriedade das empresas fornecedoras de energia elétrica a produzir cotas de energia proveniente de FAEs de geração renovável.

---

<sup>1</sup> O sistema de cotas da Califórnia, conhecido como RPS (Renewable Portfolio Standard) teve início em 2002 e é detalhado na seção 1.4.3.2.

Em muitos casos é permitida também a comercialização de parte dessas cotas através de Certificados Verdes (DUTRA, 2007; GONZÁLEZ, 2008; TAYLOR, 2008; WISER *et al.*, 2011).

A Tabela 2 apresenta um resumo das vantagens e desvantagens dos principais mecanismos políticos usados no mundo para incentivar fontes alternativas de energia.

Tabela 2 – Quadro comparativo das políticas de incentivo para FAEs

| <b>Incentivo</b>   | <b>Vantagens</b>  | <b>Desvantagens</b>  |
|--|---|--|
| Subsídios diretos para Investimento                                  | Reduz o montante de capital inicial próprio necessário para iniciar o projeto. Garante o aumento da capacidade em um curto prazo.   | Os critérios para escolha do nível de subsídio e das tecnologias a serem beneficiadas podem dificultar a evolução de um mercado mais competitivo em curto prazo e também a adoção gradual de avanços tecnológicos. Em princípio, o subsídio é arcado por todos os contribuintes (consumidores e não consumidores)  |
| Medidas fiscais  | Cria uma fonte de renda (custo evitado) para o projeto ao longo do período do benefício fiscal.   | Em se tratando de um subsídio indireto, valem as mesmas desvantagens apontadas no item anterior.   |
| Sistema <i>Feed-In</i>   | O mecanismo de <i>Feed-In</i> cria uma estabilidade financeira para o investidor ao garantir a compra da energia por um período pré-determinado. Os riscos financeiros são minimizados uma vez que são protegidos através dos contratos de compra e venda de energia a um prêmio ou preço pré-determinados. Garante um aumento de capacidade no curto prazo. Em princípio, os consumidores da energia são aqueles que arcam com o ônus. | É um mecanismo caro que, dado o exemplo dos grandes mercados eólicos (que o mantêm por um período muito longo), tem se mostrado incapaz de gerar, por si próprio, um mercado mais competitivo entre as FAEs de geração renovável. Não necessariamente estimula os empreendimentos eólicos mais eficientes. Pode acarretar em uma sobre capacidade instalada e um sobre custo indesejado aos consumidores.          |
| Certificados Verdes/Sistema de Quotas                                | Possibilidade de formação de um mercado paralelo na comercialização dos certificados verdes. Permite a formação de um mercado competitivo que leva, em princípio, ao custo mínimo. O valor da tarifa é determinado pelo mercado e não de forma administrativa   | Em geral, o sistema de cotas necessita uma infraestrutura regulatória e administrativa mais sofisticada (elevados custos de transação). Não estimula pesquisa e desenvolvimento além de não estimular a aprendizagem tecnológica. Não induz mercado para fontes com elevado potencial tecnológico, porém pouco competitivas (GELLER, 2003).  |
| Sistema de Leilão  | Este sistema tende a favorecer os projetos mais eficientes uma vez que os projetos de custos mais reduzidos são escolhidos pelo processo de leilão.   | O sistema de licitação não foi suficiente para atrair grandes investimentos. Por estar sujeita a muitas incertezas de oferta e demanda do setor de energia, o crescimento de projetos em FAEs de geração renovável é baixo. Também apresenta o problema de não fomentar fontes com elevado potencial tecnológico, porém pouco competitivas.  |
| Harmonização dos sistemas <i>Feed-In</i> e Quota/Certificados Verdes | Cria uma estabilidade financeira para o investidor ao garantir a compra da energia por um período pré-determinado em um primeiro momento de aplicação do sistema <i>Feed-In</i> . Após o amadurecimento da tecnologia a aplicação do sistema de Quota/Certificados Verde proporciona um cenário mais competitivo reduzindo assim os custos de geração inicialmente aplicados durante o sistema <i>Feed-In</i> .                         | Em uma primeira análise, a proposta de harmonização capta as vantagens do sistema <i>Feed-In</i> e do Quota/Certificados Verdes, mas a imprecisão da identificação do momento de transição entre os dois sistemas pode acarretar em uma extensão dos custos provenientes do <i>Feed-In</i> ou a adoção precoce de um sistema mais competitivo causando desequilíbrios ao desenvolvimento da tecnologia no mercado. |

Fonte: DUTRA (2007)

As medidas mais adequadas variam em função do estágio de amadurecimento da tecnologia a ser incentivada, conforme Figura 4. Portanto, é importante que o governo conheça cada tecnologia e acompanhe a evolução tecnológica para mudar as políticas conforme necessidade. Ademais, espera-se que os mecanismos de incentivos possibilitem também o desenvolvimento tecnológico proporcionando maior competitividade dessas fontes até que atinjam condições de competir sem incentivos no mercado (DUTRA, 2007).

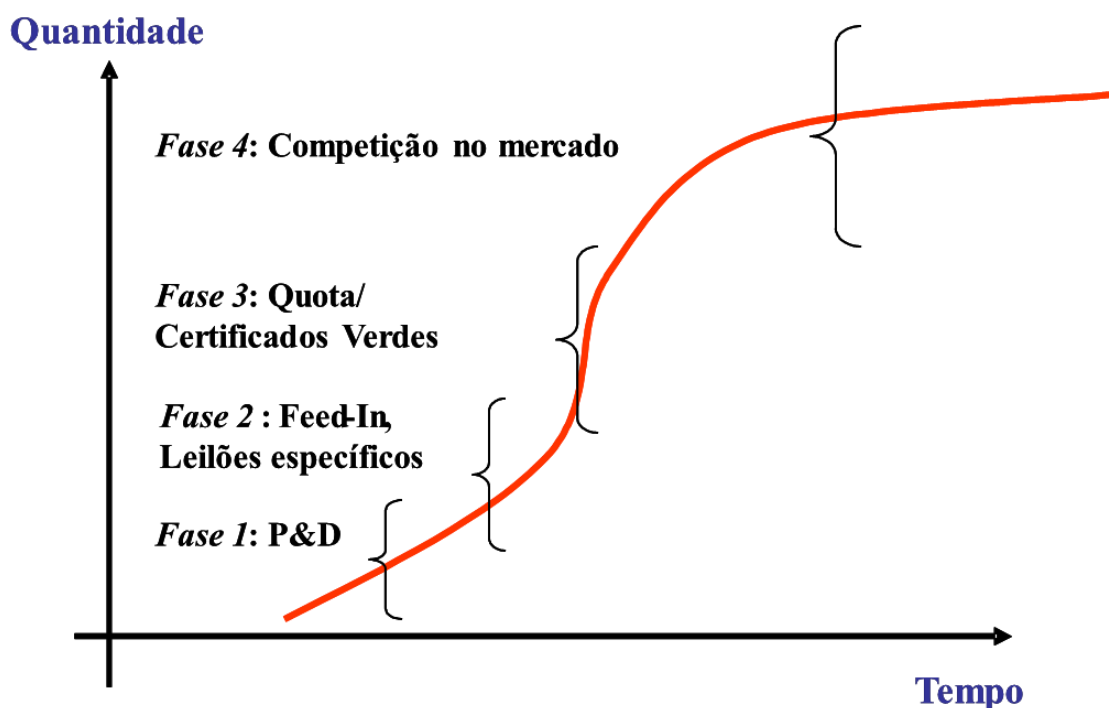


Figura 4 – Políticas de incentivo a fontes alternativas em função do estágio de amadurecimento tecnológico

Fonte: DUTRA (2007)

## 1.2 O Modelo do Setor Elétrico Brasileiro

Ao ser criado pela Lei nº 10.848/2004 o novo modelo do setor elétrico baseia-se no seguinte tripé: regras estáveis, segurança e modicidade tarifária. O novo modelo traz claramente novos objetivos dando grande ênfase a questões da universalização, da modicidade tarifária e da questão ambiental (ANEEL, 2004).

Em substituição ao modelo competitivo implementado anteriormente<sup>2</sup>, a questão da modicidade tarifária ocorre através de leilões públicos onde vence aquele agente que oferecer a menor tarifa ao consumidor. Isto significa que a expansão do sistema acontece, na medida do possível, de modo que o custo de eletricidade ao consumidor final se apresente mais competitivo economicamente, ao mesmo tempo em que os investidores em empreendimentos de geração têm a seu favor, o estabelecimento de relações de longo prazo para a venda de sua geração (DUTRA,2007).

O novo modelo institucional do setor elétrico brasileiro prevê a existência de dois ambientes de contratação:

- Ambiente de Contratação Regulada – ACR: compreende a contratação de energia para o atendimento aos consumidores regulados (consumo cativo dos distribuidores) por meio de contratos regulados com o objetivo de assegurar a modicidade tarifária; e
- Ambiente de Contratação Livre – ACL: compreende a contratação de energia para o atendimento aos consumidores livres, por intermédio de contratos livremente negociados (DUTRA, 2007).

Nos dois ambientes são apresentados os consumidores cativos e os consumidores livres (Figura 5). Os consumidores livres escolhem seus fornecedores entre os produtores independentes de energia onde suas demandas de energia podem ser livremente negociadas através de contratos bilaterais. Os consumidores cativos são servidos pelas empresas distribuidoras de energia através de um pool gerenciado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) que, como agente do mercado de energia elétrica deve administrar a contratação de compra e venda de energia das empresas concessionárias de distribuição além de realizar os leilões para compra de energia para os distribuidores (BAJAY, 2006).

---

<sup>2</sup> Para maiores informações sobre o modelo antigo e o novo modelo consultar MENDONÇA e DAHL, 1999; OLZ, 2003; SZKLO e TOLAMASQUIM, 2003.

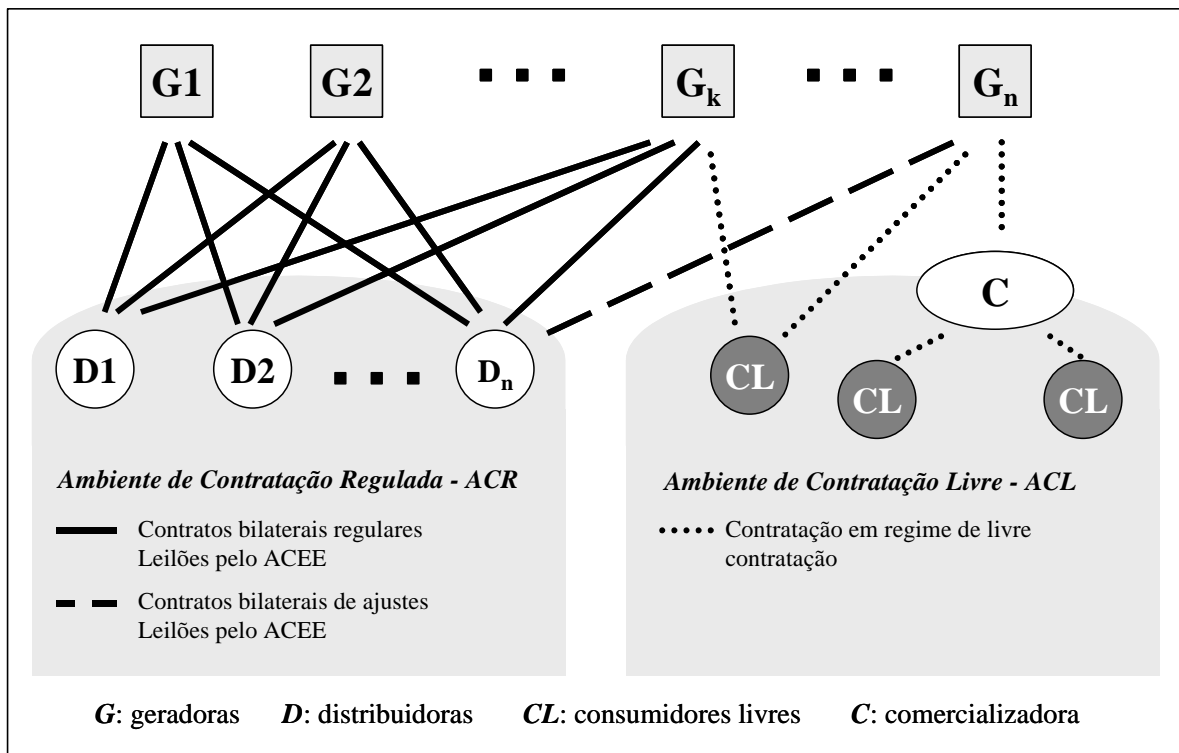


Figura 5 – Ambiente possíveis de contratação de geração elétrica no novo modelo institucional do setor elétrico brasileiro. (Fonte: MME, 2003)

Com o objetivo de fornecer um abastecimento em eletricidade confiável, o atual modelo institucional do setor elétrico brasileiro determina que as distribuidoras são obrigadas a contratar 100% da demanda prevista para o seu mercado e que toda a capacidade e energia contratadas deve ter lastro físico (BAJAY, 2006).

Com o objetivo de prover a participação de fontes alternativas renováveis (energia eólica, solar, de biomassa e de pequenas centrais hidrelétricas), uma parcela dos montantes de energia a serem contratados nos processos de licitação a serem realizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica será destinada a essas fontes. A cota destinada a fontes alternativas de energia também está limitada a um limite tarifário ao usuário final (DUTRA, 2007).

### 1.3 Mercado Elétrico Espanhol

O mercado elétrico espanhol é caracterizado pela existência de vários geradores/produtores de energia elétrica e pelo fato de os consumidores poderem escolher livremente o seu fornecedor de eletricidade (desde 2003) (EDP, 2011).

As centrais de geração operam em um de dois regimes: Regime Ordinário ou Regime Especial. Os produtores do Regime Ordinário podem comercializar sua energia tanto através de contratos bilaterais quanto no mercado atacadista de energia elétrica. Enquanto os produtores no Regime Especial dependem de cada tecnologia e sob quais leis cada instalação está sujeita (detalhes ao longo do capítulo) (EDP, 2011).

De acordo com CNE (2008), a Lei 54/1997 criou as regras do mercado atacadista de comercialização de energia elétrica. Os produtores de energia elétrica podem ofertar sua energia no mercado através do Operador do Mercado (OMEL)<sup>3</sup>. Enquanto os comercializadores de energia são obrigados a comprar no mercado atacadista, caso não possuam energia suficiente para entregar aos seus clientes, os consumidores finais. O Operador recebe as propostas de compra e venda e é responsável pela execução dos contratos e por repassá-los ao operador do sistema, a RED (*Red Electrica de España*). A Figura 6 esquematiza esse funcionamento.

Desde julho de 2009, de acordo com EDP (2011), os distribuidores não podem mais fornecer eletricidade aos consumidores finais e este serviço é prestado pelos comercializadores.

---

<sup>3</sup> Operador Del Mercado Ibérico de Energia – Pólo Español: é a agência responsável pela gestão dos mercados diários e intradiários de energia elétrica, tanto na Espanha quanto em Portugal. Responsável pelos contratos, dos trâmites financeiros entre os compradores e vendedores, bem como das licitações. Atualmente operam cerca de 700 agentes no mercado espanhol (EDP, 2011 e OMEL, 2011).



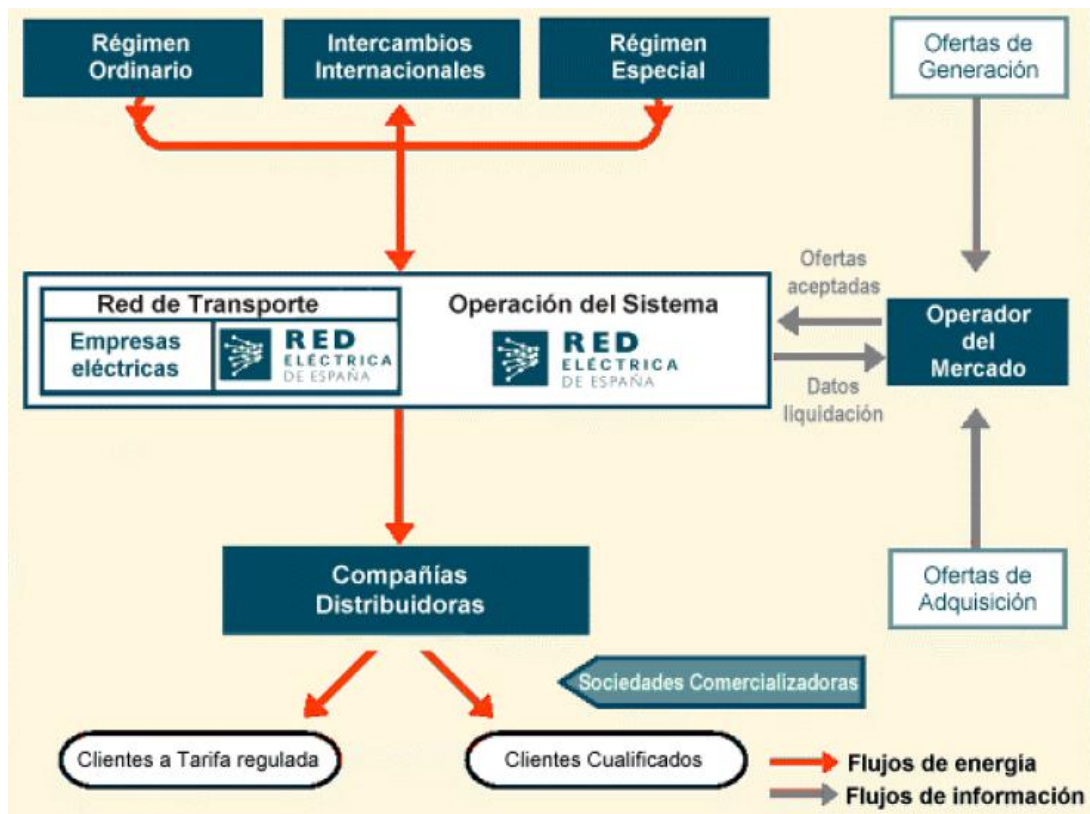


Figura 6 – Diagrama de operação do mercado elétrica Espanhol  
 Fonte: RED (2011)

### 1.3.1 – Principais Agentes

Os principais atores do setor elétrico espanhol, no que diz respeito às energias renováveis, são (GONZÁLEZ, 2008):

- Governo
  - Seus principais objetivos são garantir a segurança energética associado a custos razoáveis para os consumidores
- Geradores de EFR (Energias de Fontes Renováveis)
  - Divididos em 2 principais grupos: os grandes produtores e os pequenos produtores (independentes). Os pequenos produtores são bem organizados e conseqüentemente influentes. Através da APPA (Associação dos Pequenos Produtores de Energia Renovável) o grupo tem participação nas discussões e se coloca em prol de valores do incentivo que satisfaçam seus investimentos e garantam segurança para o investidor, principalmente através da garantia da continuidade e

estabilidade do apoio financeiro e lutaram também contra a retroatividade dos novos decretos.

- Comissão Nacional de Energia (CNE)
  - É um órgão público regulador, cujos objetivos são garantir a competitividade do mercado de eletricidade espanhol e transparência no funcionamento do mesmo. Suas funções são:
    1. implementar leis e padrões;
    2. emitir relatórios e propostas sobre tarifas, taxas e remunerações do setor de energia;
    3. determinar os custos de transmissão e distribuição do setor elétrico, bem como os custos permanentes do sistema;
    4. promover a competição;
    5. arbitrar em eventuais disputas entre diferentes agentes do setor elétrico;
    6. fazer inspeções.
- Rede Elétrica da Espanha (RED)
  - Administradora do GRID e operadora do sistema, a RED tem por objetivo garantir a estabilidade do GRID, bem como o acesso dos geradores ao GRID (apesar de às vezes esses objetivos serem contraditórios, pois uma maior participação de fonte intermitente, eólica, por exemplo, pode aumentar a instabilidade do sistema). A importância de balancear esses dois aspectos levou à criação do Centro de Controle de Regime Especial, cuja função é tornar compatível a integração, com o sistema, das EFR, principalmente eólica, sem comprometer sua estabilidade.

### 1.3.2 – Histórico dos Planos e Medidas Públicas de Incentivo às Energias Renováveis na Espanha

A lei 82/1980 para Conservação de Energia, que entrou em vigor em 1980, foi a primeira lei a incentivar as fontes alternativas de energia na Espanha. Sua motivação principal era reduzir a dependência estrangeira por energia primária (principalmente fóssil), influenciada diretamente pela crise do petróleo (del RIO e GUAL, 2007).

A lei 82/1980 tinha dentre os seus objetivos: otimizar os rendimentos nos processos de transformação de energia; promover o uso de energias renováveis; reduzir os resíduos industriais; acompanhar a criação de plantas industriais de grande consumo; regular as relações entre geradores e distribuidores; além de criar e desenvolver tecnologias nacionais em energias renováveis (BOE, 2011).

De acordo ainda com a mesma lei, cabe ao Ministério da Indústria e Energia (nome à época), dentre outras funções, a de ditar normas tecnológicas de utilização racional da energia e coordenar as políticas de pesquisas técnicas e científicas relacionadas com os objetivos da lei (BOE, 2011).

Entre os benefícios previstos pela lei para as instalações previstas estão: descontos na obtenção de empréstimos; isenção de imposto de licença industrial pelos 5 primeiros anos de operação da planta; subsídios para os proprietários de instalações de aquecimento e climatização solar para compra de coletores solares planos fabricados na Espanha. Além de autorizar ao governo conceder reduções de até 95% nos impostos de importação de bens considerados fundamentais e que não possuam similares nacionais (para maiores detalhes e para alterações feitas na lei ao longo do tempo, ver BOE, 2011).

Anos mais tarde, o Decreto Real em produção elétrica por fontes hídricas, cogeração e energias renováveis (ER) (D.R.2366/1994) estabeleceu as bases contratuais entre os produtores de energia de fontes renováveis (EFR) e as companhias distribuidoras (GONZÁLEZ, 2008).

#### 1.3.2.1 – Lei do Setor Elétrico 54/1997

Outro marco legal do atual sistema energético espanhol foi a Lei do Setor Elétrico (54/1997), que regulamentou o sistema de tarifa espanhol e optou pelo sistema de tarifação *feed-in*. Esta lei serve de base para o setor até hoje, mesmo após sofrer alterações ao longo dos anos através de decretos (BOE, 2010).

Além de regulamentar a tarifação, a Lei 54/1997 contribuiu com outras medidas importantes para o setor (com atenção especial dada às medidas relacionadas às energias renováveis) (CNE, 2008):

- a criação do Regime Especial (à parte do Regime Ordinário), que garantiu um tratamento específico e de estímulo às tecnologias que se enquadrassem no regime.

Caberia a um decreto no futuro estipular as condições das plantas que se enquadrariam no Regime Especial;

- estabeleceu a garantia aos produtores de EFR de acesso ao *grid*;
- a determinação de um apoio financeiro aos produtores de EFR incorporado ao preço de venda do produtor. Plantas de EFR abaixo de 10MW passariam a receber um prêmio estipulado pelo governo. O valor desse prêmio e as condições para recebê-lo seriam criados por decreto a ser homologado no futuro.

O Regime Especial e as plantas de EFR não se referem exatamente ao mesmo conjunto de instalações, algumas plantas produtoras de EFR se enquadram dentro do RE, bem como diversas instalações com direito às políticas do RE não são geradoras de EFR. Para todas as instalações que se enquadram no RE, ver Artigo 2 do R.D. 2818/1998 em Anexo I.

As geradoras de EFR abrangem todas as instalações que utilizam como fonte única ou principal qualquer energia renovável. Entretanto nem todas estas instalações têm direito a pertencer ao RE. Ficam de fora do RE centrais hidrelétricas de grande porte (acima de 50 MW).

#### 1.3.2.2 – Decreto Real 2818/1998

Conforme já citado, a Lei 54/1997 precisava de um decreto que a completasse. Com esta finalidade foi homologado o Decreto Real sobre o Regime Especial (D.R. 2818/1998) que propôs os procedimentos administrativos e as condições para as plantas que teriam direito ao Regime Especial (MINISTERIO DE INDUSTRIA Y ENERGÍA, 1998 e GONZÁLEZ, 2008).

De acordo com o D.R. 2818/1998, os geradores de EFR poderiam escolher entre duas alternativas (MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y ENERGÍA, 1998):

- (a) um prêmio pré-fixado sobre o preço de mercado (revisado anualmente) ou
- (b) um preço total pré-fixado (tarifa *feed-in* fixa, revisada anualmente).

No segundo caso, o produtor pode estimar sua receita com antecedência independente das variações do mercado de energia.

O governo não esperava uma reação dos consumidores contrária à tarifação *feed-in*, dado que os custos para o consumidor, pelo menos inicialmente, não seriam altos e a maioria dos consumidores desconhece o quanto paga pela eletricidade e o quanto a

tarifação adicional para as energias renováveis impactaria em suas contas. Ou seja, o custo extra das energias renováveis para o consumidor pode ser considerado invisível (HERNÁNDEZ, 2008 *apud* GONZÁLEZ, 2008).

E mesmo que os consumidores finais de energia percebessem esse custo, sua capacidade de organização e protesto era considerada quase nula. Com exceção das indústrias energo-intensivas, como as indústrias de alumínio, cimento e química entre outras, membras da *Asociación de Empresas con Gran Consumo de Energía* (AEGE).

As indústrias filiadas a essa associação respondem por aproximadamente 15% do total de eletricidade consumida no país. Para essas indústrias, o custo da eletricidade pode representar de 20% a 40% dos seus custos totais, cerca de 3 vezes mais que os custos com mão-de-obra (AEGE, 2011). Portanto, esses setores acompanharam as medidas do governo e fizeram lobby, através da associação principalmente, para defender seus interesses, mas seus esforços foram insuficientes perante outros setores e interesses políticos, como as preocupações com as questões ambientais (GONZÁLEZ, 2008).

O D.R. 2818 previa também a revisão anual dos incentivos. O governo avaliaria a evolução tecnológica e de custos de geração das diferentes fontes para recalcular novos valores de incentivo de modo a evitar lucros extraordinários por parte dos produtores e os custos excessivos à população, o que certamente ocorreria caso as tarifas e prêmios fossem fixas e de longo prazo (GONZÁLEZ, 2008).

Em 1999, ano seguinte ao decreto, foi lançado o *Plan de Fomento de las Energías Renovables en España 1999*, um documento do Ministério da Indústria e da Energia, à época<sup>4</sup>. O plano definia uma série de medidas para que a Espanha atingisse em 2010 uma meta de 29,4% da eletricidade total gerada no país, proveniente de fontes renováveis de energia. Poucos anos depois, no Plano de infraestruturas para o gás e a eletricidade 2002-2011 fez revisões mais ambiciosas nas metas para eólica e biomassa (GONZÁLEZ, 2008).

Esses planos não tinham poder de lei, nem previam punições caso as metas não fossem atingidas, mas serviram como base para decisões políticas (inclusive foram utilizados nas discussões durante a concepção dos decretos subsequentes do setor) e como sinalizadores para o mercado dos objetivos do governo.

---

<sup>4</sup> Hoje Ministério da Indústria, do Turismo e do Comércio.

### 1.3.2.3 – Decreto Real 436/2004

A experiência ao longo dos primeiros anos de vigência do D.R.2818 evidenciaram certas falhas no sistema proposto, principalmente relacionado a problemas ainda não existentes à época da entrada em vigor da lei, como regulação de queda de tensão e estabilidade do *grid* em função do aumento da participação de fontes de energia intermitentes, como solar e eólica.

Portanto, o D.R. 436/2004 é uma revisão do D.R. 2818 que visa conciliar os interesses e lobbies de 3 principais atores (GONZÁLEZ, 2008):

- o Governo, cujos objetivos são garantir a eficiência do sistema de incentivos e assim expandir a geração e participação das energias renováveis no país e ao mesmo tempo limitar os custos desta expansão para os consumidores;

- a *Red Electrica de España* (RED), como distribuidor, preocupa-se com o impacto de um alto e crescente percentual de participação das fontes renováveis de energia na estabilidade do *grid*.

- e os Geradores de EFR, que consideravam as revisões anuais dos incentivos arbitrárias e sem transparência, o que dificultariam as estimativas de preço de médio e longo prazo, acarretando em maiores riscos e conseqüentemente maiores custos de capital.

Apesar dos diferentes atores interessados, a concepção do decreto partiu do governo, numa decisão de cima para baixo, sem dar muita abertura aos lobbies dos diferentes atores. Entretanto, aparentemente o governo tentou conciliar o interesse de cada um deles ao atender algumas demandas de cada, não com o objetivo de agradar a todos, e sim de tornar a lei mais eficiente e estimular o crescimento do setor, que era o objetivo do governo (GONZÁLEZ, 2008).

Algumas das principais reivindicações atendidas, de cada um destes grupos, foram (GONZÁLEZ, 2008):

- para dar maior previsibilidade e transparência ao valor do incentivo, este foi atrelado à Tarifa Média da Eletricidade (TME).

- além disso, o incentivo passa a ser revisto a cada 4 anos, sem retroatividade e garantido por toda a vida útil do empreendimento<sup>5</sup>.

---

<sup>5</sup> Até então, o D.R. 2818 afirmava que o suporte não teria limite no tempo, mas esta citação tinha pouco poder legal (GONZÁLEZ, 2008).

- uma vitória dos distribuidores foi a criação de multa para grandes desvios de produção de energia comparado ao previsto. Os produtores passam a ter de informar ao distribuidor com 30 horas de antecedência sobre a produção esperada da planta, e caso a real energia produzida difira da prevista mais de um limite percentual pré-fixado (20% para solar e eólica e 5% para as demais), a produtora tem de pagar uma multa<sup>6</sup>. Esse possível custo extra serviria como incentivo para melhorias nas técnicas de previsão.

O D.R. 436 manteve as duas opções de venda da energia, com modificações nos benefícios (MINISTERIO DE ECONOMÍA, 2004):

(a) Venda ao distribuidor. Uma tarifa regulada é recebida, determinada a partir de um percentual da tarifa média anual de eletricidade (TME).

(b) Venda ao mercado atacadista de eletricidade diário. É recebido o preço de mercado, mais um prêmio e mais um bônus para participar do mercado (os últimos dois como um percentual da TME). Esse percentual cai alguns anos após o início de operação da planta.

Um objetivo do governo com o D.R. 436 foi estimular os produtores de EFR a venderem sua energia diretamente no mercado. Um dos motivos seria a redução dos custos de transação em função dos contratos bilaterais coordenados pelo operador do sistema, a RED.

Para estimular essa comercialização, o decreto acrescentou um bônus de 10% da TME ao prêmio já previsto sobre o preço de mercado. A medida surtiu efeito e em dezembro de 2006, 22% do total de energia negociada no mercado era proveniente de fontes renováveis (GONZÁLEZ, 2008).

Outra importante medida do decreto foi estipular incentivos diferenciados em função do tamanho da planta e da idade da instalação, ambos com o objetivo de evitar lucros extraordinários para os produtores e não sobrecarregar o consumidor.

Quanto à queda do incentivo em função do tamanho da planta, a justificativa é a queda do custo para o produtor em função de economias de escala. Enquanto a redução do custo ao longo do tempo é justificada pelo lucro exacerbado que o produtor teria após reaver seu investimento inicial.

---

<sup>6</sup> Inicialmente retroativa, mas a APPA entrou com ação contra a retroatividade alegando que as empresas que entraram em vigor segundo o D.R. 2818 não tinham essa obrigação (GONZÁLEZ, 2008).

No caso das plantas de energia solar térmica, não há ainda distinção na lei para os incentivos em função do porte da planta, pois o estágio da tecnologia ainda não acarreta em economias significativas de escala. Quanto ao tempo da instalação, o incentivo é de 300% da TME pelos primeiros 25 anos e 240% em diante (MINISTERIO DE ECONOMÍA, 2004).

Conforme já citado, as metas de expansão do setor, que constavam em planos do governo, eram apenas diretrizes genéricas. Nesse aspecto, o D.R. 436 foi inovador, pois estipulou valores de capacidade instalada para cada tipo de tecnologia a partir do qual os incentivos governamentais seriam revistos (GONZÁLEZ, 2008). Vide lista<sup>7</sup>:

- fotovoltaica → 150MW
- solar térmica → 200MW
- eólica → 13.000MW
- pequenas centrais hidrelétricas → 2.400MW
- biomassa (todas em conjunto) → 3.200MW

Vale observar que a capacidade prevista para revisão da solar térmica corresponde a aproximadamente 1,5% do valor previsto para a eólica e somadas às capacidades da solar térmica com a fotovoltaica, esse valor sobe para 2,7%. Isso é apenas mais um indicativo de como a energia solar ainda está em fase bem inicial, mesmo quando comparada com outra fonte considerada alternativa.

Uma questão que continuou pendente no D.R. 436 foi o acesso ao *grid*. O decreto não estabeleceu prioridade de acesso das produtoras de EFR ao *grid*, nem mecanismos de divisão dos custos, o que manteve os conflitos entre governo, produtores e a RED (GONZÁLEZ, 2008).

Em 2005 o governo espanhol lançou um documento com novas diretrizes e metas para o setor de energias renováveis do país, o *Plan de Energías Renovables en España 2005-2010*, que revisa a meta para 2010 (prevista no *Plan de Fomento de las Energías Renovables en España 1999*) de 29,4% para 30,3% da geração de eletricidade do país proveniente de fontes renováveis (MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO, 2005).

---

<sup>7</sup> O país acabou não se valendo do previsto em lei e demorou a revisar esses benefícios, tanto que de 2008 a 2012 houve um aumento de capacidade instalada de: 61 MW a 2.000 MW de CSP e de 3.200 MW a 4.300 MW de FV (RED, 2012).



#### 1.3.2.4 – Decreto Real 661/2007

Em 2007, outra revisão é feita na lei, com a homologação do Decreto Real 661/2007.

Desta vez o decreto foi elaborado com uma maior participação dos atores do setor e o texto final foi consequência de quase um ano de negociações entre os diversos agentes e o governo (GONZÁLEZ, 2008).

O decreto manteve as duas opções de venda (MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO, 2007):

(a) Venda ao distribuidor. Uma tarifa fixa é recebida.

(b) Venda ao mercado atacadista de eletricidade. O gerador recebe o preço de mercado mais um prêmio.

O D.R. 661 reafirma a prioridade de acesso ao *grid* por parte das geradoras de EFR e exige que plantas com capacidade superior a 10MW sejam ligadas a um Centro de Controle de Geração<sup>8</sup>. Além disso, o decreto cria um procedimento para divisão dos custos de integração ao *grid* entre os diferentes atores, entretanto tais critérios continuaram não sendo claros e a responsabilidade dos custos continuou em geral recaindo sobre os geradores de EFR (GONZÁLEZ, 2008).

Quanto aos desvios de produção permitidos, o D.R. 661 restringiu mais ainda a tolerância, diminuindo o limite aceito para instalações eólicas e solares de 20% para 5% (o mesmo desvio permitido para as demais fontes). Porém, os geradores poderiam corrigir suas previsões até uma hora antes da abertura do mercado (MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO, 2007).

Outra importante medida do decreto é que ele alterou a base do suporte financeiro, desvinculando-o da TME e atrelando-o ao Índice de Preço ao Consumidor (IPC)<sup>9</sup> (MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO, 2007).

Essa mudança foi motivada principalmente pela alta da TME entre 2005 e 2006 (4,5%), o que levou a um aumento do custo social do incentivo. Os produtores preferiam o incentivo atrelado a TME devido à taxa de crescimento desta ser em geral

---

<sup>8</sup> A central de controle de geração e transmissão de energia elétrica do sistema espanhol operada pela RED (RED, 2011).

<sup>9</sup> Menos 0,25% do IPC até 2012 e menos 0,5% do IPC a partir de então (GONZÁLEZ, 2008).

superior a do IPC, entretanto eles vêm como positivo o fato de o suporte ser atrelado ao IPC por garantir uma certeza do incentivo<sup>10</sup> (GONZÁLEZ, 2008).

Também motivado para controlar os custos da política de incentivo para o consumidor final, o governo, através do D.R. 661, implementou um sistema *cap-and-floor*. Ou seja, um teto para a soma “preço de mercado + prêmio” a fim de evitar lucros extraordinários por parte dos produtores e altos custos para o consumidor; e um piso para o “preço de mercado + prêmio”, de modo a garantir uma receita mínima aos produtores e servir de incentivo como proteção em caso de grandes quedas no preço de mercado (GONZÁLEZ, 2008).

Outras medidas do decreto 661 foram:

- as revisões dos incentivos passaram a ser de 4 em 4 anos começando em 2010. Assim as incertezas quanto ao incentivo ainda existem, dado que dependem de decisão do governo (e as revisões após 2010 do prêmio valem também para as instalações já existentes).
- para Hidro, biomassa e biogás, há tarifas diferenciadas em função do horário de operação, pico ou base.
- Período de transição: plantas que vendem para o distribuidor podem optar por permanecer no regime do D.R.436 até o fim de sua vida útil; plantas que vendem para o mercado tem o direito de receber o prêmio + o incentivo para participação no mercado até 31/12/2012, depois disso passam a receber de acordo com o D.R. 661; as plantas solares já existentes estão sujeitas ao D.R.661, sem período de transição.

#### 1.3.2.5 – O Fim da Tarifação *Feed-In* e Resumo das Leis Espanholas

Em 12 de julho de 2013 foi sancionado o Decreto Real 9/2013, que adota medidas urgentes para garantir a estabilidade financeira do sistema elétrico espanhol. Talvez a principal medida seja a mudança nas tarifas *feed-in* para todas as fontes de energia enquadradas no Regime Especial, com efeito sobre todos os contratos já assinados (JEFATURA DEL ESTADO, 2013).

Apesar da aparente bem sucedida revisão regular das leis de incentivo às fontes alternativas de energia, a expansão de fontes renováveis, entre elas eólica, fotovoltaica, CSP dentro do Regime Especial, e, portanto, sujeitas a receitas por energia gerada maior

---

<sup>10</sup> Essa indexação já havia sido proposta pela CNE em 2003 (GONZÁLEZ, 2008).

do que as de mercado resultou em déficit no sistema elétrico espanhol<sup>11</sup>, estimado em cerca de 4,5 bilhões de euros em 2013 (CSP WORLD, 2013).

O decreto afirma que as medidas são urgentes e visam proteger as contas do setor e reconhece que os efeitos da crise econômica na Europa sobre a economia interna da Espanha resultou em diminuição da demanda por energia elétrica no país. Sendo assim a lei determina várias medidas, como:

- cortes nos custos de transmissão;
- cortes nos custos de geração;
- novas regras para o despacho de energia (como limites de energia a ser comprada de geradores fotovoltaicos);
- mudança nas regras de tarifas (fim da tarifação *feed-in*) (JEFATURA DEL ESTADO, 2013).

Quanto a CSP, as tarifas *feed-in* que eram até então garantidas por lei por 25 anos foram canceladas. O governo estabeleceu metodologias de cálculo para determinação de novas tarifas, contabilizando os custos de investimento, de modo a garantir uma taxa de retorno “razoável” (segundo o governo) de 7,5% ao empreendedor pelos próximos seis anos. Uma série de novos decretos são esperados ao longo do ano para o setor (JEFATURA DEL ESTADO, 2013; CSP WORLD, 2013).

De acordo com CSP WORLD (2013) a associação da indústria de CSP da Espanha considera que garantir uma taxa interna de retorno é o mínimo que o governo deve fazer, mas julga a taxa determinada pela lei muito baixa e propõe que seja de no mínimo 5% após descontados os impostos. De qualquer modo o fim da tarifação *feed-in* deve gerar ainda discussões entre os diversos agentes envolvidos, e alguns casos podem ir parar na justiça, como alegam empreendedores que se sentem lesados devido às quebras de contrato (CSP WORLD, 2013).

Um resumo cronológico das leis, decretos e planos é apresentado na Tabela 3.

A Tabela 4 apresenta as tarifas *feed-in* para venda ao distribuidor conforme cada decreto para as plantas fotovoltaicas e solares térmicas. Enquanto a Tabela 5 apresenta os prêmios para comercialização no mercado de acordo com cada decreto para as plantas fotovoltaicas e solares térmicas.

---

<sup>11</sup> Foge ao escopo do trabalho analisar a origem a crise do setor e a relação da crise no setor com a crise na União Européia e em especial com as graves taxas de desemprego na Espanha.

Tabela 3 – Cronologia das principais leis, decretos e planos

|               | <b>Leis e decretos</b>   | <b>Planos</b>   |
|---------------|--|---|
| Lei 82/1980   | Lei para conservação de energia → primeira a incentivar as fontes alternativas           |   |
| D.R.2366/1994 | Estabeleceu bases contratuais entre produtores de EFR e distribuidoras                   |   |
| Lei 54/1997   | Lei do setor elétrico → regulamenta o sistema de tarifa espanhol; cria o Regime Especial |   |
| D.R.2818/1998 | Cria o sistema de incentivo as EFR através de tarifações especiais                       |   |
|               |  | Plano de Fomento as Energias Renováveis na Espanha 1999       |
|               |  | Plano de infraestrutura para o gás e a eletricidade 2002-2011 |
| D.R.436/2004  | 1ª revisão das leis de incentivos as EFR   |   |
|               |  | Plano de Energias Renováveis na Espanha 2005-2010             |
| D.R.661/2007  | 2ª revisão das leis de incentivos as EFR   |   |
| D.R.9/2013    | Fim da tarifação <i>feed-in</i>  |   |

Tabela 4 – Tarifa *feed-in* regulada [centavos de euro/kWh]

|                      | 1999        | 2000        | 2001        | 2002         | 2003         |
|----------------------|-------------|-------------|-------------|--------------|--------------|
| <b>Solar</b>         |             |             |             |              |              |
| <5kW                 | 39,6        | 39,6        | 39,6        | 39,6         | 39,6         |
| >5kW                 | 21,6        | 21,6        | 21,6        | 21,6         | 21,6         |
| <= 100kW             |             |             |             |              |              |
| >100kW <=10MW        |             |             |             |              |              |
| >10MW <=50MW         |             |             |             |              |              |
| <b>Solar Térmica</b> |             |             |             |              |              |
|                      | <b>2004</b> | <b>2005</b> | <b>2006</b> | <b>2007</b>  |              |
|                      |             |             |             | <b>RD436</b> | <b>RD661</b> |
| <b>Solar</b>         |             |             |             |              |              |
| <5kW                 |             |             |             |              |              |
| >5kW                 |             |             |             |              |              |
| <= 100kW             | 41,4414     | 42,1498     | 44,0381     | 44,0381      | 44,0381      |
| >100kW <=10MW        | 21,6216     | 21,9912     | 22,9764     | 22,9764      | 41,7500      |
| >10MW <=50MW         | 21,6216     | 21,9912     | 22,9764     | 22,9764      | 22,9764      |
| <b>Solar Térmica</b> | 21,6216     | 21,9912     | 22,9764     | 22,9764      | 26,9375      |

Fonte: GONZÁLEZ (2008)

Tabela 5 – Prêmios para venda no mercado atacadista [centavos de euro/kWh]

|                      | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 |
|----------------------|------|------|------|------|------|
| <b>Solar</b>         |      |      |      |      |      |
| <5kW                 | 36   | 36   | 36   | 36   | 36   |
| >5kW                 | 18   | 18   | 18   | 18   | 18   |
| <=100kW              |      |      |      |      |      |
| >100kW <=10MW        |      |      |      |      |      |
| >10MW <=50MW         |      |      |      |      |      |
| <b>Solar Térmica</b> | 0,03 | 0,03 | 0,03 | 12   | 12   |

|                      | 2004   | 2005   | 2006   | 2007         | 2007         | 2007       | 2007         |
|----------------------|--------|--------|--------|--------------|--------------|------------|--------------|
|                      |        |        |        | <b>RD436</b> | <b>RD661</b> | <b>cap</b> | <b>floor</b> |
| <b>Solar</b>         |        |        |        |              |              |            |              |
| <5kW                 |        |        |        |              |              |            |              |
| >5kW                 |        |        |        |              |              |            |              |
| <= 100kW             | *      | *      | *      | *            |              |            |              |
| >100kW <=10MW        | 18,738 | 19,059 | 19,912 |              |              |            |              |
| >10MW <=50MW         | 18,738 | 19,059 | 19,912 |              |              |            |              |
| <b>Solar Térmica</b> | 18,738 | 19,059 | 19,912 | 25,4         | 34,397       | 25,403     |              |

Fonte: GONZÁLEZ (2008)

O exemplo espanhol apresentado neste documento mostra como as incertezas inerentes a tecnologias em fase inicial demandam que as leis sejam revistas regularmente, para que ajustes sejam feitos de acordo com os sucessos e fracassos obtidos até então. Como se a cada decreto o Estado estivesse experimentando suas decisões e seus estudos de possíveis cenários.

Em contrapartida, a revisão regular da lei gera novas incertezas para o investidor, que pode hesitar em investir caso tema que mudanças futuras diminuam suas receitas.

Entretanto, alguns erros e acertos podem ser utilizados como base para que propostas para o mercado brasileiro evitem alguns percalços já observados na Espanha ou em outros lugares do mundo. Ademais, as diferenças entre os mercados devem ser analisadas em conjunto, pois medidas com efeitos positivos ou negativos na Espanha podem não ter o mesmo efeito no Brasil, em função de particularidades de cada mercado.

Apesar dos estímulos aos investidores e ao mercado consequente das leis e decretos que foram apresentados, e em função dos custos elevados da energia solar, é necessário também observar o papel de investimentos em P&D na expansão do uso de plantas solares.

Ademais, a legislação vista até aqui objetiva atrair o investidor, ao tentar garantir um mercado e receitas maiores para compensar os riscos do empreendimento. Mas nesse caso o investidor ainda tem de arcar com esses custos iniciais elevados à espera do retorno no futuro, como qualquer outro empreendimento.

Entretanto, em função dos altos custos de implantação e dos riscos associados, talvez as leis de incentivo ao crescimento do mercado não sejam suficientes por si só para expandir a oferta de eletricidade oriunda da energia solar e vale observar se outros programas de incentivo do governo contribuiriam em conjunto para a expansão do setor na Espanha.

Ou seja, a tarifação *feed-in* visa aumentar a receita do empreendedor, enquanto descontos em impostos, empréstimos a juros baixos e parcerias no custeio inicial da fábrica, caso existam, seriam medidas de diminuição dos custos do empreendedor.

#### 1.3.2.6 – P&D e Outros Incentivos e Subsídios

Conforme já citado, as tecnologias de geração de energia elétrica através da energia solar térmica ainda estão em fase de P&D e é uma das mais caras dentre as fontes alternativas de energia (para exemplos de custos nivelados de diferentes fontes compilados por TAYLOR (2008), vide Tabela 6). Portanto, investimentos em P&D são fundamentais para tornar a tecnologia mais eficiente e mais barata, e assim geram patentes e vantagens em relação a outras empresas ou países.

Espanha e EUA foram escolhidos como os principais países a serem analisados por apresentarem mais plantas em operação, conforme apresentado a seguir nesta seção e quando forem analisadas as leis na Califórnia.

Tabela 6 – Compilação de custos nivelados presentes na literatura científica de diferentes fontes

| Geração elétrica  |                              | €/MWh               |                              |                | % da capacidade mundial <sup>a</sup> |
|-------------------|------------------------------|---------------------|------------------------------|----------------|--------------------------------------|
|                   |                              | b                   | c                            | d              |                                      |
| Fósseis           |                              |                     |                              |                |                                      |
|                   | Carvão                       | -                   | -                            | 35,00 a 60,00  | 24,40%                               |
|                   | GN (ciclo combinado)         | 51,80               | -                            | 40,00 a 63,00  | 21,20%                               |
|                   | GN (ciclo simples)           | 157,10              | -                            | -              | --                                   |
| Renováveis/outras |                              |                     |                              |                |                                      |
|                   | Hidrelétrica de grande porte | 60,40               | 30,00 a 40,00                | -              | 18,95%                               |
|                   | Nuclear                      | -                   | -                            | 30,00 a 50,00  | 6,50%                                |
|                   | Eólica                       | 49,30               | 40,00 a 60,00 <sup>e</sup>   | 45,00 a 140,00 | 1,26%                                |
|                   | FV                           | 427,20 <sup>f</sup> | 200,00 a 400,00 <sup>g</sup> | -              | 0,11% <sup>h</sup>                   |
|                   | Solar térmica                | 215,30 <sup>i</sup> | 120 a 180,00                 | -              | 0,01%                                |

<sup>a</sup> Os percentuais de combustíveis fósseis e nuclear são do fim de 2003 (IEA, 2005 *apud* TAYLOR, 2008), enquanto os demais são do fim de 2004 (MARTINOT, 2005 *apud* TAYLOR, 2008)

<sup>b</sup> Dados de BADR e BENJAMIN (2003) *apud* TAYLOR (2008) a taxa de desconto de 10,8%.

<sup>c</sup> Dados de MARTINOT (2005) *apud* TAYLOR (2008)

<sup>d</sup> Dados de IEA (2005) *apud* TAYLOR (2008) a taxa de desconto de 10%.

<sup>e</sup> Estimativa para *onshore*, para *offshore* em torno de 60,00 a 100,00 US\$/MWh.

<sup>f</sup> Planta de 50MW.

<sup>g</sup> Para FV em telhados.

<sup>h</sup> Esse percentual é para *off-grid* e conectada ao *grid* em conjunto, enquanto a conectada ao *grid* sozinha corresponde a cerca de 0,05%.

<sup>i</sup> Em conjunto com GN custa em torno de 135,20 US\$/MWh e com armazenamento de calor em torno de 173,60US\$/MWh.

Fonte: TAYLOR (2008)

A Plataforma Solar de Almería (Figura 7), pertencente ao CIEMAT (*Centro de Investigaciones Energéticas Medioambientales y Tecnológicas*) sob o *Ministerio de Ciencia e Innovación*, é o maior centro de P&D em concentradores solares da Europa e situa-se no Deserto de Tabernas, em Almería, Espanha. Onde recebe uma radiação direta acima de 1.900kWh/(m<sup>2</sup>.ano) e temperatura média anual em torno de 17°C (MINISTERIO DE CIENCIA E INNOVACIÓN, 2011).

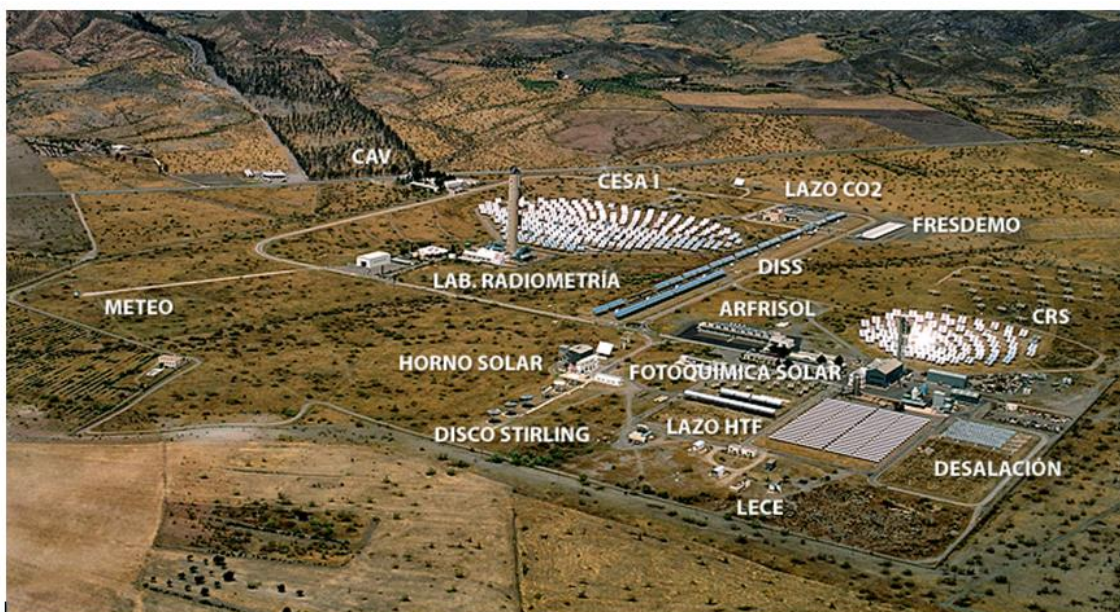


Figura 7 – PSA

Fonte: MINISTERIO DE CIENCIA E INNOVACIÓN (2011)

A PSA foi fundada em 1977 e em 1981 forneceu pela 1ª vez à rede energia elétrica proveniente de energia solar térmica. Em 1987 assinou uma parceria com o governo Alemão (MINISTERIO DE CIENCIA E INNOVACIÓN, 2011).

Ou seja, o principal centro de pesquisa em concentradores solares da Europa existe desde 1977 e há 30 anos começou a gerar energia elétrica para a rede espanhola. O conhecimento adquirido ao longo destes anos e o aprimoramento da tecnologia contribuem para que a Espanha seja uma referência no setor hoje em dia.

O CIEMAT participa em parcerias dos consórcios de plantas solares no país, como no caso da PS10<sup>12</sup>, a primeira planta de torre de concentração a operar comercialmente no mundo. E possui orçamento anual de aproximadamente 9 milhões de euros, dos quais cerca de 30% vem de receita própria (MINISTERIO DE CIENCIA E INNOVACIÓN, 2011).

A construção da PS10 durou mais de 4 anos<sup>13</sup>, e custou 35 milhões de euros, dos quais, 5 milhões foram subsidiados pela Comissão Europeia e 1,2 milhão pelo governo regional de *Andalucía*, o equivalente a mais de 17% em subsídios na construção (GONZALEZ-AGUIAR, 2007, SOLARPACES, 2011 e NREL, 2011). Enquanto a

---

<sup>12</sup> Participantes: Solúcar, Inabensa, CIEMAT, DLR, Fichtner (MINISTERIO DE CIENCIA E INNOVACIÓN, 2011).

<sup>13</sup> De julho de 2001 a dezembro de 2005 (SOLARPACES, 2011).



PS20 recebeu 1,9 milhão de euros do governo de *Andalucía* (SOLARPACES, 2011 e NREL, 2011).

Apesar de poucos dados sobre os custos das plantas existentes serem públicos, os 2 exemplos citados mostram uma cooperação direta do governo em arcar com parte do capital inicial necessário para a construção de plantas solares.

#### 1.4 O Mercado Elétrico da Califórnia

##### 1.4.1 A Reestruturação do Mercado

A reestruturação do mercado da Califórnia em si iniciou-se oficialmente em 1994 com a publicação pela CPUC (*California Public Utilities Commission*) da *Order Instituting Rulemaking*, mas uma série de leis e decretos ao longo dos anos 1980 e 1990 contribuíram para a reestruturação do mercado. Destas leis e decretos, um marco é a entrada em vigor da *Assembly Bill* (AB) 1890 em 1996, uma revisão da decisão de 1994 (TAYLOR, 2008).

Entretanto, para TAYLOR (2008), a reestruturação pode ser vista como um processo iniciado em 1987, quando a CPUC começou um procedimento interno para compreender porque as tarifas de eletricidade na Califórnia custavam de 75% a 80% acima da média nacional<sup>14</sup>, e ao longo do fim dos anos 80 e início dos anos 90, uma série de decisões da CPUC e de leis estaduais contribuíram para a reestruturação do mercado.

Portanto, em 23 de setembro de 1996 entrou em vigor a *Assembly Bill* (AB) 1890 que reestruturou o mercado de eletricidade californiano. As regras do novo mercado valeriam a partir de 31 de março de 1998. Até então, uma única empresa atendia cada cliente quanto à geração, transmissão, distribuição, medição e cobrança da eletricidade. E a partir da nova lei, é criado um mercado spot de eletricidade (EIA, 1999).

Na nova estrutura de mercado, é permitido a todos os consumidores, localizados dentro de territórios de serviço das seguintes IOUs (*Investor-Owned Utilities*), *Pacific Gas & Electric*; *San Diego Gas & Electric*; *Southern California Edison*; *PacificCorp*;

---

<sup>14</sup> Em 1996 a tarifa elétrica da Califórnia era a 10ª maior entre todos os estados Norte-americanos. De 1990 a 1999, a demanda por eletricidade na Califórnia subiu 11,3%, enquanto a capacidade de geração expandiu apenas 1,7% (SAWIN, 2001)

*Sierra Pacific Power; or Bear Valley Electric*, comprarem a energia em um mercado livre, e não mais serem obrigados a comprar da empresa local (EIA, 1999 e TAYLOR, 2008).

O mercado criado foi chamado de *Power Exchange* (PX) e funcionaria como um mercado de commodities (com os preços variando a cada hora), onde produtores competiriam para vender sua eletricidade de acordo com as ofertas feitas pelos compradores (EIA, 1999).

A lei determinou um período de transição de quatro anos, durante os quais novos produtores de energia teriam a opção de vender sua energia diretamente aos consumidores ou no mercado spot, enquanto as IOUs seriam obrigadas a comercializar (compra e venda) a maior parte da eletricidade (produzida ou demandada) na PX (EIA, 1999).

Mesmo nos contratos diretos de compra e venda de energia elétrica, muitas das vezes, suas bases contratuais passaram a ser atreladas ao preço no mercado spot. E mesmo não sendo, o consumidor pode usar os preços do mercado como parâmetro para avaliação de atratividade do contrato direto (EIA, 1999).

#### 1.4.1.1 – Transmissão

Até a reestruturação do mercado, as IOUs detinham e operavam grande parte do sistema de transmissão do estado. Para garantir aos novos produtores de energia equidade de oportunidades e de acesso ao *grid*, a A.B. 1890 criou uma instituição do estado, independente, com a função de ser o operador do sistema elétrico. As IOUs continuaram donas das suas respectivas instalações de transmissão, mas foram obrigadas a transferir o controle operacional das mesmas para o *Independent System Operator* (ISO). Assim o ISO garantiu que nenhum comprador ou vendedor de eletricidade pudesse bloquear o acesso de concorrentes ao *grid* (EIA, 1999).

Durante o período de transição, quase todos os consumidores (com exceção de algumas instituições, em sua maior parte responsáveis por sistemas de irrigação na agricultura) foram obrigados a pagar uma taxa (CTC)<sup>15</sup> às IOUs como compensação por investimentos passados feitos pelas IOUs em infraestrutura para garantir a distribuição futura de eletricidade (responsabilidade das IOUs antes da reestruturação), que

---

<sup>15</sup> Sigla para *Competition Transition Charge*, nome dado a essa taxa pela lei.

contavam com o retorno deste investimento. Entretanto, a reestruturação do mercado tornou algumas instalações das IOUs obsoletas e essa taxa de compensação serviu para dar retorno por esses custos (EIA, 1999).

Outra medida da reforma tornou mais transparente a conta de energia para o consumidor. Com a lei, o valor da conta a ser pago teve de ser discretizado entre os tipos de serviços e bens: geração, transmissão, distribuição, serviços, CTC e programas de interesse público<sup>16</sup> (eficiência energética, P&D, energia renovável e programas de baixa renda)

#### 1.4.2 – Principais Agentes

##### - CPUC (*California Public Utilities Commission*)

A CPUC regula as companhias privadas de energia elétrica, gás natural, telecomunicações, água, ferrovias e trânsito ferroviário e companhias de transporte de passageiros. A CPUC serve ao interesse público protegendo o consumidor e garantindo o fornecimento seguro e confiável, bem como a manutenção e expansão da infraestrutura necessária a custos razoáveis, sem esquecer o comprometimento com o meio ambiente e a saúde econômica do estado (CPUC, 2011a).

Algumas responsabilidades da CPUC (DSIRE, 2011a):

- estabelecer os termos e condições de base a serem usados pelas IOUs em todos os contratos com geradores de energia renovável (os contratos são de 10, 15 ou 20 anos);
- implementar regras flexíveis para o cumprimento das metas através de metas anuais (o excesso em um ano de uma IOU pode ser usado em um ano de déficit)
- revisar e aprovar cada contrato de licitação feito pelas IOUs
- determinar o preço de referência do mercado (MPR, *Market Price Referents*).

##### - IOUs (*Investor-Owned Utility*)

Empresas privadas de eletricidade prestadoras de serviço com ações comercializadas em bolsa, suas tarifas são reguladas e são autorizadas a obter lucro a uma dada taxa de retorno (EIA, 2011). As três principais IOUs da Califórnia são (vide

---

<sup>16</sup> Fundos criados para financiamento de programas do governo, como o PIER (*Public Interest Energy Research Program*) e o *Renewable Technology Program* (TAYLOR, 2008).

Figura 8): Pacific Gas & Electric (PG&E), Southern California Edison (SCE) e San Diego & Electric (SDG&E) (TAYLOR, 2008).

- CEC (*California Energy Commission*)

Criada em 1974, a CEC é a principal agência de política e planejamento energético do estado e tem como algumas responsabilidades (CEC, 2011a e DSIRE, 2011a):

- manter dados históricos do setor energético e projetar a demanda futura de energia;
- promover eficiência energética;
- investir em P&D no setor;
- promover o uso e expansão de energias renováveis;
- verificar que uma fonte renovável não seja contabilizada mais de uma vez no RPS;
- determinar as regras para aceitação no programa de RPS por parte dos produtores;
- investir em combustíveis alternativos para veículos;
- planejar e gerenciar a ação do estado em emergências energéticas.

- CARB (*California Air Resources Board*)

A CARB é parte da Agência de Proteção Ambiental da Califórnia, que se reporta diretamente ao Governador. A CARB tem a responsabilidade de promover e proteger a saúde pública, o bem estar social e ecológico através da redução de gases poluentes, paralelo ao acompanhamento dos efeitos dessa política na economia do estado (CARB, 2009).

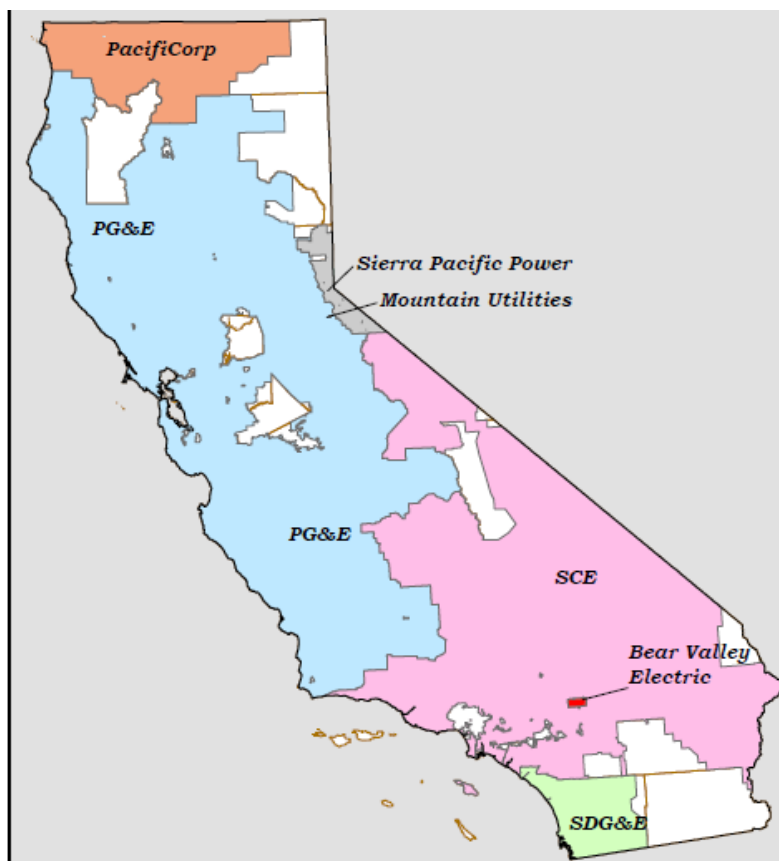


Figura 8 – IOUs da Califórnia  
 Fonte: CEC (2010)

#### 1.4.3 – Breve Histórico dos Planos e Medidas Públicas de Incentivo às Energias Renováveis na Califórnia

As políticas de incentivo na Califórnia têm como marco o ano de 1974, quando foi aprovada a lei AB 1575 (*the Warren-Alquist Act*), que estabeleceu um programa de pesquisa e desenvolvimento de tecnologias em energia solar (SAWIN, 2001). Além disso, a mesma lei criou a agência de planejamento e políticas energéticas chamada *State Energy Resources Conservation and Development Commission*, também conhecida como *California Energy Commission* (CEC), que abriu as portas em 1975 (TAYLOR, 2008).

A maior parte das políticas de incentivo da Califórnia às fontes alternativas de energia é voltada para geração distribuída, como aquecimento de água e fotovoltaica, ao invés de sistemas térmicos de potência. Entretanto algumas políticas do estado californiano e outras do Governo Federal (aplicadas pela Califórnia) também

incentivaram os sistemas térmicos de potência e as principais políticas a atingirem este setor foram:

- PURPA (1978), incentivo financeiro ao mercado ao garantir a compra da energia gerada por instalações específicas (*Qualifying Facilities*, QF) a um preço pré-definido;
- RPS (2002), determinação de cotas de compra de energia proveniente de fontes renováveis por parte das distribuidoras do estado;
- Investimentos em P&D (seja investimento direto do governo ou oriundos do setor privado, através de incentivos e leis), cujos principais programas foram ETAP (1984) e PIER (1998);
- Isenções fiscais, empréstimos, descontos, subsídios e outros incentivos.

#### 1.4.3.1 – PURPA

O PURPA foi uma política federal de incentivo, através de tarifação *feed-in*, a fontes alternativas de energia. Entretanto a lei dava autonomia para que cada estado determinasse as condições para recebimento dos benefícios e o método de cálculo das tarifas, bem como a possibilidade das tarifas serem diferentes em função da fonte e do porte das plantas.

Assim, na Califórnia, a década de 1980 foi marcada pelo impacto de duas políticas de incentivo (PURPA e *Power Purchase Agreements*) que foram administradas em conjunto para estimular o setor e apresentaram resultados positivos para a expansão da energia solar, pelo menos durante um período. Diferentemente da maior parte das políticas exclusivas do estado, estas duas em conjunto incentivaram majoritariamente a energia solar térmica de potência ao invés das tecnologias de geração distribuída.

Através da CPUC, o governo da Califórnia implementou uma política de incentivo ao crescimento do mercado ao impor às IOUs que comprassem a energia gerada de certas instalações que atendessem a critérios pré-definidos, chamadas de *Qualifying Facilities* (QFs) (TAYLOR, 2008).

Para serem enquadradas como QFs, as instalações tinham que produzir pelo menos 75% de sua energia através de fontes renováveis (biomassa, lixo, água, solar e eólica) e limitadas até 30MW de capacidade instalada, exceto biomassa, permitida até 80MW (SAWIN, 2001).

A Califórnia, ao aplicar o PURPA (*Public Utility Regulatory Policy Act*), determinou que as IOUs comprassem energia das QFs a “custos evitados”, ou seja, pelo

valor dos custos economizados por não ter que construir uma nova usina (ou ainda, custos marginais de expansão do *grid*) (TAYLOR, 2008).

Em 1980, a FERC (norma federal) impôs as IOUs à responsabilidade de fazer todas as interconexões necessárias para que as QFs pudessem fornecer eletricidade a rede; bem como a obrigatoriedade de compra de toda a energia gerada pelas QFs independente de suas necessidades (TAYLOR, 2008).

Essas regras da FERC foram incorporadas ao PURPA e em 1982 a CPUC beneficiou as QFs ao estipular um alto custo marginal de expansão do *grid*, reflexo das perspectivas, à época, de preços altos de petróleo e gás no futuro. Este valor de compra permaneceu fixo por dez anos, servindo de estímulo às energias renováveis. Esse período representou os melhores anos do programa (TAYLOR, 2008).

Apesar de oficialmente o nome do programa não fazer referência a uma tarifação *feed-in*, um preço de compra pré-fixado, acima do valor de mercado e válido para um grupo específico de produtores se configura como uma política de incentivo *feed-in*, na qual se procura garantir um preço mais alto para uma tecnologia mais cara e de maiores riscos.

Também em 1982 a CPUC criou acordos de compra de energia de 10 anos (*Standard Offer Contracts*), pois havia receio na Califórnia de que os atrasos nas plantas nucleares, em construção à época, resultassem em déficit de capacidade instalada. A CPUC criou os contratos de números 1 a 3, que não distinguiam a eletricidade gerada entre as QFs de quaisquer outras plantas. Assim, a remuneração paga pelas IOUs aos geradores seria igual, independentemente da fonte (SAWIN, 2001).

Entretanto, em 1983 a CPUC lançou o contrato de número 4, que consistia em contratos de 15 a 30 anos com base nos custos marginais de expansão e com preço pré-fixado pelos primeiros dez anos de operação da planta. Esse modelo de contrato só foi assinado até 1985, quando foi cancelado por medo de excesso de capacidade instalada no futuro a custos exagerados (SAWIN, 2001).

Assim como no caso espanhol, que revisava a lei a cada decreto, o que se pode observar é que as principais motivações do cancelamento do programa era evitar os altos custos à sociedade devido a uma expansão da oferta de energia além do necessário e a preços acima do mercado.

Não por coincidência, foi nessa época, mais precisamente de 1984 a 1991, que entraram em operação as nove plantas solares térmicas (com tecnologia de concentradores parabólicos) conhecidas como SEGS (*Solar Electric Generating*

*System*)<sup>17</sup>, que foram as primeiras plantas do tipo a operar comercialmente no mundo. Durante esses oito anos, as SEGS foram responsáveis por 95% da energia produzida no mundo proveniente de heliotermia, e seus custos nivelados caíram de 0,24 US\$/kWh para 0,08 US\$/kWh (TAYLOR, 2008).

Depois do cancelamento dos *Standard Offer Contracts* 4 em 1985, a CPUC redigiu uma nova versão final do contrato numero 4 em 1986, mas não chegou a oficializá-la até 1992, mesmo assim o modelo nunca foi implementado. Em 1995, a FERC desaprova o *California's Biennial Resource Plan Update* (BRPU)<sup>18</sup> e freia o avanço das energias renováveis no estado, acrescentando que o estado deve buscar tecnologias alternativas contanto que estas não sejam mais caras que os custos de expansão do *grid* (TAYLOR, 2008).

Após o período áureo do programa PURPA, em 1992 o preço de compra da energia das QFs foi revisto pela CPUC, que o atualizou para os custos marginais de expansão da época, que eram bem baixos em consequência da queda do preço do petróleo durante a década de 1980. Assim, o programa passou por um longo período de 11 anos de estagnação. Esse período de baixa atratividade às QFs aliada à postura da FERC trouxe incerteza aos investidores do setor (TAYLOR, 2008).

Isso evidencia que a motivação principal por trás dos incentivos às energias renováveis era a diminuição da dependência da importação do petróleo, dado que quando o preço do petróleo estava em alta no mercado internacional, foi quando surgiram as principais políticas de incentivo e quando este baixou, os incentivos foram reduzidos e/ou cancelados.

Além desse período negativo das políticas, mesmo quando em fase de expansão, havia uma crítica severa por parte das empresas ao PURPA: de acordo com o vice-presidente da Luz, os limites de capacidade instalada impostos pelos critérios das QFs impediam ganhos por economia de escala, e assim as plantas não eram projetadas dentro do tamanho ótimo para operação. Houve revisões provisórias nesses limites de tamanho, mas como essas mudanças eram temporárias, isso contribuía mais ainda para as incertezas de que os investidores tanto reclamavam (TAYLOR, 2008).

---

<sup>17</sup> Construídas pela empresa Californiana Luz.

<sup>18</sup> O BRPU previa um processo de licitação no qual as QFs concorriam apenas entre si, enquanto metas percentuais obrigavam as IOUs a comprar energia proveniente de fontes renováveis. Esse plano foi cancelado pela FERC, alegando que o plano obrigava as IOUs a arcar com custos acima dos custos marginais de expansão e que os leilões deveriam ser abertos a todas as fontes de energia (ZUCCHET, 1995 *apud* TAYLOR, 2008).



### 1.4.3.2 – RPS (Renewable Portfolio Standard)

#### 1.4.3.2.1 – Estados Unidos – Visão Geral

Um sistema como o RPS pode variar em detalhes de um lugar para outro, mas de forma geral o sistema requer que um distribuidor/gerador/consumidor de eletricidade compre uma quantidade crescente ao longo do tempo de eletricidade proveniente de fontes renováveis de energia. O RPS é um mecanismo de mercado que estimula o investimento em tecnologias de menores custos e riscos, pois as tecnologias mais caras tendem a perder os leilões (WISER *et al.*, 2011).

A maior parte dos estados e países que adota um sistema de cotas do tipo costuma permitir o comércio de certificados. Essa comercialização facilita o cumprimento das cotas por parte das instituições com metas (WISER *et al.*, 2010).

Ainda não há um programa de RPS nacional, apesar de diversas propostas já terem sido discutidas no congresso norte-americano. Mas do fim dos anos 1990 em diante, vários estados do país começaram a adotar seus próprios programas<sup>19</sup> (cada um com suas leis específicas), em geral com metas variando de 15 a 25% de energias renováveis de 2020 a 2030 (WISER *et al.*, 2010) (vide Figura 9).

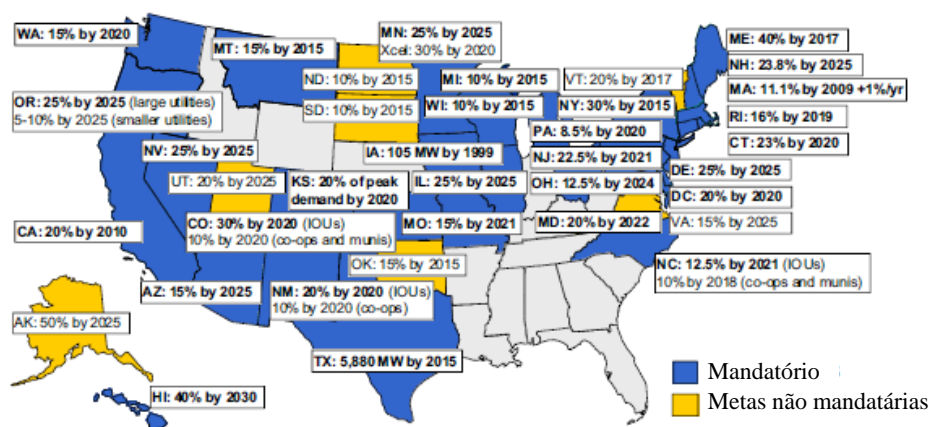


Figura 9 – Estados norte-americanos com RPS ou metas não compulsórias  
Fonte: WISER *et al.* (2010)

<sup>19</sup> De 1998 a 2009, foram adicionadas de capacidade instalada nos EUA mais de 37 GW de geração de energia proveniente de fontes renováveis (fora hidroeletricidade). Destes 37 GW, cerca de 61% (ou 23 GW) ocorreram em estados com metas compulsórias de RPS (WISER *et al.*, 2010).

Mesmo havendo cotas para compra de eletricidade proveniente de fontes renováveis, os produtores de diferentes fontes competem entre si num leilão. Assim, as instalações que oferecerem a energia ao menor preço ganham a licitação. Portanto, é comum não haver muita diversificação de fontes renováveis, e sim uma expansão daquela mais barata no país ou região, seja por domínio da tecnologia ou por vantagens comparativas (vantagens geográficas, geológicas, climáticas).

Para estimular a diversificação, alguns estados também adotaram sistemas em conjunto ao RPS de modo a incentivar alguma fonte específica, como metas (absolutas ou percentuais) de expansão para a fonte em questão ou peso diferenciado para o crédito proveniente de uma dada fonte<sup>20</sup>. Por serem tecnologias mais caras que a eólica, essas medidas costumam incentivar a fotovoltaica e/ou solar térmica de potência (WISER *et al.*, 2010).

A Califórnia não possui até então nenhum sistema do tipo (metas ou pesos diferenciados por fonte), apesar de possuir outros programas de incentivo para geração distribuída ou instalações de menor porte, como para sistemas de aquecimento por exemplo. Mas esses programas não competem entre si, pois se destinam a tecnologias e/ou portes diferentes.

A Tabela 7 mostra a composição percentual das capacidades instaladas de diferentes fontes alternativas adicionadas de 1998 a 2009 nos EUA. Enquanto a Figura 10 mostra os percentuais em alguns estados do país, inclusive da Califórnia.

Tabela 7 – Participação percentual de cada fonte na expansão de 1998 a 2009 provenientes de RPS em todos os EUA

|            |       |
|------------|-------|
| Eólica     | 94,0% |
| Geotérmica | 1,4%  |
| Biomassa   | 3,0%  |
| Solar      | 1,5%  |

Fonte: WISER et al. (2010)

---

<sup>20</sup> Por exemplo: 1kWh de energia solar poderia valer três vezes mais que o eólico, ou seja, comprar 1kWh de energia solar contaria como 3kWh para a meta da empresa.

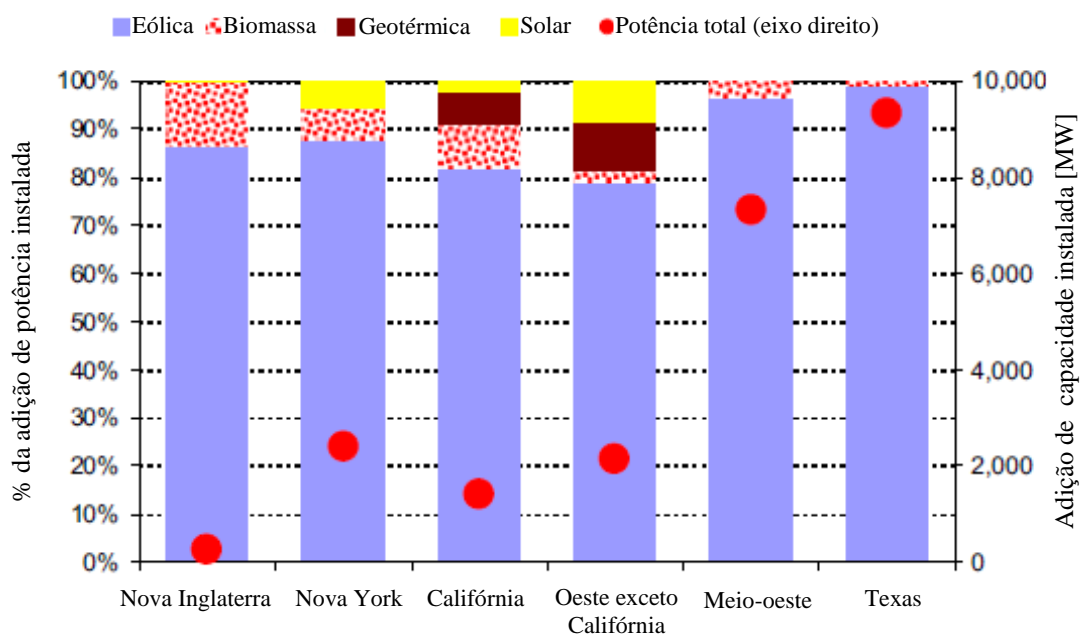


Figura 10 – Participação percentual de cada fonte na expansão de 1998 a 2009 provenientes de RPS em alguns estados americanos

Fonte: WISER *et al.* (2010)

#### 1.4.3.2.2 – RPS na Califórnia

Após o sucesso do PURPA na década de 1980 e sua decadência na década de 1990, a Califórnia adotou um sistema de RPS a partir de 2002. De acordo com TAYLOR (2008), o RPS estimulou os sistemas solares térmicos de potência mais que qualquer outro instrumento desde o início dos anos 90, ou seja, desde a fase inicial do PURPA nos anos 80.

A CPUC decidiu em 1995 por adotar um modelo RPS, mas somente em 2002 a SB (*Senate Bill*) 1078 estabeleceu as regras de operação conjunta entre a CPUC e a CEC para a implementação do programa, no qual as IOUs seriam obrigadas a aumentar a cada ano a participação percentual de fontes renováveis em seu portfólio de compra (pelo menos 1% ao ano) até atingir a meta de 20% em 2017 (TAYLOR, 2008).

As tecnologias aceitas dentro do programa RPS são: fotovoltaica, heliotérmica, eólica, certas biomassas, geotérmica, certas hidrelétricas, oceânica, energia das marés, células combustíveis a base de combustíveis renováveis, metano de aterro sanitário, e conversão de lixo municipal sólido (não sua combustão direta)<sup>21</sup>. A energia pode ser

<sup>21</sup> Para maiores detalhes sobre condições para enquadramento no programa RPS, ver CEC (2011b).

produzida tanto dentro do estado quanto fora do mesmo, contanto que seja entregue dentro do estado<sup>22</sup>. Além disso, as QFs que começaram a vender energia antes de 26 de setembro de 1996 sob contrato autorizado pela CEC também podem ser contabilizados para as metas de RPS (DSIRE, 2011).

Cada contrato de RPS entre a geradora e a IOU tem de ser aprovado pela CPUC. A Comissão compara o preço de cada contrato de RPS proposto com o MPR<sup>23</sup> anual, preços até o MPR são aceitos sem muita burocracia, enquanto propostas com preços superiores ao MPR têm de passar por um procedimento para justificar os preços da sua proposta, sendo também comparado com outras propostas e contratos aprovados anteriormente pela Comissão (CPUC, 2010a).

De 2002 a setembro de 2010, as IOUs e as POUUs assinaram contratos de RPS que somados chegam a 21 GW. Desse valor, 41%<sup>24</sup> são de energia solar, tanto de concentradores solares quanto fotovoltaica de grande porte. Além disso, foram feitos anúncios de plantas solares térmicas de grande porte sob as políticas de RPS da Califórnia nos estados de Arizona, Novo México e Colorado. Essa expansão de plantas solares se deve em grande parte à queda dos custos dessa energia, quando se lhe comparam os custos da energia eólica (a principal energia alternativa já consolidada), principalmente nessa região desértica dos EUA, onde ela se torna mais competitiva (WISER *et al.*, 2010).

De modo a acelerar a expansão das energias renováveis, em 2006, através da SB 107, a meta de 20% foi antecipada para 2010 e com valor de lei (CPUC, 2010b). Em 2009, o governador assinou uma ordem executiva (*Executive Order S-21-09*) estipulando uma nova meta, de 33% para 2020 e estendeu as metas às *publicly-owned municipal utilities*.

Essa mesma ordem repassou a responsabilidade de implementação e fiscalização das RPS, que era dividida entre a CPUC e a CEC, para a *California Air Resources Board* (CARB). A CPUC e a CEC continuaram responsáveis em tudo relacionado às metas de 2010, mesmo passado o ano de 2010, enquanto a CARB ficou encarregada a partir do ano de 2010 em regular e administrar a meta de 33% para 2020 e os meios para

---

<sup>22</sup> Existem projetos sob os contratos de RPS da Califórnia em diferentes fases de andamento no Arizona, Novo México e Colorado, inclusive heliotérmicos (WISER *et al.*, 2010).

<sup>23</sup> O *Market Price Referent* (MPR), estabelecido pela CPUC, representa o preço de mercado da eletricidade, sendo o custo nivelado para uma nova planta termelétrica de 500 MW de ciclo combinado a gás natural (CPUC, 2010a).

<sup>24</sup> O restante provém: 53% de energia eólica, 3% de geotérmica e 3% de biomassa (WISER *et al.*, 2010).

atingi-la, com autorização para alterar essa meta, criar novas, e acelerar o programa caso considere possível (DSIRE, 2011).

Conforme já citado, são comuns governos que adotam modelos RPS também adotarem um mercado interno de certificados, entretanto a Califórnia não possuía um mercado até recentemente. De acordo com DSIRE (2011) e CPUC (2011b), a CPUC autorizou em 13 de janeiro de 2011 o uso de créditos de energia renovável. As novas regras são retroativas a 2010 de modo a auxiliar as IOUs a atingirem a meta de 20% para aquele ano. Até 31 de dezembro de 2013, as IOUs podem utilizar certificados que correspondam a até 25% de suas metas e há um preço teto de 50,00US\$/MWh. A partir de 2014 não haverá mais esses limites, nem de preço do certificado, nem de quantidade para atingir as metas de RPS.

O preço teto de 50,00 US\$/MWh para o certificado é o mesmo valor, não por acaso, que a multa prevista por não comprometimento com a meta, de 0,05 US\$/kWh (limitada a um total de 25 milhões US\$ por IOU) (CPUC, 2009 e DSIRE, 2011).

Mesmo com a comercialização de certificados, a meta de 20% para 2010 não foi atingida. De acordo com CPUC (2011c), as três maiores IOUs juntas atingiram em 2010 cerca de 17% da energia comercializada proveniente de fontes renováveis, sendo:

- Pacific Gas and Electric (PG&E) – 15,9%
- Southern California Edison (SCE) – 19,3%
- San Diego Gas & Electric (SDG&E) – 10,5%

Outra medida importante para auxiliar o cumprimento das metas, inclusive dos 33% para 2020, foi o veto por parte do governador Schwarzenegger a propostas que limitariam a quantidade de RPS de fora do estado que poderiam contar para as cotas (SOLAR FEEDS NEWS AND COMMENTARY, 2010 e FEHERENBACHER, 2010).

O lobby para o veto ou limite de RPS fora do estado tem como objetivo gerar mais empregos na Califórnia, mesmo que esta não seja a melhor decisão do ponto de vista tecnológico.

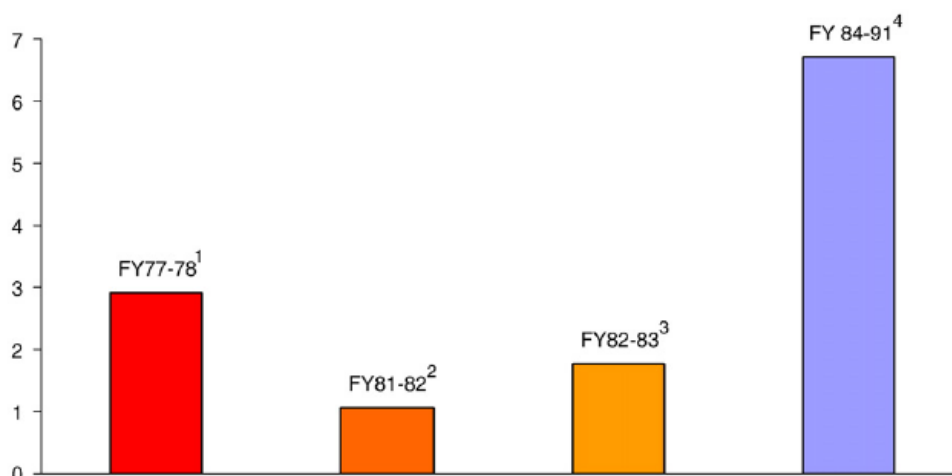
#### 1.4.3.3 – P&D e Outros Incentivos e Subsídios

Assim como este estudo fez para o caso espanhol, é importante verificar a contribuição de outros incentivos ao mercado de energia solar na Califórnia, como P&D e subsídios.

Em 1984, através do *Rosenthal-Naylor Act* (1984) foi criado um programa de investimentos em pesquisa e desenvolvimento voltado para tecnologias do setor energético chamado *Energy Technologies Advancement Program* (ETAP), cujas responsabilidades cabiam a CEC (TAYLOR, 2008).

Além de financiar por conta própria, o estado da Califórnia também se utilizou do poder da CPUC como órgão regulador monopolístico de energia para obrigar as IOUs a investirem em P&D em solar e outras renováveis, bem como em eficiência energética. Os investimentos chegaram a passar 120 milhões US\$/ano (valor em US\$ de 2007) (TAYLOR, 2008).

A disponibilidade de dados históricos dos investimentos em P&D em energia solar na Califórnia é incompleta. Os investimentos feitos pela CEC em P&D em solar térmica e fotovoltaica em alguns períodos de tempo nas décadas de 70 e 80 são apresentados na Figura 11. A última coluna da mesma figura apresenta os investimentos provenientes do programa ETAP de 1984 a 1991 (TAYLOR, 2008).



Investimentos no ano fiscal: <sup>1</sup>1977-78; <sup>2</sup>1981-82; <sup>3</sup>1982-83. <sup>4</sup>Total gasto pelo programa ETAP da CEC de 1984 a 1991.

Figura 11 – Investimentos da CEC em P&D em energia solar térmica e fotovoltaica na Califórnia  
Fonte: (TAYLOR, 2008)

Durante a reestruturação do mercado, os investimentos em P&D no setor caíram drasticamente. Os investimentos em P&D em tecnologias avançadas de geração de energia caíram 85% de 1993 a 1995, enquanto as contribuições das IOUs ao centro de pesquisa *Electric Power Research Institute* caíram 50% de 1994 a 1995 (ZUCCHET, 1995 *apud* TAYLOR, 2008).

Para compensar a queda do ETAP, em 1997 foi criado o PIER (*Public Interest Energy Research*), um programa público de P&D a ser financiado pela indústria privada através de uma taxa coletada pelas IOUs e repassada ao fundo. No entanto, os valores investidos pelo PIER ficaram bem abaixo dos alcançados na época do ETAP, cerca de 62,5 milhões US\$/ano (valor em US\$ de 2007) (TAYLOR, 2008).

O retorno para o governo de investimentos em P&D é difícil de mensurar. Alguns dados interessantes de se observar são de patentes. De acordo com o departamento de patentes dos EUA, a Califórnia foi responsável por 8,7% do total de patentes registradas em 2006, mas quando observada por setor, o estado teve 22,9% das patentes em solar térmica de potência, 14,5% em fotovoltaica e 14,2% em aquecimento solar. Entretanto, poucas destas patentes são atribuídas diretamente ao governo (exceto as provenientes da Universidade da Califórnia). A CEC, por exemplo, não registrou nenhuma patente em tecnologias solares, apesar de possuir várias patentes em plantas térmicas a gás (TAYLOR *et al.*, 2007).

Além de dar suporte financeiro a P&D, o estado da Califórnia também deu apoio financeiro a empresas do ramo, principalmente empresas de pequeno porte de energia solar (principalmente em aquecimento solar), que teriam menor resiliência à volatilidade do mercado (TAYLOR, 2008).

Algumas das formas de incentivos mais comuns, tanto por parte do estado, quanto Federal, são reduções ou isenções de impostos.

A seção 73 do Código de Impostos e Receita da Califórnia permite redução do imposto de propriedade para certos tipos de sistemas de energia solar<sup>25</sup> instalados entre 1º de janeiro de 1999 e 31 de dezembro de 2016. A exclusão é de 100% do valor do sistema quando a fonte de energia é 100% solar; para sistemas que complementam a fonte solar com outras energias, como elétrica ou fóssil, a isenção é de 75% do seu valor total (DSIRE, 2010a).

Outro exemplo de incentivo econômico, dado pelo estado da Califórnia às energias renováveis e que inclui a energia solar térmica, é a isenção de impostos de compra de equipamentos. Vigente desde 24/03/2010 e previsto até 01/01/2021, a SB71 estabeleceu a exclusão de impostos sobre compra em despesas relacionadas a design,

---

<sup>25</sup> Sistemas solares térmicos de potência estão entre os beneficiados, enquanto piscinas solares não recebem esse desconto (DSIRE, 2010).

fabricação, produção ou montagem de equipamentos de energia renováveis<sup>26</sup> e equipamento alternativo de transporte no estado (DSIRE, 2010b).

A Tabela 8 apresenta um resumo de mais alguns programas de incentivo financeiro por parte do Governo, seja financiado pelo estado da Califórnia ou pelo país. Para maiores detalhes sobre estes programas, vide DSIRE (2011b).

Tabela 8 – Resumo de alguns programas governamentais de incentivo econômico à energia solar

| Programa   | Estado     | Descrição resumida   |
|--|------------|--|
| <i>Marin Clean Energy – Feed-In Tariff</i>                 | Califórnia | Comunidade da Califórnia lançou em maio de 2010 este incentivo. Válido para instalações de até 1 MW e total de 2 MW.   |
| <i>California Feed-In Tariff</i>                           | Califórnia | Lançada em 14/20/2008 e alterada em 11/10/2009, as regras ainda não foram aplicadas e podem sofrer novas alterações.   |
| <i>US Department of Treasury – Renewable Energy Grants</i> | Federal    | O Governo concede crédito equivalente a 30% <sup>27</sup> do valor da propriedade para construções iniciadas entre 01/01/2009 e 31/12/2011.  |
| <i>USDA – High Energy Cost Grant Program</i>               | Federal    | Foi disponível de 2000 a 2008 para projetos em comunidades onde o custo da energia fosse pelo menos 275% acima da média nacional. Eram concedidos créditos de 75 mil a 5 milhões US\$. |
| <i>Business Energy Investment Tax Credit (ITC)</i>         | Federal    | 30% (no caso de energia solar) dos gastos totais da instalação em títulos de crédito fiscal. Válido para plantas que entrem em operação até 2016.                                      |
| <i>Clean Renewable Energy Bonds (CREBs)</i>                | Federal    | Um total de 2,4 bilhões US\$ destinados a empréstimos para diversos projetos na forma de créditos fiscais a taxa teórica de 0%. Os pedidos para o incentivo expiraram em 01/11/2010.   |
| <i>Renewable Energy Production Incentive (REPI)</i>        | Federal    | Incentivo de 2,2 c/kWh de eletricidade vendida especificamente para entidades do governo (sujeita a disponibilidade de recurso em cada ano fiscal). Válido até 01/10/2016.             |

Fonte: DSIRE (2011b)

À guisa de exemplificação, no ano fiscal de 2007 o governo dos EUA investiu cerca de 1,7 bilhões de dólares em P&D no setor elétrico, dos quais, 108 milhões US\$ em energias renováveis. Porém a maior parte dos incentivos do governo no setor foi em

<sup>26</sup> Esta lei considera como renováveis: solar, biomassa, eólica, geotérmica, hidroeletricidade (<30 MW) ou qualquer outra energia cujo uso eficiente reduza o consumo de combustíveis fósseis e/ou nuclear (DSIRE, 2010b).

<sup>27</sup> O percentual varia de acordo com a tecnologia. Para o caso de energia solar, o valor é de 30%.



descontos e/ou isenção de impostos, cerca de 4,3 bilhões US\$ (EIA, 2008), como pode ser visto na Tabela 9.

Tabela 9 – Subsídios e incentivos governamentais ao setor elétrico (ano fiscal de 2007)

| Combustível/Outros         | Gastos diretos | Isenção de impostos | P&D   | Incentivo federal a eletricidade | Total |
|----------------------------|----------------|---------------------|-------|----------------------------------|-------|
| Carvão                     | -              | 264                 | 522   | 68                               | 854   |
| Carvão refinado            | -              | 2.156               | -     | -                                | 2.156 |
| GN e líquidos de petróleo  | -              | 203                 | 4     | 20                               | 227   |
| Nuclear                    | -              | 199                 | 922   | 146                              | 1.267 |
| Renováveis                 | 3              | 724                 | 108   | 173                              | 1.008 |
| Transmissão e distribuição | -              | 735                 | 140   | 360                              | 1.235 |
| Total                      | 3              | 4.281               | 1.696 | 767                              | 6.747 |

Fonte: EIA (2008)

O levantamento feito por EIA (2008) apresenta o total de subsídios e suportes econômicos dados pelo governo aos setores de geração de energia do país separados por fonte de energia em 2007 (vide Tabela 10). Quando relativizados pela quantidade de energia elétrica gerada no mesmo período, observa-se a discrepância entre as tecnologias consolidadas e as tecnologias alternativas (vide Tabela 10 e Tabela 11).

Tabela 10 – Subsídios e suporte à produção elétrica por fontes de energia (ano fiscal de 2007)

| Combustível / Uso final            | Geração líquida [bilhões kWh] | Subsídios e suportes financeiros [milhões US\$] | Subsídios e suportes por unidade de produção [US\$/MWh] |
|------------------------------------|-------------------------------|---|---|
| Carvão                             | 1.946                         | 854   | 0,44  |
| Carvão refinado                    | 72                            | 2.156   | 29,81   |
| Gás Natural e líquidos de petróleo | 919                           | 227   | 0,25  |
| Nuclear                            | 794                           | 1.267   | 1,59  |
| Biomassa (e biocombustíveis)       | 40                            | 36  | 0,89  |
| Geotérmica                         | 15                            | 14  | 0,92  |
| Hidrelétrica                       | 258                           | 174   | 0,67  |
| Solar                              | 1*                            | 14  | 24,34   |
| Eólica                             | 31                            | 724   | 23,37   |
| Landfill Gás                       | 6                             | 8   | 1,37  |
| Lixo sólido municipal              | 9                             | 1   | 0,13  |
| Renováveis não alocadas **         | -                             | 37  | -   |
| Renováveis (subtotal)              | 360                           | 1.008   | 2,80  |
| Transmissão e distribuição         | -                             | 1.235   | -   |
| <b>Total</b>                       | <b>4.091</b>                  | <b>6.747</b>                                    | <b>1,65</b>   |

\*Arredondado para o número inteiro mais próximo. O valor gerado foi em torno de 583 milhões kWh.

\*\*Inclui projetos financiados pelo *Clean Renewable Energy Bonds* e pelo *Renewable Energy Production Incentive*.

Fonte: EIA (2008)

Tabela 11 – Subsídios e suporte por unidade de produção (as 4 fontes mais beneficiadas e as 4 menos beneficiadas)

| Combustível / Uso final   | Subsídios e suportes por unidade de produção [US\$/MWh] |
|---|---|
| As 4 fontes mais baixas em Subsídios e suportes por unidade de produção |   |
| Lixo sólido municipal   | 0,13  |
| Gás Natural e líquidos de petróleo                                      | 0,25  |
| Carvão  | 0,44  |
| Hidrelétrica  | 0,67  |
| As 4 fontes mais altas em Subsídios e suportes por unidade de produção  |   |
| Carvão refinado   | 29,81   |
| Solar   | 24,34   |
| Eólica  | 23,37   |
| Nuclear   | 1,59  |

Fonte: EIA (2008)

Por fim, a Tabela 12 apresenta algumas plantas em operação nos EUA e alguns benefícios recebidos que contribuíram na construção e/ou operação de cada planta. Enquanto na seção seguinte são listadas as plantas em operação, em construção e em planejamento, de forma análoga ao que foi apresentado sobre a Espanha.

Tabela 12 – Exemplos de plantas americanas subsidiadas

| Plantas   | Benefícios  | Tecnologia                 | Em operação desde              | Capacidade      | Estado |
|---|---|----------------------------|--------------------------------|-----------------|--------|
| SEGS I a IX   | - Depreciação acelerada<br>- Investimento estatal e federal<br>- Exclusão dos impostos de propriedade | Concentradores parabólicos | SEGS I - 1984 e SEGS IX - 1990 | >350 MW somadas | CA     |
| Nevada Solar One                                    | 30% de créditos federais em impostos  | Concentradores parabólicos | 2007                           | 72 MW           | NV     |
| Kimberlina Solar Thermal Power Plant (demonstração) | Créditos federais em impostos antecipados   | Fresnel                    | 2008                           | 5 MW            | CA     |
| Sierra SunTower                                     | 30% de créditos federais em impostos  | Torre de Concentração      | 2009                           | 5 MW            | CA     |

Fonte: NREL (2011) e SOLARPACES (2011)

### 1.5 Comparação entre a Espanha e a Califórnia

Os dois países investem em P&D desde as décadas de 1970 e 1980 e são pioneiros no desenvolvimento de tecnologias no setor. Apesar de os dados de P&D da Califórnia e dos EUA serem mais abrangentes, o maior centro atualmente da Europa de P&D no setor situa-se na Espanha e foi fundado em 1977.

Entretanto, se analisadas as datas de inauguração das plantas, observa-se que a maior parte da potência instalada da Califórnia é mais antiga que as espanholas. As SEGS começaram a entrar em operação em 1984 (SEGS I) e a última delas no início dos anos 1990 (SEGS IX). Estas plantas, conforme já citado, foram resultado direto do PURPA, que foi um modelo que garantia um valor pré-fixado de compra de energia renovável, ou seja, uma tarifa *feed-in*. Além de terem garantias de valor de compra da eletricidade, estas também receberam descontos fiscais e subsídios.

As SEGS correspondem a cerca de 350 MW de potência instalada, 65% da capacidade instalada no estado.

Apesar de investir em pesquisa desde a década de 1970, as plantas comerciais de 50 MW, como Andasol 1 e 2 ([www.power-technology.com/projects/](http://www.power-technology.com/projects/)) entraram em operação em 2009; a PS10 (torre de concentração de 11 MW) começou a operar em 2007. Ou seja, as plantas em operação na Espanha são mais recentes, inclusive mais modernas que as SEGS, e são consequência do desenvolvimento tecnológico do setor, de financiamento público, conforme já citado, e consequência também do sistema *feed-in* iniciado em 1998 na Espanha.

Outra diferença observada entre as plantas californianas e espanholas, tanto entre as já construídas quanto as em fase de planejamento, é o porte das mesmas. Devido ao Regime Especial da Espanha restringir o tamanho da planta a 50 MW, os projetos espanhóis são subdivididos em módulos de 50 MW, para que as plantas tenham direitos aos bônus financeiros previstos em lei. Entretanto os empresários alegam que essa limitação dificulta economias de escala. Em contrapartida, por não haver tal limitação, há plantas em fase de planejamento na Califórnia com capacidade prevista de 100 a 900 MW.

A capacidade instalada de concentradores solares na Espanha se aproximou da ordem de grandeza da Califórnia em meados de 2010 com cerca de 380 MW e 430 MW respectivamente (valores em junho de 2010). Assim como a geração de eletricidade em 2009 foi de 296 mil GWh (produção bruta, MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO, 2009) na Espanha e também cerca de 296 mil GWh na Califórnia no mesmo ano (CEC, 2011c). De lá pra cá a expansão de instalação de plantas espanholas foi maior que na Califórnia e chegou a quase quatro vezes mais que na Califórnia (vide Tabela 13).

Mas já se observa um arrefecimento na Espanha, com apenas 350 MW em construção e nada em planejamento (resultado direto do cancelamento do *feed-in*). Em contrapartida, a Califórnia continua em expansão (1.314 MW em construção e mais de 2.000 MW em planejamento).

As plantas em planejamento demonstram um interesse e até mesmo um movimento do mercado, mas não dão garantia de implementação dos projetos, bem como não têm em sua maioria previsão de data para início da construção nem de entrada em operação. Ou seja, não se configuram como dados confiáveis e podem mudar diante de mudanças de políticas de governo ou no mercado de energia.

Tabela 13 – Quadro comparativo resumo dos casos espanhol e californiano

| Tópico                                      | Espanha  | Califórnia  |
|---|--|---|
| Início do Programa/Lei                      | Lei 82/1980 → primeiro incentivo às fontes alternativas<br><i>Feed-in</i> instaurado pela lei 54/1997 e pelo decreto 2818/1998   | 1978 – PURPA ( <i>feed-in</i> )<br>2002 – RPS   |
| Potência instalada                          | 2.007 MW   | 538 MW  |
| Em construção                               | Aprox. 350 MW  | 1.314 MW  |
| Em planejamento                             | -  | 2.245 MW  |
| Subsídios e investimentos direto no setor   | Exemplos: 5 milhões de Euros para a PS10 e 1,9 milhão para a PS20  | Em 2007, os EUA investiram em subsídios e suporte 24,34 US\$ por MWh de eletricidade gerado no setor de energia solar, enquanto a média em todo o setor elétrico foi 1,65 US\$ por MWh. |
| Riscos relativos ao preço da energia gerada | As tentativas de tornar uma revisão da lei retroativa foram em sua maioria combatidas com sucesso. Mas as constantes revisões eram sempre motivos de apreensão por parte dos produtores. |   |

## 2 – TECNOLOGIAS CSP

### 2.1 Histórico da energia solar térmica concentrada

De acordo com KALOGIROU (2009), o uso da energia solar em grande porte mais antigo é creditado, embora não comprovado, a Arquimedes (282 a 212 a.C.), que teria queimado a frota romana na Baía de Syracuse (hoje pertencente a Itália) concentrando raios solares em um foco a ponto de aquecê-los até pegarem fogo. O fato foi referenciado por diversos autores entre 100 a.C. e 1.100 d.C. e no livro *Optics Vitelio*, do matemático polonês Vitelio. O aparelho usado por Arquimedes foi descrito como um vidro composto com 24 espelhos que convergiam para um único ponto focal, enquanto alguns historiadores acreditam que Arquimedes teria utilizado escudos de soldados ao invés de espelhos em função da tecnologia de manufatura de vidros creditada àquela época. Há relatos de que Arquimedes teria escrito um livro (*On Burning Mirrors*), mas nenhuma cópia sobreviveu. Durante o período Bizantino, Proclus repetiu o suposto experimento de Arquimedes e queimou a frota inimiga em Constantinopla.

Já no século XVIII, na Europa e Oriente Médio, começaram a ser desenvolvidas fornalhas solares, cuja aplicação era a fundição de metais, principalmente ferro e cobre (LODI, 2011). De acordo com KALOGIROU (2009), uma das primeiras aplicações em larga escala foi a fornalha solar desenvolvida por Lavoisier em 1774 (Figura 12). Esta fornalha possuía uma lente de 1,32m e outra secundária de 0,2m e foi capaz de atingir temperaturas de 1.750°C.

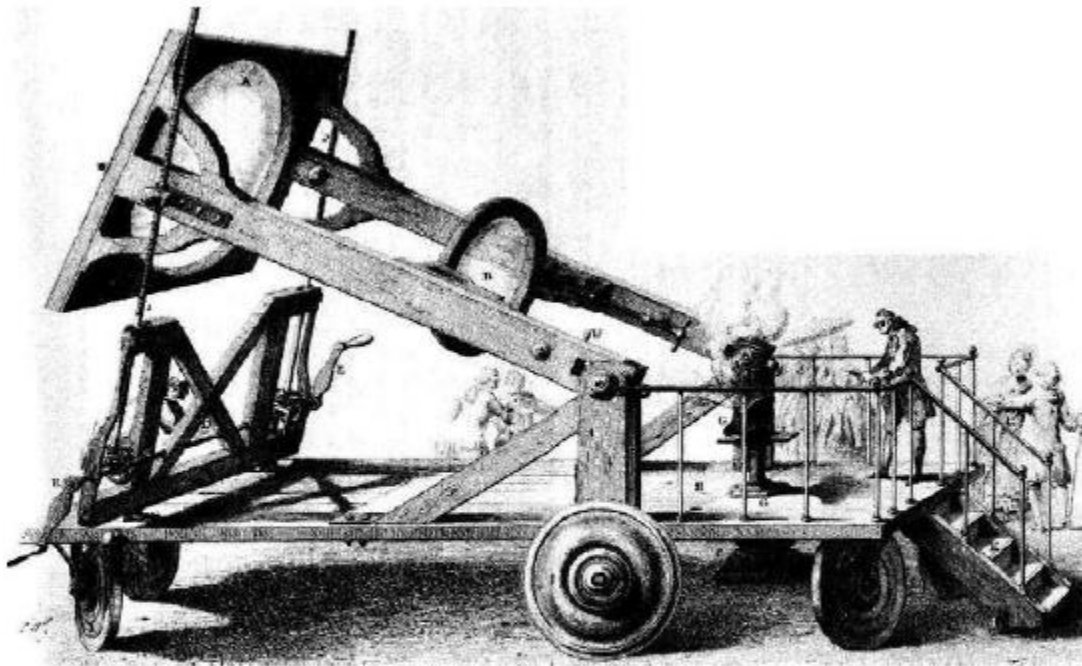


Figura 12 – Fornalha solar de Lavoisier (1774)  
Fonte: KALOGIROU (2009)

Durante o século XIX surgiram as primeiras tentativas de gerar vapor (à baixa pressão) a partir da radiação solar. As primeiras máquinas a vapor movidas à energia solar teriam sido construídas por Augusto Mouchot de 1864 a 1878 na Europa e norte da África (RAGHEB, 2011 *apud* LODI, 2011).

Uma de suas máquinas, uma impressora movida à energia solar foi apresentada em uma exposição internacional em Paris em 1882 e imprimia 500 cópias por hora (Figura 13), mas foi considerada pelo governo francês cara demais para ser fabricada em larga escala (RAGHEB, 2011 *apud* LODI, 2011).

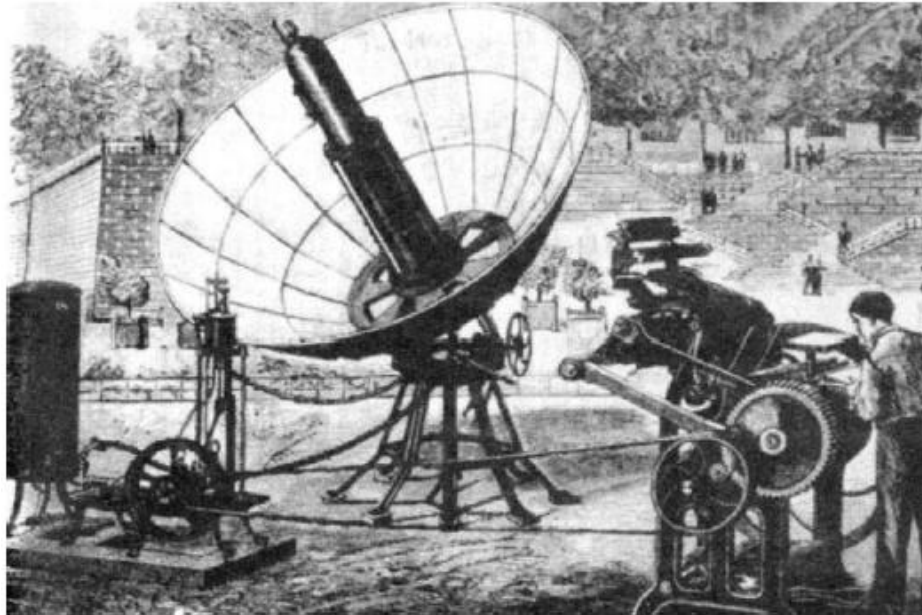


Figura 13 – Coletor parabólico de uma impressora à energia solar (Paris, 1882)  
Fonte: KALOGIROU (2009)

De acordo com JORDAN e IBELE (1956) *apud* KALOGIROU (2009), o desenvolvimento de novos sistemas teve continuidade nos EUA, onde um engenheiro, Capitão John Ericsson, construiu o primeiro motor a vapor movido diretamente à energia solar. O Capitão construiu ao todo oito sistemas de aquecimento direto de água ou ar como fluidos de trabalho em cilindros-parabólicos (Figura 14).

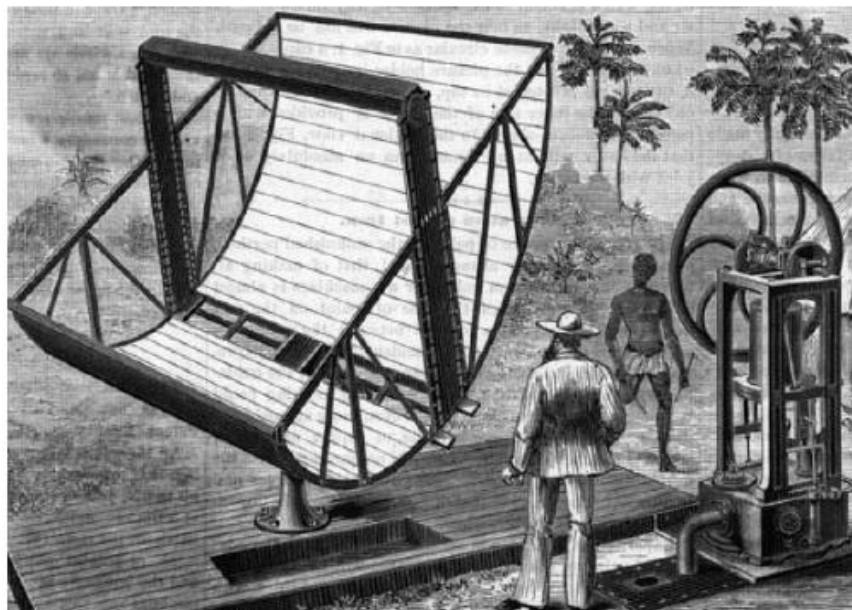


Figura 14 – Concentrador parabólico de John Ericsson (1870)  
Fonte: RAGHEB (2011) *apud* LODI (2011)



O século XX apresentou uma continuidade na evolução do uso da energia solar em concentradores. Em 1901, A. G. Eneas instalou um coletor solar para bombeamento de água em uma fazenda da Califórnia. Segundo KREITH e KREIDER (1978) *apud* KALOGIROU (2009), o sistema consistia de uma estrutura similar a um guarda-chuva invertido, composto por 1788 espelhos alinhados em sua parte interna. Os raios do sol eram concentrados em uma caldeira localizada em seu ponto focal. Na caldeira, água era vaporizada e utilizada para operar uma centrífuga.

Em 1912, Frank Shuman e Charles Vernon Boys construíram uma planta de bombeamento de água próximo ao Rio Nilo, no Egito (à época a maior do mundo) (uma foto da planta é apresentada na Figura 15). O campo solar da planta ocupava cerca de 1.200 m<sup>2</sup>, era composta por coletores cilindro-parabólicos de 62m de comprimento e 4,5m de largura; a água era aquecida até virar vapor diretamente nos receptores e operava uma bomba com vazão máxima de 22,7 m<sup>3</sup> de água por minuto (potência de 75 kW) (RAGHEB, 2011 *apud* LODI, 2011).

Frank Shuman, inventor e empresário americano, é apresentado por RAGHEB (2011) *apud* LODI (2011) como um visionário da energia solar e pioneiro da geração de energia em larga escala proveniente de energia solar.

Apesar de o projeto ter sido bem sucedido, a planta foi desativada em 1915 em função da 1ª Guerra Mundial, que se apropriou do material da planta. Ademais, após a guerra, grandes descobertas de campos de petróleo no Oriente Médio e na Venezuela, contribuíram para a expansão do setor petrolífero e em paralelo para um esquecimento da energia solar (LODI, 2011).

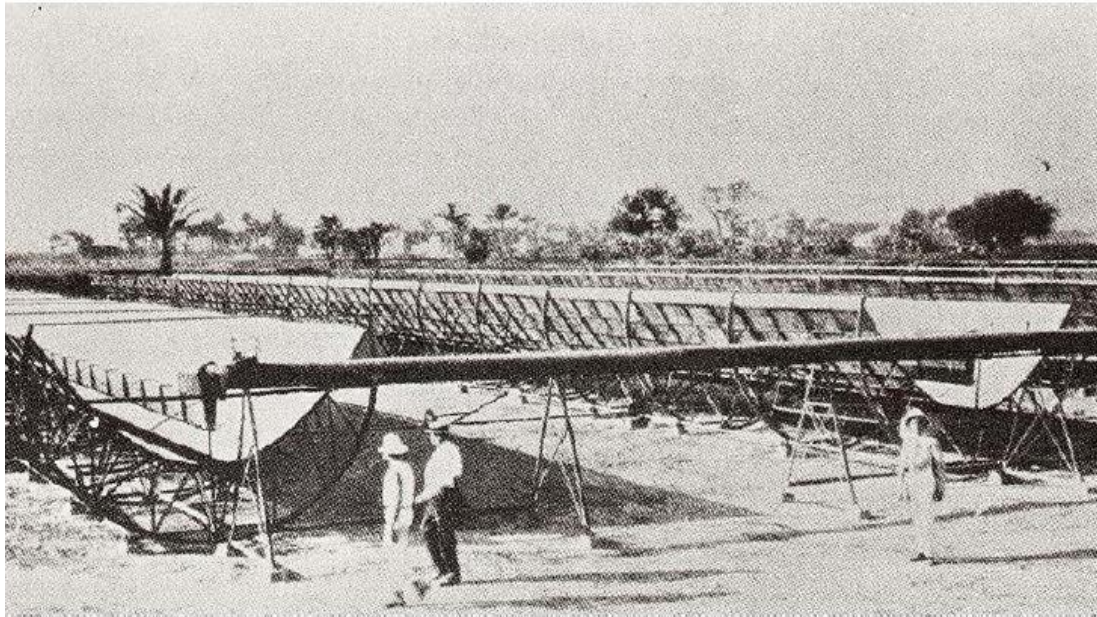


Figura 15 – Planta de bombeamento de águas do Nilo (Egito, 1913)  
Fonte: RAGHEB (2011) *apud* LODI (2011)

Durante a década de 1970, ocorreram o primeiro e o segundo choques do petróleo, em 1973 e 1978 respectivamente (YERGIN e HOBBS, 2005). Essa crise de abastecimento estimulou no mundo o incentivo de diversas fontes alternativas de energia e, inclusive, o desenvolvimento dos atuais modelos de coletores solares começou nos EUA na década de 1970 coordenados pelo DOE.

A primeira planta solar comercial foi instalada no Novo México em 1979 pelo laboratório Sandia (*Sandia National Laboratory*), composta por coletores cilindro-parabólicos que atingiam temperaturas de até 500°C e utilizada inicialmente para calor de processos industriais (RAGHEB, 2011 *apud* LODI, 2011).

Os grandes investimentos em P&D no setor na Europa também surgiram na década de 1970. A Plataforma Solar de Almería (PSA), vide Figura 16, pertencente ao CIEMAT (*Centro de Investigaciones Energéticas Medioambientales y Tecnológicas*) sob o *Ministerio de Ciencia e Innovación*, é o maior centro de P&D em concentradores solares da Europa e situa-se no Deserto de Tabernas, em Almería, Espanha. A PSA foi fundada em 1977 e em 1981 forneceu pela 1ª vez à rede energia elétrica proveniente de energia solar térmica através do projeto de demonstração chamado SSPS/DCS (*Small Solar Power Systems/Distributed Collector System*) constituído de dois campos solares de cilindro-parabólicos com uma área de absorção de 7.602 m<sup>2</sup>. Em 1987, o centro de

pesquisa assinou uma parceria com o governo Alemão (RAGHEB, 2011 *apud* LODI, 2011 e MINISTERIO DE CIENCIA E INNOVACIÓN, 2011).

O CIEMAT (Figura 16) participa em parcerias dos consórcios de plantas solares na Espanha, como no caso da PS10<sup>28</sup>, a primeira planta de torre de concentração a operar comercialmente no mundo (em 2007) (MINISTERIO DE CIENCIA E INNOVACIÓN, 2011).



Figura 16 – Planta Solar de Almería (PSA)  
Fonte: MINISTERIO DE CIENCIA E INNOVACIÓN (2011)

Em 1982 a companhia *Luz International Limited* (Luz) desenvolveu coletores solares cilindro-parabólicos e foi responsável pela primeira planta comercial de eletricidade do mundo, a SEGS I (de 14 MW), que entrou com operação em 1983. Em seguida foram mais oito plantas, as SEGS II a IX, com capacidades de 30 a 80 MW cada (LODI, 2011). Entretanto, em 1991 a Luz faliu e as plantas foram revendidas separadamente para diferentes grupos de investidores e todas elas continuam em operação (RAGHEB, 2011 *apud* LODI, 2011).

Em 1986, o excesso de capacidade ociosa da indústria petrolífera levou ao contrachoque do petróleo, quando o preço do barril de petróleo leve despencou a menos

---

<sup>28</sup> Participantes: Solúcar, Inabensa, CIEMAT, DLR, Fichtner (MINISTERIO DE CIENCIA E INNOVACIÓN, 2011).

de 10 US\$ (MAUGERI, 2004). A abundância de petróleo barato diminuiu o investimento e o ritmo de desenvolvimento de diversas fontes alternativas de energia.

Assim, nos EUA, a década de 1990 apresentou uma queda de investimentos no setor, o modelo federal que incentivou o surgimento das SEGS na Califórnia, o PURPA, entrou em decadência e o cenário nos EUA só voltou a ficar favorável à energia solar com a adoção de novas políticas de incentivo em diversos estados do país adotadas nos anos 2000, em sua maioria RPS (*Renewable Portfolio Standard*). No caso da Califórnia, o modelo foi adotado a partir de 2002 (TAYLOR, 2008). O RPS é um modelo que se baseia em um mecanismo econômico no qual é determinada uma cota de energia renovável (ou de uma fonte específica) e, assim, o equilíbrio de mercado leva ao preço de equilíbrio (DUTRA, 2007).

Outro marco para o setor no mundo foram as leis de incentivo espanholas, iniciadas em 1998 a partir do Decreto Real D.R. 2818/1998 que propôs os procedimentos administrativos e as condições para beneficiar plantas de energias renováveis e fontes alternativas, que passaram a receber tarifação diferenciada e acima do valor de mercado (tarifação *feed-in*) como forma de incentivo. Entretanto o modelo de incentivo sofreu uma mudança repentina, influenciado pela crise econômica na Europa e, principalmente, no país, o que acarretou no cancelamento da tarifa diferenciada para diversas fontes, inclusive para contratos já assinados (MINISTERIO DE INDUSTRIA Y ENERGÍA, 1998 e GONZÁLEZ, 2008, JEFATURA DEL ESTADO, 2013).

O conhecimento adquirido em P&D ao longo destes anos e o aprimoramento da tecnologia, bem como incentivos econômicos, contribuem para que EUA e Espanha sejam em 2013 os países referências no setor de energia solar térmica de alta potência (GONZÁLEZ, 2008; TAYLOR, 2008; WISER *et al.*, 2011; DSIRE, 2011a; DSIRE, 2011b; MINISTERIO DE CIENCIA E INNOVACIÓN, 2011).

## 2.2 Coletores Solares

Coletores solares são trocadores de calor que transformam radiação solar em calor. O coletor capta a radiação solar, a converte em calor, e transfere esse calor para um fluido (ar, água ou óleo em geral) (DUFFIE e BECKMAN, 2006).

Os coletores podem ser basicamente de dois tipos: não-concentradores e concentradores. Os coletores não concentradores possuem a mesma área de abertura

(área para interceptação e absorção da radiação) e são aplicáveis para sistemas que necessitem de baixa temperatura. Em aplicações que demandem temperaturas mais elevadas, são mais adequados os concentradores solares, que possuem em geral uma superfície refletora (em alguns modelos são utilizadas lentes) que direcionam a radiação direta a um foco, onde há um receptor pelo qual escoar o fluido absorvedor de calor (LODI, 2011; SORIA, 2011 e BURGI, 2013).

Os coletores solares ainda podem ser classificados em estacionários ou rastreadores. Dentre os rastreadores, os coletores podem rastrear em um eixo ou em dois eixos. Uma listagem com os principais modelos, bem como algumas características de cada um, é apresentada na Tabela 14 (KALOGIROU, 2009).

Tabela 14 – Classificação dos coletores solares por graus de rastreamento

| Motora                  | Coletor                    | Receptor | Taxa de concentração <sup>29</sup> | Faixa de temperatura (°C) |
|-------------------------|----------------------------|----------|------------------------------------|---------------------------|
| Estacionário            | solar plano                | Plano    | 1                                  | 30 a 80                   |
|                         | tubular a vácuo            | Plano    | 1                                  | 50 a 200                  |
|                         | parabólico composto        | Tubular  | 1 – 5                              | 60 a 240                  |
| Rastreamento em 1 eixo  |                            |          | 5 – 15                             | 60 a 300                  |
|                         | Refletor linear Fresnel    | Tubular  | 10 – 40                            | 60 a 250                  |
|                         | cilíndrico parabólico      | Tubular  | 10 – 85                            | 60 a 400                  |
| Rastreamento em 2 eixos | Disco parabólico           | Pontual  | 600 – 2000                         | 100 a 1500                |
|                         | Heliostato (torre central) | Pontual  | 300 – 1500                         | 150 a 2000                |

Fonte: KALOGIROU (2009)

<sup>29</sup> A taxa de concentração é a razão entre a área de abertura do coletor (não a área de superfície dos espelhos, mas sim a área do plano perpendicular ao raio incidente) sobre a área de absorção do receptor. O Concentrador reflete a radiação solar direta que incide em uma grande área em uma área menor (KALOGIROU, 2009).



Os coletores solares com concentração podem ser utilizados em diferentes sistemas para geração de energia elétrica. Os principais tipos de sistema encontram-se listados na Tabela 15.

Tabela 15 – Características de diferentes tecnologias CSP

| Tecnologia | Faixa de capacidade indicada (MW) | Taxa de concentração | Eficiência solar-elétrica (%) | Área requerida (m <sup>2</sup> /kW)* |
|------------|-----------------------------------|----------------------|-------------------------------|--------------------------------------|
| Parabólico | 10-200                            | 70-80                | 10-15                         | 18                                   |
| Fresnel    | 10-200                            | 25-100               | 9-11                          | -                                    |
| Torre      | 10-150                            | 300-1000             | 8-10                          | 21                                   |
| Disco      | 0,01-0,4                          | 1000-3000            | 16-18                         | 20                                   |

Fonte: KALOGIROU (2009), \*BEERBAUM e WEINREBE (2000)

### 2.2.1 Concentradores Cilíndricos-parabólicos

Os coletores cilíndricos parabólicos são revestidos por um material refletor em formato parabólico. Ao longo da linha de foco do refletor parabólico é colocado um tubo metálico preto, coberto por um tubo de vidro para evitar perdas de calor, denominado receptor (KALOGIROU, 2009). À guisa de exemplificação, vide fotos nas Figura 17 e Figura 18.



Figura 17 – Concentrador parabólico  
Fonte: DARKOPTIMISM (2011)



Figura 18 – Concentrador parabólico  
Fonte: RENEWABLE POWER NEWS (2009)

Quando a parábola aponta para o sol, os raios diretos do sol são refletidos pela superfície e concentrados no receptor (vide Figura 19). A radiação concentrada aquece o fluido que circula internamente no tubo.

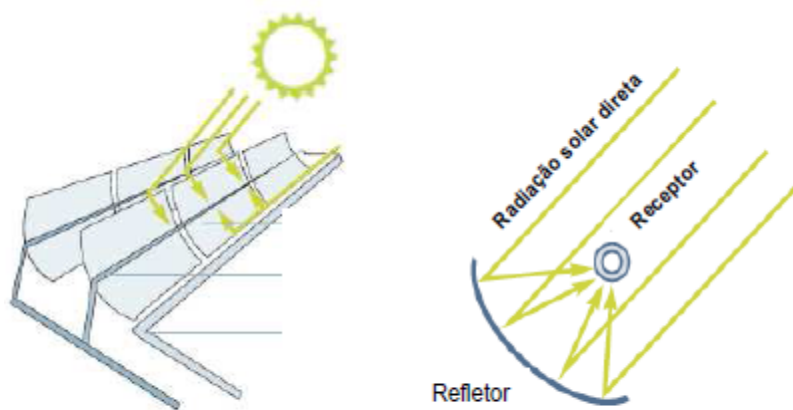


Figura 19 – Desenho esquemático da concentração da radiação em um concentrador parabólico

Fonte: SOLARPACES (2011) *apud* LODI (2011)

É comum serem construídos com sistema de rastreamento de um eixo, podendo ser orientados no sentido leste-oeste com rastreamento do sol de norte a sul, ou no sentido norte-sul rastreando o sol de leste a oeste (esboço na Figura 20) (KALOGIROU, 2009).

- sentido leste-oeste: tem como vantagens o fato de mover-se pouco ao longo de todo o dia e de sempre ficar diretamente voltado para o sol ao meio-dia. Em contrapartida, tem uma performance reduzida no início do dia e no fim da tarde, devido aos maiores ângulos de incidência dos raios solares sobre a superfície coletora.

- sentido norte-sul: tem os maiores ângulos de incidência durante o meio-dia e consequentemente as maiores perdas de calor nessa fase do dia, enquanto aponta mais diretamente para o sol no início do dia e no fim da tarde.

Durante o período de um ano, o coletor direcionado no sentido norte-sul absorve um pouco mais de energia que um orientado leste-oeste. Entretanto, o coletor norte-sul coleta mais calor no verão e menos no inverno que um leste-oeste, que possui uma produção de energia mais uniforme ao longo do ano. Portanto, a escolha da orientação depende também da aplicação e de quando há mais necessidade de energia, ou seja, se a demanda sofre significativa variação em função da estação do ano, inverno ou verão, ou se varia mais durante as horas do dia. (KALOGIROU, 2009)

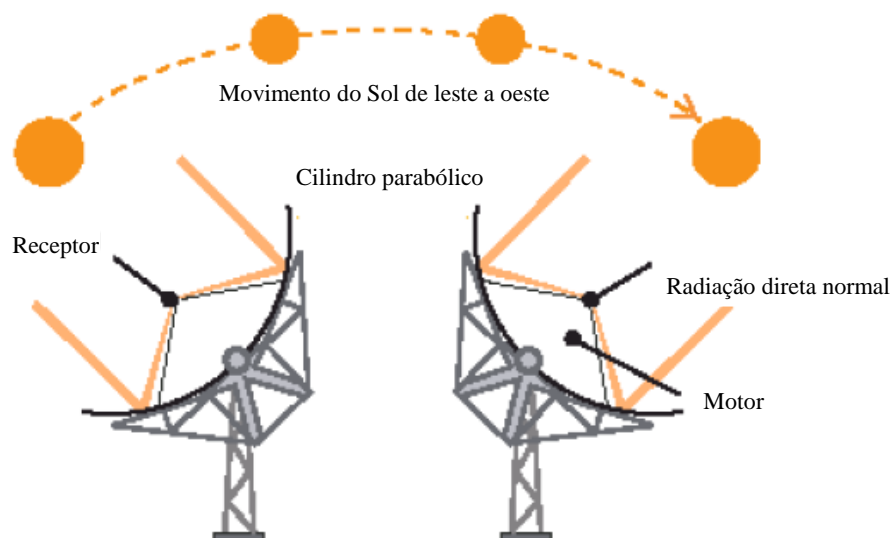


Figura 20 – Rastreamento do sol no sentido leste-oeste  
Fonte: ABS (2010)



Os concentradores parabólicos são a mais madura tecnologia solar de geração de calor. A energia deste fluido pode ser usada para geração elétrica ou para calor de processo (TAYLOR, 2008; WISER *et al.*, 2011).

As primeiras plantas comerciais do tipo no mundo começaram a operar em meados da década de 1980 no estado da Califórnia, EUA (vide Tabela 16). Um complexo de 9 plantas conhecidas como SEGS (*Solar Electric Generating Systems*), numeradas de um a nove em algarismos romanos. Nessas plantas, foram utilizados três projetos diferentes de coletores: LS-1 na SEGS I, LS-2 nas SEGS II a VII e LS-3 para as SEGS VII a IX (DUFFIE e BECKMAN, 2006 e KALOGIROU, 2009).

Tabela 16 – Características das 9 plantas SEGS da Califórnia

| Planta    | Ano de operação | Potência Líquida (MWe) | Temp. de saída do fluido (°C) | Área do Campo Solar (mil m <sup>2</sup> ) | Eficiência da turbina solar (%) | Eficiência da turbina fóssil (%) | Produção Anual (MWh) |
|-----------|-----------------|------------------------|-------------------------------|---|---------------------------------|----------------------------------|----------------------|
| SEGS I    | 1985            | 13,8                   | 307                           | 83  | 31,5                            | -                                | 30.100               |
| SEGS II   | 1986            | 30                     | 316                           | 190                                       | 29,4                            | 37,3                             | 80.500               |
| SEGS III  | 1987            | 30                     | 349                           | 230                                       | 30,6                            | 37,4                             | 92.780               |
| SEGS IV   | 1987            | 30                     | 349                           | 230                                       | 30,6                            | 37,4                             | 92.780               |
| SEGS V    | 1988            | 30                     | 349                           | 250                                       | 30,6                            | 37,4                             | 91.820               |
| SEGS VI   | 1989            | 30                     | 390                           | 188                                       | 37,5                            | 39,5                             | 90.850               |
| SEGS VII  | 1989            | 30                     | 390                           | 194                                       | 37,5                            | 39,5                             | 92.646               |
| SEGS VIII | 1990            | 80                     | 390                           | 464                                       | 37,6                            | 37,6                             | 252.750              |
| SEGS IX   | 1991            | 80                     | 390                           | 484                                       | 37,6                            | 37,6                             | 256.125              |

Fonte: KALOGIROU (2009)

A EuroTrough desenvolveu um tipo de coletor mais moderno que os modelos LS-2 e LS-3 usados nas SEGS, com menor peso e sujeito a menores deformações. Isso reduz os esforços de torção e flexão da estrutura durante a operação, o que acarreta em melhor performance ótica e conseqüentemente maior eficiência. O peso da estrutura de aço é cerca de 14% menor que o modelo LS-3 (KALOGIROU, 2009).

A Tabela 17 apresenta dados de um modelo de concentrador parabólico construído pela *Industrial Solar Technology (IST) Corporation*. O coletor parabólico IST foi testado e avaliado no *Sandia National Laboratory* e no *German Aerospace Centre* para eficiência e durabilidade (KALOGIROU, 2009).

Tabela 17 – Dados do coletor IST

| Parâmetro                              | Valor/tipo                           |
|--|--------------------------------------|
| Ângulo de abertura do coletor          | 70°                                  |
| Superfície refletiva                   | Acrílica prateada                    |
| Material do receptor                   | Aço                                  |
| Abertura do coletor                    | 2,3m                                 |
| Tratamento da superfície do receptor   | Níquel escurecido altamente seletivo |
| Absorbância                            | 0,97                                 |
| Emitância (80C)                        | 0,18                                 |
| Transmitância do vidro de revestimento | 0,96                                 |
| Diâmetro externo do absorvedor         | 50,8mm                               |
| Precisão do mecanismo de rastreamento  | 0,05°                                |
| Orientação do coletor                  | Eixo N-S                             |
| Modo de rastreamento                   | Horizontal leste-oeste               |

Fonte: KALOGIROU (2009)

### 2.2.1.1 Receptor

O receptor é instalado na linha de foco dos concentradores e costuma ter de 25 a 150 metros de comprimento. Sua superfície é revestida por uma cobertura com alta absorvância a irradiação solar e baixa emitância para irradiação térmica (infravermelho) (KALOGIROU, 2009).

Em geral uma cobertura de vidro é usada ao redor do receptor para reduzir as perdas por convecção do receptor para o ar ambiente, reduzindo assim o coeficiente de perda de calor. Uma desvantagem é que a luz refletida pelo coletor tem de atravessar o vidro, adicionando assim uma transmitância (de aproximadamente 0,9 quando o vidro está limpo). Outra medida comum para redução das perdas por convecção é manter um vácuo no espaço entre o vidro e o tubo receptor (KALOGIROU, 2009).

### 2.2.1.2 Mecanismos de Rastreamento

O mecanismo de rastreamento deve ser confiável dentro de um limite de acuidade para rastrear o sol ao longo do dia, inclusive durante dias nublados intermitentes, e retornar à posição original ao fim do dia ou durante a noite (KALOGIROU, 2009).

Além disso, o mesmo sistema também é utilizado como mecanismo de proteção, desviando o concentrador do foco em caso de superaquecimento, rajadas de vento e falhas no mecanismo de escoamento do fluido (KALOGIROU, 2009).

Os mecanismos podem ser divididos em (KALOGIROU, 2009):

- mecânico
- sistemas eletro-eletrônicos (maior confiabilidade e acuidade)
  - mecanismos baseados em sensores que detectam a magnitude da iluminação solar para controlar o motor que posiciona o coletor
  - mecanismos baseados em sensores que medem o fluxo solar no receptor
  - rastreamento “virtual”

O rastreamento “virtual” dispensa os sensores utilizados no rastreamento tradicional e opera baseado em um algoritmo matemático que calcula a posição do sol em função da data e hora e da localização (coordenadas de latitude e longitude) da planta (KALOGIROU, 2009).

### 2.2.2 Coletor Fresnel

Os coletores Fresnel têm duas variações: o coletor Fresnel de lentes e o refletor linear Fresnel. O primeiro consiste de um material plástico transparente de modo a concentrar os raios a um receptor, enquanto o segundo é formado por uma série de tiras planas lineares de espelho (vide esquema na Figura 21 e fotos na Figura 22) (KALOGIROU, 2009).

O refletor linear Fresnel pode ter diferentes arranjos. Os espelhos podem ser alinhados como uma parábola. Outro arranjo possível é a disposição das tiras de espelho no chão (ou em outro terreno plano) e a luz ser concentrada em uma receptor linear montado em uma torre. (KALOGIROU, 2009)

Os modelos Fresnel não são ainda uma tecnologia madura e a maior parte das plantas existentes no mundo são plantas piloto, com algumas poucas plantas comerciais de baixa potência (de 1 a 5 MW) em operação nos EUA e na Espanha SUN & WIND ENERGY (2010).

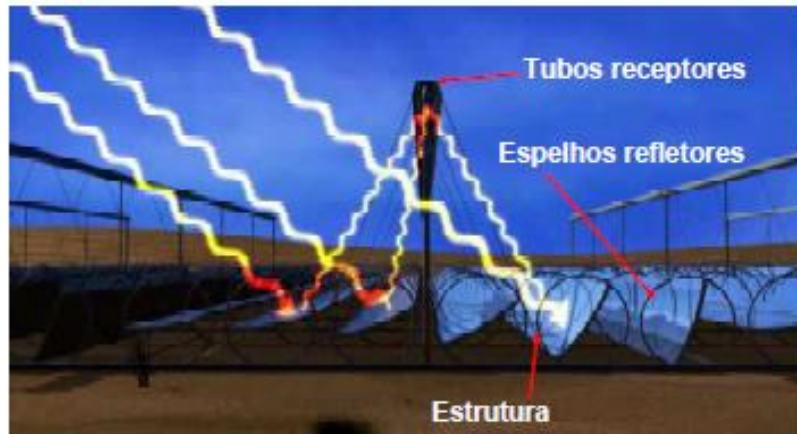


Figura 21 – Desenho esquemático do refletor linear Fresnel  
 Fonte: AREVA (2011) *apud* LODI (2011)



Figura 22 – Refletor Fresnel  
 Fonte: AREVA (2011) *apud* LODI (2011)

### 2.2.3 Disco Parabólico

O disco parabólico é um concentrador de foco pontual, (vide esboço na Figura 23 e foto na Figura 24). O disco rastreia o sol em dois eixos, e assim é capaz de apontar diretamente para o sol desde o nascer até o poente DGS (2010).

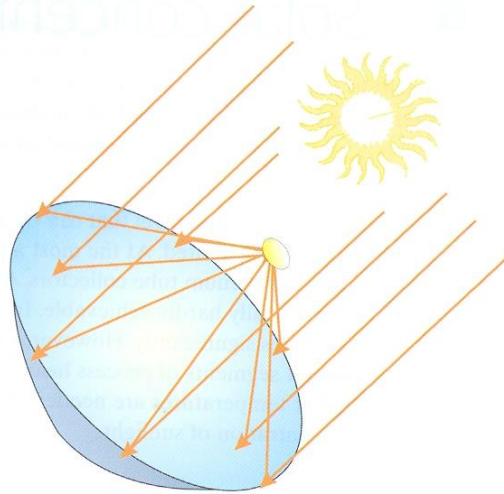


Figura 23 – Esboço de um concentrador de disco parabólico  
Fonte: DGS (2005)



Figura 24 – Foto de um concentrador de disco parabólico  
Fonte: GLOBAL NEVADACORP (2011)

Por possuir uma concentração pontual e sistema de rastreamento em dois eixos, o disco parabólico possui as maiores taxas de concentração (600 a 2000) e por essa razão é o coletor mais eficiente. Conseqüentemente, atinge temperaturas mais altas (de 100°C a 1500°C), atrás apenas da torre de concentração (que pode atingir até 2000°C) (KALOGIROU, 2009).

O disco pode operar de forma independente (indicado para uso em regiões isoladas) ou como parte de uma planta composta por vários discos (KALOGIROU, 2009).

Os raios solares incidem sobre a parábola e são concentrados no ponto focal da parábola, onde aquecem o fluido circulante. Esse calor pode ser usado de duas maneiras (KALOGIROU, 2009):

- ser transportado por tubulação para um sistema central;
- ou ser transformado diretamente em eletricidade em um gerador acoplado diretamente no receptor (o mais comum é que o gerador opere de acordo com o ciclo Stirling, apesar de existirem outras configurações possíveis). Por esta razão o concentrador em disco também é chamado de *dish-stirling*.

O segundo modelo é o mais comum. Em geral é mais interessante tanto técnica (devido a perdas térmicas) quanto economicamente gerar eletricidade em cada disco, do que conduzir o calor de cada disco até um sistema de geração central (KALOGIROU, 2009).

À guisa de exemplificação, a Tabela 18 apresenta algumas características do modelo disco parabólico da EuroDish.

Tabela 18 – Características do modelo EuroDish

|                                  |                    |
|----------------------------------|--------------------|
| Diâmetro do concentrador         | 8,5m               |
| APERTURE                         | 56,6m <sup>2</sup> |
| Distância focal                  | 4,5m               |
| Taxa de concentração média       | 2500               |
| Capacidade elétrica bruta        | 9kW                |
| Capacidade elétrica líquida      | 8,4kW              |
| Refletividade                    | 0,94               |
| Fluido de trabalho               | Hélio              |
| Pressão do gás                   | 20-150bar          |
| Temperatura do receptor e do gás | 650°C              |

Dados: DGS (2005)

#### 2.2.4 Torre Central

Um campo de coletores de heliostatos é composto de vários espelhos planos (ou levemente côncavos), capazes de rastrear o sol em dois eixos, e que reflete os raios do sol na direção de um receptor central, instalado no alto de uma torre, sendo assim, esse tipo de planta é conhecida como torre de concentração (DSG, 2010). A Figura 25

apresenta um esboço de uma planta de torre de concentração e a Figura 26 mostra uma vista aérea de duas plantas na Espanha.

Cada heliostato é composto por quatro espelhos instalados no mesmo pilar, com área refletora total de 50 a 150m<sup>2</sup> (KALOGIROU, 2009).

O calor concentrado absorvido no receptor é transferido para um fluido circulante que pode ser armazenado e/ou utilizado para produzir trabalho (WYLEN et. al. 2000; INCROPERA, 2011).

A torre de concentração possui algumas vantagens (KALOGIROU, 2009):

- os espelhos coletam a luz solar e a concentram em um único receptor, minimizando assim o transporte de energia térmica;
- assim como o concentrador em disco, por concentrar os raios solares em um único receptor central e por rastrear o sol em dois eixos, possui altas taxas de concentração, de 300 a 1500, menor apenas que o disco;
- indicados para sistemas de maior porte (de 10 MW para cima).

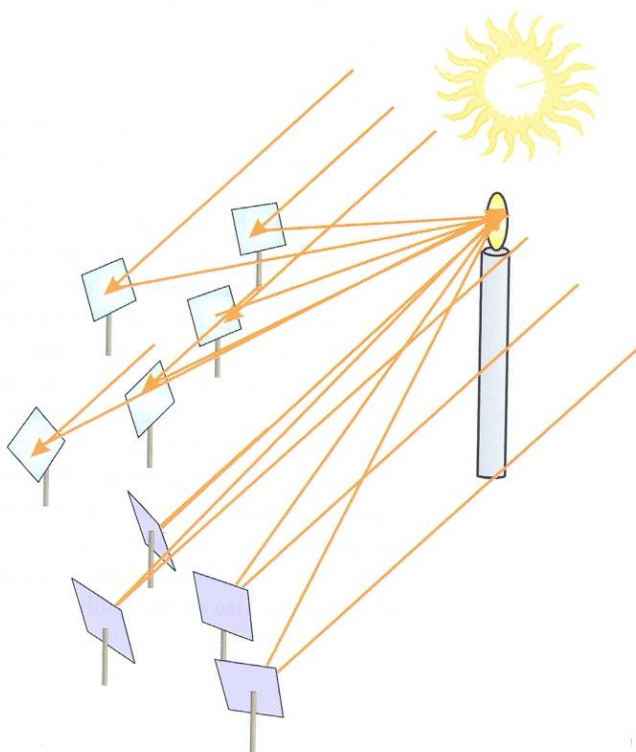


Figura 25 – Esboço de uma torre de concentração  
Fonte: DGS (2005)





Figura 26 – Foto das torres de concentração PS10 e PS20 na Espanha  
Fonte: ABENGOA (2012)

## 2.3 Sistemas Térmicos Solares

### 2.3.1 Plantas de Concentradores Parabólicos

Para a geração de calor a temperaturas acima de  $150^{\circ}\text{C}$  é indicado o uso de coletores concentradores (DGS, 2010).

A demanda por calor de processo é mais comum entre as faixas de  $80$  a  $250^{\circ}\text{C}$  e de  $900$  a  $1500^{\circ}\text{C}$ . Aplicações de baixa temperatura de processo eram responsáveis nos primeiros anos de 2000 por uma demanda de cerca de 300 milhões MWh na União Européia (equivalente a 8% da demanda por energia final) (DGS, 2010).

A peça chave do sistema é o campo de coletores e o arranjo dos coletores. Um fluido de calor circula pelo campo. Ao medir a temperatura do fluido na saída do coletor, um sistema de controle regula a vazão do fluido em função da radiação. O calor ganho pelo fluido é então transferido em um trocador de calor, de onde é utilizado em algum processo industrial ou armazenado em tanques para uso posterior (DGS, 2010). Alguns arranjos possíveis são apresentados nos esboços das Figura 27 e Figura 28.



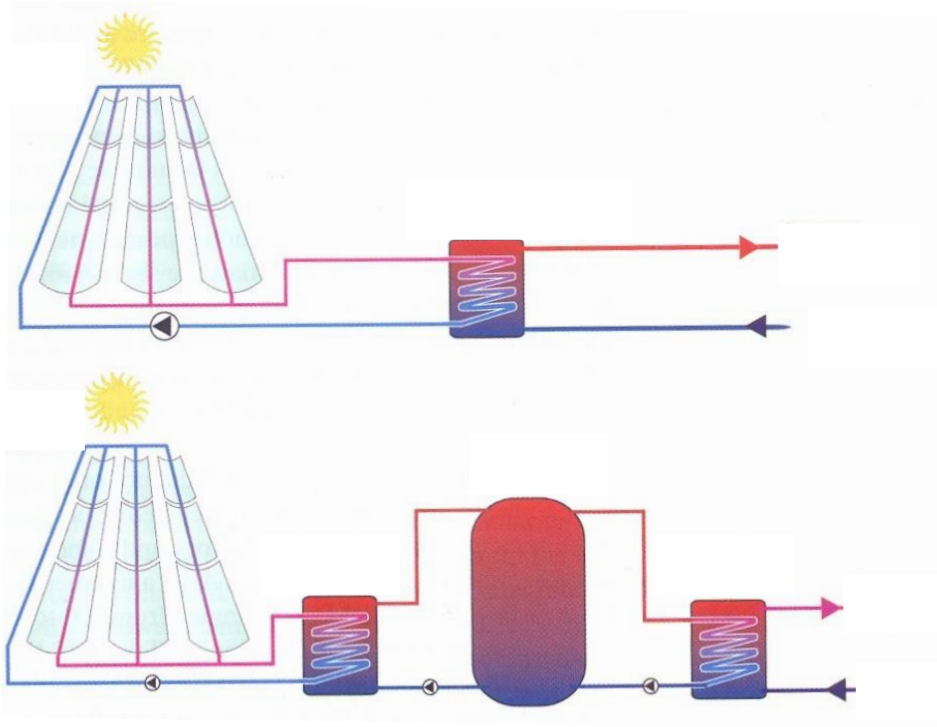


Figura 27 – Sistema solar sem e com armazenamento  
 Fonte: DGS (2005)

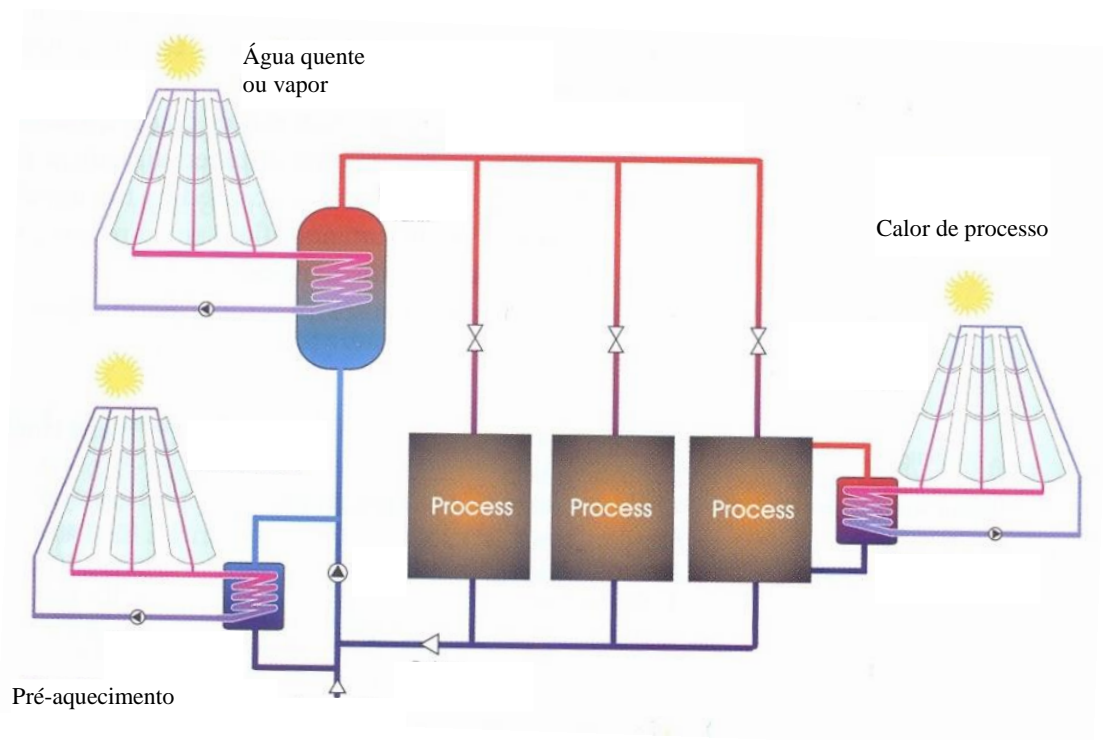


Figura 28 – Diferentes arranjos para integrar um sistema solar a um sistema convencional de calor  
 Fonte: DGS (2005)

O sistema de integração mais simples é o uso do calor absorvido diretamente em um processo industrial que necessite de calor. O ideal é que o sistema solar de fornecimento de calor seja instalado o mais próximo possível à demanda de calor, para evitar perdas no transporte do calor (DGS, 2010).

De acordo com (DGS, 2010), por razões econômicas esse arranjo precisa ser dimensionado de modo que o sistema sempre demande mais calor que o calor máximo gerado pelos coletores. Ademais, quanto mais tempo for demandado calor, melhor economicamente seria este arranjo, segundo o mesmo documento (DGS, 2010), o ideal seria que a demanda de calor ocorresse continuamente ao longo de sete dias na semana. Entretanto, isso não é o padrão de demanda, e o mais comum é o funcionamento cerca de cinco a seis dias na semana e com frequentes interrupções, portanto, nestes casos é recomendado o uso de tanques de armazenamento.

O dimensionamento pode ser dividido em três tipos (DGS, 2010):

- capacidade de armazenamento de curto prazo, com capacidade de algumas horas, para atendimento das flutuações diárias;
- armazenamento com capacidade de alguns dias;
- ou sazonal.

Segundo (DGS, 2010), o melhor arranjo para armazenamento de calor é com o uso de dois tanques, um a baixa temperatura e outro a alta temperatura. Em momentos de excesso de calor, parte do calor é transferida para um fluido de armazenamento (em geral sal fundido) em um trocador de calor, que aquece o fluido do tanque mais frio e o conduz ao tanque mais quente. Em momentos de baixa radiação, períodos nublados, ou mesmo a noite, o fluido quente do tanque de armazenamento pode ser reconduzido ao trocador de calor, para desta vez transferir calor ao sistema de geração de trabalho.

Para temperaturas mais baixas que as faixas de trabalho do CSP é comum o uso de tanque com estratificação e o armazenamento passivo em materiais sólidos, como apresentado por DINÇER e ROSEN (2011), que questionam se avanços tecnológicos e de materiais tornariam viável o uso do armazenamento de calor em sólidos nas faixas de operação de temperatura do CSP. MEDRANO et. al. (2010) considera também os avanços dos nanomateriais e o armazenamento com mudança de fase potenciais campos de desenvolvimento tecnológico.

O esboço de um sistema solar de geração de energia elétrica e com dois tanques reservatórios é apresentado na Figura 29. Para a geração de eletricidade é utilizado um

bloco de potência composto por uma turbina a vapor, gerado a partir do calor absorvido pelos coletores.

Outro arranjo é mostrado na Figura 30, no qual ao invés de um sistema de armazenamento, há uma caldeira auxiliar para complementar o calor obtido pelos coletores. A caldeira em geral utiliza combustível fóssil, entretanto nada impede, conforme citado por DGS (2005), que seja utilizada uma caldeira capaz de operar com biomassa<sup>30</sup> ou hidrogênio, evitando assim emissões adicionais de CO<sub>2</sub>.

É ainda possível um sistema que contenha tanto o sistema auxiliar com caldeira quanto o armazenamento de calor (Figura 31).

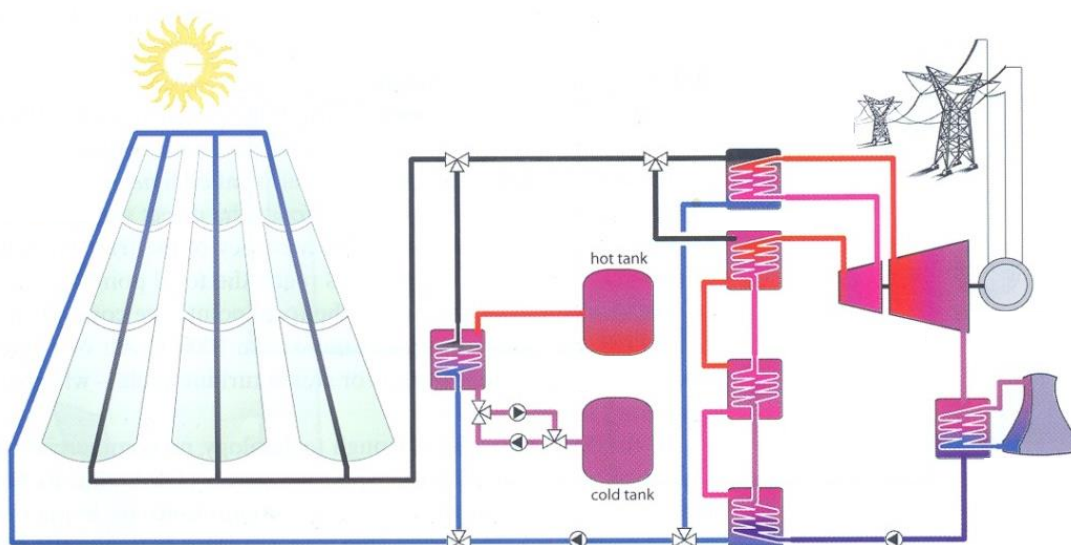


Figura 29 – Sistema solar de geração de eletricidade com armazenamento de calor  
Fonte: DGS (2005)

---

<sup>30</sup> SORIA (2011) apresenta simulações de plantas no centro-oeste do Brasil com hibridização com bagaço-de-cana, resultados em parte apresentados em MALAGUETA et. al. (2013).

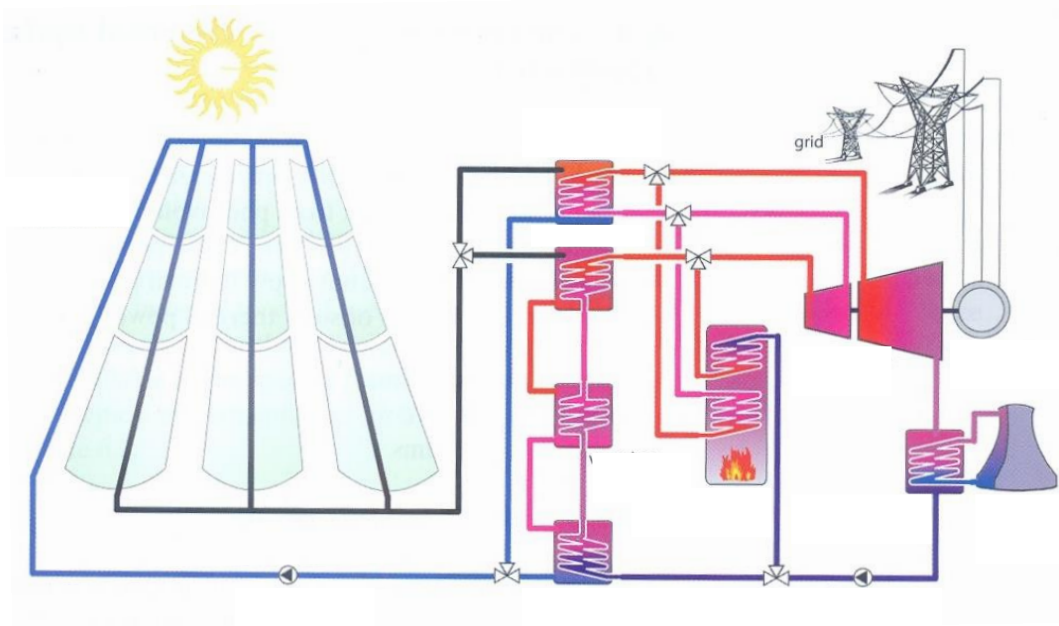


Figura 30 – Sistema solar de geração de eletricidade com caldeira auxiliar  
 Fonte: DGS (2005)

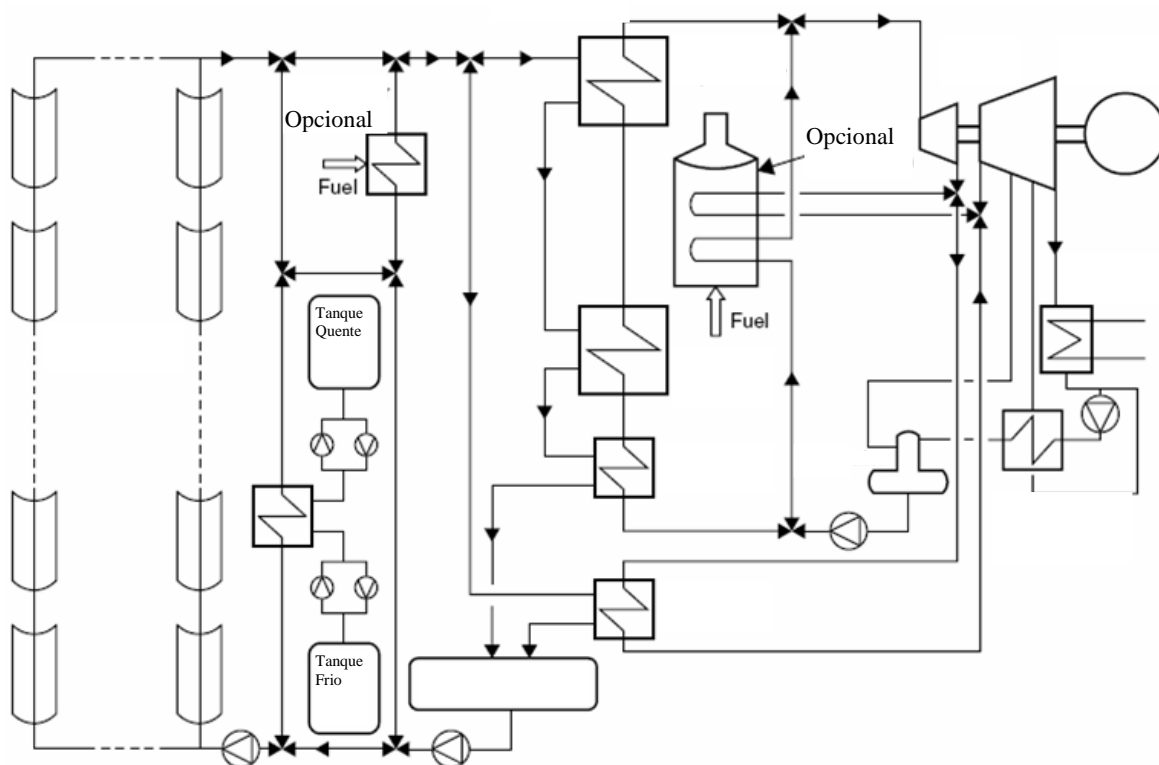


Figura 31 – Sistema solar de geração de eletricidade com armazenamento e opções de queimadores auxiliares

Fonte: KALOGIROU (2009)

Outra configuração possível é o aquecimento direto da água nos coletores (conforme Figura 32), gerando vapor (saturado ou superaquecido) sem a necessidade de um fluido de transferência de calor nem de um trocador de calor. Este arranjo economiza em equipamentos e em fluidos, entretanto possui algumas desvantagens técnicas em função do escoamento bifásico e é menos usado na prática por enquanto (DGS, 2010 e KALOGIROU, 2009).

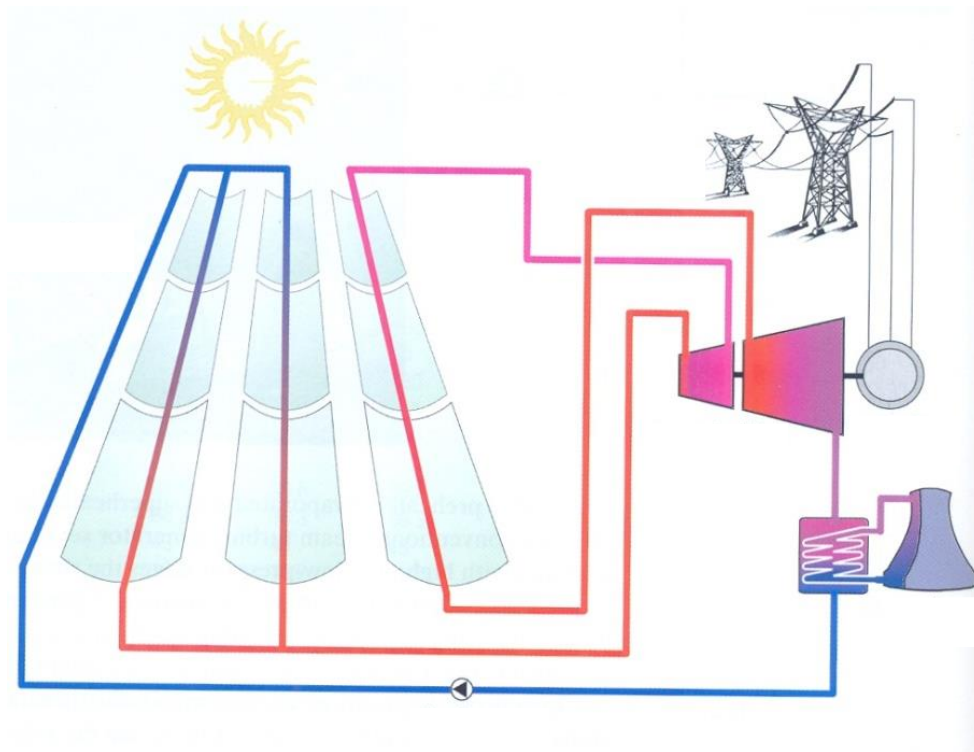


Figura 32 – Sistema solar de geração de eletricidade (geração de vapor diretamente nos coletores)  
Fonte: DGS (2005)

As configurações até agora apresentadas, com as devidas adaptações, servem para integração de qualquer que seja o tipo de concentrador com os demais equipamentos industriais. Entretanto alguns modelos de torre concentradora são detalhados a seguir.

### 2.3.2 Plantas de Torre Concentradora

Nesse sistema, centenas ou até milhares de refletores são posicionados em torno de uma torre central. Cada refletor rastreia o sol de modo a refletir a radiação ao receptor central (DGS, 2010).

O calor concentrado absorvido no receptor é transferido para um fluido circulante que pode ser armazenado e/ou utilizado para produzir trabalho. O fluido pode ser (KALOGIROU, 2009):

- de transferência de calor;
- água para operação de uma turbina a vapor (ciclo Rankine);
- ou ar para operação de uma turbina a gás (ciclo Brayton ou combinado).

São três as configurações do sistema coletor/receptor (KALOGIROU, 2009):

- os heliostatos estão em volta da torre em 360° e o receptor é cilíndrico e com o trocador de calor localizado na superfície externa da torre;
- os heliostatos ficam a norte (no hemisfério norte ou sul no hemisfério sul) da torre e o trocador de calor é interno a torre;
- os heliostatos se posicionam em relação à torre da mesma forma que o anterior, mas o receptor é um plano vertical com um trocador de calor externo apenas na face direcionada para os heliostatos.

O sistema de transporte de calor consiste basicamente de tubulações, bomba e válvulas e direciona o fluido de transferência de calor em um circuito fechado entre o receptor, o armazenamento e o sistema de geração de trabalho (KALOGIROU, 2009).

Assim como apresentado anteriormente, o uso de um sistema de armazenamento térmico capaz de guardar a energia térmica para utilização em outro instante no sistema de geração de trabalho, desacopla o sistema de captação de energia solar da conversão para trabalho/eletricidade (DGS, 2010; KALOGIROU, 2009).

A Figura 33 apresenta o esboço de uma planta de geração elétrica de torre de concentração. A torre aquece ar em ciclo aberto, podendo ou não haver um queimador adicional, que vaporiza água em um trocador de calor para operação de uma turbina a vapor. Enquanto na Figura 34, o ar é pressurizado dentro do receptor e utilizado para operar uma turbina a gás em um ciclo combinado para geração de eletricidade.

Ao invés de ar, o fluido aquecido dentro da torre pode ser um fluido de transferencia de calor e ser integrado ao restante da planta de modo similar aos apresentados nas Figura 27 a Figura 30, ou diretamente água como na Figura 32 (DGS, 2010; KALOGIROU, 2009).

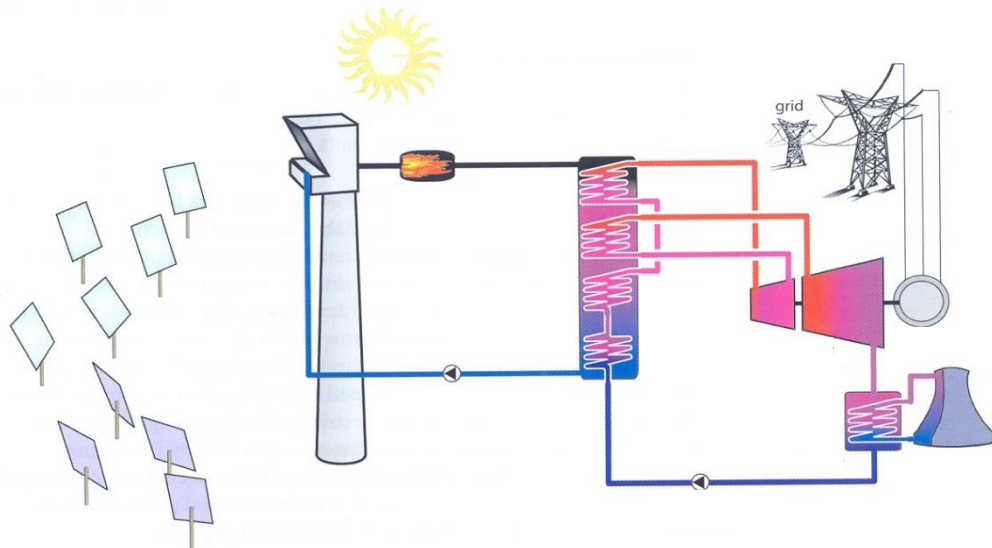


Figura 33 – Torre de concentração de receptor aberto (fluido aquecido: ar)  
Fonte: DGS (2005)

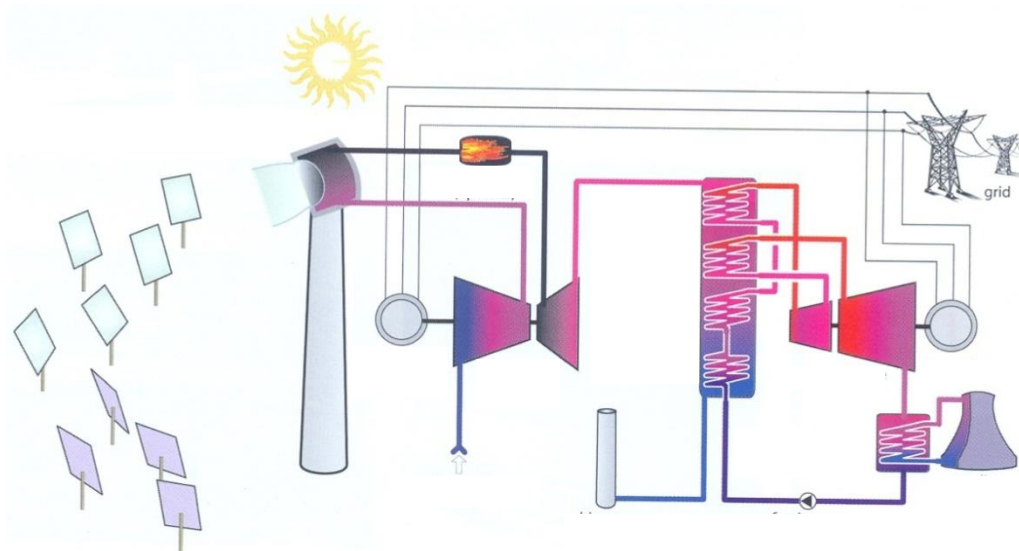


Figura 34 – Torre de concentração de receptor de volume fechado e pressurizado (fluido aquecido: ar)  
Fonte: DGS (2005)



### 2.3.3 Múltiplo Solar (MS), Capacidade de Armazenamento e Operação de uma Planta Solar

Quanto ao dimensionamento da planta, para o mesmo tamanho do campo de concentradores solares, o tamanho dos tanques de armazenamento e da turbina do bloco de potência podem variar em função da aplicação e do regime de operação desejados.

Para compreensão dos esboços das Figura 35 a Figura 38, convém definir o Múltiplo Solar (MS). O MS é adimensional e representa a proporção da área do campo solar (CS) construído em relação à área do campo solar necessário para operar o bloco de potência a carga plena em condições da irradiação de projeto. Assim, o valor  $MS=1$  é representa a área de coletores necessária para operar o bloco de potência a 100% da carga em caso de irradiação igual à de projeto.

A partir de um múltiplo solar pré-definido e para uma mesma produção de eletricidade, IEA (2010) apresenta quatro plantas hipotéticas. Na primeira, Figura 35, supondo uma baixa capacidade de armazenamento e uma turbina de 205 MW, a planta geraria eletricidade aproximadamente das 8:00 horas as 19:00 horas, tendo sido classificada por IEA (2010) como uma planta de carga de geração intermediária.

Uma segunda planta, com reservatório de médio porte e mesma turbina que a anterior, poderia deslocar sua geração de eletricidade acumulando energia no tanque durante as primeiras horas de sol e assim gerar energia das 12:00 horas as 23:00 horas, por exemplo (vide Figura 36).

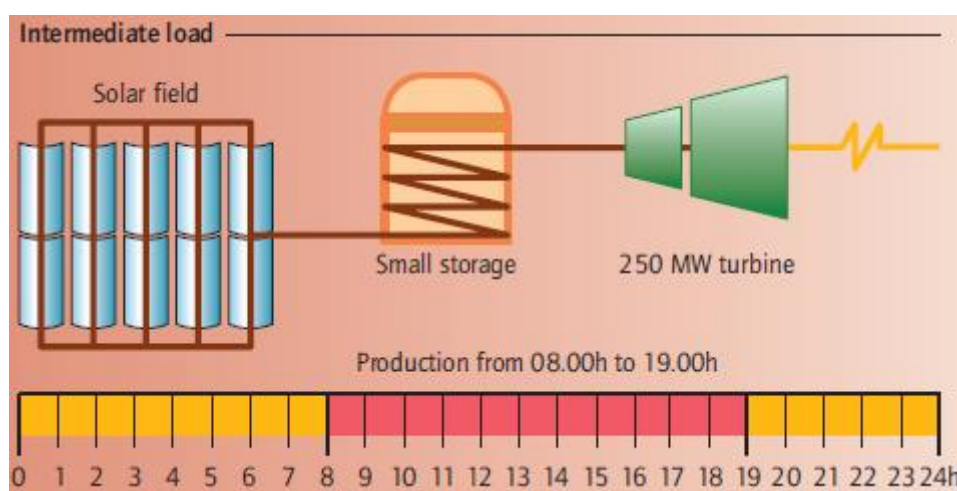


Figura 35 – Planta solar para operação em carga intermediária  
Fonte: IEA, 2010



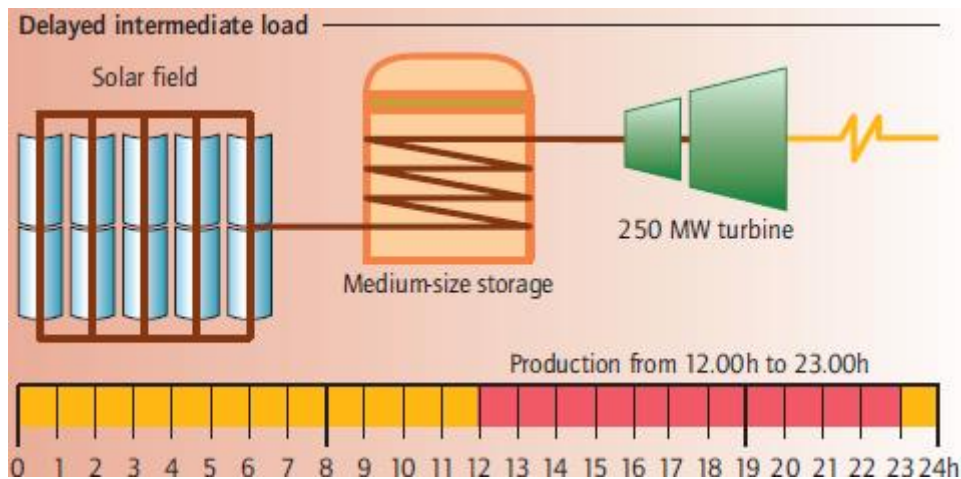


Figura 36 – Planta solar para operação em carga intermediária atrasada  
 Fonte: IEA, 2010

Para operação na base, seria necessária grande capacidade de armazenamento, e a turbina seria de menor porte (no exemplo, 120 MW, menos da metade das anteriores). Com esta configuração, a planta operaria 24 horas por dia, conforme pode ser visto na Figura 37.

Também com o mesmo grande reservatório, porém com uma turbina bem maior, de 620 MW, a planta seria capaz de gerar uma grande quantidade de energia em curto espaço de tempo e unindo o calor absorvido com o armazenado no tanque, geraria eletricidade das 11:00 horas as 15:00 horas, conforme Figura 38.

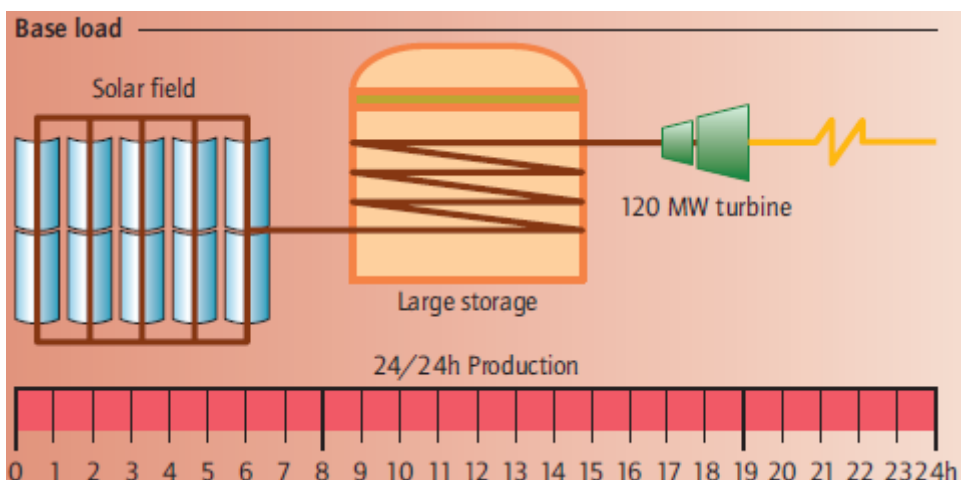


Figura 37 – Planta solar para operação na base  
 Fonte: IEA, 2010

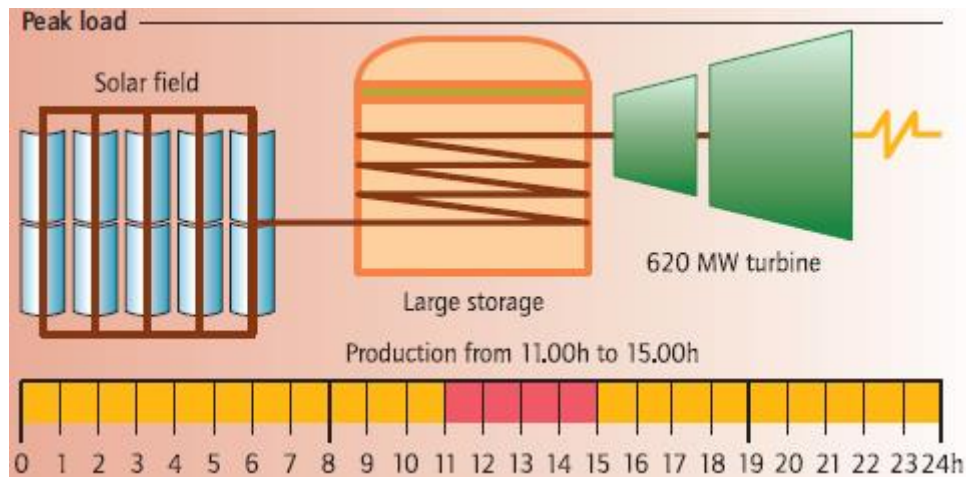


Figura 38 – Planta solar para operação no pico  
 Fonte: IEA, 2010

#### 2.4 Plantas Solares no Mundo

A capacidade instalada no mundo de concentradores solares é cerca de 2.988MW, dos quais mais de 2.626MW (88%) são de cilindro-parabólico e quase todas as plantas localizadas nos EUA e na Espanha (respectivamente 20% e 73% dos cilindro-parabólicos em operação no mundo). Enquanto entre as plantas em construção no mundo aproximadamente 71% são de cilindro-parabólico e 24% de torre (percentuais em relação a potência nominal das plantas).

A Tabela 19 apresenta as plantas CSP no mundo em função do status, de acordo com a tecnologia, disco, fresnel, concentrador parabólico e torre, e por país.

Tabela 19 – Plantas CSP no mundo de acordo com países, tecnologia e status [em MW]

| Tecnologia             | Cilindro-Parabólico |              |            | Torre Solar |            |                  | Refletor Linear Fresnel |            |                  | Disco Parabólico |                  | Total CSP    |              |           |                  |
|------------------------|---------------------|--------------|------------|-------------|------------|------------------|-------------------------|------------|------------------|------------------|------------------|--------------|--------------|-----------|------------------|
|                        | Operação            | Construção   | Contrato   | Operação    | Construção | Desenvolvimento* | Operação                | Construção | Desenvolvimento* | Operação         | Desenvolvimento* | Operação     | Construção   | Contrato  | Desenvolvimento* |
| África do Sul          | -                   | 100          | 50         | -           | 50         | -                | -                       | -          | -                | -                | -                | -            | 150          | -         | 50               |
| Alemanha               | -                   | -            | -          | 2           | -          | -                | -                       | -          | -                | -                | -                | 2            | -            | -         | -                |
| Argélia                | 25                  | -            | -          | -           | -          | -                | -                       | -          | -                | -                | -                | 25           | -            | -         | -                |
| Austrália              | -                   | -            | -          | 3           | -          | -                | 9                       | 44         | -                | -                | -                | 12           | 44           | -         | -                |
| Chile                  | -                   | -            | 360        | -           | -          | -                | -                       | -          | -                | -                | -                | -            | -            | -         | 360              |
| China                  | -                   | -            | -          | 2           | 50         | -                | -                       | -          | -                | -                | -                | 2            | 50           | -         | -                |
| Egito                  | 20                  | -            | -          | -           | -          | -                | -                       | -          | -                | -                | -                | 20           | -            | -         | -                |
| Emirados Árabes Unidos | 100                 | -            | -          | -           | -          | -                | -                       | -          | -                | -                | -                | 100          | -            | -         | -                |
| Espanha                | 1.925               | 350          | -          | 51          | -          | -                | 31                      | -          | -                | -                | -                | 2.007        | 350          | -         | -                |
| Estados Unidos         | 527                 | 810          | 350        | 5           | 502        | 1.895            | 5                       | -          | -                | 2                | 2                | 538          | 1.314        | -         | 2.245            |
| França                 | -                   | -            | -          | -           | -          | -                | 250                     | -          | 21               | -                | -                | 250          | -            | 21        | -                |
| Índia                  | -                   | 375          | -          | 3           | -          | -                | -                       | 100        | -                | -                | -                | 3            | 475          | -         | -                |
| Itália                 | 5                   | -            | -          | -           | -          | -                | -                       | -          | -                | -                | -                | 5            | -            | -         | -                |
| Marrocos               | 20                  | 163          | -          | -           | -          | -                | -                       | -          | 1                | -                | -                | 20           | 163          | 1         | -                |
| México                 | -                   | 14           | -          | -           | -          | -                | -                       | -          | -                | -                | -                | -            | 14           | -         | -                |
| Tailândia              | 5                   | -            | -          | -           | -          | -                | -                       | -          | -                | -                | -                | 5            | -            | -         | -                |
| <b>Total</b>           | <b>2.626</b>        | <b>1.812</b> | <b>760</b> | <b>64</b>   | <b>602</b> | <b>1.895</b>     | <b>295</b>              | <b>144</b> | <b>22</b>        | <b>2</b>         | <b>2</b>         | <b>2.988</b> | <b>2.560</b> | <b>22</b> | <b>2.655</b>     |

\*Em desenvolvimento significa que o projeto existe em fase de planejamento, mas não há garantias de que será construído e entrará em operação, seja por questões legais, licenças ambientais, ou econômicas.

Fonte: BURGI (2013)

### 3 – PROCEDIMENTO METODOLÓGICO

Este capítulo tem o objetivo de apresentar e detalhar as metodologias desenvolvidas e utilizadas para a análise de diferentes possibilidades de uso de plantas CSP de cilindro-parabólicos no Brasil, bem como explicar as principais hipóteses e escolhas em cada modelo considerado.

Os modelos de planta simulados são apresentados no capítulo 4 e os critérios usados são apresentados adiante neste capítulo, conforme Figura 39. Porém, antes disso, vale explicar a escolha do software que foi utilizado, em diferentes graus, em todos os modelos, o *System Advisor Model* (SAM).

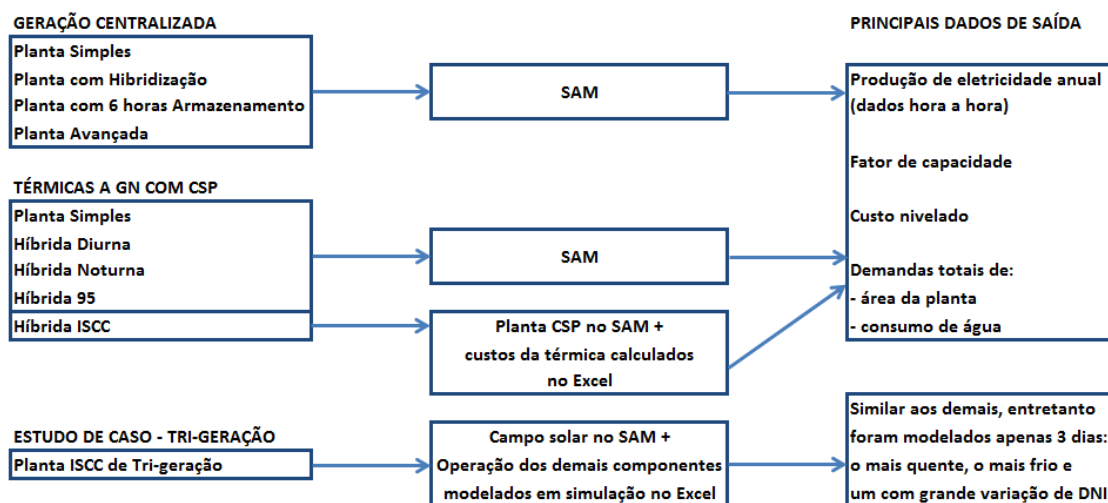


Figura 39 – Plantas simuladas

#### 3.1 SAM (System Advisor Model)

O SAM é um software desenvolvido e atualizado pelo NREL (*National Renewable Energy Laboratory*) (SAM/NREL, 2011), um laboratório do Departamento de Energia dos EUA, localizado no Colorado e em Washington, com mais de 35 anos de pesquisa em eficiência energética e energias renováveis.

O SAM é um modelo financeiro e de desempenho. O modelo financeiro calcula o fluxo de caixa anual durante o período desejado de acordo com as condições de custo e financiamento do projeto. O modelo de desempenho calcula a operação e a geração elétrica hora a hora (há subdivisões horárias em algumas tecnologias, mas não é o caso da CSP) para um local pré-definido de acordo com os parâmetros técnicos informados

ao sistema pelo analista. Dentro do modelo de desempenho, para parte dos cálculos, o SAM utiliza o software TRNSYS, desenvolvido pela Universidade de Wisconsin, que consiste em um programa de simulação de série temporal que simula operações horárias de fotovoltaica, CSP, aquecimento de água e outras fontes renováveis (SAM/NREL, 2011).

Com o SAM é possível modelar plantas FV, CSP, eólica, geotérmica e de aquecimento de água. Há também um modo genérico. Dentro de cada modelo de planta há subopções tecnológicas, que dependem também da versão do software e que, no caso de CSP, permite modelar plantas de cilindro-parabólico, torre central, fresnel e disco-parabólico (SAM/NREL, 2011).

O laboratório NREL atualiza e disponibiliza novas versões, a mais atual é a 2013.1.15 (o laboratório não recomenda a comparação de resultados simulados em versões diferentes), mas a versão utilizada neste estudo é a 2011.6.30. O estudo começou com a versão 2011.6.30 e fez testes na versão 2011.12.2, mas considerou desnecessário atualizar as simulações, pois a maior parte das alterações foram inserções de novos modelos e tecnologias, principalmente referentes à Torre Solar.

Um passo a passo dos principais recursos do SAM utilizado nesta tese é apresentado no ANEXO III.

### 3.2 Escolha da tecnologia CSP

Conforme apresentado no capítulo 2, a tecnologia de concentradores cilindro-parabólicos é a mais consolidada no mercado (representando cerca de 88% da potência instalada de CSP no mundo). A torre central tem perspectivas de aumento de sua fatia no mercado, mas ainda está em P&D, principalmente quanto aos arranjos da planta (uso de sal fundido ou outros meios de armazenamento, geração direta de vapor, ou aquecimento de ar para uso em ciclo combinado). Portanto, se comparada à torre central, o cilindro-parabólico oferece menor risco ao investidor. É também mais indicada para geração centralizada do que o disco-parabólico e é capaz de atingir maiores temperaturas do que o Fresnel.

Ademais o objetivo deste estudo não é comparar diferentes tecnologias CSP e sim avaliar as possíveis aplicações de uma mesma tecnologia CSP dentro do Brasil, sendo neste caso analisada a tecnologia mais aplicada no mundo, a cilindro-parabólica.

### 3.2.1 Cilindro-parabólico no SAM

Este estudo usa o modelo *System Advisor Model (SAM)*, versão 2011.6.30, como ferramenta de simulação para plantas CSP de coletores cilindro-parabólicos no Brasil. Esta versão apresenta dois modos de análise:

- (1) O modo empírico roda com um conjunto de equações baseadas em análises de dados coletados das plantas SEGS nos Estados Unidos; e
- (2) O modo físico, por sua vez, usa, através de modelos matemáticos, princípios de transferência de calor e termodinâmica para caracterizar cada um dos componentes da planta (SAM/NREL, 2011).

Neste estudo, as simulações são feitas usando o modo físico, dada a flexibilidade que o mesmo apresenta para a simulação de plantas diferentes dos padrões SEGS, embora esta flexibilidade acarrete em maior incerteza nos resultados obtidos em comparação ao modelo empírico.

### 3.3 Recurso Solar no Brasil e Escolha da Localidade

Estudos brasileiros publicados em artigos internacionais apresentam avaliações do recurso solar no Brasil usando o modelo físico de transferência radiativa BRASIL-SR para gerar mapas solares (MARTINS et al., 2007; MARTINS AND PEREIRA, 2011; MARTINS. et al., 2008a). Outros artigos apresentam o potencial solar no Brasil para tecnologias fotovoltaicas (PV) (MARTINS; et al., 2008b) e fotovoltaicas concentradas (CPV) (VIANA et al., 2011). Não há, porém, na literatura internacional uma estimativa detalhada de potencial CSP para o Brasil, carência de dados apontada por MALAGUETA *et. al.* (2013). Um dos primeiros estudos do gênero no país é a dissertação de mestrado de BURGI (2013), que objetivou avaliar o potencial para a tecnologia CSP no Brasil combinando uma análise com base em sistemas de informação geográfica (SIG), aplicando diversos critérios de aptidão de áreas à instalação de plantas CSP, com simulação de plantas virtuais de tecnologia de concentradores cilindro-parabólicos e torre central.

A irradiação normal direta (DNI) mínima recomendada para projetos de CSP é amplamente discutida na literatura científica, com mínimos sugeridos que variam de 1.700 kWh/m<sup>2</sup>/dia (BANCO MUNDIAL, 2009; UMMEL, 2010) a 2.400 kWh/m<sup>2</sup>/dia (NREL, 2005; FLURI, 2009). Entretanto, o valor mais comumente utilizado é de 2.000

kWh/m<sup>2</sup>/ano, ou 6 kWh/m<sup>2</sup>/dia (ARVIZU et al., 2011; VIEBAHN et al., 2011; IEA, 2010; CLIFTON e BORUFF, 2010; LOVEGROVE et al., 2011; NREL, 2005). A Figura 40 apresenta o mapa de DNI no Brasil. Usando o software GeoSpatial Toolkit, software GIS desenvolvido pela UNEP com dados do Programa “Solar and Wind Energy Resource Assessment” (SWERA), foi quantificada uma área total com DNI superior ao valor recomendado da ordem de 97,7 mil km<sup>2</sup> (Figura 41).

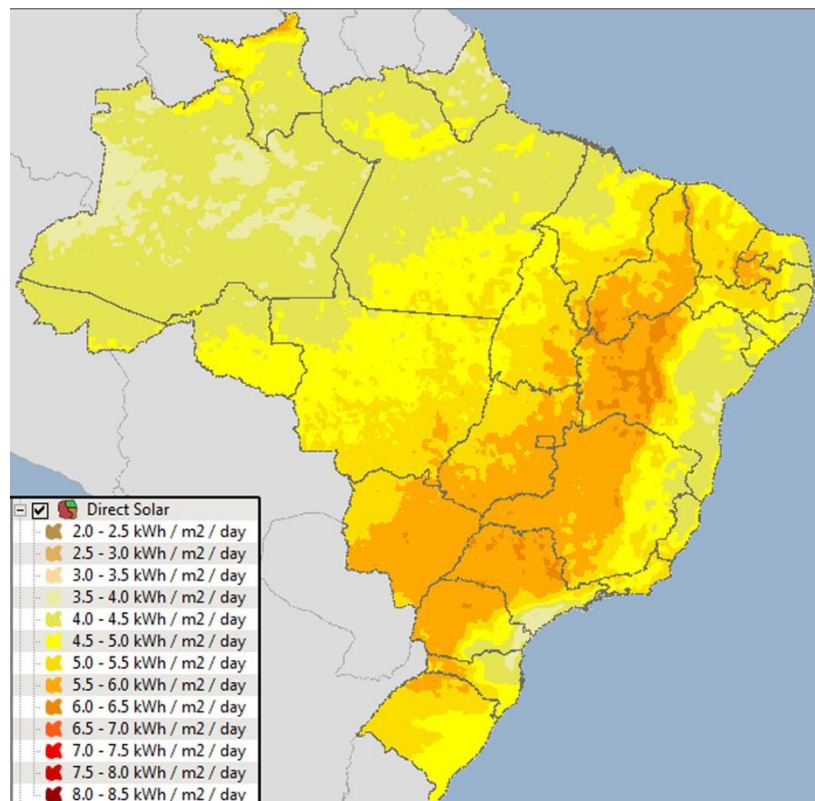


Figura 40 – Irradiação normal direta (DNI)

Fonte: GeoSpatial Toolkit (2012)



Figura 41 – Irradiação solar direta (DNI) – faixa acima de 2.000 kWh/m<sup>2</sup>/ano ou 6,0 kWh/m<sup>2</sup>/dia

Fonte: Geospatial Toolkit (2012)

As áreas com os melhores índices de irradiação concentram-se no Nordeste (NE) (principalmente na Bahia), no sul da região Sudeste (SE) (em especial em São Paulo), além de algumas pequenas áreas no Centro-Oeste (CO) e no norte da região Sul (S) (MALAGUETA *et. al.* 2013 e BURGI, 2013). De acordo com BURGI (2013), através de análise multicritério, os municípios com as melhores médias de DNI e que teriam outras vantagens como proximidade a subestações, baixa declividade, entre outros, encontram-se nos estados de Bahia e São Paulo e são apresentados na Tabela 20. Contudo, a carência de dados climatológicos afeta a qualidade e precisão desta avaliação. Entretanto, para estas localidades não há dados climatológicos hora a hora suficientes para simulações no SAM.



Tabela 20 – Municípios com maior média de radiação solar direta normal

| Município          | Estado | Radiação direta normal anual média (kWh/m <sup>2</sup> .ano) | Área disponível (km <sup>2</sup> ) |
|--------------------|--------|--|------------------------------------|
| Serra Dourada      | BA     | 2.215  | 44,48                              |
| Pedrinhas Paulista | SP     | 2.209  | 3,87                               |
| Cruzália           | SP     | 2.205  | 10,94                              |
| Itápolis           | SP     | 2.204  | 10,57                              |
| Érico Cardoso      | BA     | 2.203  | 5,02                               |
| Tanque Novo        | BA     | 2.201  | 14,69                              |
| Santana            | BA     | 2.189  | 84,88                              |
| Angical            | BA     | 2.184  | 3,79                               |
| Nantes             | SP     | 2.183  | 4,11                               |
| Caturama           | BA     | 2.183  | 1,02                               |

Fonte: BURGI (2013)

O SAM requer dados climatológicos em base horária. Para que o software leia essas informações, os arquivos de dados podem ser de três formatos: TMY3 (extensão .csv), TMY2 (.tm2) ou EPW (.epw).

Os dados necessários para os modelos CSP são:

- Pressão atmosférica;
- Temperatura do ponto de orvalho;
- Temperatura de bulbo seco;
- Temperatura de bulbo húmido;
- Umidade relativa do ar;
- Radiação direta normal (DNI, sigla em inglês);
- Radiação global horizontal;
- Hora do dia;
- Latitude;
- Longitude;
- Altitude;
- Velocidade do vento.

A disponibilidade desses dados é um limitador para muitas regiões fora dos EUA, já que, de acordo com WILCOX e MARION (2008), a principal fonte de dados climatológicos dos outros países vem de estações de aeroportos. Enquanto os EUA possuem essas medições, com acesso público, para 1020 localidades em todo seu território, o Brasil possui medições em apenas 20 localidades: Belo Horizonte, Boa Vista, Bom Jesus da Lapa, Brasília, Campo Grande, Cuiabá, Curitiba, Florianópolis,

Fortaleza, Jacareacanga, Manaus, Petrolina, Porto Nacional, Porto Velho, Recife, Rio de Janeiro, Salvador, Santa Maria e São Paulo.

As médias anuais de DNI, temperatura de bulbo seco e velocidade do vento das 20 cidades são apresentadas na Tabela 21.

Tabela 21 – Dados meteorológicos para 20 cidades brasileiras com dados detalhados disponíveis

|                          | DNI [kWh/m <sup>2</sup> /ano] | Temperatura de bulbo seco [°C] | Velocidade do vento [m/s] |
|--------------------------|-------------------------------|--------------------------------|---------------------------|
| Belém                    | 1020,8                        | 26,5                           | 2,1                       |
| Manaus                   | 1144,2                        | 26,8                           | 1,0                       |
| Jacareacanga             | 1153,9                        | 25,9                           | 0,5                       |
| Curitiba                 | 1223,2                        | 17,2                           | 3,0                       |
| Porto Velho              | 1255,5                        | 26,3                           | 1,0                       |
| São Paulo                | 1275,3                        | 19,5                           | 2,5                       |
| Boa Vista                | 1314,4                        | 28,5                           | 3,6                       |
| Santa Maria              | 1402,2                        | 19,5                           | 2,4                       |
| Florianópolis            | 1424,6                        | 20,7                           | 3,3                       |
| Recife                   | 1519,8                        | 27,1                           | 3,2                       |
| Cuiabá                   | 1539,6                        | 26,7                           | 2,0                       |
| Fortaleza                | 1593,9                        | 27,2                           | 3,8                       |
| Rio de Janeiro           | 1608,5                        | 24,0                           | 2,4                       |
| Salvador                 | 1679,9                        | 25,9                           | 2,1                       |
| <i>Brasília</i>          | <i>1737,2</i>                 | 21,3                           | 2,1                       |
| <i>Campo Grande</i>      | <i>1785,0</i>                 | 24,0                           | 3,9                       |
| <i>Belo Horizonte</i>    | <i>1856,0</i>                 | 22,0                           | 1,7                       |
| <i>Petrolina</i>         | <i>1833,7</i>                 | 26,8                           | 4,1                       |
| <i>Porto Nacional</i>    | <i>1868,8</i>                 | 27,1                           | 1,1                       |
| <b>Bom Jesus da Lapa</b> | <b>2198,5</b>                 | 26,1                           | 1,6                       |

Data: SWERA (2012)

Observa-se que cinco cidades (Brasília, Campo Grande, Belo Horizonte, Petrolina e Porto Nacional) apresentam radiação acima de 1.700 kWh/m<sup>2</sup>/ano, entretanto ainda abaixo de 2.000 kWh/m<sup>2</sup>/ano. A única cidade com DNI acima desse valor é Bom Jesus da Lapa, que por esta razão foi escolhida como a cidade a ser usada nas simulações deste estudo. Vale lembrar que essa não é a cidade com maior radiação do país e que várias localidades em diferentes estados do país possuem médias superiores conforme apresentado por BURGI (2013), entretanto é a cidade com todos os dados meteorológicos necessários para simulação no SAM. Assim, os resultados das avaliações deste estudo poderiam suscitar medições mais detalhadas em cidades brasileiras com perspectivas boas de DNI para instalação de plantas CSP.

### 3.4 Irradiação de Projeto e Múltiplo Solar (MS)

A irradiação de projeto é a irradiação (em  $W/m^2$ ) para a qual é dimensionada a área de abertura dos espelhos de modo a operar o bloco de potência.

O Múltiplo Solar (MS) é adimensional, sendo a proporção da área do campo solar (CS) construído em relação à área do campo solar necessário para operar o bloco de potência em condições da irradiação de projeto. Como antes destacado, o valor MS igual a 1 é definido como a área de coletores necessária para operar o bloco de potência a 100% da carga em caso de irradiação igual à de projeto.

Uma das recomendações técnicas para a irradiação de projeto é que esta seja próxima à máxima radiação direta incidente. Entretanto, quanto mais distante da Linha do Equador, para sistemas de rastreamento em um único eixo, caso do cilindro-parabólico, a energia incidente por metro quadrado será sempre menor que a DNI, portanto uma recomendação mais precisa é considerar o valor máximo da DNI ajustada pelo cosseno, ou seja, considerando a radiação incidente normal a área de abertura dos espelhos (SAM/NREL, 2011).

Porém, sob o critério econômico, os espelhos representam grande parte do custo de capital total da planta CSP, uma recomendação mais conservadora é determiná-la, não como a radiação máxima no ano, e sim como a média das máximas diárias (SAM/NREL, 2011). Desta forma, por exemplo, foi determinado para Bom Jesus da Lapa em todo o estudo a irradiação de projeto de  $750 W/m^2$ , a partir da Figura 42.

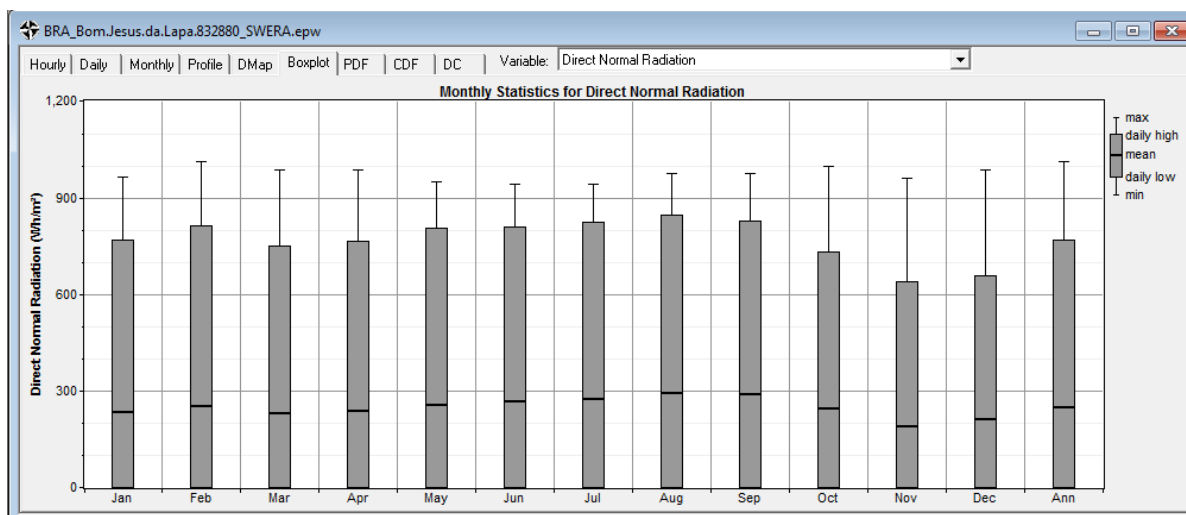


Figura 42 – Média mensal de DNI em Bom Jesus da Lapa

### 3.5 Plantas CSP

#### 3.5.1 Escolha da potência da planta

Conforme apresentado no capítulo 2, a indicação técnica de faixa de potência para plantas cilindro-parabólico varia de 10 a 200MW e são valores questionados na literatura científica devido à influência de diversos fatores, como (KALOGIROU, 2009; DGS, 2010; IEA, 2010; ARVIZU et. al. 2011):

- risco associado à planta;
- falta de normatização dos equipamentos;
- incertezas nos potenciais de ganhos de escala e escopo;
- particularidades de cada região (como regime de radiação, sazonalidades, custos de O&M e de mão-de-obra, custos de equipamentos);
- arranjo da planta (armazenamento, hibridização);
- benefícios legais restritos a limites de tamanho da planta (o que limitou o tamanho de plantas SEGS e das plantas na Espanha, conforme apresentado no capítulo 1);

O critério de escolha do porte da planta baseou-se então na disponibilidade de dados e levou em conta o fato de a base de custos dos equipamentos do SAM utilizar estudos do NREL para custo no EUA de plantas de concentradores cilindro-parabólicos

com potência de referência de 100MW. Sendo assim, as plantas simuladas neste estudo são todas de 100MW, salvo quando explicitado outro valor.

### 3.5.2 Arranjo das plantas no SAM

A planta CSP de cilindro-parabólico do SAM opera subdividida em 2 principais blocos: o campo solar e o bloco de potência.

O campo solar é composto obrigatoriamente pelos coletores, pelo fluido de transferência de calor (HTF) e bomba desse fluido e pode conter também o sistema de armazenamento térmico e/ou o sistema de back-up à base de combustível fóssil.

O sistema de armazenamento térmico do SAM opera sempre com reservatórios pares, sendo um reservatório frio e outro quente; logo, trata-se de sistema ativo (direto ou indireto). O sistema pode ser configurado para utilizar o mesmo fluido de transferência de calor armazenado nos tanques (sistema direto) ou possuir mais um trocador de calor onde o HTF transfere o calor para outro fluido com melhores propriedades de armazenamento (sistema indireto). O SAM não permite a geração direta de vapor em cilindro-parabólico, apesar de possível conforme apresentado na seção 2.3.1. (rever Figura 32).

O sistema de back up do SAM opera fornecendo calor adicional ao HTF após passagem nos coletores e antes de ir para o bloco de potência para gerar vapor (Figura 43). Esse arranjo não pode ser alterado no software, mesmo havendo outros arranjos mecanicamente possíveis e em operação no mundo.

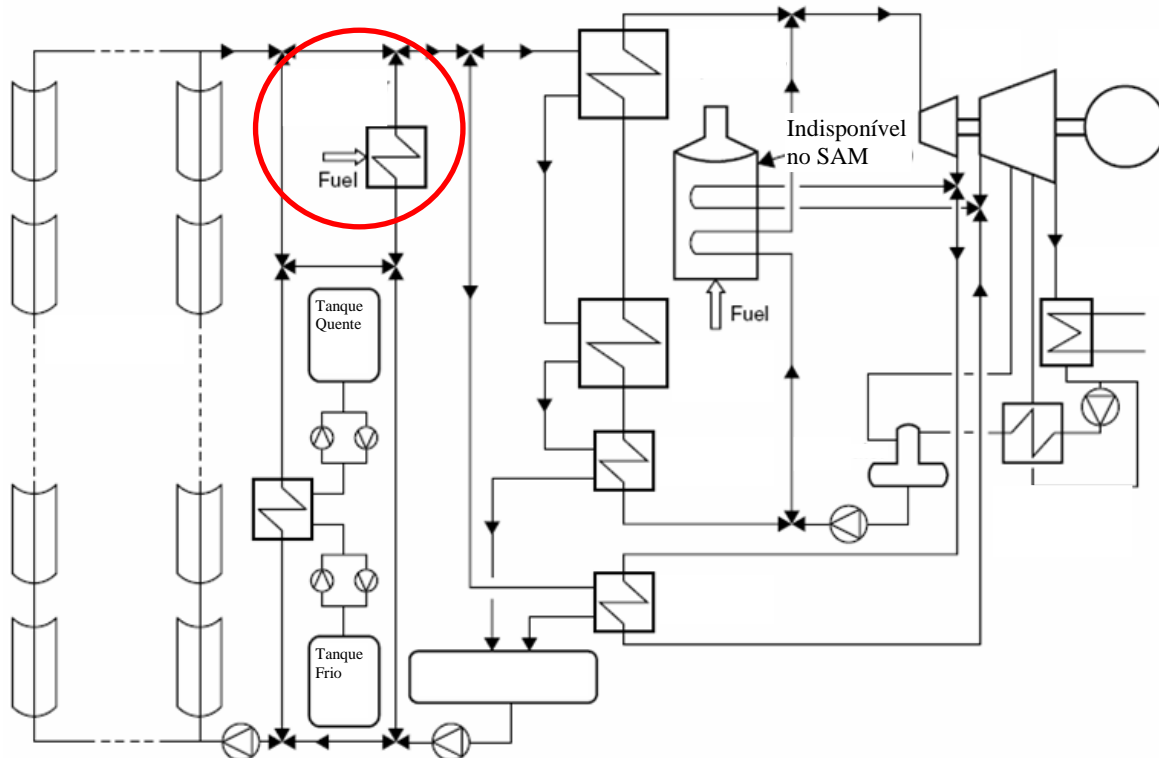


Figura 43 – Identificação da hibridização disponível no SAM

O bloco de potência é um ciclo convencional, onde é gerado vapor (com calor proveniente do HTF), que, em seguida, opera uma turbina a vapor acoplada a um gerador elétrico. O vapor extraído da turbina pode ser resfriado em torre úmida ou seca, à escolha do modelador, e direcionado a bomba para retornar ao ciclo.

### 3.5.2.1 Campo Solar

O campo solar pode ser definido a partir de dois parâmetros:

- o múltiplo solar;
- ou a área de abertura.

Como os casos analisados nesta tese não restringem a área da planta, e consequentemente a área de abertura dos espelhos, escolheu-se trabalhar com o múltiplo solar.

O múltiplo solar, na maioria dos casos simulados, foi otimizado de modo a minimizar o custo nivelado<sup>31</sup> da energia elétrica gerada. Nos casos em que o múltiplo

<sup>31</sup> O custo nivelado (ou LCOE) consiste na relação entre os custos totais ao longo da vida econômica do projeto e a geração esperada, expresso em termos de valor presente equivalente (LODI, 2011).

solar foi arbitrado, as razões para essa decisão são explicadas na respectiva seção de análise de cada caso.

Outros importantes parâmetros a serem definidos no software SAM para o bloco do campo solar são:

- Irradiação de projeto (já discutida na seção 3.4)
- Definição dos modelos de coletor e de receptor (o SAM dispõe de uma biblioteca com os principais modelos do mercado e também permite a criação, por parte do modelador, de equipamentos hipotéticos ou não contemplados pela biblioteca);
- Número de subseções do campo (de 2 a 12, sempre em pares) e configuração dos *loops* (número de coletores por *loop*);
- Definição do fluido de transferência de calor, segundo biblioteca do próprio sistema (vide Tabela 22);
- Temperaturas do HTF de entrada e saída no campo solar em regime permanente, bem como fluxos mínimo e máximo;
- E espaçamento entre as fileiras de coletores, ângulos de partida e de desligamento, eficiência da bomba do HTF, temperatura de proteção de congelamento, regime de lavagem dos espelhos, entre outros.

Tabela 22 – Biblioteca de fluidos de transferência de calor do SAM

| Nome                  | Tipo                     | Temperatura de operação [°C] |        | Ponto de solidificação | Comentários                       |
|-----------------------|--------------------------|------------------------------|--------|------------------------|-----------------------------------|
|                       |                          | Mínima                       | Máxima | [°C]                   |                                   |
| <i>Solar Salt</i>     | Sal fundido              | 260                          | 600    | 220                    |                                   |
| <i>Caloria</i>        | Óleo mineral             | -20                          | 300    | -40                    | Usado na SEGS I                   |
| <i>Hitec XL</i>       | Sal de nitrato           | 150                          | 500    | 120                    | Nova geração                      |
| <i>Therminol VP-1</i> | Óxidos bifenil e difenil | 50                           | 400    | 12                     | Óleo térmico padrão               |
| <i>Hitec</i>          | Sal de nitrato           | 175                          | 500    | 140                    | Para sistemas de alta temperatura |
| <i>Dowtherm Q</i>     | Óleo sintético           | -30                          | 330    | -50                    | Nova geração                      |
| <i>Dowtherm RP</i>    | Óleo sintético           | -20                          | 350    | -40                    | Nova geração                      |

Após determinação dos parâmetros exigidos pelo software, ele é capaz de retornar:

- Número de *loops*;
- Área total de abertura;
- Potência térmica máxima de output do campo solar;

- Área ocupada pelo campo solar;
- Área total da planta.

#### 3.5.2.2 *Bloco de Potência*

A seção do bloco de potência no SAM necessita dos parâmetros principais:

- Potência elétrica nominal;
- Eficiência do ciclo térmico;
- Pressão da caldeira;
- As temperaturas de entrada e saída do HTF são as mesmas definidas conforme explicado na seção 3.5.2.1;
- Eficiência do queimador do sistema de backup;
- Frações mínima e máxima de operação da turbina, bem como temperatura mínima de *startup*;
- Condensação por torre úmida, seca ou híbrida.

#### 3.5.2.3 *Armazenamento e Despacho*

O sistema de armazenamento presente no SAM, conforme descrito na seção 3.5.2.1, opera com pares de tanques frio e quente. Portanto, um dos parâmetros necessários para o software é o número de pares; ademais, é fundamental fornecer as seguintes informações:

- Capacidade de armazenando em horas (a capacidade térmica é output do SAM);
- Fluido de armazenamento (proveniente da mesma biblioteca de fluidos para HTF);
- Altura do tanque (o diâmetro é calculado pelo modelo, conforme o balanço de energia no armazenamento e as características do tanque e do HTF);
- Coeficiente de perda térmica do tanque;
- Temperatura do tanque frio;
- Temperatura do tanque quente.



O sistema de despacho da energia do SAM permite a criação de até 9 períodos diferentes ao longo das horas e meses, dias de semana ou fim de semana, com diferentes configurações de (vide Figura 44):

- Fração de despacho do armazenamento quando o campo solar está operando – quando há radiação solar suficiente para operar o CS, o despacho do calor armazenado, caso haja, é definido pela fração mínima do volume a permanecer preenchido no tanque quente: caso o valor da lacuna seja 0, sempre haverá despacho do tanque se necessário e possível, se o valor for 1, todo o calor possível é armazenado e nada é despachado ;
- Fração de despacho do armazenamento quando o campo solar não está operando – similar à lógica anterior, mas como não há sol, não há como acumular calor no tanque, define apenas qual a fração mínima de volume a permanecer no tanque quente: 0 indica que todo o calor é despachado se possível e 1 que nenhum calor é despachado;
- Fração limite de operação da turbina – a fração da potência nominal que se deseja operar a cada hora (independentemente de quem forneça o calor, CS, tanque de armazenamento ou caldeira auxiliar);
- Fração mínima de uso do backup ou fração de operação da turbina para a qual o sistema de back up é acionado – depende do modo de despacho do back up escolhido, pode representar a parcela da potência nominal da turbina que é atendido pelo combustível auxiliar ou a fração mínima de operação da turbina, abaixo da qual o sistema de back up é acionado até atingir a potencia nominal se possível;
- Variação do preço de tarifa (para casos em que o gerador é remunerado diferentemente em função da hora que a energia é produzida, assim o SAM permite que se informe uma ponderação da tarifa em horários pré-definidos. Essa ponderação interfere na operação da planta e no fluxo de caixa).

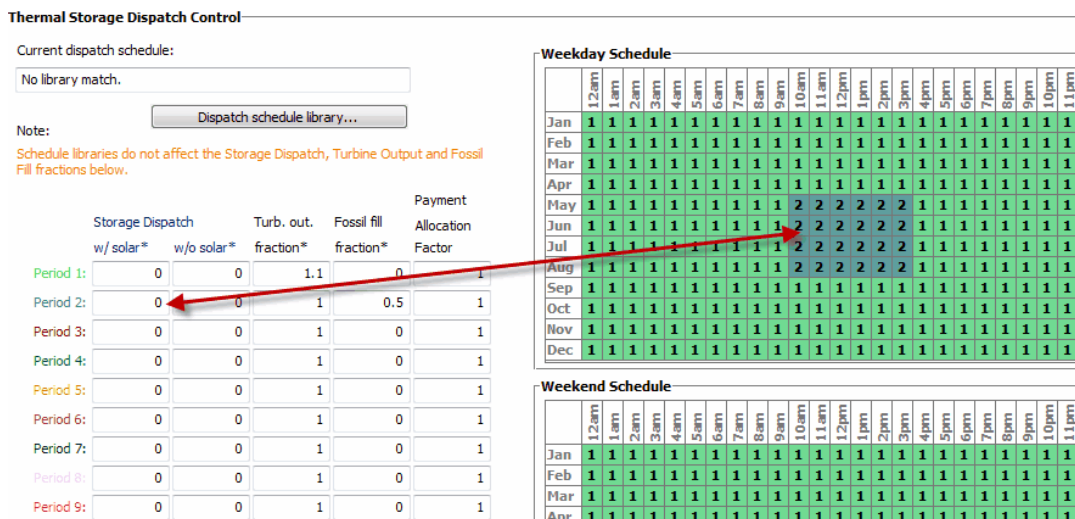


Figura 44 – Controle do SAM de despacho de energia, caldeira auxiliar e armazenamento

### 3.6 Simulações

O ponto de partida das simulações deste estudo foi utilizar os recursos disponíveis no SAM para analisar possíveis padrões de geração de energia elétrica no Brasil a partir de plantas CSP de concentradores cilindro-parabólicos e quais os possíveis custos dessa energia.

A partir da análise tecnológica de operação da planta e dos custos, a tese propõe medidas políticas de incentivo às tecnologias CSP.

A metodologia econômica comum a todas as simulações (salvo quando especificado) são descritas na seção 3.6.1.

A metodologia, no que se refere às hipóteses e escolhas tecnológicas das plantas simuladas são separadas em três seções, 3.6.2, 3.6.3, e 3.6.4, e no capítulo 4 são apresentados e analisados os resultados das simulações respectivamente nas seções 4.1, 4.2, 4.3.

#### 3.6.1 Modelagem financeira e de custos

##### 3.6.1.1 Modelo Financeiro

O sistema financeiro do SAM possui modelos financeiros pré-definidos conforme moldes do mercado elétrico dos EUA, como por exemplo: para grandes

geradores de energia elétrica com tarifa negociada pelo PPA (*Power Purchase Agreement*); para instalações comerciais que são consumidoras e geradoras ao mesmo tempo e ganham benefícios fiscais ou produtores independentes de energia (*Independent Power Producer*, IPP).

Esses modelos não são adequados para o mercado elétrico brasileiro, mas como é possível ao analista alterar as variáveis de cada célula de entrada, foi possível adaptar o modelo mais genérico do sistema (o designado a produtores independentes, IPP) com valores condizentes com o mercado nacional.

No modelo apropriado para geradores independentes os principais parâmetros financeiros requisitados pelo software são:

- Período de análise (período no qual é avaliado o fluxo de caixa do empreendimento);
- Taxa de inflação;
- Taxa real de desconto;
- Impostos (federal, estadual, comercial): como o objetivo do estudo é analisar cada planta individualmente e não visa comparar custos em diferentes regiões do país, é importante o quanto de impostos a geradora é obrigada a pagar, mas não importa para quem ela paga. Sendo assim, por simplificação, todos os encargos tributários foram considerados da esfera federal e os outros dois foram determinados como zero;
- Empréstimos (permite o uso de zero a cinco períodos distintos de empréstimos);
- Depreciação (federal e estadual).

O fluxo de caixa pode ser calculado por dois métodos diferentes:

- Em um deles determina-se a Taxa Interna de Retorno (TIR) requerida pelo investidor e o software informa ao usuário o preço da tarifa que remunera o investimento a essa taxa durante o período pré-definido;
- O outro método é o inverso, nele é informado ao sistema qual o preço de venda da energia no primeiro ano e o software retorna qual a taxa interna de retorno que o empreendimento ofereceria.

Esse segundo sistema é recomendado, quando a tarifa é determinada pelo comprador ou quando o comprador é obrigado a remunerar o gerador a uma tarifa

determinada pela legislação, como é o caso de políticas de incentivo baseadas em tarifação *feed-in*.

Como o governo brasileiro não sinaliza a hipótese de criar tarifas *feed-in* para o setor (MME/EPE, 2011), não se justifica utilizar essa metodologia. Portanto foi escolhido trabalhar com a determinação da TIR e em seguida analisar se o custo nivelado da eletricidade seria competitivo com o atual modelo do setor elétrico brasileiro, baseado em leilões.

Salvo quando explicitado diferente, os modelos simulados neste estudo foram estimados para dois cenários diferentes: um cenário base ou *business-as-usual* (BAU) e um cenário alternativo, no qual são incorporadas políticas de incentivo a CSP, como isenções ou descontos fiscais e financiamentos com melhores condições que as de mercado. O detalhamento desses custos e benefícios, encontram-se na seção 4.1.2.

#### 3.6.1.2 Custo dos componentes

No SAM, os custos da planta são divididos em três grandes grupos:

- Custos diretos de capital;
- Custos indiretos de capital;
- E custos de operação e manutenção.

Os custos diretos de capital são divididos em:

- Preparação do terreno (os coletores são pesados, os espelhos e receptores são frágeis, e o sistema é móvel e rastreia o sol, portanto o terreno precisa ser plano. Segundo BURGI (2013) são aceitas como comercialmente viáveis declividades de 1% a 4% no terreno antes de ser preparado);
- Campo solar (que incluem coletores, receptores, sistemas de rastreamento, tanto material quanto mão-de-obra de instalação);
- Sistema de transferência de calor (custos de capital e mão-de-obra de instalação e equipamentos: fluido de transferência de calor, bomba, dutos);
- Sistema de armazenamento (inclui material e mão-de-obra de instalação de equipamentos, como tanques e dutos);
- Sistema de backup (basicamente a caldeira auxiliar, material e mão-de-obra de instalação);

- Bloco de potência (turbina a vapor, condensador, tubulação, válvulas, material e mão-de-obra de instalação);
- Contingência<sup>32</sup>.

Os custos indiretos de capital são separados em:

- Engenharia, projeto e construção (EPC), que pode ser um valor fixo ou um percentual dos custos diretos de capital (inclui custos associados ao projeto e construção da planta, como: permissões ambientais, pagamentos de royalties, consultoria, documentos legais, comissões, estoque de equipamentos e peças de reposição, etc.);
- Custo da terra, que também pode ser fixo ou função dos custos diretos (custo da propriedade da área a ser ocupada pela planta).

Para os custos de EPC optou-se por utilizar um valor percentual dos custos diretos de capital, segundo literatura internacional, e descrito na seção 4.1.2. Enquanto que para os custos da terra, em função da localidade ser pré-definida e fixa para todo o estudo (Bom Jesus da Lapa), foi possível obter estimativa nacional do custo da terra na região.

Já os custos de operação e manutenção demandados pelo sistema são de quatro tipos:

- Custo fixo anual (em \$/ano);
- Custo fixo por capacidade (\$/kWano);
- Custo variável por energia gerada (\$/MWh);
- Custo do combustível fóssil (\$/MMBTU) (PALTSEV *et. al.* (2011) serviu de base para as faixas de custo do GN utilizadas nas estimativas e são apresentados no capítulo 4).

Os custos utilizados para as simulações provêm de diferentes fontes da literatura internacional e são apresentados no capítulo 4.

---

<sup>32</sup> O custo de contingência apresenta um custo não especificado que é determinado como porcentagem do custo da planta e adicionado para cobrir as incertezas inerentes na implementação de um projeto. A porcentagem adotada para arcar com essas incertezas depende da experiência existente em relação ao processo e projeto. Quanto menor a experiência com uma determinada tecnologia ou um determinado projeto, maior a porcentagem adotada (HOFFMANN, 2010).

### 3.6.2 Plantas CSP para Geração Elétrica Centralizada

O modelo do SAM atende as exigências de uma planta CSP centralizada, tanto técnica como economicamente. Assim, são simuladas quatro configurações de plantas diferentes (todas de 100MW conforme seção 3.5.1):

- (1) Planta CSP Simples – sem armazenamento térmico, nem caldeira auxiliar;
- (2) Planta CSP com Hibridização – a caldeira auxiliar opera com gás natural (GN) e aquece o HTF proveniente do campo solar;
- (3) Planta CSP com 6 horas de Armazenamento de calor – quando a irradiação fornece energia superior à necessária para operar a turbina a plena carga, o excedente é armazenado. E quando a irradiação é inferior à necessária para operação da turbina a plena carga, se disponível, o calor é complementado através do HTF armazenado;
- (4) Planta CSP Avançada – considerando avanços tecnológicos e diminuição de custos conforme NEEDS (2009), VIEBAHN et. al. (2010) e ARVIZU et al. (2011), esta planta estaria disponível para entrar no sistema apenas em 2030 e teria 12 horas de armazenamento.

O maior detalhamento dessas quatro plantas é feito na seção 4.1.

### 3.6.3 Térmicas a Gás Natural Hibridizadas com CSP

A hibridização descrita na seção anterior, 3.6.2 se restringe a um único perfil de hibridização, o arranjo padrão do SAM, no qual a hibridização é feita exclusivamente com um queimador de combustível fóssil que fornece calor adicional ao HTF (rever seção 3.5.2). Esta seção tem o objetivo de analisar o impacto da hibridização no custo nivelado para diferentes participações do gás natural na geração elétrica total da planta e também estimar o custo nivelado para arranjos em ciclo combinado (arranjo não disponível no SAM).

A queima de combustível fóssil fornece calor de alta qualidade. Conforme a parcela de backup responsável pela eletricidade gerada aumenta, maior será o desperdício desse calor de alta qualidade. O uso do backup como configurado no SAM faz sentido para parcelas de hibridização que visam uniformizar a produção de energia elétrica de plantas CSP e de acordo com FERNÁNDEZ-GARCÍA *et al.* (2010) e

ARVIZU *et al.* (2011) é aceito hibridização de até 50% para plantas CSP com ciclo rankine.

Para hibridização superior a 50% é mais adequado pensar em uma planta de ciclo combinado, na qual o gás natural queimado em uma turbina a gás (TAG) gera eletricidade e seu exausto a alta temperatura (600° a 900°C) é redirecionado a um gerador de vapor antes de ser descartado na atmosfera; e este vapor é utilizado para operar uma turbina a vapor (KEHLHOFER *et. al.*, 1999). No caso da planta CSP com ciclo combinado, a turbina a vapor pode ser operada pelo vapor proveniente da turbina a gás, do campo solar, ou de ambos simultaneamente, esse arranjo é conhecido como ISCC (*Integrated Solar Combined Cycle*) (DGS, 2010).

A seção 4.2 visa analisar o efeito da hibridização no perfil de produção de eletricidade e o impacto do uso de gás natural no custo nivelado de plantas CSP. Para atingir este objetivo, são simuladas as seguintes configurações de plantas:

- (1) Planta CSP Simples: repetição da planta (1) da seção 3.6.2 e do capítulo 4;
- (2) Híbrida Diurna: quando há sol suficiente para operar a planta, mas não necessariamente à potência nominal, parte dessa energia é complementada por vapor proveniente de uma caldeira auxiliar (a GN) até um limite de 25% da vazão de vapor máxima de entrada na turbina;
- (3) Híbrida Noturna: quando há sol suficiente, funciona da mesma forma que a planta híbrida diurna; porém quando não há sol suficiente (inclusive à noite), a planta mantém a caldeira operando de forma constante<sup>33</sup>, fornecendo 25% do vapor máximo de entrada na turbina (similar à planta (2) da seção 3.6.2 e do capítulo 4);
- (4) Híbrida 95: funciona similar a híbrida diurna quando há radiação suficiente. No restante do tempo opera como uma termelétrica em ciclo Rankine, e foi simulada com produção bem próxima à máxima (operação contínua a 95% da potência da turbina). Nessa planta o múltiplo solar foi arbitrado igual ao da planta simples, e não otimizado.
- (5) Híbrida ISCC: gás natural é queimado em uma turbina a gás para gerar

---

<sup>33</sup> A planta não precisa necessariamente operar de modo constante a 25% de sua carga máxima. Uma planta do gênero poderia, por exemplo, operar entre o fim da tarde e início da noite com a caldeira em potencia máxima para gerar energia nas horas de maior demanda e ser desligada no meio da madrugada, desde que no somatório anual seja equivalente a planta simulada. Ou seja, o modelo serve como uma aproximação da operação e custos de uma planta CSP do gênero que operasse com fator de capacidade e proporções de participação de cada fonte (solar e gás natural) similares aos da planta simulada.

eletricidade, enquanto o calor proveniente do exausto da turbina a gás é usado para gerar vapor, e em conjunto com outra parcela de vapor proveniente de coletores solares para abastecer uma segunda turbina (neste caso, turbina a vapor), a fim de gerar mais eletricidade. Este modelo foi dimensionado para gerar o equivalente a 25% de sua produção anual a partir da energia solar e os demais 75% oriundos do gás natural, de modo a gerar por ano a mesma quantidade de energia da Híbrida 95%.

A planta (2) está dentro da hibridização recomendada por FERNÁNDEZ-GARCÍA *et al.* (2010) e ARVIZU *et al.* (2011) e a planta (3) pouco acima do limite (detalhes na seção 4.2).

A planta (4) está acima do recomendado e foi simulada à guisa de comparação, principalmente para ser comparada com a planta (5).

A Planta (5), que propõe a operação de uma planta ISCC não pôde ser simulada no SAM. Então sua operação e custos foram estimados pelo somatório da parte solar e da parte a GN. A parte solar foi simulada no SAM, enquanto os custos da parte da térmica a gás foi estimado através de custos em função do preço do combustível, segundo DU e PARSONS (2009)<sup>34</sup>.

Neste caso, a fração solar foi simulada no SAM, e neste caso considerou-se que o bloco de potência possui custo zero, de modo a obter-se a operação e os custos apenas do Campo Solar. Já a parte a GN foi considerada a operação de uma termelétrica a GN. Os custos da termelétrica, incluindo o bloco de potência (compartilhado pela parte solar), foram obtidos a partir da literatura e o custo nivelado da planta (5) foi uma ponderação dos custos destas duas partes<sup>35</sup>.

Ainda como parte da análise dos impactos da hibridização, as plantas propostas foram estimadas para diferentes preços de gás natural, considerando-se a hipótese de obtenção do gás natural no próprio estado da Bahia, oriundo de poços na Bacia de São Francisco.

---

<sup>34</sup> Este estudo levantou dados de custos de plantas instaladas nos EUA.

<sup>35</sup> Cogitou-se utilizar o software Thermoflow, mas este software não é gratuito. A compra por parte da UFRJ, a priori apenas para uso em uma única tese de doutorado não foi justificável e, apesar de a empresa detentora dos direitos do software possuir acordos com algumas instituições de ensino no Brasil, foi descartada uma parceria durante o prazo da tese. De fato, como se considerou uma planta operando em regime permanente, as simulações aqui realizadas atenderam o objetivo deste estudo, ainda que se recomendem aprimoramentos futuros com uso de softwares como *Thermoflow* (THERMOFLOW, 2012).



Os poços da Bacia de São Francisco ainda estão em fase de prospecção e exploração, mas há potencial de tornar-se uma região produtora de GN, porém ainda sem estimativas oficiais de custo (RIBEIRO, 2007; LIMA, 2008; ANP, 2011; CÂMARA DOS DEPUTADOS, 2011; CHAMBRIARD, 2011; DUARTE, 2011; ANP, 2013; MATOS, 2013).

#### 3.6.4 Tri-geração – Estudo de Caso de Hospital

Após a análise de diferentes arranjos de plantas para geração elétrica centralizada, a seção 4.3 apresenta uma análise paramétrica de uma planta CSP ISCC para tri-geração (calor para refrigeração em ciclo de absorção, calor útil e eletricidade) em Bom Jesus da Lapa. A planta é dimensionada para atender a demanda térmica de um hospital<sup>36</sup> dimensionado para a região.

Em função dos custos observados nas simulações das plantas centralizadas, não foi feita estimativa de custo para a planta de tri-geração. Foi escolhido apenas fazer uma análise paramétrica do funcionamento tecnológico da planta, a fim de avaliar o potencial técnico de aplicação desta alternativa.

Uma metodologia específica para simulação desta planta foi desenvolvida, dado que não há como modelar a tri-geração no SAM. Entretanto o ponto de partida para o dimensionamento da planta é identificar a demanda que ela deve atender.

##### 3.6.4.1 Hospital de médio porte em Bom Jesus da Lapa

De modo a determinar a demanda fez-se necessário dimensionar o hospital. Para identificar a carência de leitos na região são obtidas as relações de leito por habitantes do município de Bom Jesus da Lapa e de todos os municípios adjacentes (são 8 municípios que fazem fronteira com BJJL) (IBGE, 2009).

A OMS (2012) utiliza indicadores de saúde e rankings para analisar e comparar a saúde em diferentes países do mundo, mas não há uma recomendação específica para a taxa de leitos por habitantes.

---

<sup>36</sup> Não foi utilizado nenhum hospital na região e sim proposta a construção de novo hospital para melhorar a infra-estrutura hospitalar da região.

Assim, as taxas locais são comparadas com as taxas do estado da Bahia, com a taxa nacional e com o critério internacional (KFF, 2012 e OMS, 2012). É então dimensionado (arredondado para cima) o número de leitos do hospital para que a população de BJJ e dos 8 municípios no entorno atinjam a média nacional (detalhes na seção 4.3).

Quanto ao tamanho, os hospitais podem ser divididos em:

- pequeno porte (até 150 leitos);
- médio porte (entre 150 e 450 leitos), divididos também entre baixo e médio nível de conforto (consequentemente de consumo energético) e alto nível de conforto;
- grande porte (acima de 450 leitos) (TOLMASQUIM et. al., 2003).

O hospital proposto para BJJ é enquadrado na categoria de médio porte e foi definido como de alto nível de conforto. TOLMASQUIM et. al. (2003), a partir de levantamento dos hospitais do Brasil, fornecem as demandas médias de energia elétrica, água quente (banhos e lavanderia) e carga térmica de refrigeração, conforme Tabela 23. E assim calcula-se a demanda do hospital proposto para BJJ.

Tabela 23 – Características médias de um hospital de médio porte com conforto

|  |                             |
|--|-----------------------------|
| Densidade de leito   | 0,0143 leito/m <sup>2</sup> |
| Consumo total de energia   |                             |
| mensal   | 2.682 kWh/leito             |
| anual  | 32.184 kWh/leito            |
| Parcela da energia usada como eletricidade   | 0,5700                      |
| Parcela da energia usada como eletricidade (excluindo uso para refrigeração e aquecimento) | 0,3659                      |
| Ar condicionado  | 1,65 TR/100m <sup>2</sup>   |
| Demanda de água quente (a 60°)   | 125 litros/leito/dia        |
|  | 45.625 litros/leito/ano     |

Fonte: TOLMASQUIM et. al. (2003)

As demandas calculadas a partir de TOLMASQUIM et. al. (2003) são médias e não o perfil de demanda. A demanda elétrica foi considerada constante, considerando a hipótese de comercialização do excedente, quando houver, e de compra da rede, caso necessário. Assim o importante é o saldo entre consumo e geração. Entretanto é importante obter o perfil das demandas térmicas, tanto de frio quanto de calor.

A energia consumida foi distribuída ao longo do ano proporcionalmente à temperatura ambiente (quando T superou 20°C). Essa aproximação pode não ser a mais precisa para representação da realidade, entretanto foge ao escopo do trabalho o projeto

detalhado da edificação do hospital, da sua inércia térmica e da curva de carga real que a instalação apresentaria. O objetivo dessa estimativa é obter uma curva de carga variável no tempo, tanto em relação a dia e noite quanto ao longo do ano, que sirva de base para o dimensionamento da potência da planta CSP ISCC. Em função da disponibilidade de dados hora a hora, optou-se por essa proporcionalidade.

#### *3.6.4.2 Planta de tri-geração*

##### **Projeto**

A planta é então dimensionada para atender a demanda térmica do hospital: dimensionamento em paridade térmica. Assim o vapor extraído da turbina tem de ser capaz de refrigerar o hospital durante a hora mais quente do ano através de um chiller de absorção. Após fornecer calor para o chiller, o vapor extraído da turbina passa no condensador e parte do calor extraído nesse trecho do ciclo é aproveitada para aquecer a água de baixa temperatura usada para banho e lavanderia.

A planta é composta por (vide Figura 45):

- Campo solar (foram modeladas 2 configurações: uma sem armazenamento e outra com 3 horas de armazenamento);
- Duas turbinas a gás, doravante chamadas TAG1 e TAG2 (detalhes do dimensionamento na seção 4.3);
- Turbina a vapor de contrapressão, doravante chamada TAV (detalhes do dimensionamento na seção 4.3);
- Chiller de absorção de estágio único (projetado para atender a potência máxima de refrigeração durante a hora mais quente do ano).

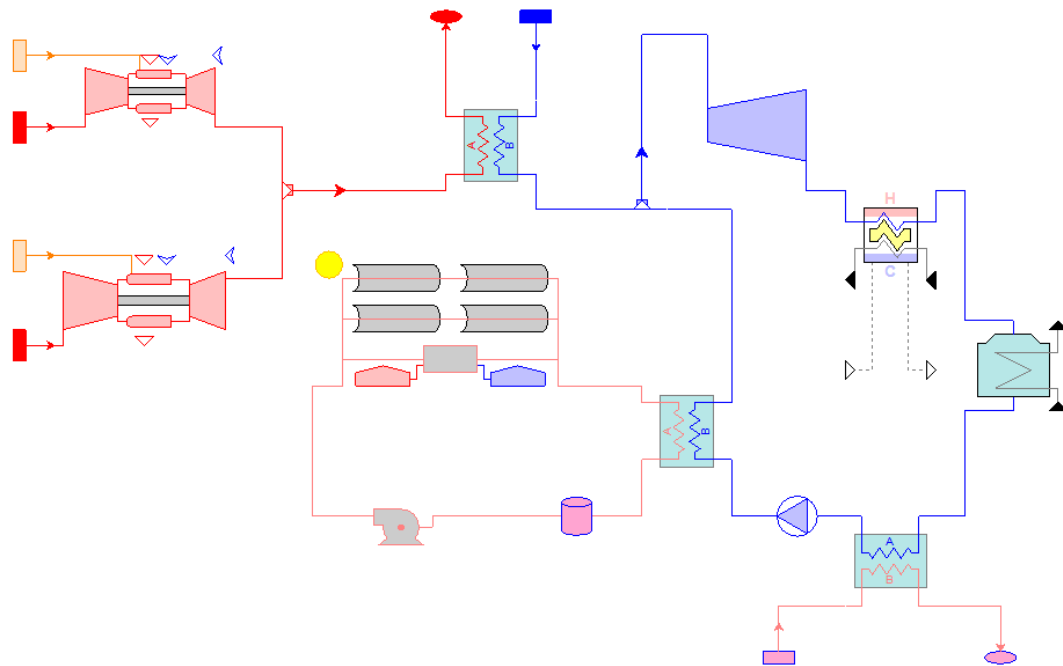


Figura 45 – Esboço da planta ciclo combinado com tri-geração

O calor necessário para operar o chiller é extraído da TAV. O vapor é extraído na condição de vapor saturado, e é condensado, transferindo calor para o chiller. A TAV é então dimensionada para atender a demanda do chiller.

A demanda por vapor da TAV tem de ser atendida tanto pelos coletores (caso a demanda ocorra em horários de sol), como pelo ciclo combinado operado pelas turbinas a gás (durante os horários nublados ou noturnos).

Quanto à água de banho e lavanderia (demanda a 60°C) é proposto que toda a água necessária por dia seja aquecida ao longo de 6 horas diárias, de preferência absorvendo calor produzido exclusivamente no campo solar (CS) e sendo armazenada em tanques. Para garantir a água a 60°C, escolheu-se aquecê-la e armazená-la a 70°C.

## Operação

Dimensionar os componentes de modo a atender ao pico de refrigeração significa que a planta está sobredimensionada em relação à carga de refrigeração a maior parte do ano e que o hospital é autossuficiente nesse aspecto.

A planta sempre opera a TAV, mas ela pode ser acionada pelo vapor do CS, da TAG1, da TAG2 ou de qualquer combinação entre os três componentes. Tudo vai depender da quantidade de irradiação e da demanda do hospital a cada hora.

A operação do campo solar (sem e com armazenamento) é simulada no SAM e o principal resultado obtido do software é o fluxo de HTF e consequentemente a quantidade de calor gerada pelo campo solar hora a hora. Como a planta não pode ser toda simulada no SAM não faz sentido trabalhar a partir do MS, portanto, foi determinada a área do campo solar (CS) necessária para prover o fluxo de calor necessário para operação da TAV.

Os outros componentes da planta, entre os quais as TAGs 1 e 2, a TAV e o chiller, são modelados em planilha Excel hora a hora em regime permanente (detalhes do dimensionamento das turbinas na seção 4.3.2).

Como o objetivo do estudo é avaliar a possibilidade técnica deste arranjo, optou-se por não fazer a modelagem para todas as horas do ano. Como a planta é dimensionada para atender o pico da demanda térmica, ela está consequentemente sobredimensionada para as demais horas do dia, assim foram escolhidos três dias: o mais quente do ano (11/09) (Figura 46), o mais frio (30/06) (Figura 47) e um dia à escolha do analista que apresenta radiação oscilante ao longo do dia devido à nebulosidade (no caso foi escolhido o terceiro dia do ano, conforme dados do banco de dados de SWERA (2012), Figura 48). Esses dias são suficientes para a proposta deste estudo, avaliar a viabilidade técnica da planta.

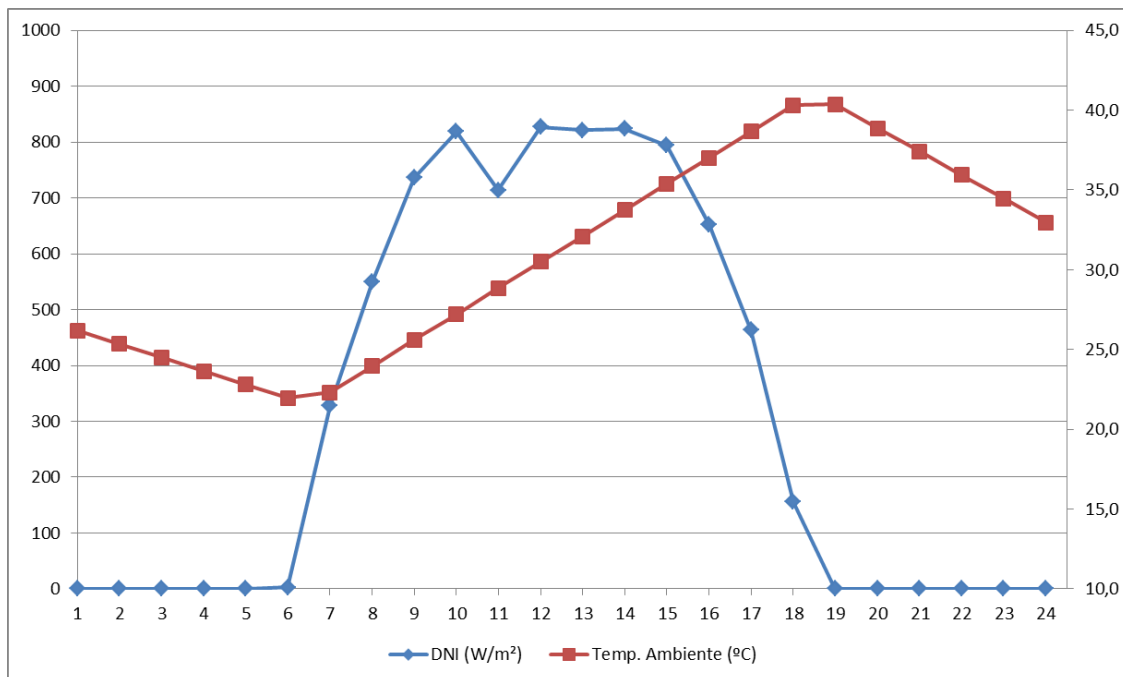


Figura 46 – Dia mais quente do ano

Fonte: SWERA (2012)

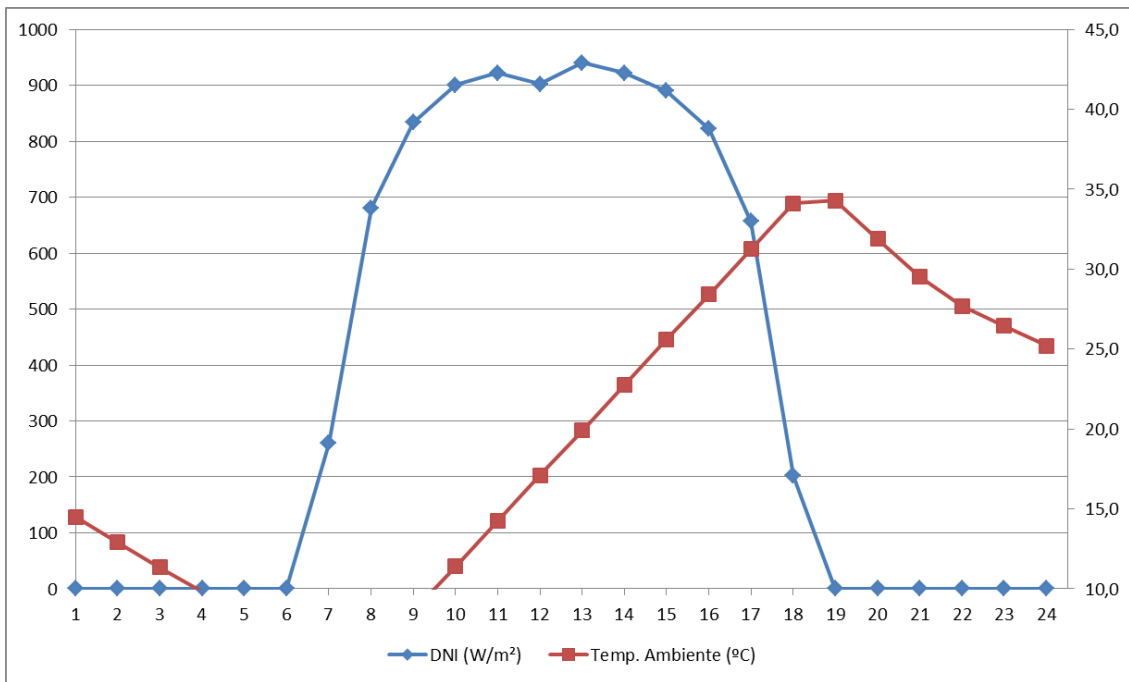


Figura 47 – Dia mais frio do ano

Fonte: SWERA (2012)

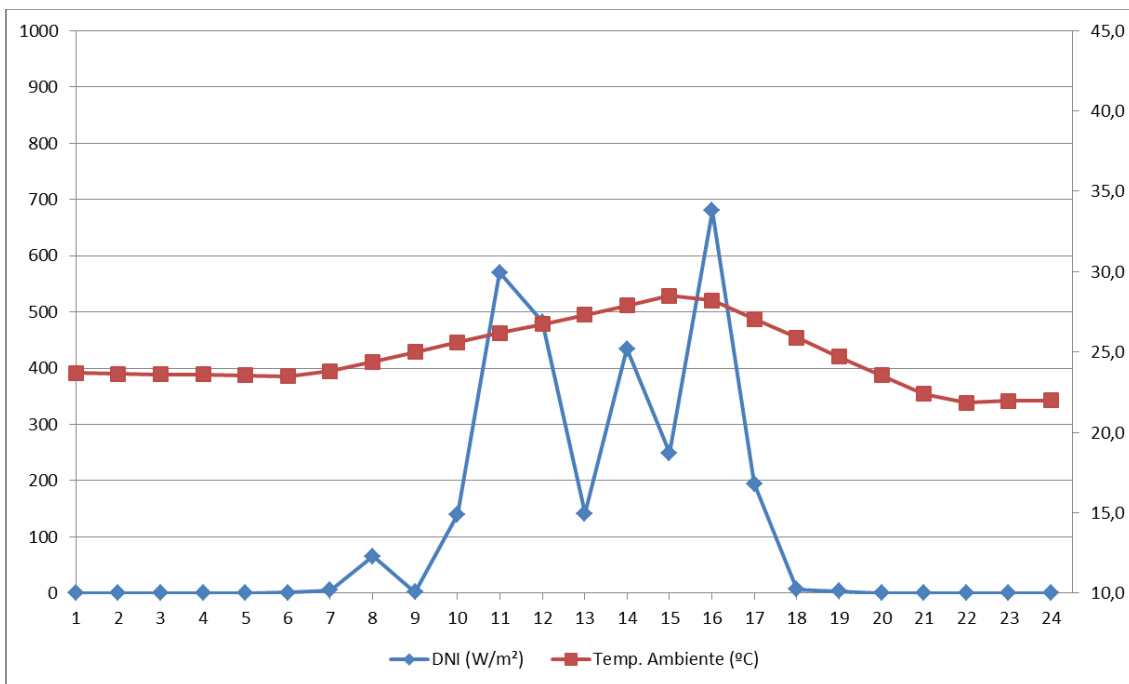


Figura 48 – 3º dia do ano

Fonte: SWERA (2012)

## **4 – SIMULAÇÕES DE PLANTAS CSP EM BJJ**

O capítulo 4 apresenta e analisa todas as simulações propostas neste estudo, divididas em três seções principais seguindo a metodologia apresentada no capítulo 3.

### **4.1 Plantas CSP para geração elétrica centralizada**

As simulações apresentadas nesta seção fizeram parte de um estudo do laboratório CENERGIA (do PPE/COPPE), intitulado “Potencial de Integração em Larga Escala de Energia Solar (Fotovoltaica e Térmica) para Geração Centralizada de Eletricidade no Brasil” (SCHAEFFER et. al. 2012).

O projeto apresentou resultados de avaliação do potencial solar (fotovoltaico e concentração solar) das principais regiões do país e simulou, a partir de um modelo de otimização, o impacto da entrada em larga escala desse tipo de fonte no país no longo prazo (horizonte 2040). O estudo também deu origem à publicação em periódico internacional, MALAGUETA et. al. (2013).

As plantas CSP simuladas neste capítulo baseiam-se nos modelos comerciais existentes no mundo e que servem de base para o arranjo padrão presente no SAM e as variações possibilitadas pelo software, conforme detalhado na seção 3.6.2 e no Anexo III.

É apresentada a operação de uma planta simples CSP de 100 MW e em seguida comparadas as diferenças de operação e de custos obtidos através da utilização de hibridização ou de armazenamento. Por fim é apresentada uma planta baseada nas perspectivas de avanços tecnológicos para 2030 presentes na literatura, como em ARVIZU et al. (2011).

#### **4.1.1 Bom Jesus da Lapa**

Conforme justificado na seção 3.3, foi escolhida a cidade de Bom Jesus da Lapa (BJL) para as simulações propostas.

Bom Jesus da Lapa situa-se no estado da Bahia, na região Nordeste (NE), localizada no sul da região do Vale do São Francisco e é indicada na Figura 49. A Tabela 24 apresenta o resumo dos dados climatológicos de BLJ.

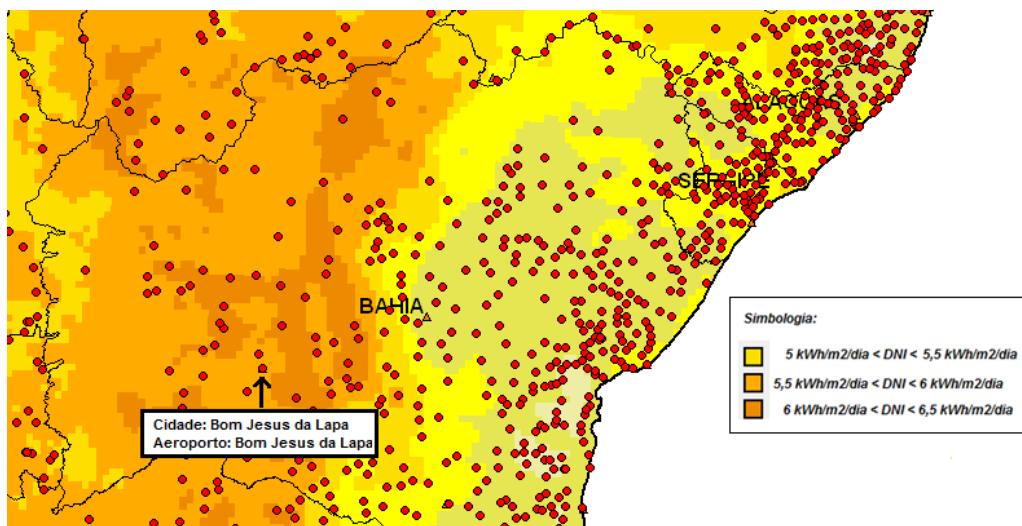


Figura 49 – Irradiação solar direta (DNI) na Bahia e identificação de Bom Jesus da Lapa  
 Fonte: Elaboração própria usando o software GeospatialToolkit (2012)

Tabela 24. Dados climatológicos de Bom Jesus da Lapa

|                                    |                                       |                                 |
|------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------|
| <b>Informação da localidade</b>    | <b>Cidade</b>                         | Bom Jesus da Lapa (BJL)         |
|                                    | <b>Estado</b>                         | Bahia                           |
|                                    | <b>Fuso horário</b>                   | GMT-3                           |
|                                    | <b>Elevação</b>                       | 458 m                           |
|                                    | <b>Latitude</b>                       | -13,27°                         |
|                                    | <b>Longitude</b>                      | - 43,42°                        |
| <b>Dados climatológicos anuais</b> | <b>Irradiação direta normal (DNI)</b> | 2.198,5 kWh/m <sup>2</sup> .ano |
|                                    | <b>Irradiação global horizontal</b>   | 2.143,2 kWh/m <sup>2</sup> .ano |
|                                    | <b>Temperatura de bulbo seco</b>      | 26,1 °C                         |
|                                    | <b>Velocidade do vento</b>            | 1,6 m/s                         |

Fonte: Elaboração própria usando dados do SAM/DVIEW

#### 4.1.2 Modelo de Dimensionamento e Avaliação das Tecnologias CSP

São simuladas usinas padrão de 100 MWe para as quatro seguintes configurações:

- (1) Planta CSP Simples – sem armazenamento térmico, nem caldeira auxiliar, portanto gera eletricidade somente quando há radiação suficiente para operar o sistema;
- (2) Planta CSP com Hibridização – a caldeira auxiliar opera com gás natural (GN);
- (3) Planta CSP com 6 horas de Armazenamento de calor; e
- (4) Planta CSP Avançada – considerando avanços tecnológicos e diminuição de custos, esta planta entraria em operação apenas em 2030 e teria 12 horas de



armazenamento.

Os dados técnicos dos quatro sistemas considerados são apresentados na Tabela 25.

Tabela 25 – Principais dados técnicos das plantas CSP simuladas para BJJ

| Irradiação direta normal de projeto |   | 750,0 W/m <sup>2</sup>    |                               |                  |                     |
|-------------------------------------|---|---------------------------|-------------------------------|------------------|---------------------|
|                                     |   | Simple                    | c/ Hibridização               | c/ Armazenamento | Avançada            |
| Fluido de transferência de calor    |   | Therminol VP-1            |                               |                  |                     |
| Coletor                             |   | Solargenix SGX-1          |                               |                  |                     |
| Receptor                            |   | Schott PRT70              |                               |                  | Schott PRT70 Vacuum |
| Bloco de potência                   | Potência nominal  | 100 MWe                   |                               |                  |                     |
|                                     | Potência de projeto   | 111 MWe                   |                               |                  |                     |
|                                     | Perdas parasíticas  | 10% (valor padrão do SAM) |                               |                  |                     |
|                                     | Eficiência do ciclo termodinâmico   | 37,7%                     |                               |                  |                     |
|                                     | Pressão de operação da caldeira de back-up  | -                         | 100 bar                       | -                | -                   |
|                                     | Eficiência LHV da caldeira de back-up   | -                         | 85,7%                         | -                | -                   |
| Sistema de resfriamento             | Tipo de condensador   | Torre seca                |                               |                  |                     |
|                                     | Temperatura ambiente de projeto   | 26°C                      |                               |                  |                     |
| Armazenamento de calor              | Horas de armazenamento  | 0h                        | 0h                            | 6h               | 12h                 |
|                                     | Fluido de armazenamento   | -                         | -                             | Sal Fundido      | Hitec XL            |
| Hibridização                        | Modo de despacho  | -                         | <i>Supplemental operation</i> | -                | -                   |
|                                     | Fração máxima de vapor proveniente da caldeira na entrada da turbina (em períodos de radiação insuficiente) | -                         | 25%                           | -                | -                   |

Devido à menor disponibilidade de água na região (BURGI, 2013), para as plantas propostas são consideradas torres secas no sistema de resfriamento, em consonância com as, cada vez mais restritivas, exigências ambientais na Califórnia e na Espanha para licenciamento de plantas CSP, cujos empreendimentos em planejamento só estão sendo autorizados com uso de torre seca, para não competir com os usos mais nobres da água na localidade das plantas.

Quanto à hibridização proposta no estudo, esta consiste de uma caldeira auxiliar em paralelo. A caldeira gera uma vazão de vapor suplementar, que é misturada à vazão de vapor proveniente do trocador de calor para em seguida operar a turbina. Nesta modelagem, quando a radiação for insuficiente para operar a turbina à carga nominal, a caldeira é acionada para atingir a potência nominal da turbina. Durante as horas de radiação suficiente para acionar o campo solar, essa complementariedade foi limitada, neste estudo, a 25% do vapor de entrada na turbina. Em períodos diurnos de baixa

radiação (abaixo do mínimo para operação do campo solar) e durante as noites a caldeira opera continuamente, mantendo a turbina operando com 25% de sua potência. Essa operação resulta em pelo menos 42%<sup>37</sup> da energia gerada no ano proveniente da energia absorvida no campo (detalhes na seção 4.2).

A hibridização em BJJ seguiu o padrão utilizado no mundo, com o uso de gás natural (FERNÁNDEZ-GARCÍA et al., 2010; ARVIZU et al., 2011; COHEN e GILBERT, 2006; NREL, 2005) numa caldeira a 100 bar e com 85,7% de eficiência (SZKLO et al., 2004).

Com exceção da planta avançada<sup>38</sup>, essas plantas são simuladas em dois cenários diferentes: base e alternativo. Os parâmetros financeiros para cada cenário inseridos no software encontram-se compilados na Tabela 26.

Os tributos foram simplificados como uma tributação federal única. LODI (2011), para um projeto CSP de 30 MW sem armazenamento térmico localizada no nordeste brasileiro, considerou as seguintes componentes de impostos: 8% de IR, entre 3,65 e 9,25% de PIS/COFINS e 12% para CSLL, totalizando 29,25% em tributos federais. Devido à falta de referência de projetos semelhantes no Brasil e o porte de 100MW, esta tese considera valor mais conservador para o cenário base, 34% (aproximadamente 27% de imposto de renda e 7% de contribuições), conforme proposto por SCHAEFFER et al. (2012) e também utilizado por SORIA (2011).

No cenário alternativo são propostos incentivos fiscais, como a diminuição da taxa fiscal PIS/PASEP e COFINS em 7%, assim o valor considerado no cenário base para esta taxa cai de 12% para 5% e os tributos federais totais são reduzidos de 34% para 27%.

---

<sup>37</sup> De fato, a limitação da hibridização é arbitrária e em geral determinada pelas leis de incentivo à energia CSP em cada país, como condição para obtenção dos benefícios. Os EUA permitem a hibridização até 25% do total da energia anual primária que entra na planta a partir de gás natural, embora haja estados que só permitam 2% (caso da Califórnia a partir de 2011); e a Espanha permite o consumo de combustível de *back-up* até 12-15% da produção anual elétrica (NREL, 2005; FERNÁNDEZ-GARCÍA et al., 2010). Na Itália e na Argélia, as tarifas de incentivo são proporcionais à participação solar (“solar fraction”) (MEM-Algerienne, 2004). Em Israel, as regulações permitem até 30% de back-up com combustível fóssil.

<sup>38</sup> A planta avançada somente ocorre num cenário alternativo, em que plantas menos avançadas, que são instaladas anteriormente, acarretam em aprendizado e desenvolvimento tecnológico.

Tabela 26 – Parâmetros financeiros usados como entrada no SAM

|                       | CENÁRIO                       |              |
|-----------------------|-------------------------------|--------------|
|                       | BASE                          | ALTERNATIVO  |
| Período de análise    | 30 anos                       |              |
| Inflação              | 0%                            |              |
| Taxa real de desconto | 10%                           |              |
| Tributos              | 34%                           | 27%          |
| Seguro                | 0,5% do custo total instalado |              |
| Valor residual        | 0% do custo total instalado   |              |
| Prazo de amortização  | *                             | 16 anos      |
| Taxa de juros         | *                             | 7,4% a.a.    |
| Fração de dívida      | *                             | 70%          |
| TIR mínima requerida  | 15% (a.a.)                    |              |
| Depreciação           | Linear 10 anos                | MACRS 5 anos |

\* O cenário base não considera financiamento

Quanto ao financiamento, no cenário base foi considerado o uso de capital próprio, dado que o risco percebido para uma tecnologia nunca utilizada no país acarretaria em alta taxa de juros (SCHAEFFER *et al.*, 2012).

No cenário alternativo considerou-se que linhas especiais de crédito oferecidas para empreendimentos em fontes renováveis no Brasil também seriam disponibilizadas para plantas CSP, como o FINEM (BNDES, 2011)<sup>39</sup>. No caso de um projeto de CSP receber esse financiamento, pode-se considerar que o valor associado ao risco seria máximo, chegando a 3,57% (BNDES, 2011). Esse alto valor de risco pode acarretar taxas de juro de até 10,47% no caso de apoio direto<sup>40</sup>, valor considerado alto (SCHAEFFER *et al.*, 2012). O estudo propõe, portanto, que além do crédito FINEM para os empreendimentos CSP, seja também reduzida a taxa de risco de crédito do cliente de 3,57% a.a para 0,5% a.a. Assim, a taxa de juros igual à soma de 6% a.a. da

<sup>39</sup> O cenário alternativo considera o financiamento dos empreendimentos CSP através do BNDES, órgão que apóia projetos que visem à diversificação da matriz energética nacional e que contribuam para a sua sustentabilidade. Esse financiamento é dado por meio do produto FINEM através da linha de financiamento “Energias Alternativas”. Nessa linha os empreendimentos apoiáveis são projetos de bioeletricidade, biodiesel, bioetanol, energia eólica, energia solar, pequenas centrais hidrelétricas e outras energias alternativas (BNDES, 2011). O BNDES não especifica se os empreendimentos solares são PV ou CSP.

<sup>40</sup> O custo financeiro do BNDES é definido como a taxa de juros de longo prazo (TJLP), que é fixada pelo Conselho Monetário Nacional e divulgada até o último dia útil do trimestre imediatamente anterior ao de sua vigência. Desde julho de 2009 a TJLP permanece em 6% a.a. (BNDES, 2011). A remuneração básica do BNDES é 0,9% a.a. e a taxa de risco de crédito varia até 3,57% a.a., conforme o risco de crédito do cliente. Assim, a taxa de juro é o somatório de 6% da TJLP, 0,9% da remuneração básica do BNDES e 3,57% por risco máximo (BNDES, 2011), totalizando 10,47%.

TJLP, 0,9% a.a da remuneração básica do BNDES e 0,5% do valor de risco mínimo, resulta em 7,4% a.a.

O valor mínimo de financiamento do FINEM é 10 milhões de reais e o prazo de amortização é de até 16 anos<sup>41</sup>.

A participação máxima do BNDES é 80% dos itens financiáveis. Os itens financiáveis de uma planta CSP, com o crédito FINEM, são: a) aquisição de máquinas e equipamentos que não sejam produzidos no Brasil; e b) internalização desses bens importados. Dado que a tecnologia CSP não está consolidada no país e nem existem atualmente produtores nacionais dos componentes (concentradores solares, receptores solares, seguidores, etc.) a compra desses equipamentos no exterior equivaleria a itens financiáveis.

Dado que o SAM interpreta a fração de dívida como uma fração dos custos totais instalados, sem fazer restrições com relação ao tipo de itens financiáveis, a simulação considera apenas 70% como sendo o valor de fração de dívida.

Segundo LODI (2011), o valor estimado para seguro em projetos CSP é 0,1% do investimento. Neste estudo foi escolhido utilizar o valor padrão do SAM de 0,5% do total de custos instalados por ser mais conservador. Quanto à depreciação, o cenário base considera a depreciação linear em 10 anos e como medida de incentivo a MACRS 5 anos (SCHAEFFER et al., 2012).

Os custos de capital e de operação das plantas encontram-se na Tabela 27. Foram utilizados os valores padrões do SAM (SAM/NREL, 2011), exceto quando especificado.

Para a contingência foi considerado um valor de 20% do total de custos instalados (e 10% para a planta avançada). Esse valor foi utilizado também por HOFFMANN (2010) na análise de custos de UTEs (usinas termelétricas) a carvão e UTEs com CCS. Considera-se que este valor seja bem conservador com relação aos 7% propostos no SAM (SAM/NREL, 2011), ou aos 10% propostos por LODI (2011).

---

<sup>41</sup> A linha de crédito FINEM considera um prazo de carência de até 6 meses após a entrada em operação comercial do empreendimento financiado. Normalmente, no prazo de carência, são cobrados os juros incidentes sobre o saldo devedor. Quando utilizado o custo financeiro em TJLP, no período de carência, somente são cobrados 6% a.a.. A parte da TJLP que exceder esses 6% a.a. é capitalizada, isto é, adicionada ao saldo devedor para ser paga no período de amortização. As simulações no SAM para os casos no cenário alternativo não consideram o período de carência dado que o software não possibilita essa alternativa financeira (BNDES, 2011).

Tabela 27 – Custos usados na simulação de plantas CSP no Brasil

|                                 |                                      | CSP simples   | CSP armazenamento calor 6h | CSP hibridização             | CSP planta avançada <sup>1</sup>                     |
|---------------------------------|--------------------------------------|---|----------------------------|------------------------------|--|
| Custos diretos de capital       | Obras de melhoria do sitio           | 25 US\$/m <sup>2</sup>  |                            |                              |  |
|                                 | Campo solar                          | 295 US\$/m <sup>2</sup>   |                            |                              | 260 US\$/m <sup>2</sup>                              |
|                                 | Fluido de transferência de calor     | 90 US\$/m <sup>2</sup>  |                            |                              | 84,6 US\$/m <sup>2</sup>                             |
|                                 | Armazenamento térmico                | 0 US\$/kWh  | 80 US\$/kWh                | 0 US\$/kWh                   | 70,4 US\$/kWh  |
|                                 | Sistema de hibridização              | 0 US\$/kWe  |                            | 420 US\$/kWe                 | 0 US\$/kWe   |
|                                 | Bloco de potência                    | 940 US\$/kWe  |                            |                              | 893 US\$/kWe   |
|                                 | Contingencia <sup>2</sup>            | 20%   |                            |                              | 10%  |
| Custos indiretos de capital     | EPC e custos do proprietário         | 11% dos custos diretos  |                            |                              |  |
|                                 | Terra <sup>3</sup>                   | 1.000 US\$/ha.  |                            |                              |  |
| Custos de operação e manutenção | Custo fixo por potência              | 131,70 US\$/kW-ano no cenário base<br>70 US\$/kW-ano no cenário alternativo. <sup>4</sup> |                            |                              | 70 US\$/kW-ano, só é simulado no cenário alternativo |
|                                 | Custo variável por geração           | 3 US\$/MWh  |                            |                              |  |
|                                 | Custo do combustível de hibridização | 0 US\$/MMBTU  |                            | Gás Natural: 8,00 US\$/MMBTU | 0 US\$/MMBTU   |

Fontes: SAM/NREL (2011); <sup>1</sup>ARVIZU et al. (2011), <sup>2</sup>HOFFMANN (2010), <sup>3</sup>SCOT CONSULTORIA (2011), <sup>4</sup>SORIA (2011)

No caso da planta avançada, ARVIZU et al. (2011) apresenta perspectivas de queda dos custos de CSP de 2012 a 2025 em função de economias de escala com relação ao tamanho da planta, redução dos custos dos componentes do cilindro-parabólico, desenvolvimento de novos materiais, produção em série e implementação de processos de alta eficiência, conforme Figura 50.

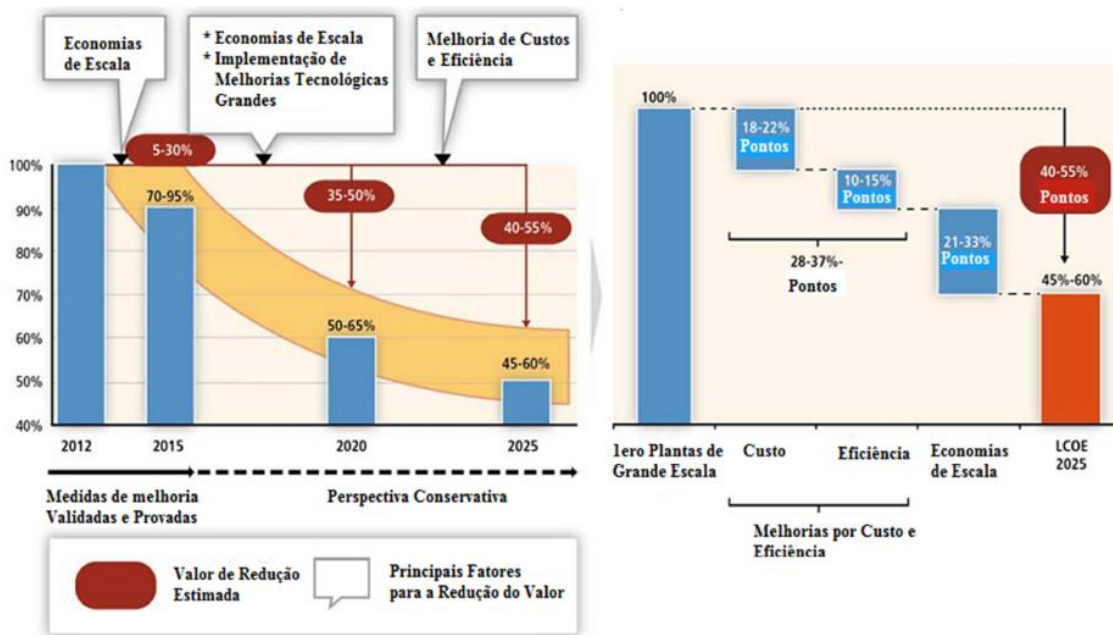


Figura 50 – Expectativas de queda de custos de plantas CSP de 2012 a 2025

Fonte: ARVIZU et al. (2011)

NEIJ (2008) estima que a curva de aprendizado do CSP, excluindo-se o bloco de potência, cairá em  $10 \pm 5\%$ . Enquanto estudos mais “otimistas” afirmam que reduções do custo do CSP podem chegar a 40% em uma década (ARVIZU et al., 2011).

Outros estudos propõem as quedas de custo por componente e consideram também o bloco de potência:

- 10% para o campo solar, 8% para o armazenamento e 2% para o bloco de potência (TRIEB et. al., 2009);

- 12% para o campo solar; 12% para o armazenamento e 5% para o bloco de potência (NEEDS, 2009 e VIEBAHN et. al., 2010).

Assim, foram escolhidos os valores de NEEDS (2009) e VIEBAHN et. al. (2010), por serem os intermediários encontrados na literatura e serem de fontes mais recentes. Portanto a planta avançada simulada considera, em relação aos custos da planta simples, reduções de custos de: 6% no fluido de transferência de calor (ARVIZU et al., 2011), 12% no campo solar, 12% no sistema de armazenamento de calor e 5% no bloco de potência (NEEDS, 2009 e VIEBAHN et. al., 2010). Tais reduções foram implementadas em cada bloco da ferramenta SAM, antes descrita.

#### 4.1.3 Resultados e discussões

O Múltiplo Solar (MS), definido na seção 3.4, foi otimizado em cada caso de modo a se obter o menor custo nivelado (LCOE) para uma taxa de desconto de 10% e taxa interna de retorno de 15%.

Resumos das simulações do cenário base são apresentados na Tabela 28 e do cenário alternativo na Tabela 29.

Tabela 28 – Produção, FC e principais custos das plantas de BJL (cenário base)

|   | <b>Bom Jesus da Lapa, Cenário Base</b> |                   |                         |
|---|--|-------------------|-------------------------|
|   | <b>Simples</b>                         | <b>c/ Híbrido</b> | <b>c/ Armazenamento</b> |
| <b>MS</b>   | 1,20                                   | 0,72              | 2,00                    |
| <b>Produção anual [milhões kWh]</b>                       | 206                                    | 339               | 360                     |
| <b>LCOE [US\$ c/kWh]</b>                                  | 64,52                                  | 39,15             | 65,45                   |
| <b>Fator de capacidade</b>                                | 23,5%                                  | 38,7%             | 41,1%                   |
|   |  |                   |                         |
| <b>Custos diretos de capital [milhões US\$]</b>           | 460                                    | 376               | 844                     |
| <b>Custos indiretos de capital [milhões US\$]</b>         | 51                                     | 42                | 93                      |
| <b>Total de custos de capital [milhões US\$]</b>          | 511                                    | 418               | 938                     |
| <b>Custo total instalado por potência [US\$/kW]</b>       | 5.116,83                               | 4.185,64          | 9.386,88                |
|   |  |                   |                         |
| <b>O&amp;M: custo fixo por potência [US\$/kW.ano]</b>     | 131,70                                 | 131,70            | 131,70                  |
| <b>O&amp;M: custo variável por geração [US\$/MWh]</b>     | 3,00                                   | 3,00              | 3,00                    |
| <b>O&amp;M: custo combustível de back-up [US\$/MMBTU]</b> | -                                      | 8,00              | -                       |

Tabela 29 – Produção, FC e principais custos das plantas de BJL (cenário alternativo)

|   | <b>Bom Jesus da Lapa, Cenário Alternativo</b> |                        |                         |                 |
|---|---|------------------------|-------------------------|-----------------|
|   | <b>Simple</b>                                 | <b>c/ Hibridização</b> | <b>c/ Armazenamento</b> | <b>Avançada</b> |
| <b>MS</b>   | 1,22  | 0,87                   | 2,02                    | 2,85            |
| <b>Produção anual [milhões kWh]</b>                       | 208   | 361                    | 362                     | 532             |
| <b>LCOE [US\$ c/kWh]</b>                                  | 30,60   | 21,60                  | 30,85                   | 19,45           |
| <b>Fator de capacidade</b>                                | 23,8%   | 41,3%                  | 41,3%                   | 60,8%           |
| <b>Custos diretos de capital [milhões US\$]</b>           | 449   | 417                    | 850                     | 779             |
| <b>Custos indiretos de capital [milhões US\$]</b>         | 50  | 46                     | 94                      | 86              |
| <b>Total de custos de capital [milhões US\$]</b>          | 499   | 463                    | 944                     | 865             |
| <b>Custo total instalado por potência [US\$/kW]</b>       | 4.993,33                                      | 4.638,49               | 9.448,62                | 8.658,76        |
| <b>O&amp;M: custo fixo por potência [US\$/kW.ano]</b>     | 70,00   | 70,00                  | 70,00                   | 70,00           |
| <b>O&amp;M: custo variável por geração [US\$/MWh]</b>     | 3,00  | 3,00                   | 3,00                    | 3,00            |
| <b>O&amp;M: custo combustível de back-up [US\$/MMBTU]</b> | -   | 8,00                   | -                       | -               |

Fonte: Elaboração própria

Primeiramente, observemos a Planta Simple no cenário base: o MS que oferece o menor custo nivelado é de 1,20 e gera 206 GWh por ano a 64,52 US\$ c/kWh, enquanto que, no cenário alternativo, os incentivos estimulam uma planta com mais espelhos, MS igual a 1,22 e conseqüentemente maior FC, mas com custo nivelado menos da metade, 30,60 US\$ c/kWh.

A proposta da hibridização possibilita aumentar o FC de capacidade da planta utilizando um combustível auxiliar, porém alimentando o mesmo bloco de potência, podendo operar ambas as fontes (solar e gás natural) ao mesmo tempo, de forma complementar, ou sozinhas em instantes diferentes.

Com isso, ao otimizar o MS, este tende a ser menor que na Planta Simple quanto menor for o custo do combustível, podendo inclusive ser sugerido pelo software um MS nulo, ou seja, não colocar espelho algum. Nos casos simulados isso não foi



observado, pois o preço do GN (cenário baseado em DU e PARSONS (2009) conforme seção 3.6.3) não justificava tal resultado<sup>42</sup>.

Assim, nas plantas hibridizadas, com MS de 0,72 e 0,87 (cenários base e alternativo respectivamente), o custo nivelado da energia cai 39% ou 29%, se comparado à Planta Simples. Quanto maiores os custos da parte solar da planta, maior será a queda do MS no arranjo híbrido, por isso o cenário base apresenta maior discrepância entre as plantas simples e híbrida do que o cenário alternativo.

O resumo dos resultados técnico-econômicos das plantas híbridas é apresentado na Tabela 30. Nota-se que, com a hibridização configurada no formato proposto, a parcela da produção ao longo de um ano proveniente da energia solar fica em torno de 42% a 47% dependendo do caso. Observe que maiores incentivos à planta solar que baixem os custos dos coletores, estimulam maior campo solar e conseqüentemente menos consumo de combustível fóssil.

Tabela 30: Resumo dos casos híbridos

| <b>Plantas híbridas</b>                       | <b>Bom Jesus da Lapa</b> |                    |
|---|--------------------------|--------------------|
|   | <b>Base</b>              | <b>Alternativo</b> |
| <b>MS</b>                                     | 0,72                     | 0,87               |
| <b>Produção anual [GWh]</b>                   | 339                      | 361                |
| <b>LCOE [US\$ c/kWh]</b>                      | 39,15                    | 21,60              |
| <b>Fator de capacidade</b>                    | 38,7%                    | 41,3%              |
| <b>Parcela da produção anual proveniente:</b> |                          |                    |
| <b>do campo solar</b>                         | 42%                      | 47%                |
| <b>da caldeira</b>                            | 58%                      | 53%                |

Fonte: Elaboração própria

Para as plantas com sistema de armazenamento de calor, sempre que o calor proveniente do campo solar não for suficiente para operar a turbina à carga nominal e houver calor armazenado no tanque quente, é usado esse calor para complementar a geração elétrica; enquanto que sempre que o campo solar gerar mais calor do que o necessário para gerar eletricidade, esse excesso é armazenado.

A hibridização e o armazenamento de 6 horas resultam em operações com fatores de capacidade similares, vide o caso alternativo, no qual as simulações indicam o mesmo FC (41,3%), entretanto o LCOE para planta com armazenamento ficaria

---

<sup>42</sup> SORIA (2011) apresenta esse tipo de análise em função do preço do bagaço de cana em plantas simuladas para Campo Grande.

42,8% acima da planta híbrida (vide Tabela 29). No cenário base, a planta com armazenamento apresenta LCOE 67,1% maior que a planta híbrida (Tabela 28).

Se comparadas às plantas simples com as plantas de armazenamento (6 horas), observa-se um aumento na produção em torno de 74% em ambos cenários, entretanto, o custo nivelado continua na mesma faixa que na planta simples devido ao alto custo de capital adicional do sistema de armazenamento (incluindo o fluido) e aumento do campo solar, vide os custos por potência instalada (US\$/kW). Isto denota que um campo de pesquisa importante está associado à termoacumulação, como apontam DINÇER e ROSEN (2011) e MEDRANO et. al. (2010).

Devido às premissas do estudo, com os avanços tecnológicos, a Planta Avançada apresentaria uma queda do custo nivelado, e poderia ofertar a eletricidade a 19,45 US\$/kWh, com mais de 60% de fator de capacidade.

A Figura 51 apresenta as produções hora a hora de cada planta no cenário alternativo nos três primeiros dias de operação das simulações (de 01 a 03 de janeiro). O primeiro gráfico mostra a produção da planta simples. Pode-se observar a variação da geração elétrica, principalmente no primeiro e no terceiro dia, enquanto no segundo dia a produção oscilou menos. Com a hibridização, a geração continua com grandes variações, mas o valor absoluto gerado por hora aumenta, principalmente nas primeiras e últimas horas de sol. No terceiro gráfico, referente à planta com 6 horas de armazenamento, observa-se que a geração se torna mais constante. Outra característica importante desse sistema é a produção de eletricidade nas primeiras horas noturnas, tendo se desligado no segundo dia às 23h. Por fim, no último gráfico, relativo à planta Avançada, constatam-se as mesmas observações feitas para a planta com 6 horas de armazenamento, porém mais acentuadas, quase sem variações ao longo das horas de sol e no caso do segundo dia, o calor armazenado foi suficiente para operar a turbina até às 4 horas da madrugada.

Devido às escolhas pelo uso de torre seca, as plantas apresentaram consumo de água em torno de 0,1 m<sup>3</sup>/MWh gerado, 30 a 40 vezes menor que o consumo de plantas similares operando com torre úmida (vide SORIA, 2012 e MALAGUETA et. al., 2013).

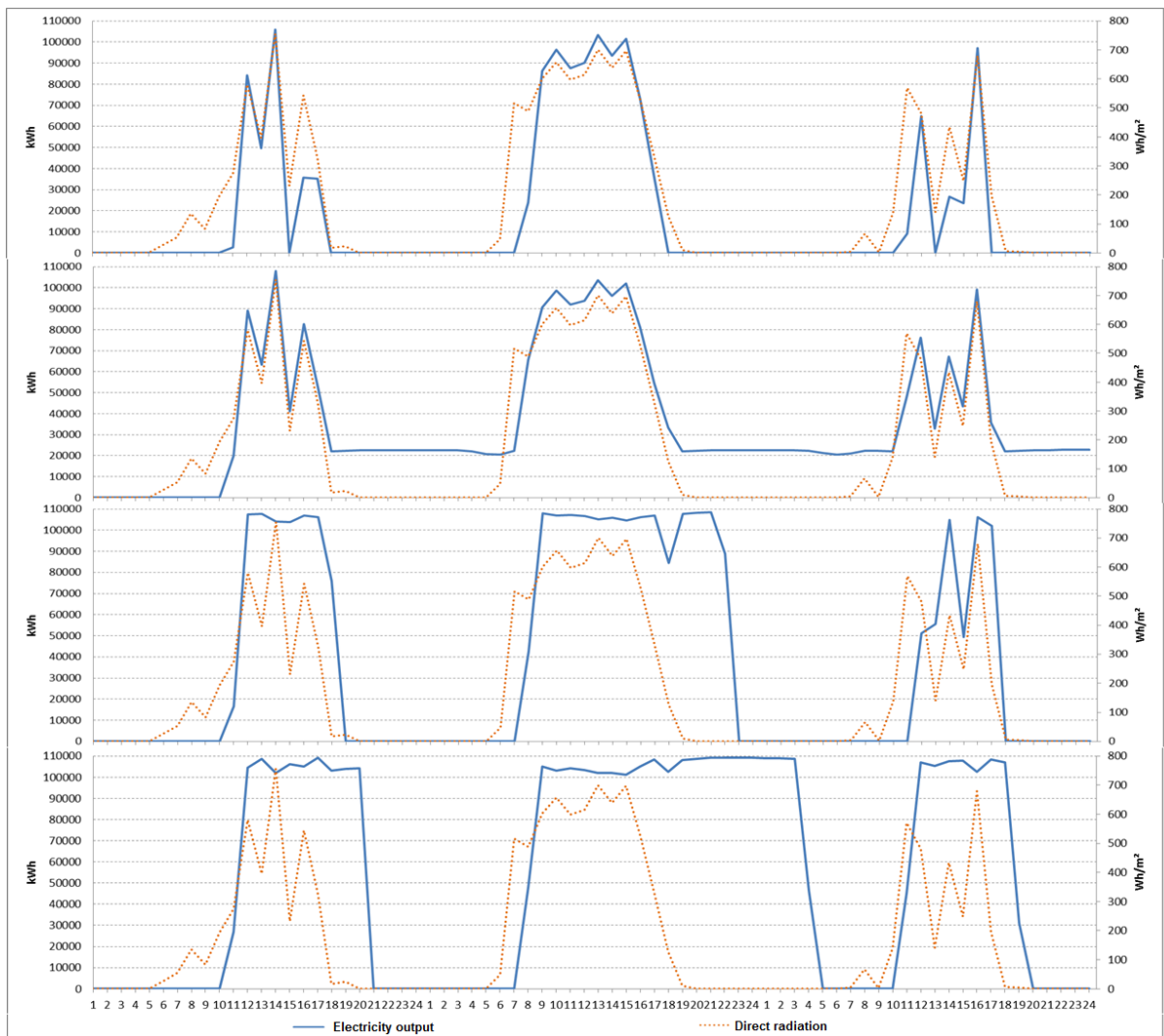


Figura 51 – Produção horária das plantas simples, híbrida, com armazenamento (6h) e avançada (cenário alternativo) em BJJ durante os 3 primeiros dias de janeiro

Fonte: Elaboração própria

Para finalizar a análise dos resultados cabe comparar as estimativas obtidas com o histórico de preços dos leilões no Brasil. A Tabela 31 e a Tabela 32 apresentam os valores contratados por tipo de leilão e por fonte desde 2005. As tabelas também apresentam as médias por leilão, as médias por fonte e as médias para as fontes renováveis e para as fósseis.

Tabela 31 – Preço médio de contratação por licitação de 2005 a 2009 (R\$/MWh, a valores constantes)

|                          | 2005          | 2006          | 2006          | 2007          | 2007          | 2007          | 2007          | 2007         | 2008          | 2008          | 2008          | 2009          | 2009          | 2009         |
|--------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|--------------|
|                          | 1° LEN        | 2° LEN        | 3° LEN        | 1° LFA        | 4° LEN        | 5° LEN        | 1° LPE        | 2° LPE       | 1° LER        | 6° LEN        | 7° LEN        | 8° LEN        | 2° LER        | 3° LPE       |
| HIDRÁULICA               | 169,11        | 183,31        | 173,29        |               |               | 177,71        | 107,32        | 94,40        |               |               | 128,57        |               |               | 93,57        |
| PCH                      | 152,44        | 180,03        |               | 187,97        |               |               |               |              |               |               |               | 179,69        |               |              |
| EÓLICA                   |               |               |               |               |               |               |               |              |               |               |               |               | 182,79        |              |
| BAGAÇO DE CANA           | 189,81        | 193,75        | 196,42        | 193,44        |               |               |               |              | 198,89        |               | 188,35        | 180,44        |               |              |
| CAPIM ELEFANTE           |               |               |               |               |               |               |               |              |               |               |               |               |               |              |
| CRIADOURO AVÍCOLA        |               |               |               | 192,86        |               |               |               |              |               |               |               |               |               |              |
| BIOGÁS                   |               | 190,62        |               |               |               |               |               |              |               |               |               |               |               |              |
| RESÍDUOS DE MADEIRA      | 182,70        |               |               |               |               |               |               |              |               |               |               |               |               |              |
| GÁS NATURAL              | 187,30        |               | 197,71        |               |               | 177,97        |               |              |               |               |               |               |               |              |
| GNL                      |               |               |               |               |               |               |               |              |               | 168,86        | 189,65        |               |               |              |
| CARVÃO MINERAL NACIONAL  | 182,77        |               |               |               |               |               |               |              |               |               |               |               |               |              |
| CARVÃO MINERAL IMPORTADO |               |               |               |               |               | 174,71        |               |              |               |               | 181,85        |               |               |              |
| ÓLEO COMBUSTÍVEL         | 201,93        | 193,91        | 197,71        |               | 187,47        | 180,93        |               |              |               | 168,59        | 189,42        |               |               |              |
| ÓLEO DIESEL              | 203,40        | 193,90        | 197,28        |               |               |               |               |              |               |               |               |               |               |              |
| GÁS DE PROCESSO          |               |               | 196,10        |               |               |               |               |              |               |               |               |               |               |              |
| URÂNIO                   |               |               |               |               |               |               |               |              |               |               |               |               |               |              |
| <b>TOTAL</b>             | <b>178,01</b> | <b>185,24</b> | <b>180,84</b> | <b>191,13</b> | <b>187,47</b> | <b>177,09</b> | <b>107,32</b> | <b>94,40</b> | <b>198,89</b> | <b>168,73</b> | <b>180,10</b> | <b>180,32</b> | <b>182,79</b> | <b>93,57</b> |
|                          |               |               |               |               |               |               |               |              |               |               |               |               |               |              |
| <b>RENOVÁVEL</b>         | <b>169,26</b> | <b>183,37</b> | <b>174,46</b> | <b>191,13</b> |               | <b>177,71</b> | <b>107,32</b> | <b>94,40</b> | <b>198,89</b> |               | <b>136,12</b> | <b>180,32</b> | <b>182,79</b> | <b>93,57</b> |
| <b>FÓSSIL</b>            | <b>188,21</b> | <b>193,90</b> | <b>196,97</b> |               | <b>187,47</b> | <b>176,52</b> |               |              |               | <b>168,73</b> | <b>188,11</b> |               |               |              |

Fonte: CCEE (2013)

Tabela 32 – Preço médio de contratação por licitação de 2010 a 2013 (R\$/MWh, a valores constantes)

|                          | 2010          | 2010          | 2010          | 2010          | 2010         | 2011          | 2011          | 2011          | 2012         | 2013          | 2013          |               |
|--------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|--------------|---------------|---------------|---------------|--------------|---------------|---------------|---------------|
|                          | 1° CER        | 10° LEN       | 2° LFA        | 3° LER        | 11° LEN      | 12° LEN       | 4° LER        | 13° LEN       | 15° LEN      | 5° LER        | 16° LEN       | MÉDIO         |
| HIDRÁULICA               |               | 110,00        |               |               | 78,42        | 114,03        |               | 99,59         | 96,44        |               | 110,39        | 119,63        |
| PCH                      |               | 184,24        | 175,55        | 156,13        |              |               |               |               |              |               | 127,01        | 165,09        |
| EÓLICA                   |               |               | 160,16        | 146,53        |              | 111,32        | 111,28        | 114,79        | 90,74        | 110,51        |               | 135,82        |
| BAGAÇO DE CANA           |               |               | 164,72        | 173,58        |              | 114,49        | 111,10        | 112,54        |              |               | 133,57        | 174,85        |
| CAPIM ELEFANTE           |               |               |               |               |              |               |               |               |              |               |               |               |
| CRIA DOURO AVÍCOLA       |               |               |               |               |              |               |               |               |              |               |               | 192,86        |
| BIOGÁS                   |               |               |               |               |              |               |               |               |              |               |               | 190,62        |
| RESÍDUOS DE MADEIRA      |               |               |               |               |              |               | 114,02        |               |              |               | 136,69        | 137,58        |
| GÁS NATURAL              |               |               |               |               |              | 115,44        |               |               |              |               |               | 159,67        |
| GNL                      |               |               |               |               |              |               |               |               |              |               |               | 185,99        |
| CARVÃO MINERAL NACIONAL  |               |               |               |               |              |               |               |               |              |               |               | 182,77        |
| CARVÃO MINERAL IMPORTADO |               |               |               |               |              |               |               |               |              |               |               | 176,34        |
| ÓLEO COMBUSTÍVEL         |               |               |               |               |              |               |               |               |              |               |               | 187,56        |
| ÓLEO DIESEL              |               |               |               |               |              |               |               |               |              |               |               | 198,34        |
| GÁS DE PROCESSO          |               |               |               |               |              |               |               |               |              |               |               | 196,10        |
| URÂNIO                   | 183,11        |               |               |               |              |               |               |               |              |               |               | 183,11        |
| <b>TOTAL</b>             | <b>183,11</b> | <b>118,85</b> | <b>161,80</b> | <b>155,40</b> | <b>78,42</b> | <b>114,11</b> | <b>111,36</b> | <b>111,58</b> | <b>94,15</b> | <b>110,51</b> | <b>124,97</b> | <b>139,91</b> |
|                          |               |               |               |               |              |               |               |               |              |               |               |               |
| <b>RENOVÁVEL</b>         |               | <b>118,85</b> | <b>161,80</b> | <b>155,40</b> | <b>78,42</b> |               |               |               |              |               |               | <b>126,42</b> |
| <b>FÓSSIL</b>            | <b>183,11</b> |               |               |               |              |               |               |               |              |               |               | <b>177,74</b> |

Fonte: CCEE (2013)

Constata-se, portanto, que nenhuma das simulações apresentadas nesta seção seriam competitivas no mercado brasileiro segundo as hipóteses assumidas neste estudo. Até mesmo a planta avançada, que apresentou menor custo nivelado, 194,50 US\$/MWh é quase o dobro do maior valor já contratado, 203,40 R\$/MWh para térmica a óleo diesel em 2005.

Assim, se for de interesse governamental, uma forma de estimular a entrada destas plantas seria um leilão específico para energia solar térmica. Os valores obtidos com as simulações podem servir de base para estimativas do governo de preço de partida nos leilões. Mesmo as tarifas sendo bem superiores às demais tarifas negociadas no leilão, pela estrutura do sistema de leilão seria comprada a energia do empreendedor que oferecesse a planta CSP com menor tarifa.

Ou seja, plantas híbridas seriam mais vantajosas que plantas que utilizem somente energia solar, portanto seria imprescindível que o leilão tivesse regras claras quanto à permissão ou não de hibridização, e caso fosse permitido, determinar limites e meios de fiscalizá-los.

Porém, vale lembrar que o governo não sinaliza esse intuito, conforme o Plano Decenal de Expansão de Energia 2021 (EPE/MME, 2013).

Outra medida possível seria a proposta de uma tarifa fixa especial (*feed-in*). Analogamente a sugestão anterior, os valores apresentados neste estudo podem servir de base para a determinação da tarifa *feed-in*. Caso haja quedas significativas no custo de plantas CSP no curto prazo, tal medida pode significar altos custos para sociedade e lucro exagerado para o empreendedor.

Se não é esperado um leilão específico para solar térmica, menos ainda uma tarifa *feed-in* para plantas CSP. E ao considerar que o Brasil ainda possui capacidade de expansão de outras fontes renováveis mais baratas, como hidráulica, PCH, eólica e biomassa, e que os altos custos são de algum modo repassados ao consumidor, não é adequado propor uma política *feed-in* por esse prisma.

Entretanto, a tarifação *feed-in* poderia e deveria ser limitada a um teto de capacidade máxima de CSP instalada no país e assim os custos para a sociedade seriam sabidos previamente e não ultrapassariam os valores considerados adequados pelo legislador.

Como esta seção avaliou apenas uma configuração para plantas híbridas e com custo fixo do GN, cabe analisar como varia o custo nivelado de uma planta CSP híbrida

em função da parcela de hibridização e do custo do GN. O que é mostrado na próxima seção.

#### 4.2 Térmicas a gás natural hibridizadas com CSP

A simulação da planta CSP híbrida apresentada na seção anterior suscitou novos questionamentos quanto a influência da hibridização no custo nivelado da planta, como:

- qual o impacto do preço do GN no custo nivelado de uma planta CSP híbrida?
- qual o impacto do arranjo da planta, ciclo rankine ou ciclo combinado, na operação e no custo nivelado de uma planta CSP híbrida?

Esta seção 3.2 tem, portanto, o objetivo de analisar a influência da hibridização para diferentes parcelas do gás natural na geração total da planta híbrida, bem como a influência do preço do gás natural na configuração da planta e no custo nivelado da eletricidade gerada. As plantas analisadas nesta seção possuem a mesma potência estipulada até então, 100 MW. Os demais parâmetros técnicos, custos de entrada e condições financeiras são as mesmas do capítulo anterior, salvo quando explicitamente especificado.

##### 4.2.1 Gás natural na Bacia do Rio São Francisco

A Bacia do Rio São Francisco apresenta uma área total de 379.357 km<sup>2</sup> (DUARTE, 2011), abrangendo os estados de Minas Gerais, Bahia, Tocantins, Goiás e Distrito Federal (vide Figura 52). Os esforços exploratórios nesta bacia enfrentam a complexidade de uma bacia sedimentar Neo-Proterozóica (1.750 milhões de anos) (LIMA, 2008; DUARTE, 2011). As descobertas de importantes quantidades de gás natural em outras bacias similares (Bacia de Kaltasa e Volga na Rússia, Bacia de Irkutskj na Sibéria, Bacia de Huqf em Omã, etc.) motivaram a exploração nesta região do Brasil onde sempre houve indícios de GN (região “Remanso do Fogo”) (RIBEIRO, 2007; LIMA, 2008).

Até 1998 o esforço exploratório na Bacia do São Francisco foi mínimo (2.826 km de sísmica 2D, 317.000 km<sup>2</sup> de magnetometria, 4 poços perfurados pela Petrobras e 18 poços perfurados pela CPRM) (RIBEIRO, 2007). Por conta dos poucos dados disponíveis esta bacia foi considerada de alto risco exploratório (RIBEIRO, 2007). Em 2002, na Quarta Rodada de Licitações, promovida pela ANP, foi ofertado o primeiro

bloco (BT-SF-1 com área de 2.946 km<sup>2</sup>), entretanto nessa Rodada não houve oferta vencedora (RIBEIRO, 2007). Já na Sétima Rodada de Licitações, em 2005, a Bacia do Rio São Francisco foi a área de maior interesse: foram ofertados 39 blocos e 31 concedidos (LIMA, 2008). Na Décima Rodada de Licitações, em 2008, foram ofertados 12 blocos com 26.725 km<sup>2</sup> e 9 concedidos (CHAMBRIARD, 2011; ANP, 2011). De acordo com MATOS (2013) na bacia do São Francisco já foram perfurados 32 poços, com 24 declarações de descobertas.

Os esforços exploratórios das empresas ganhadoras incluem investimentos crescentes em pesquisa sísmica, levantamentos aerogeofísicos, aeromagnetometria, aerogravimetria, estudos geoquímicos, processamentos dos dados e perfuração de poços pioneiros. Só em 2008 as expectativas de investimento em exploração nesta região foram de mais de 60 milhões de reais (LIMA, 2008).

Os resultados preliminares dos aerolevantamentos no final de 2006 indicaram a existência de estruturas geológicas com grande potencial para a existência de gás natural na Bacia do Rio São Francisco, embora ainda não haja dados oficiais da quantidade do recurso, nem de reservas provadas (RIBEIRO, 2007). Com os dados disponíveis, a ANP acredita que há um sistema petrolífero ativo na Bacia do São Francisco que poderia ser uma importante província de gás, mesmo que o potencial oficial não seja ainda conhecido (LIMA, 2008; DUARTE, 2011), segundo estimativas de operadores, a Bacia do São Francisco teria pelo menos 80 trilhões de pés cúbicos (ANP, 2013).

Oficialmente foi publicada a confirmação sobre a descoberta de gás natural na Bacia do Rio São Francisco, segundo informação oficial da PETROBRAS à ANP, especificamente em poço de pesquisa localizado na região norte de Minas, na cidade de Brasilândia, estendendo-se para João Pinheiro e Buritizeiro (CÂMARA DOS DEPUTADOS, 2011). Em geral, as expectativas com relação à quantidade de recurso de gás natural nesta bacia são muito positivas e já existem planos oficiais de exploração de GN feitos pelo Governo de Minas Gerais.



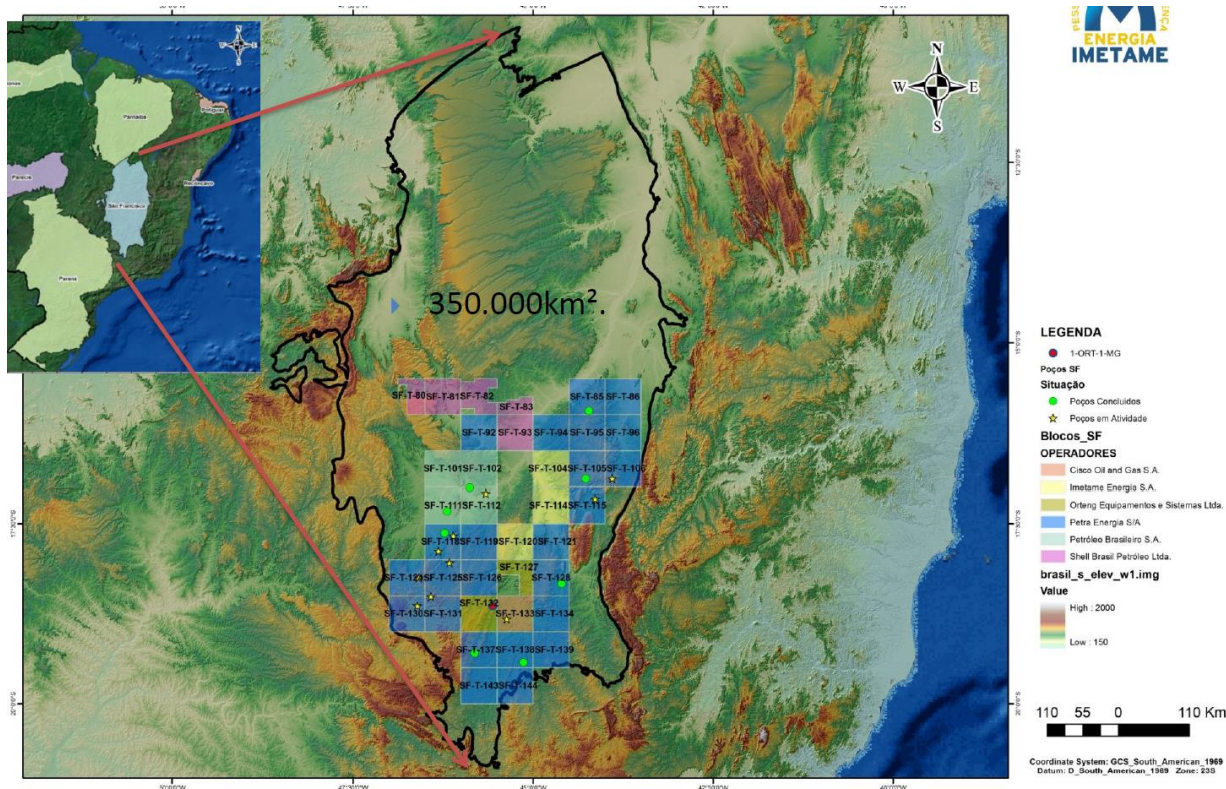


Figura 52: Mapa da Bacia do São Francisco e dos blocos licitados, concluídos e em atividade

Fonte: (MATOS, 2013)

#### 4.2.2 Modelos de plantas híbridas

Conforme seção 3.6.3, as plantas híbridas simuladas são (incluindo a planta simples para comparação):

- (1) Planta CSP Simples;
- (2) Híbrida Diurna: quando há energia solar suficiente para operar a planta, mas não necessariamente à potência nominal, parte dessa energia é complementada por vapor proveniente de uma caldeira auxiliar (a GN) até um limite de 25% da vazão de vapor máxima de entrada na turbina;
- (3) Híbrida Noturna: quando há sol suficiente, funciona da mesma forma que a planta híbrida diurna, porém quando não há sol suficiente (inclusive à noite), mantém a caldeira operando de forma constante, fornecendo 25% do vapor máximo de entrada na turbina (similar a planta (2) da seção 3.6.2 e do capítulo 4). A Tabela 33 apresenta de forma sucinta a operação da planta;
- (4) Híbrida 95: funciona similar a híbrida diurna quando há radiação suficiente. No

restante do tempo opera como uma termelétrica em ciclo Rankine, e foi simulada com produção bem próxima à máxima (operação contínua a 95% da potência da turbina).

- (5) Híbrida ISCC: gás natural é queimado em uma turbina a gás para gerar eletricidade, enquanto o calor proveniente do exausto da turbina a gás é usado para gerar vapor, e em conjunto com outra parcela de vapor proveniente de coletores solares para abastecer uma segunda turbina (neste caso, turbina a vapor), a fim de gerar mais eletricidade. Este modelo foi dimensionado para gerar o equivalente a 25% de sua produção anual a partir da energia solar e os demais 75% oriundos do gás natural, de modo a gerar por ano a mesma quantidade de energia da Híbrida 95%.

Tabela 33 – Operação da caldeira auxiliar e do campo solar da Híbrida Noturna em função da radiação incidente

| Condição   | Parcela do total de geração de vapor |                                  |
|--|--------------------------------------|----------------------------------|
|  | GN                                   | CS                               |
| Radiação suficiente para operar o CS                 | $\leq 25\%$                          | Complementa até 100% se possível |
| Radiação insuficiente para operar o CS (dia e noite) | $= 25\%$                             | Não opera                        |

Os dados técnicos são os mesmos da planta híbrida da seção 4.1 e os principais dados são resumidos na Tabela 34.

Tabela 34 – Principais dados técnicos comuns a todas as plantas híbridas

|                                     |                     |
|-------------------------------------|---------------------|
| Irradiação direta normal de projeto | 750W/m <sup>2</sup> |
| Fluido de transferência de calor    | Therminol VP-1      |
| Coletor                             | Solargenix SGX-1    |
| Receptor                            | Schott PRT70        |
| Potência nominal                    | 100MWe              |
| Eficiência do ciclo termodinâmico   | 37,7%               |
| Pressão da caldeira auxiliar        | 100bar              |
| Eficiência da caldeira auxiliar     | 85,7%               |
| Tipo de condensador                 | Torre seca          |
| Temperatura ambiente de projeto     | 26°C                |

Fonte: Elaboração própria

Os parâmetros financeiros e de custos de equipamentos para a fração solar são idênticos aos apresentados na seção 4.1, rever Tabela 26 e Tabela 27.

Na hibridização da seção 4.1, foi utilizado um único preço para o gás natural, 8,00 US\$/MMBTU (PALTSEV *et. al.*, 2011). Como este capítulo visa analisar os efeitos da hibridização na operação e nos custos da planta, foi simulada também a operação da planta para limites da faixa de preços estimados pelos mesmo autores, de 5,00 e 12,00 US\$/MMBTU.

#### 4.2.3 Resultados e discussões

Conforme premissas tecnológicas e de custo apresentadas foram simulados os sistemas de plantas CSP propostos (ver Tabela 35).

Tabela 35 – Plantas CSP (ciclo Rankine) simuladas para GN a 8,00US\$/MMBTU  
(cenários base e alternativo)

|                           | Simples |             | Híbrida Diurna |             | Híbrida Noturna |             | Híbrida 95 |             |
|---------------------------|---------|-------------|----------------|-------------|-----------------|-------------|------------|-------------|
|                           | Base    | Alternativo | Base           | Alternativo | Base            | Alternativo | Base       | Alternativo |
| Produção [GWh/ano]        | 206     | 208         | 233            | 240         | 344             | 356         | 860        | 860         |
| Múltiplo Solar            | 1,20    | 1,22        | 0,90           | 0,97        | 0,75            | 0,83        | 1,20       | 1,22        |
| LCOE [US\$/kWh]           | 64,52   | 30,61       | 56,51          | 28,23       | 39,14           | 21,62       | 24,06      | 15,13       |
| Fator de Capacidade       | 23,5%   | 23,8%       | 26,7%          | 27,4%       | 39,3%           | 40,6%       | 98,3%      | 98,3%       |
| Área [acres]              | 695     | 707         | 523            | 562         | 433             | 480         | 695        | 707         |
| Parcela da produção anual |         |             |                |             |                 |             |            |             |
| proveniente do sol        | 100%    |             | 75%            | 77%         | 43%             | 46%         | 28%        | 28%         |
| proveniente do GN         | 0%      |             | 25%            | 23%         | 57%             | 54%         | 72%        | 72%         |

A planta CSP Simples, mesmo com benefícios financeiros, apresenta custo nivelado acima de 30,61 US\$/kWh, o que torna inviável ainda a competição dessa fonte em leilões de energia elétrica no Brasil (rever Tabela 31 e a Tabela 32). Ao acrescentar uma caldeira auxiliar para geração adicional de vapor para operação da turbina, observa-se que o custo nivelado diminui conforme a parcela do GN na geração elétrica da planta. A planta Híbrida 95, no cenário alternativo, possui custo nivelado 55% menor que o da planta Simples.

Vale comparar também o custo da Híbrida95 com a planta Avançada (Tabela 29) da seção anterior, custos de 15,13 US\$/kWh e 19,45 US\$/kWh respectivamente. A Híbrida 95 é capaz de produzir 860 GWh (dos quais 241 GWh proveniente da energia solar), enquanto a planta Avançada produz 532 GWh de eletricidade exclusivamente de fonte solar.

Ou seja, mesmo havendo consumo de combustível fóssil e não sendo ainda competitiva a ponto de entrar na matriz elétrica brasileira através de leilões, a Híbrida95

foi até então a planta simulada com menor LCOE e que introduziria no GRID mais de 240 GWh de energia de fonte solar.

Assim sendo, plantas híbridas podem ser uma forma de iniciar a introdução da tecnologia CSP na matriz elétrica brasileira, enquanto esta não for competitiva, e assim estimular o aprendizado e criar a demanda local por concentradores.

A operação hora a hora do cenário alternativo para um custo do GN de 8,00US\$/MMBTU das três plantas híbridas durante os três primeiros dias do ano são apresentadas nas Figura 53, Figura 54 e Figura 55. A participação do GN em relação à produção de eletricidade total da planta é destacada nas figuras. Nas Figura 53 e Figura 54 observa-se a oscilação de uma fonte intermitente em função da variação da DNI. Enquanto na Figura 55 observa-se uma geração elétrica quase contínua da Híbrida 95, e vale ressaltar que há uma oscilação do consumo de GN na caldeira que acompanha a variação da DNI.

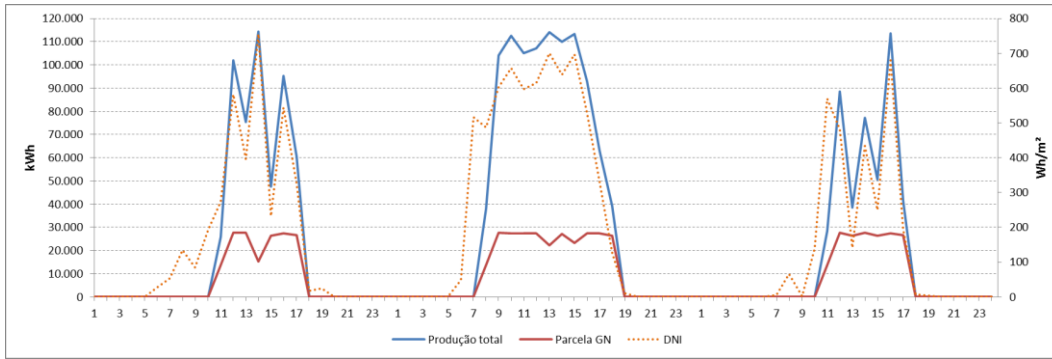


Figura 53 – Produção horária da planta híbrida diurna no cenário alternativo com GN a 8,00US\$/MMBTU durante os 3 primeiros dias de janeiro

Fonte: Elaboração própria

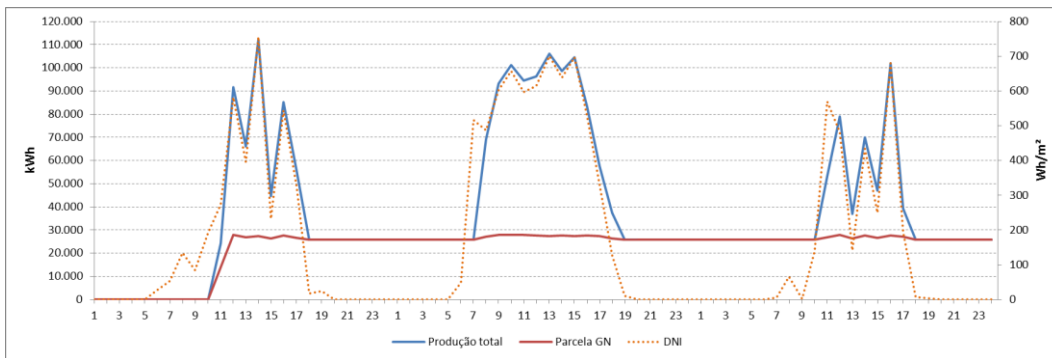


Figura 54 – Produção horária da planta híbrida noturna no cenário alternativo com GN a 8,00US\$/MMBTU durante os 3 primeiros dias de janeiro

Fonte: Elaboração própria

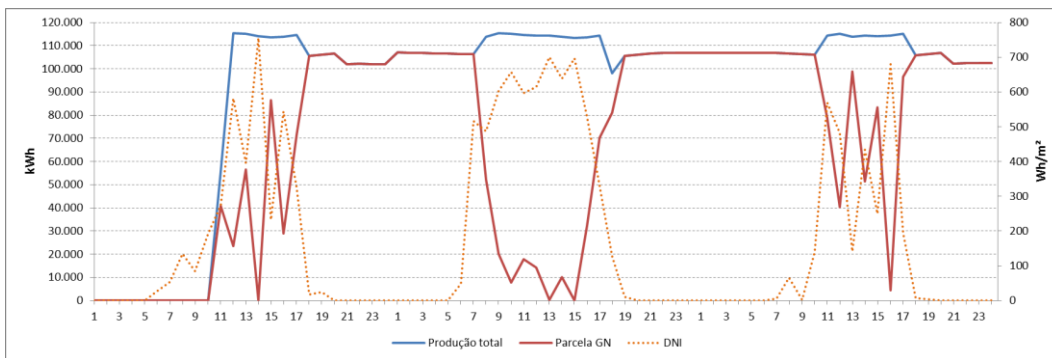


Figura 55 – Produção horária da planta híbrida 95 no cenário alternativo com GN a 8,00US\$/MMBTU durante os 3 primeiros dias de janeiro

Fonte: Elaboração própria

Quanto maior a participação do gás na geração elétrica anual da planta, maior será o impacto no custo nivelado. Portanto, é interessante avaliar o efeito do preço do gás natural sobre o custo nivelado das plantas híbridas. Baseado em PALTSEV *et. al.* (2011) foram analisados os preços mínimo de GN de 5,00US\$/MMBTU (Tabela 36) e máximo de 12,00US\$/MMBTU (Tabela 37)

Tabela 36 – Plantas CSP (ciclo Rankine) simuladas para GN a 5,00 US\$/MMBTU  
(cenário alternativo)

|                           | Híbrida<br>Diurna | Híbrida<br>Noturna | Híbrida<br>95 |
|---------------------------|-------------------|--------------------|---------------|
| Produção<br>[GWh/ano]     | 233               | 356                | 860           |
| Múltiplo Solar            | 0,90              | 0,83               | 1,22          |
| LCOE<br>[US\$/kWh]        | 27,25             | 19,58              | 12,60         |
| Fator de<br>Capacidade    | 26,7%             | 40,6%              | 98,3%         |
| Área [acres]              | 523               | 480                | 707           |
| Parcela da produção anual |                   |                    |               |
| proveniente do sol        | 74%               | 46%                | 28%           |
| proveniente do GN         | 26%               | 54%                | 72%           |

Tabela 37 – Plantas CSP (ciclo Rankine) simuladas para GN a 12,00 US\$/MMBTU  
(cenário alternativo)

|                           | Híbrida<br>Diurna | Híbrida<br>Noturna | Híbrida<br>95 |
|---------------------------|-------------------|--------------------|---------------|
| Produção<br>[GWh/ano]     | 244               | 376                | 860           |
| Múltiplo Solar            | 1,02              | 1,00               | 1,22          |
| LCOE<br>[US\$/kWh]        | 29,40             | 24,09              | 18,51         |
| Fator de<br>Capacidade    | 27,8%             | 43%                | 98,3%         |
| Área [acres]              | 590               | 582                | 707           |
| Parcela da produção anual |                   |                    |               |
| proveniente do sol        | 79%               | 52%                | 28%           |
| proveniente do GN         | 21%               | 48%                | 72%           |

Entretanto, conforme explicitado na seção 3.6.3 hibridizações até 50%, aproximadamente, são aceitáveis em ciclo Rankine, conforme plantas em operação no mundo (FERNÁNDEZ-GARCÍA *et al.*, 2010; ARVIZU *et al.*, 2011). Portanto, foi estimado também o custo de uma planta híbrida ISCC.

A Tabela 38 apresenta os custos nivelados da planta ISCC para preços de GN 3,00, 5,00 e 8,00 US\$/MMBTU. O preço do GN de 3,00 US\$/MMBTU considera um baixo cenário de preço em função de o empreendedor da planta não pagar a compra e transporte do GN e sim extraí-lo das reservas da própria Bacia do São Francisco diretamente para este fim. Neste caso, o custo nivelado da eletricidade estaria abaixo de 8,20 US\$/kWh e, mesmo se o custo do GN não for tão baixo, ainda assim não seria tão mais custosa: para GN a 5,00 US\$/MMBTU o custo nivelado fica em menos de 9,30 US\$/kWh.

Os custos do bloco de gás natural, incluindo o bloco de potência foi estimado em função do custo do GN segundo DU e PARSONS (2009).



Tabela 38 – Plantas Híbrida ISCC para diferentes custos do GN

|  |        |        |        |
|--|--------|--------|--------|
| Custo do GN [US\$/MMBTU]                     | 3,00   | 5,00   | 8,00   |
| Produção [GWh/ano]                           | 860    | 860    | 860    |
| Múltiplo Solar                               | 1,2168 | 1,2168 | 1,2168 |
| LCOE [US\$/kWh]                              |        |        |        |
| Campo Solar                                  | 22,39  | 22,39  | 22,39  |
| Térmica a GN e bloco de potência             | 3,40   | 4,90   | 7,20   |
| LCOE [US\$/kWh]                              | 8,15   | 9,27   | 10,99  |
| Parcela da produção anual proveniente do sol | 25%    | 25%    | 25%    |
| proveniente do GN                            | 75%    | 75%    | 75%    |

As estimativas para uma planta híbrida ISCC com 25% de participação de energia solar se aproxima da ordem de grandeza dos leilões (rever Tabela 31 e a Tabela 32), considerando o dólar a 2,00, dependendo do custo do GN, a energia poderia ser ofertada a 164,00, 186,00 e 220,00 R\$/MWh.

Estes custos não são tão altos como os das plantas ciclo Rankine apresentadas na seção 4.1.3. Neste caso podemos discutir leilões específicos para esta configuração de planta. Novamente vale observar que os limites das parcelas de eletricidade geradas pela fonte solar e pelo gás natural teriam de ser claramente especificadas nas regras do leilão.

Como os custos apresentados nesta seção são mais próximos aos negociados nos leilões, outra proposta de medida de incentivo seria oferecer um prêmio para plantas termelétricas hibridizadas com CSP (exigindo-se um mínimo de geração proveniente da fonte solar), o empreendedor poderia ofertar sua energia a preços competitivos, exemplo: se fosse oferecido um prêmio de 40,00 R\$/MWh, uma planta deste tipo poderia concorrer em um leilão oferecendo a energia entre 124,00 e 180,00 R\$/MWh.

Esse prêmio acarretaria em maior custo da eletricidade para a sociedade (consumidores), entretanto a magnitude dessa geração seria ínfima perante o parque elétrico brasileiro. Neste caso, o rateio do custo adicional não geraria impactos tarifários representativos e poderia estimular a entrada gradativa da tecnologia CSP, criando uma demanda de mercado e um aprendizado tecnológico.

Ademais, esse prêmio poderia ser revisto regularmente (não retroativo, valendo assim apenas para novos contratos), de modo a acompanhar a queda de custos da tecnologia de duas maneiras: ou reduzindo o prêmio para leilões e contratos seguintes e/ou aumentando a parcela mínima exigida de produção proveniente da energia solar.

#### 4.3 Tri-geração – Estudo de caso de hospital em Bom Jesus da Lapa

##### 4.3.1 Dimensionamento de hospital de médio porte em B JL

O município de Bom Jesus da Lapa, de acordo com censo do IBGE (2009), possui 63.480 habitantes e 83 leitos (públicos e particulares), o que resulta em 13,07 leitos/10mil habitantes. Abaixo da média do estado da Bahia, de aproximadamente 20,76 leitos/10mil hab..

Segundo KFF (2012) e OMS (2012) a média mundial é de 30 leitos/10mil hab. e o Brasil ocupa a 49ª posição no ranking de países com média de 24 leitos/10mil hab.

Observa-se, portanto, que B JL é uma cidade carente de acesso a hospitais, com média de leitos bem abaixo da nacional e equivalente a países que ocupam a 60ª posição no mundo (Camarões, Haiti, Iraque, Lesoto, Maláui e Paraguai) (KFF, 2012).

Ao observar os municípios adjacentes a B JL, constata-se que todos possuem média inferior as nacional e estadual (vide Tabela 39), com exemplos extremos como Serra do Ramalho, município com cerca de metade da população de B JL e média inferior a 10 leitos/10mil hab. e Muquém de São Francisco, que não possui nenhum leito. Os 9 municípios totalizam 265.405 habitantes (com B JL representando 23,9%) e possuem taxa de 14,05 leitos/10mil hab.

Tabela 39 – População e leitos de Bom Jesus da Lapa e dos 8 municípios adjacentes

| <b>2009</b>             | <b>População</b> | <b>Leitos</b> | <b>Leitos por 10 mil hab.</b> |
|-------------------------|------------------|---------------|-------------------------------|
| Bom Jesus da Lapa       | 63.480           | 83            | 13,07                         |
| Santana                 | 24.750           | 37            | 14,95                         |
| Sítio do Mato           | 12.050           | 23            | 19,09                         |
| Muquém de São Francisco | 10.272           | 0             | 0                             |
| Paratinga               | 29.504           | 44            | 14,91                         |
| Macaúbas                | 47.051           | 69            | 14,66                         |
| Riacho de Santana       | 30.646           | 55            | 17,95                         |
| Malhada                 | 16.014           | 32            | 19,98                         |
| Serra do Ramalho        | 31.638           | 30            | 9,48                          |
| <b>Total</b>            | <b>265.405</b>   | <b>373</b>    | <b>14,05</b>                  |

Fonte: IBGE (2009)

A OMS (2012) utiliza indicadores de saúde e rankings para analisar e comparar a saúde em diferentes países do mundo, mas não há uma recomendação específica para a taxa de leitos por habitantes.

Assim, o estudo propõe dimensionar o hospital em BJL de modo a elevar a média de toda a região composta pela própria cidade mais os 8 municípios adjacentes até a média nacional. Essa taxa é obtida se introduzidos 264 leitos à região. Assim, o valor foi arredondado e o hospital dimensionado para 270 leitos. O que representaria um aumento na oferta de leitos da região em 72%.

Assim, o hospital proposto para BJL é de médio porte e foi definido também como de alto nível de conforto. A partir das médias de consumo da Tabela 23 apresentada na seção 3.6.4.1, o hospital proposto para BJL possui as seguintes demandas, conforme Tabela 40.

Tabela 40 – Principais dados do hospital proposto para BJL

|                                 |                               |
|---------------------------------|-------------------------------|
| Leitos                          | 270                           |
| Área                            | 18.881 m <sup>2</sup>         |
| Demanda de eletricidade         | 3.179.901 kWh/ano             |
|                                 | 8.712 kWh/dia                 |
|                                 | 363 kWh/hora                  |
| Demanda de refrigeração         |                               |
| potência média                  | 311,54 TR                     |
| energia                         | 3,46 * 10 <sup>13</sup> J/ano |
| Demanda de água quente (a 60°C) | 33.750 litros/dia             |
|                                 | 12.318.750 litros/ano         |

A demanda anual por refrigeração,  $3,46 \times 10^{13}$  J/ano é distribuída ao longo do ano proporcionalmente a temperatura ambiente. Assim, para a hora mais quente do ano, que atingiu  $40,4$  °C, a potência de refrigeração requerida é de aproximadamente  $1.740$  kW térmico. Sendo assim, essa é a potência do Chiller.

#### 4.3.2 Modelos de plantas de tri-geração

O chiller é projetado para atender a demanda por refrigeração no momento mais quente do ano (temperatura ambiente de  $40,4$  °C). Sua potência de refrigeração (a capacidade de remover calor do ambiente) é de  $1.740$  kW.

A condição de projeto em regime permanente é apresentada no esboço da Figura 56, onde:

- $q_e \rightarrow$  é o calor removido pelo evaporador do ambiente a ser refrigerado (no caso  $q_e = 1.740$  kW);
- $q_g \rightarrow$  é o calor necessário no gerador para operar o chiller por absorção e assim garantir o  $q_e$  desejado;
- os fluxos nos pontos 1, 2, 3 e 4 são percorridos pela solução brometo de lítio-água (LiBr-água);
- os fluxos os pontos 5, 6, e 7 são de água (no estado vapor em 5 e 7 e no estado líquido no ponto 6);
- o condensador opera a pressão de  $9,59$ kPa;
- o evaporar opera a pressão de  $1,23$ kPa (STOECKER e JONES, 1985).

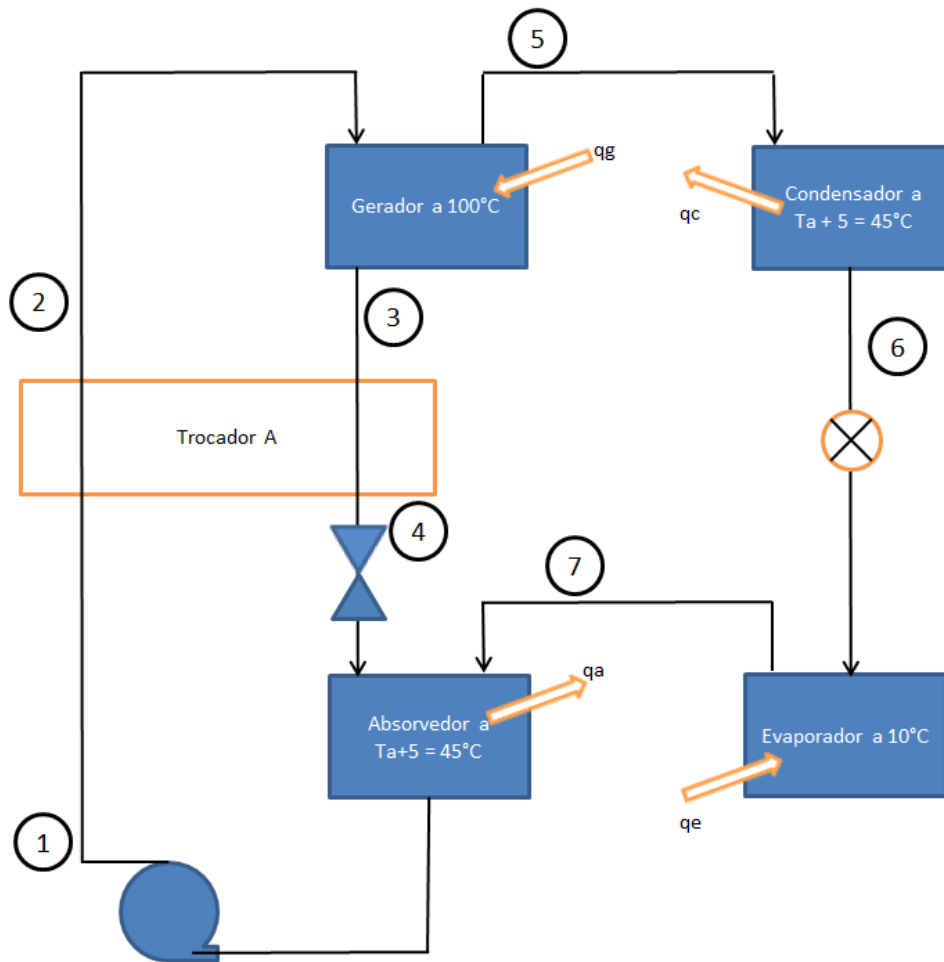


Figura 56 – Esboço do chiller de absorção

O equilíbrio na condição de projeto obedece as seguintes equações (WYLEN, V. et. al., 2000):

$$\begin{aligned} \dot{m}_1 &= \dot{m}_3 + \dot{m}_5 \\ \dot{q}_e &= \dot{m}_7(h_7 - h_6) \\ \dot{q}_g &= \dot{m}_5 h_5 + \dot{m}_3 h_3 - \dot{m}_1 h_1 \end{aligned}$$

Sendo  $\dot{m}$  a vazão mássica em cada ponto e  $h$  a entalpia.

Os principais dados técnicos de operação do chiller na condição de potência máxima, em regime permanente, encontram-se na Tabela 41.

Tabela 41 – Principais dados de operação em potência máxima e em regime permanente do Chiller

|   |    |           |
|---|----|-----------|
| Chiller   |    |           |
| Temperatura no absorvedor (Solução LiBr-água)   | T1 | 45°C      |
| Concentração da solução nos pontos 1 e 2  |    | 0,6       |
| Solução LiBr-água   | T2 | 84°C      |
| Temperatura no gerador (Solução LiBr-água)  | T3 | 100°C     |
| Concentração da solução nos pontos 3 e 4  |    | 0,64      |
| Solução LiBr-água   | T4 | 55°C      |
| Coefficiente global de transferência de calor multiplicado pela área de troca térmica trocador de calor <sup>43</sup> | UA | 70kW/K    |
| Temperatura no gerador  | T5 | 100°C     |
| Temperatura no condensador  | T6 | 45°C      |
| Pressão no gerador e no condensador   |    | 9,59 kPa  |
| Temperatura no evaporador   | T7 | 10°C      |
| Pressão no absorvedor e no evaporador   |    | 1,23kPa   |
| Vazões mássicas   |    |           |
| nos pontos 1 e 2  |    | 11,94kg/s |
| nos pontos 3 e 4  |    | 11,19kg/s |
| nos pontos 5, 6 e 7   |    | 0,74kg/s  |

Assim, de acordo com o equilíbrio nas condições de projeto apresentadas, para remover o calor do ambiente necessário no pico da demanda por refrigeração, 1.740 kW térmicos, o calor demandado pelo gerador ( $q_g$ ) é de 2.335kW (STOECKER e JONES, 1985).

Este é o calor que deverá ser atendido pelo vapor extraído da TAV, conforme metodologia apresentada na seção 3.6.4.2. Assim, foi determinada a condição do vapor saturado na saída da turbina a 200kPa (120,2 °C) e título,  $x=1$ , que é condensado até título,  $x=0$ . Portanto, obtém-se a vazão necessária de vapor para fornecer o calor necessário ao chiller,  $\dot{q}_g$ , a partir da equação (WYLEN, V. et. al., 2000):

$$\dot{q}_g = \dot{m}_{TAV}(h_{vapor\ saturado} - h_{liquido\ saturado})$$

---

<sup>43</sup> A definição do tipo de trocador e seu dimensionamento fogem ao escopo do trabalho. A multiplicação do coeficiente global de transferência de calor pela área de troca térmica foi considerada constante, uma simplificação aceita na literatura (INCROPERA, 2011) e que foi aplicada para condições de operação fora de projeto.

Deste balanço obtém-se a vazão de 1,18kg/s de vapor. Sendo as condições de operação da turbina indicadas na Tabela 42.

Tabela 42 – Projeto da turbina a vapor

| TAV              |           |
|------------------|-----------|
| Vapor na entrada | 10 MPa    |
|                  | 380 °C    |
| Vapor na saída   | 200 kPa   |
|                  | 120 °C    |
| Vazão máxima     | 1,20 kg/s |

O vapor necessário para acionar a TAV pode ser gerado a partir do calor proveniente do CS ou dos exaustos das TAGs.

As especificações técnicas do campo solar são as mesmas das plantas (exceto a avançada) simuladas para geração centralizada e são apresentadas na Tabela 43.

Tabela 43 – Principais dados técnicos do campo solar

|                                     |                        |
|-------------------------------------|------------------------|
| Irradiação direta normal de projeto | 750,0 W/m <sup>2</sup> |
| Fluido de transferência de calor    | Therminol VP-1         |
| Coletor                             | Solargenix SGX-1       |
| Receptor                            | Schott PRT70           |

Assim é estimada no SAM a área necessária de coletores para atender a demanda de vapor para a radiação de projeto, 28 hectares. E foi estipulado que o sistema com armazenamento de 3 horas possui aproximadamente o dobro de área, 55 hectares.

Turbinas a gás operando fora da carga plena perdem muito em eficiência (KEHLHOFER *et. al.*, 1999), portanto a potência requerida foi dividida em duas turbinas a gás de porte diferente e que as turbinas são operadas apenas a carga plena ou desligadas.

Durante as horas noturnas, as TAGs em conjunto devem ser capazes de operar a TAV a plena carga. Considerando uma razão de pressão de 8, eficiência do compressor de 0,8 e da turbina de 0,85, as condições de projeto das TAG1 e TAG2 são apresentadas na Tabela 44 (KEHLHOFER *et. al.*, 1999 e WYLEN, V. *et. al.*, 2000).

Tabela 44 – Condições de projeto e de operação a carga plena das turbinas a gás 1 e 2

|                                | TAG1           | TAG2           |
|--------------------------------|----------------|----------------|
| Razão de pressão               | 8              | 8              |
| Entrada do compressor          | 100kPa; 25°C   | 100kPa; 25°C   |
| Entrada da câmara de combustão | 800kPa; 267°C  | 800kPa; 267°C  |
| Entrada da turbina             | 800kPa; 1100°C | 800kPa; 1100°C |
| Saída da turbina               | 100kPa; 485°C  | 100kPa; 485°C  |
| Vazão                          | 2,6 kg/s de ar | 4,5 kg/s de ar |
| Potência                       | 575 kW         | 1000 kW        |

Um resumo dos dados técnicos da planta de tri-geração e potências nominais das turbinas são apresentados na Tabela 45.

Tabela 45 – Dados de projeto da planta de tri-geração

|                              |             |
|------------------------------|-------------|
| Campo solar                  |             |
| sem armazenamento            | 28 hectares |
| com 3 horas de armazenamento | 55 hectares |
| Turbina a gás 1 (TAG1)       | 575 kW      |
| Turbina a gás 2 (TAG2)       | 1000 kW     |
| Turbina a vapor (TAV)        | 640 kW      |

#### 4.3.3 Resultados e discussões

Seis condições de operação foram modeladas hora a hora, sendo três dias do ano, sem e com armazenamento (de 3 horas):

- o dia mais quente do ano;
- o dia mais frio do ano;
- e o terceiro dia do ano, um dia com grande oscilação de DNI.

O sistema foi projetado para a paridade térmica, de modo que a refrigeração do hospital seja feita através do calor extraído da TAV. Sempre que possível a TAV é operada exclusivamente com calor proveniente do CS, quando necessário há uso do calor das TAGs. Devido aos valores de cada demanda, conforme Tabela 40, a geração de eletricidade consequente do dimensionamento das três turbinas é bem superior à demanda diária (entre duas e quatro vezes) (vide Tabela 46).

A Tabela 46 também mostra que os dias com armazenamento geram menos eletricidade. Isso ocorre porque o perfil de operação foi determinado para usar as



turbinas a gás apenas quando necessário e não com o objetivo de maximizar a produção de eletricidade. Logo, os tanques de armazenamento e a maior quantidade de espelhos conferem ao campo solar maior autonomia, o que é coerente com a maior geração elétrica por parte da TAV se comparado ao mesmo dia sem armazenamento.

Tabela 46 – Resumo das operações das plantas de tri-geração

| Dia         | Calor produzido no CS [MJ] | Eletricidade gerada [kWh] por dia |       |        |        |         |           |
|-------------|----------------------------|-----------------------------------|-------|--------|--------|---------|-----------|
|             |                            | Gerada                            |       |        |        | Consumo | Excedente |
|             |                            | TAV                               | TAG1  | TAG2   | Total  |         |           |
| Quente 0TES | 106.412                    | 12.118                            | 5.072 | 13.720 | 30.910 | 8.712   | 22.197    |
| Frio 0TES   | 94.880                     | 9.569                             | 6.762 | 6.860  | 23.191 |         | 14.479    |
| 3° dia 0TES | 39.462                     | 10.096                            | 2.254 | 19.600 | 31.950 |         | 23.238    |
| Quente 3TES | 160.554                    | 12.236                            | 1.691 | 10.780 | 24.706 |         | 15.994    |
| Frio 3TES   | 152.490                    | 10.272                            | 4.508 | 3.920  | 18.700 |         | 9.988     |
| 3° dia 3TES | 79.098                     | 10.560                            | 564   | 17.640 | 28.764 |         | 20.052    |

Para cada uma das seis condições são apresentadas graficamente, da Figura 57 a Figura 69, as operações hora a hora:

- do campo solar;
- do chiller;
- da geração de água quente;
- da turbina a vapor;
- e das duas turbinas a gás.

DIA QUENTE – 0h TES

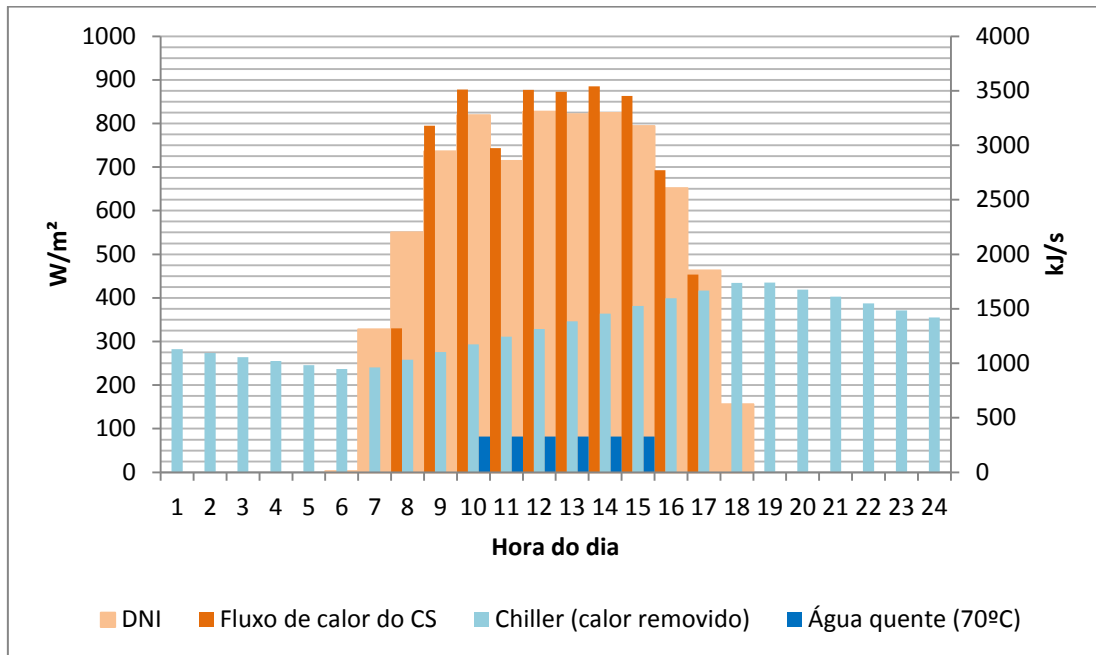


Figura 57: Fluxos de calor hora a hora no dia mais quente do ano com 0h de TES

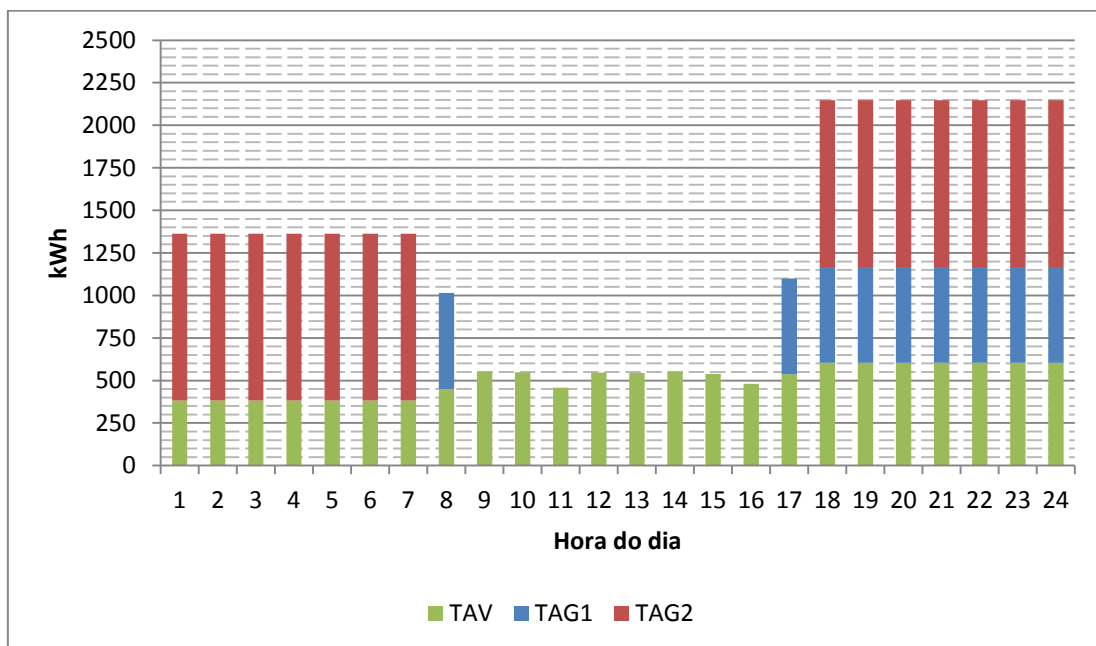


Figura 58: Operação das 3 turbinas hora a hora no dia mais quente do ano com 0h de TES

DIA FRIO – 0h TES

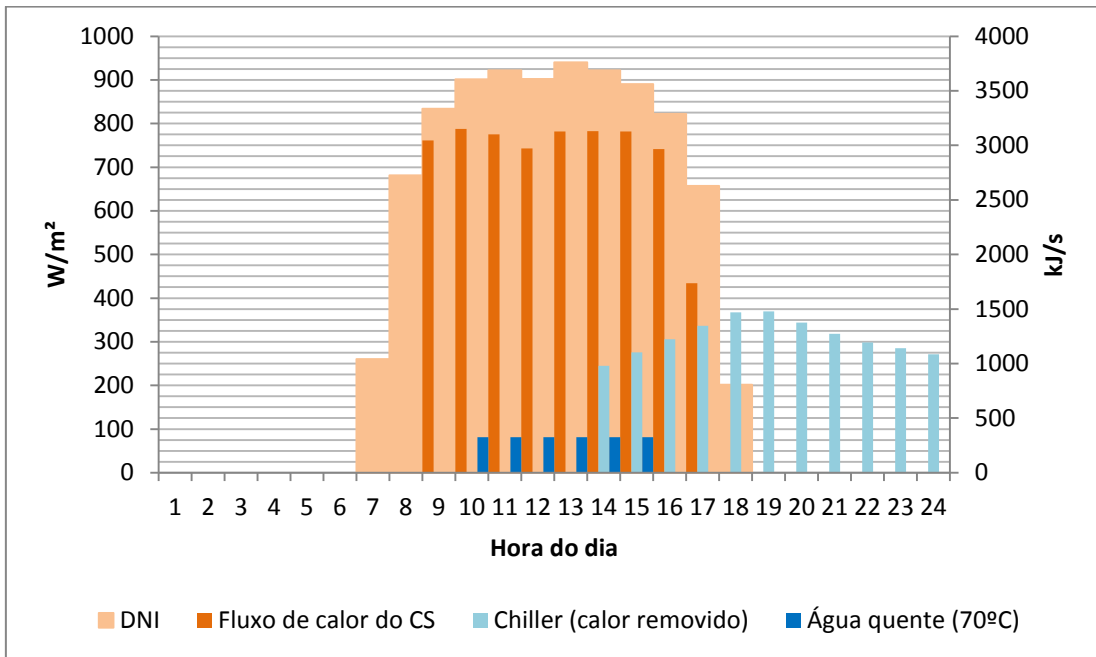


Figura 59: Fluxos de calor hora a hora no dia mais frio do ano com 0h de TES

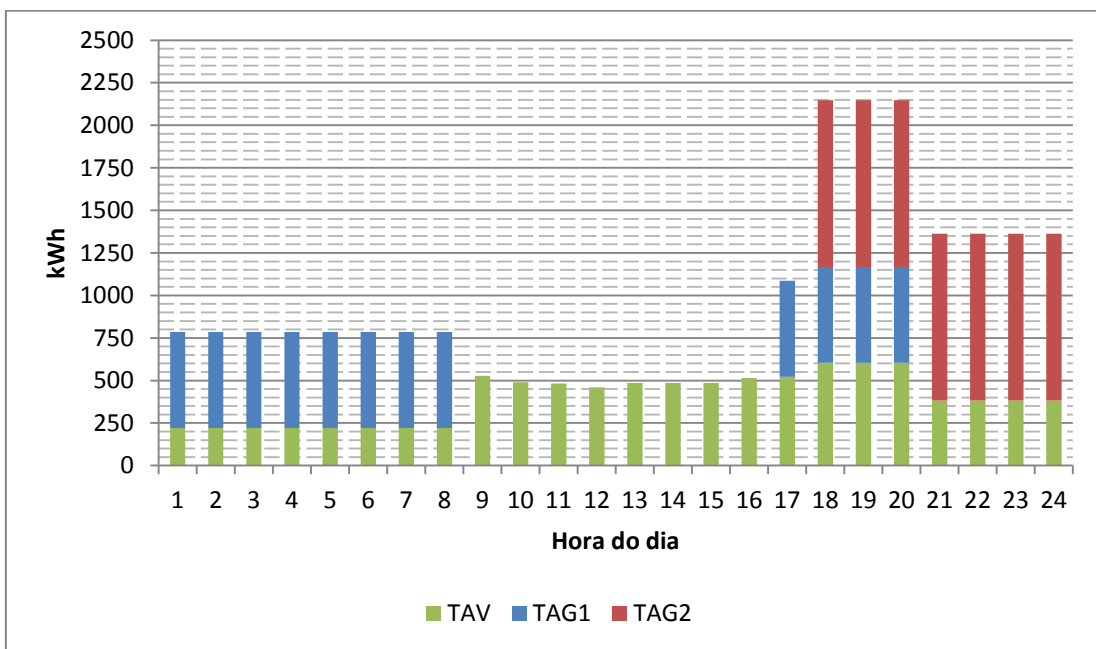


Figura 60: Operação das 3 turbinas hora a hora no dia mais frio do ano com 0h de TES

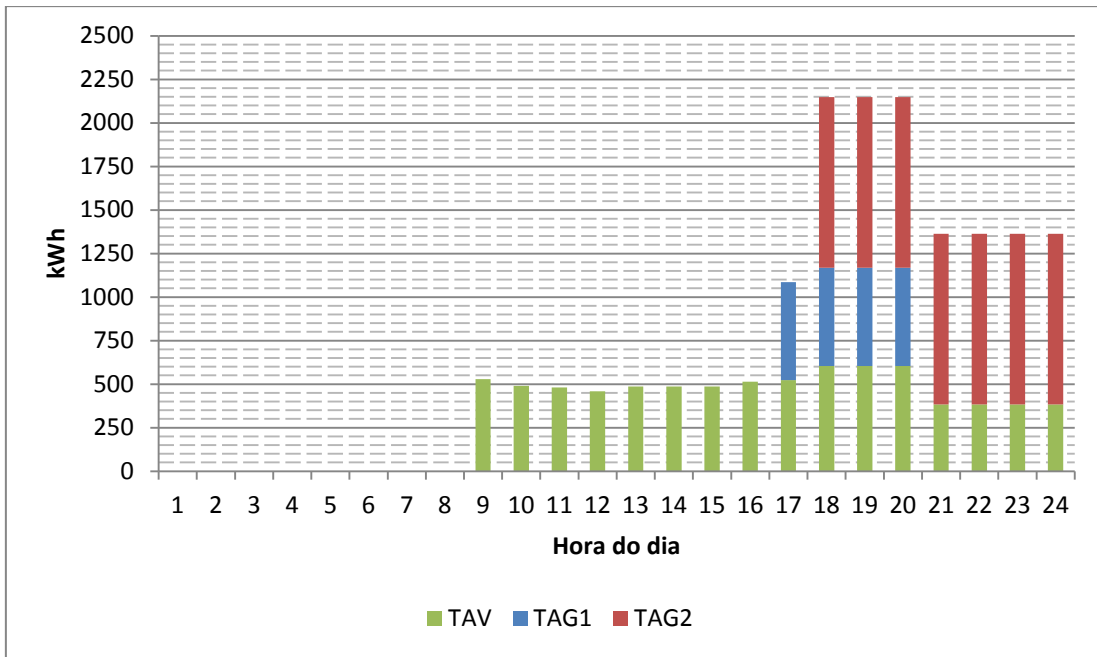


Figura 61: Operação das 3 turbinas hora a hora no dia mais frio do ano com 0h de TES com o desligamento de todas as turbinas quando não há nem demanda por refrigeração nem radiação solar

TERCEIRO DIA – 0h TES

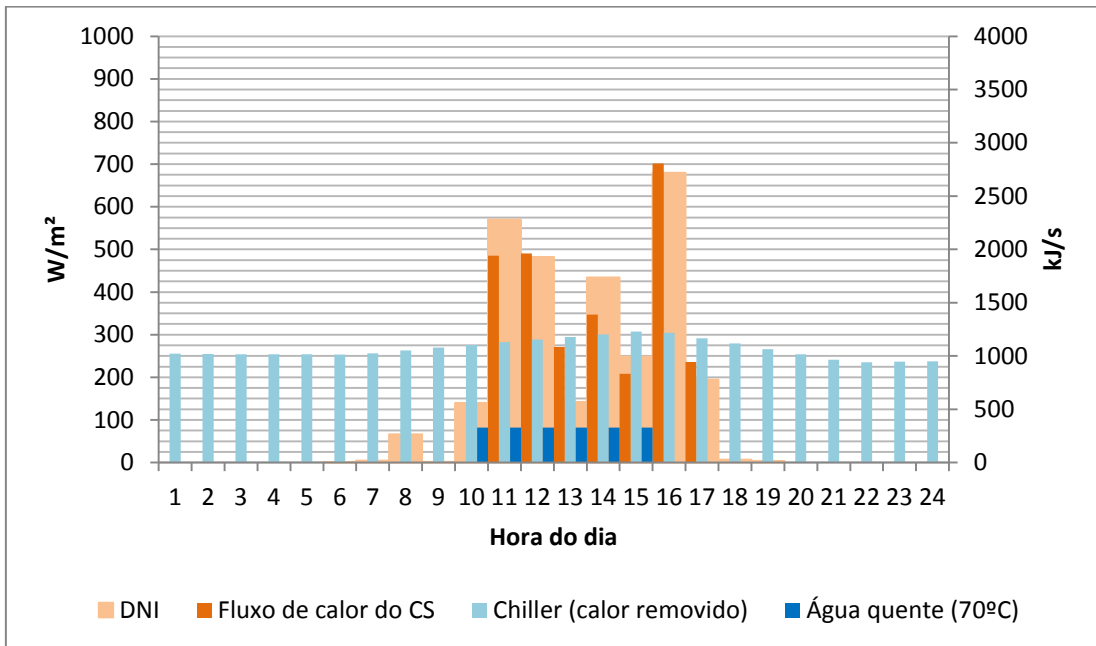


Figura 62: Fluxos de calor hora a hora no terceiro dia do ano com 0h de TES

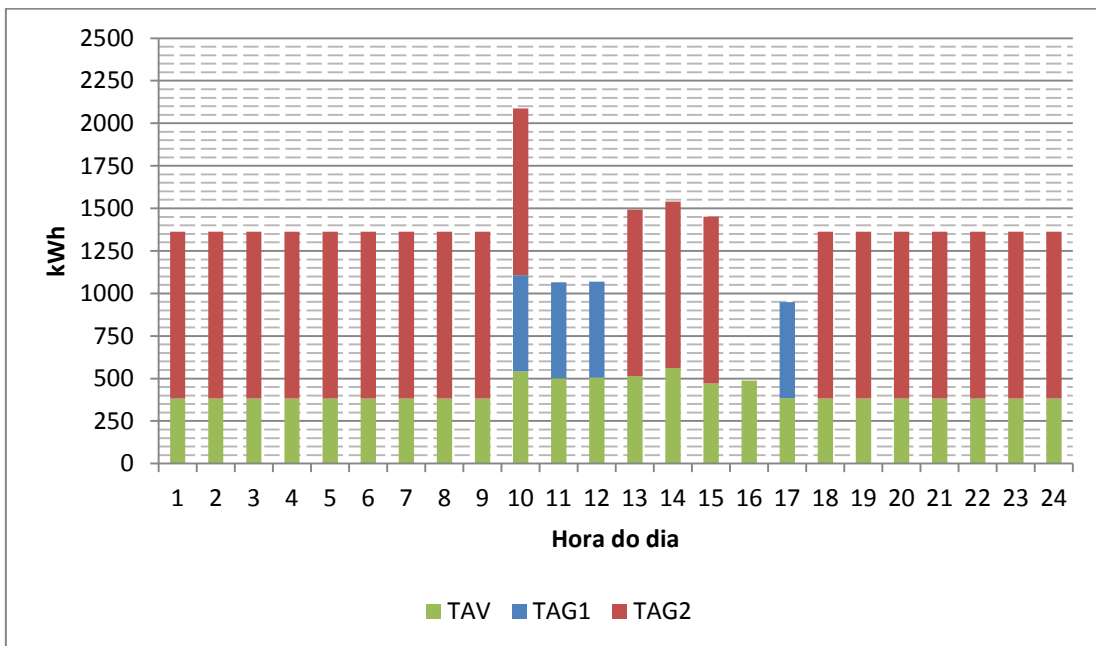


Figura 63: Operação das 3 turbinas hora a hora no terceiro dia do ano com 0h de TES

## DIA QUENTE – 3hTES

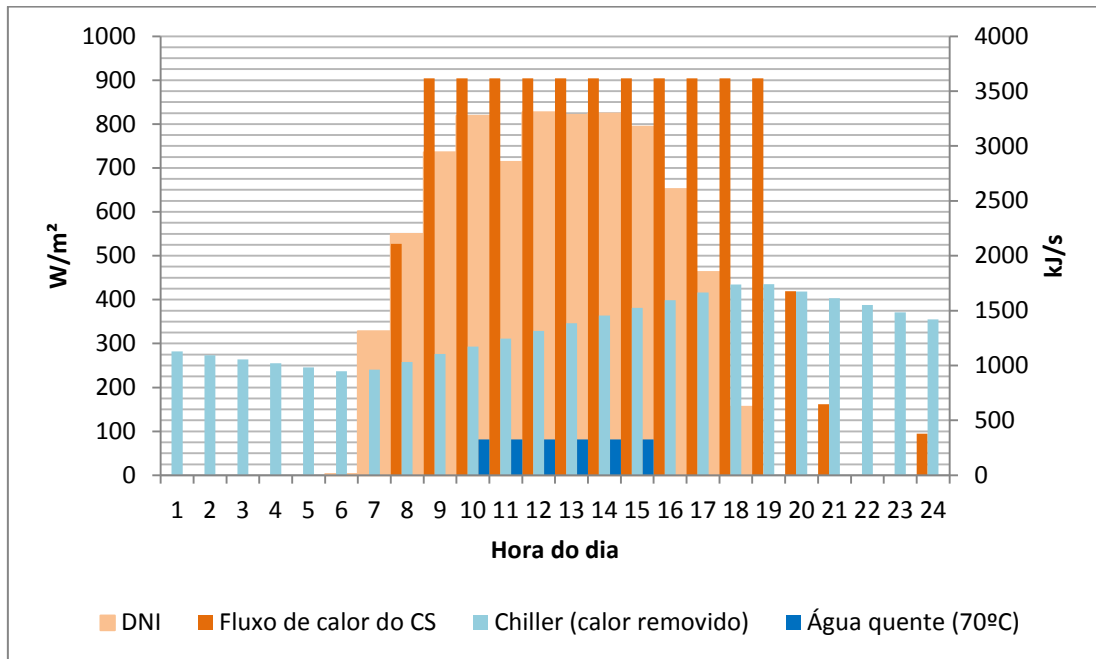


Figura 64: Fluxos de calor hora a hora no dia mais quente do ano com 3h de TES

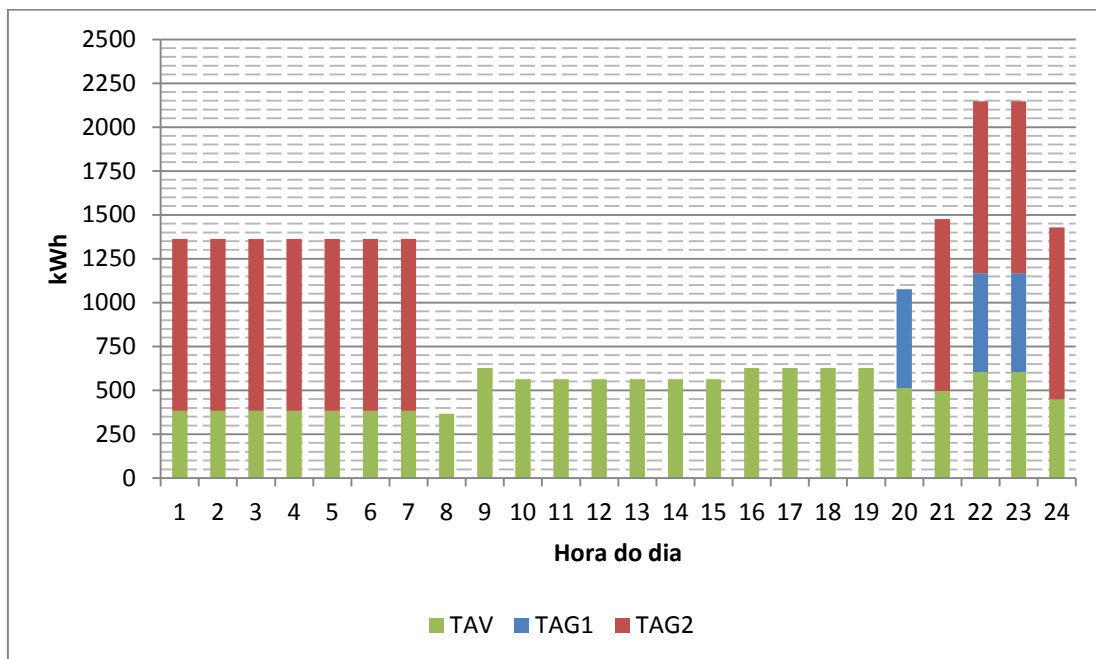


Figura 65: Operação das 3 turbinas hora a hora no dia mais quente do ano com 3h de TES

DIA FRIO – 3hTES

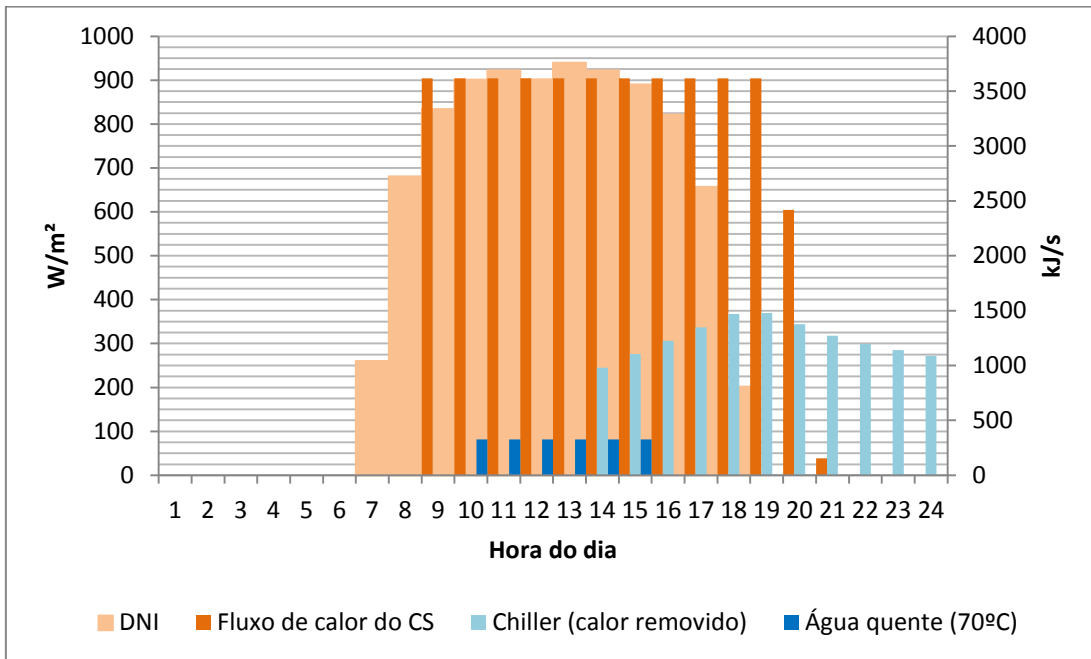


Figura 66: Fluxos de calor hora a hora no dia mais frio do ano com 3h de TES

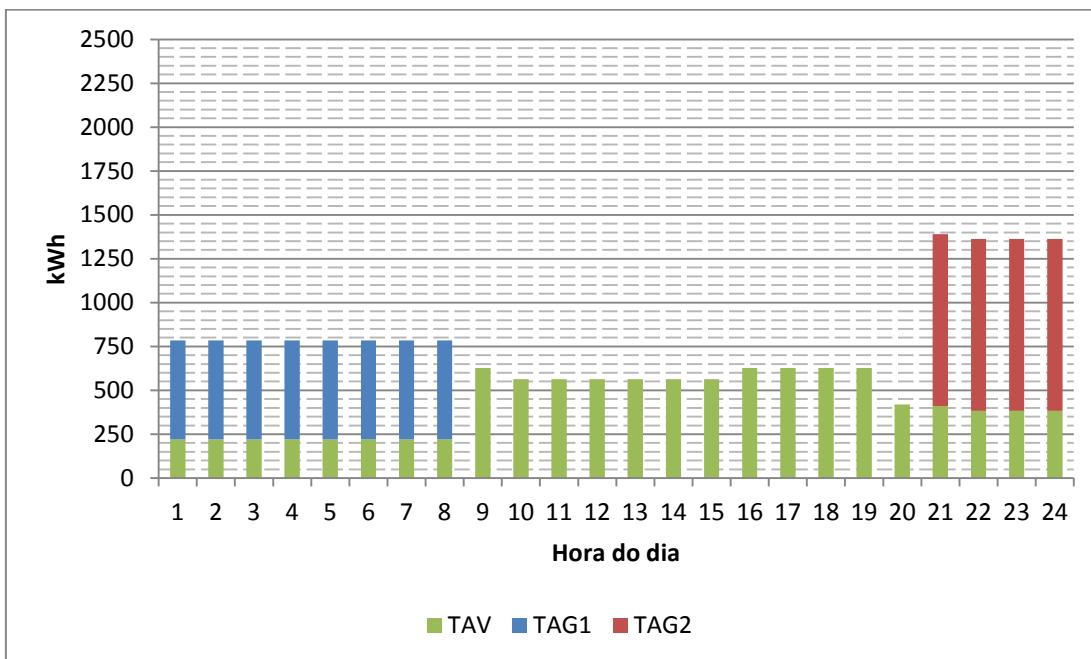


Figura 67: Operação das 3 turbinas hora a hora no dia mais frio do ano com 3h de TES

TERCEIRO DIA – 3hTES

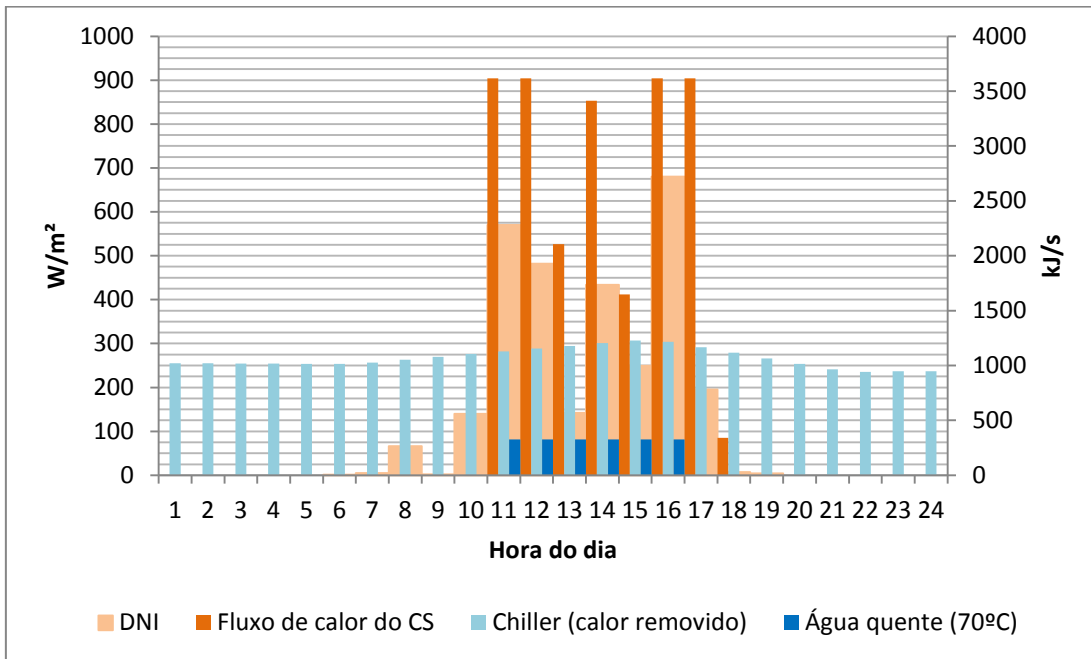


Figura 68: Fluxos de calor hora a hora no terceiro dia do ano com 3h de TES

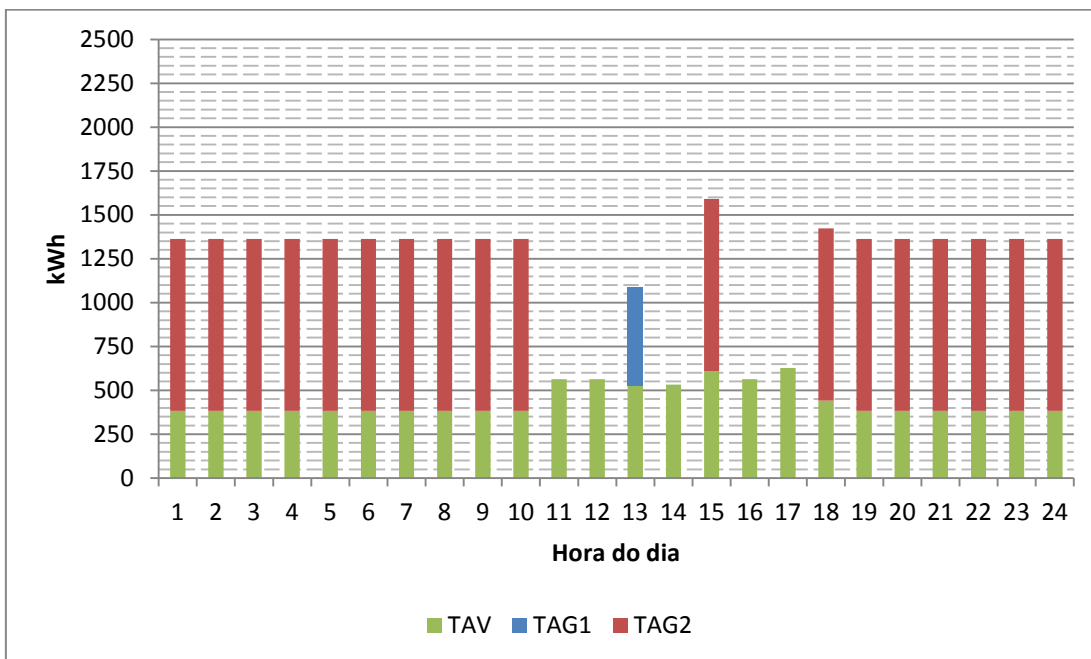


Figura 69: Operação das 3 turbinas hora a hora no terceiro dia do ano com 3h de TES



O dia mais quente do ano foi proposto devido à presença da maior carga de refrigeração requerida. Enquanto o dia mais frio demanda menor refrigeração. Ao comparar as operações no dia mais quente e mais frio constata-se que o dia mais quente apresentou menor DNI que o dia mais frio, Figura 57 e Figura 59. Apesar disso, o fluxo de calor proveniente do CS a cada hora é maior no dia mais quente que no dia mais frio.

São necessários estudos mais aprofundados para garantir a justificativa dessa variação, pois o detalhamento dos cálculos não é disponibilizado pelo software. Entretanto, numa análise preliminar, deve-se atentar que o dia mais frio, não só possui temperatura ambiente mais baixa, como também apresentou ventos mais velozes do que no dia mais quente durante as horas de operação do CS, conforme Figura 70 e Figura 71. Tais condições de operação interferem:

- nas perdas térmicas em regime permanente tanto no receptor, como em todo o escoamento do fluido térmico;
- nas condições transientes, principalmente de partida dos equipamentos (que fogem ao escopo do trabalho, mas que são em parte contabilizadas pelo SAM através de fatores de correção, dado que o software opera hora a hora em regime permanente).

Portanto, pode-se afirmar a interferência dos fatores citados, entretanto, faltam informações para precisar a parcela de cada um no resultado observado.

A maior demanda por refrigeração no dia mais quente acarreta em maior uso das turbinas a gás do que no dia frio. Durante as últimas quatro horas do dia, o dia quente precisa que ambas as TAGs sejam ligadas de modo a operar a TAV em potência máxima e assim oferecer vazão de vapor suficiente para operar o chiller, enquanto que no dia frio bastou ligar apenas a TAG2 (vide Figura 58 e Figura 60). Antes do amanhecer, o dia quente precisa da operação da TAG2, enquanto o dia frio sequer precisa de refrigeração, portanto foram geradas duas operações diferentes, Figura 60 e Figura 61, a primeira opera na condição mínima (TAG1 a 100% + TAV a 35% de suas potências máximas) de modo a suprir a eletricidade do hospital, enquanto a segunda condição considera que o hospital consumiria eletricidade da rede e desligaria todas as suas turbinas.

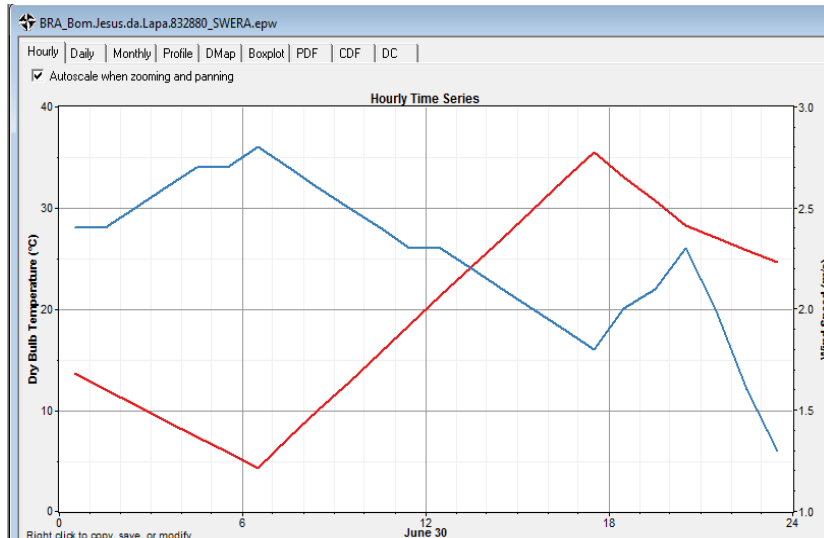


Figura 70 – Temperatura de bulbo seco (vermelho) e velocidade do vento (azul) ao longo do dia mais frio do ano em BJJ

Fonte: SAM/NREL (2011) e SWERA (2012)

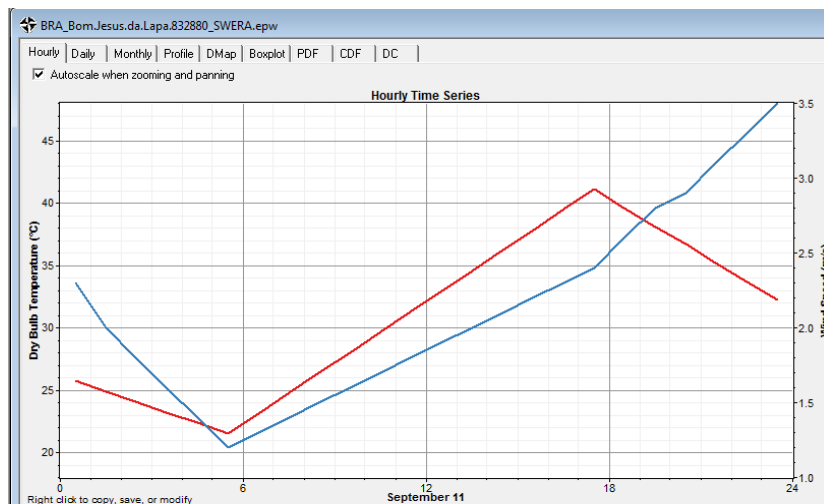


Figura 71 – Temperatura de bulbo seco (vermelho) e velocidade do vento (azul) ao longo do dia mais quente do ano em BJJ

Fonte: SAM/NREL (2011) e SWERA (2012)

A operação do terceiro dia do ano é interessante ser observada devido à oscilação da DNI ao longo do dia. Pelas Figura 62 e Figura 63, constata-se que o fluxo de calor proveniente do CS é insuficiente para refrigerar o hospital durante quase todas as horas diurnas (exceto de 15h as 16h). Assim sendo, pelo menos uma TAG opera vinte e três horas do dia, e a TAG2, a de maior potência, opera em vinte horas do dia.

Essa quantidade de horas de operação das TAGs faz com que, das seis condições simuladas, esta seja a de maior geração elétrica (ver Tabela 47).

Ao aumentar a quantidade de coletores e acrescentar os tanques de armazenamento com capacidade para três horas há maior captação de radiação solar e maior controle do uso do calor ao longo do dia, assim a condição IV é capaz de operar exclusivamente com calor do CS (incluindo os tanques) por doze horas (quatro horas a mais que a condição I, Figura 57 e Figura 64). As mesmas horas de operação foram observadas nos dias frios (Figura 60 e Figura 67). Além das horas a mais, as condições IV e V apresentaram perfil mais uniforme de produção de calor proveniente do CS, por muitas horas em sua potência máxima, o que pode significar que tenha havido maior *dumping* (desperdício) de radiação incidente, o que é esperado dado que a área de espelhos foi duplicada.

A condição VI (Figura 68 e Figura 69), mesmo com armazenamento, ainda apresenta oscilação na geração de calor, porém atinge sua potência máxima por quatro horas e não precisa de nenhuma TAG por cinco horas (a condição III opera apenas uma hora sem TAG alguma, Figura 62 e Figura 63). Foi a condição que apresentou maior aumento do fluxo de calor do CS relativamente a condição sem armazenamento (condição III), vide Tabela 47.

A geração de água quente de baixa qualidade (70°C) para uso na lavanderia e outros equipamentos é um aproveitamento do resíduo térmico de um processo obrigatório na planta, a condensação do vapor. E conforme visto nas figuras, não impacta na operação dos demais equipamentos da planta.

A geração elétrica durante os três dias analisados foi bem superior à demanda do hospital. O projeto da planta dimensionada para a paridade térmica fez com que a planta ficasse sobredimensionada em relação à capacidade de geração de eletricidade e o consumo da mesma. Sendo assim, esse perfil de geração não seria adequado ao net-metering, já que há um prazo de três meses para os créditos de energia. Portanto, para uma análise econômica da planta, seria adequado estudar a hipótese de a eletricidade ser negociada bilateralmente ou no mercado livre.

Tabela 47 – Dados de operação da planta de tri-geração em 6 condições

| Condição (X) | Dia           | Fluxo de calor do CS [kJ/s] | (Fluxo X) / (Fluxo X -2) | Horas de operação da TAG1 | (Horas TAG1 X) - (Horas TAG1 X -2) | Horas de operação da TAG2 | (Horas TAG2 X) - (Horas TAG2 X -2) | Eletricidade gerada [kWh] |       |        |        | (Total X) / (Total X -2) |
|--------------|---------------|-----------------------------|--------------------------|---------------------------|------------------------------------|---------------------------|------------------------------------|---------------------------|-------|--------|--------|--------------------------|
|              |               |                             |                          |                           |                                    |                           |                                    | TAV                       | TAG1  | TAG2   | Total  |                          |
| I            | Quente 0TES   | 106.412                     |                          | 9                         |                                    | 14                        |                                    | 12.118                    | 5.072 | 13.720 | 30.910 |                          |
| II           | Frio 0TES     | 94.880                      |                          | 12                        |                                    | 7                         |                                    | 9.569                     | 6.762 | 6.860  | 23.191 |                          |
| III          | Terceiro 0TES | 39.462                      |                          | 4                         |                                    | 20                        |                                    | 10.096                    | 2.254 | 19.600 | 31.950 |                          |
| IV           | Quente 3TES   | 160.554                     | 1,51                     | 3                         | -6                                 | 11                        | -3                                 | 12.236                    | 1.691 | 10.780 | 24.706 | 0,80                     |
| V            | Frio 3TES     | 152.490                     | 1,61                     | 8                         | -4                                 | 4                         | -3                                 | 10.272                    | 4.508 | 3.920  | 18.700 | 0,81                     |
| VI           | Terceiro 3TES | 79.098                      | 2,00                     | 1                         | -3                                 | 18                        | -2                                 | 10.560                    | 564   | 17.640 | 28.764 | 0,90                     |

As simulações demonstram a viabilidade técnica de uma planta CSP ISCC para tri-geração. A análise paramétrica da planta mostrou também que a planta poderia suprir de forma autônoma um hospital de médio porte anexo à planta. Mesmo as simulações tendo sido feitas para apenas três dias, as condições de projeto dimensionadas para a demanda máxima, e o ciclo combinado a gás natural, garantem a autonomia da operação em qualquer dia do ano. A planta poderia ainda maximizar a geração elétrica e comercializar a eletricidade excedente.

Sendo assim, a planta simulada poderia servir como base para um projeto governamental de uma planta piloto para P&D em CSP e co-geração. A construção de uma planta do gênero por parte do governo contribuiria para o desenvolvimento da tecnologia CSP no país, gerando demanda por equipamentos e mão-de-obra especializada. A construção de um hospital autônomo em região tão carente acarretaria em impactos sociais e econômicos na região (faz-se importante também um estudo que avalie as externalidades positivas do empreendimento).

O arranjo foi proposto para atender as demandas de um hospital, mas arranjos similares poderiam atender diferentes demandas de calor, frio e eletricidade de outras instalações, como indústrias e prédios comerciais (shopping centers por exemplo).

## CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS

A partir dos casos simulados, e segundo as hipóteses apresentadas para cada caso, constata-se que as plantas CSP ainda não são competitivas comercialmente, principalmente as que usem quase exclusivamente a fonte solar. Sendo assim, o estudo analisa os resultados e propõe as políticas mais adequadas para cada caso.

Para pesquisa e desenvolvimento (P&D), o estudo identifica a viabilidade técnica de operação de uma planta CSP ISCC de tri-geração e considera que ela pode servir de base para um projeto piloto governamental. Seja para fornecer energia para um hospital ou outros prédios públicos, principalmente em regiões de difícil acesso, como o sertão nordestino. Região que além de carente de energia e recursos, é também a região do Brasil com os melhores índices de radiação direta normal.

Portanto, é sugerido para estudos futuros avaliar os benefícios das externalidades criadas com a construção da planta e do hospital, como:

- a autonomia energética de um hospital de médio porte em uma das regiões mais carentes do Brasil;
- os royalties para os municípios locais provenientes da extração de GN conforme legislação vigente;
- o potencial de comercialização do excedente elétrico ou o fornecimento dessa energia para outras instalações públicas a serem construídos adjacentes, como prefeitura, fórum, câmara de vereadores, etc.

Ademais, o arranjo e a operação propostos são uma possibilidade, mas ela não foi otimizada, nem de forma a maximizar sua produção de energia, nem de modo a ser termodinamicamente a mais eficiente, nem o arranjo de menor custo.

Portanto, todas essas análises são campos interessantes para estudos que visem dar continuidade ao que foi desenvolvido nesta tese.

Quanto às plantas para geração elétrica centralizada, o estudo mostrou que seus custos ainda não têm condições de competir em leilões de energia elétrica no Brasil. A Tabela 48 compila os principais resultados obtidos para plantas CSP para geração centralizada (todos os casos no cenário alternativo).

Tabela 48 – Resumo dos principais casos simulados para geração centralizada no cenário alternativo

|   | <b>Simple</b> | <b>Hibridização (Rankine)</b> | <b>Armazenamento</b> | <b>Avançada</b> |
|---|---------------|-------------------------------|----------------------|-----------------|
| <b>Custo do GN [US\$/MMBTU]</b>               | -             | 8,00                          | -                    | -               |
| <b>MS</b>                                     | 1,22          | 0,87                          | 2,02                 | 2,85            |
| <b>Produção anual [GWh]</b>                   | 208           | 361                           | 362                  | 532             |
| <b>LCOE [US\$/kWh]</b>                        | 30,60         | 21,60                         | 30,85                | 19,45           |
| <b>Fator de capacidade</b>                    | 23,8%         | 41,3%                         | 41,3%                | 60,8%           |
| <b>Armazenamento</b>                          | -             | -                             | 6 horas              | 12 horas        |
| <b>Parcela da produção anual proveniente:</b> |               |                               |                      |                 |
| <b>do campo solar</b>                         | 100%          | 47%                           | 100%                 | 100%            |
| <b>do GN</b>                                  | 0%            | 53%                           | 0%                   | 0%              |

São então propostos mecanismos de incentivo que possam promover a entrada de CSP no Brasil. Os mecanismos mais adequados variam em função do arranjo da planta e do custo nivelado obtido através das simulações.

Com a tecnologia vigente hoje em dia, é possível afirmar que do ponto de vista econômico, a planta com armazenamento de 6 horas é totalmente contraindicada. A planta com armazenamento apresenta o maior LCOE (na mesma ordem de grandeza da planta simples), mas com custos de capital praticamente o dobro (944 contra 499 milhões US\$, rever Tabela 29). Ou seja, com 89% a mais de custo, ela é capaz de produzir apenas 74% a mais de energia elétrica. Se não houver remuneração diferenciada em função da faixa de horário de despacho da eletricidade, não há justificativa para o acúmulo de energia térmica <sup>44</sup>.

Para plantas com hibridizações até 50% do total de sua energia gerada ou exclusivamente CSP, os custos entre 400,00 R\$/MWh e 600 R\$/MWh poderiam ser garantidos por políticas de tarifação *feed-in*. Apesar do custo alto de cada planta, se a potência total a ser instalada no país fosse limitada, e o custo destas plantas distribuídos por todos os contribuintes (talvez excluindo-se uma faixa de consumidores de baixa renda), os valores poderiam não impactar nas contas do contribuinte e o custo total para

<sup>44</sup> Ou seja, ainda é momento de investir em P&D de tecnologias de armazenamento e de fluidos térmicos (como recomendam DINÇER e ROSEN (2011) e MEDRANO et. al. (2010)). Uma sugestão para estudos futuros é analisar os efeitos de armazenamentos de menor capacidade, de uma a duas horas, visando melhor despachabilidade.

a sociedade ficar dentro de um teto considerado adequado pelo governo com base em estudos técnicos.

As plantas híbridas ISCC apresentaram custos nivelados abaixo das plantas a ciclo Rankine. A configuração proposta que gera 25% de eletricidade a partir de energia solar e 75% a partir de GN possui LCOE entre 164,00 e 220,00 R\$/MWh, valores mais próximos aos do leilão.

Neste caso, a tarifação *feed-in* também poderia ser usada, com custos para a sociedade bem menores que nos exemplos anteriores. Entretanto o estudo propõe um mecanismo de bônus, inspirado na tarifa prêmio do *feed-in* espanhol, para plantas do tipo no leilão de energia elétrica. Deste modo o empreendedor ia perceber o preço de partida do leilão diferentemente dos seus concorrentes, exemplo: se fosse oferecido um prêmio de 40,00R\$/MWh, uma planta deste tipo poderia concorrer em um leilão oferecendo a energia entre 124,00 e 180,00R\$/MWh e poderia acarretar na substituição da entrada de uma planta termelétrica a GN de 100MW por uma planta dos mesmos 100MW a GN + CSP.

Esse prêmio acarretaria em maior custo da eletricidade para a sociedade (consumidores), entretanto a magnitude dessa geração seria ínfima perante o parque elétrico brasileiro. Neste caso, o rateio do custo adicional não geraria impactos tarifários representativos e a entrada gradativa do CSP pode diminuir a percepção do risco ainda atrelada à tecnologia e estimular a demanda de mercado por equipamentos e mão-de-obra qualificada.

Quanto às plantas ISCC, propõe-se para estudos futuros:

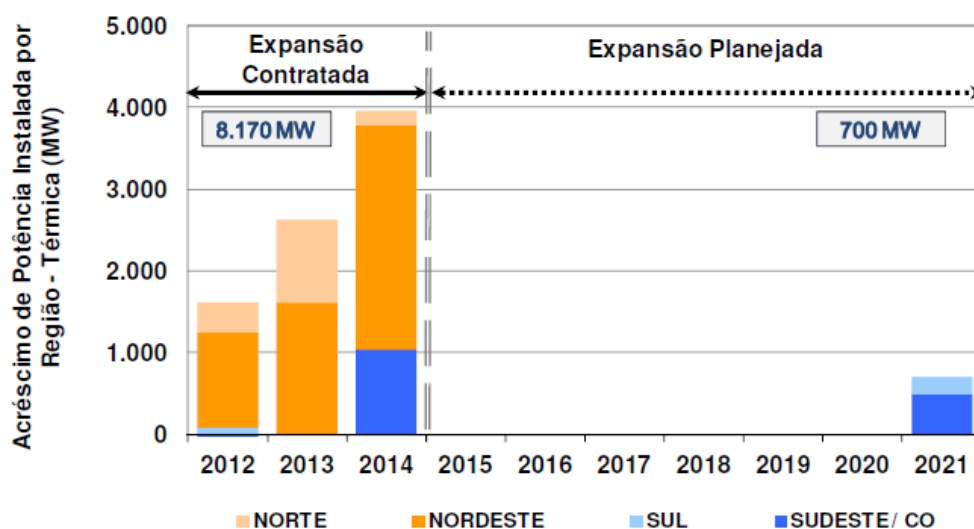
- a análise mais aprofundada do ciclo termodinâmico do arranjo combinado, de modo a identificar as dificuldades de operação dessa integração e analisar se tal arranjo acarretaria em perdas de eficiência da planta;
- a análise econômica mais precisa, levando em conta a maior complexidade de operação da planta e identificando devidamente os custos de cada componente.

Plantas CSP possuem alto custo de capital e baixo custo de O&M e a irradiação solar é gratuita, enquanto térmicas a gás natural possuem baixo custo de capital e alto custo de O&M. Quedas de custo dos equipamentos do campo solar, seja por incentivos governamentais ou evolução do mercado como ganhos de escala, estimulam projetos de plantas híbridas com maior campo solar e conseqüentemente maior parcela da energia solar na geração elétrica da planta ao longo do ano. Ademais, recomenda-se verificar



que componentes de uma planta solar poderiam ser fabricados localmente e quais os impactos no custo total da planta CSP.

O Plano Decenal de Expansão de Energia 2021 (MME/EPE, 2012) estima a expansão de 700MW de capacidade instalada de termelétricas de 2015 a 2021 (vide Figura 72). Se é prevista a entrada de novas termelétricas no país, e há estudos para implantação de plantas CSP no Brasil (interesse demonstrado pelo projeto piloto de 1MW em Petrolina, MCTI (2013)), por que não pensar em instalar plantas híbridas (termelétrica a GN + CSP)?



Fonte: EPE.

Figura 72 – Expansão de termelétricas no Brasil (contratadas e planejadas)  
Fonte: MME/EPE (2013)

Vale observar ainda que todos os custos apresentados neste estudo foram conservadores em alguns importantes parâmetros:

- a contingência de 20%;
- o cenário alternativo também pode ser considerado conservador, pois propôs apenas o uso de medidas já existentes para outras fontes (como o financiamento do BNDES).

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABENGOA, 2012. Abengoa Innovative Technology Solutions for Sustainability. Disponível em: [www.abengoa.es](http://www.abengoa.es) Acessado em: maio/2012.

ABS, 2010. Solar Thermal Power Report. Solar Thermal Heating & Cooling, CSP Concentrated Solar Power, 4th Edition, ABS Energy Research, London, united Kingdom.

AEGE, 2011. Asociación de empresas com gran consumo de energía. Disponível em: [www.aege.biz](http://www.aege.biz) Acessado em: mar/2011.

ANEEL, 2004. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/blei200410848.pdf> Acessado em out/2012.

ANP, 2011. Resultado Final dos Blocos Ofertados Consolidado por Bacias Geológicas. Disponível em:

<[http://www.anp.gov.br/brnd/round10/resultados\\_R10/resultados\\_consolidados\\_bacia\\_r10.asp](http://www.anp.gov.br/brnd/round10/resultados_R10/resultados_consolidados_bacia_r10.asp)>. Acesso em: 14 maio. 2012.

ANP, 2013. Rodadas de licitações de Gás Natural 2013. Apresentação da ANP.

ARVIZU, D.; BALAYA, P.; CABEZA, L. *et al.*, 2011. Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation SRREN, Chapter 3. Direct Solar Energy. Cambridge and New York: IPCC. Available at: <<http://srren.ipcc-wg3.de/>>. Accessed on sep/2011.

BANCO MUNDIAL, 2009. Cost Reduction Study for Solar Thermal Power Plants. Washington, D.C. Disponível em:

<<http://www.solarpaces.org/Library/docs/STPP%20Final%20Report2.pdf> Acessado em nov/2011

BAJAY, S.V., 2006. Integrating competition and planning: a mixed institutional modelo f Brazilian electric power sector. Energy v.31, p. 865-876.

BEERBAUM, S.; WEINREBE, G. 2000. Solar thermal power generation in Índia – a Techno-economic analysis. Renewable Energy n.21, p. 153-174.

BNDES, 2011. Apoio Financeiro BNDE – FINEM. Disponível em:

<[http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes\\_pt/Institucional/Apoio\\_Financeiro/Produtos/FINEM/linhas\\_finem.html](http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/FINEM/linhas_finem.html)>. Acesso em: mar/2012.

BOE, 2010. Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado. Disponível em: [www.boe.es/aeboe/](http://www.boe.es/aeboe/) Acessado em: dez/2010

BOE, 2011. Ley 82/1980, de 30 de diciembre, sobre conservación de energía. Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado. Disponível em:

[www.boe.es/aeboe/consultas/bases\\_datos/doc.php?id=BOE-A-1981-1898](http://www.boe.es/aeboe/consultas/bases_datos/doc.php?id=BOE-A-1981-1898) Acessado em: dez/2010

BURGI, 2013. Avaliação do potencial técnico de geração elétrica termossolar no Brasil a partir de modelagem em SIG e simulação de plantas virtuais. Dissertação de M.Sc., Universidade Federal do Rio de Janeiro, PPE/COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

CÂMARA DOS DEPUTADOS, 2011. Diário da Câmara dos Deputados. Câmara dos Deputados Brasil. Disponível em:

<<http://imagem.camara.gov.br/Imagem/d/pdf/DCD29ABR2011.pdf#page=196>> Acesso em: 14 maio. 2012.

CARB, 2009. ARB mission and goals. Disponível em:

[www.arb.ca.gov/html/mission.htm](http://www.arb.ca.gov/html/mission.htm) Acessado em: jan/2011.

CCEE, 2013. Resultado consolidado dos leilões - 09/2013. Câmara de Comércio de Energia Elétrica. Disponível em:

[http://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE\\_137862](http://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_137862) Acessado em: out/2013.

CEC, 2010. Disponível em:

[www.energy.ca.gov/maps/ELECTRIC\\_INVESTOR\\_OWNED\\_UTILITIES.PDF](http://www.energy.ca.gov/maps/ELECTRIC_INVESTOR_OWNED_UTILITIES.PDF)

Acessado em: dez/2010.

CEC, 2011a. Welcome to the website of the California Energy Commission. Disponível em: [www.energy.ca.gov/commission/index.html](http://www.energy.ca.gov/commission/index.html) Acessado em: jan/2011.

CEC, 2011b. Renewables Portfolio Standard Eligibility, 4ª edição. Disponível em: <http://www.energy.ca.gov/renewables/documents/index.html#rps> Acessado em: jan/2011.

CEC, 2011c. Electricity Generation by Resource Type, California Electricity Statistics & Data. Disponível em: [www.energyalmanac.ca.gov](http://www.energyalmanac.ca.gov) Acessado em: mar/2011.

CEFET-MG, 2008. Parceria entre CEFET-MG e Cemig cria projeto pioneiro de mini-usina termelétrica solar. Disponível

em: [www.cefetmg.br/noticias/2008/06/noticia0041.html?ano=2009&mes=12](http://www.cefetmg.br/noticias/2008/06/noticia0041.html?ano=2009&mes=12) Acessado em: out/2013.

CEFET-MG, 2012. FIEMG visita usina termelétrica-solar do CEFET-MG.

Disponível em: <http://www.cefetmg.br/noticias/2012/11/noticia0047.html> Acessado em: out/2013.

CHAMBRIARD, M., 2011. 10a Rodada de Licitações para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural- Audiência Pública. Rio de Janeiro: ANP. Disponível em: <[http://www.anp.gov.br/brnd/round10/arquivos/audiencia\\_publica/areas\\_oferta-R10.pdf](http://www.anp.gov.br/brnd/round10/arquivos/audiencia_publica/areas_oferta-R10.pdf)>. Acesso em: 14 maio. 2012.

CLIFTON, J.; BORUFF, B. J., 2010. Assessing the potential for concentrated solar power development in rural Australia. *Energy Policy*, v. 38, n. 9, p. 5272-5280.

CNE, 2008. Ley del sector eléctrico. 5ª edição, Comisión Nacional de Energía, Madrid, Espanha. Disponível em: [www.cne.es](http://www.cne.es) Acessado em: dez/2010.

COHEN e GILBERT, 2006. An overview of the Concentrating Solar Power Industry. *Renewable Energy -IEEE*. Las Vegas: Solargenix. Disponível em: <[http://ewh.ieee.org/r6/las\\_vegas/IEEELASVEGASMAY2006.pdf](http://ewh.ieee.org/r6/las_vegas/IEEELASVEGASMAY2006.pdf)> Acesso em: 2 nov. 2011.

CPUC, 2009. Compliance, penalties, and flexibility. Disponível em: [www.cpuc.ca.gov/PUC/energy/Renewables/FAQs/02ComplianceAndFlexibility.htm](http://www.cpuc.ca.gov/PUC/energy/Renewables/FAQs/02ComplianceAndFlexibility.htm) Acessado em: jan/2011.

CPUC, 2010a. Market Price Referent (MPR). Disponível em: [www.cpuc.ca.gov/PUC/energy/Renewables/mpr](http://www.cpuc.ca.gov/PUC/energy/Renewables/mpr) Acessado em: jan/2011.

CPUC, 2010b. RPS program overview. Disponível em: [www.cpuc.ca.gov/PUC/energy/Renewables/overview.htm](http://www.cpuc.ca.gov/PUC/energy/Renewables/overview.htm) Acessado em: jan/2011.

CPUC, 2011a. Disponível em: [www.cpuc.ca.gov/puc/](http://www.cpuc.ca.gov/puc/) Acessado em: jan/2011.

CPUC, 2011b. Jan. 13, 2011: Decision authorizing use of TRECs for RPS compliance adopted. Disponível em: [www.cpuc.ca.gov/PUC/energy/Renewables/110113\\_trecs.htm](http://www.cpuc.ca.gov/PUC/energy/Renewables/110113_trecs.htm) Acessado em: jan/2011.

CPUC, 2011c. Disponível em: [www.cpuc.ca.gov/PUC/energy/Renewables](http://www.cpuc.ca.gov/PUC/energy/Renewables) Acessado em: jan/2011.

CSP WORLD, 2013. Spain kills feed-in tariff for renewable energy. *CSP world – World news about Concentrated Solar Power*. Disponível em: <http://www.csp-world.com/news/20130713/001121/spain-kills-feed-tariff-renewable-energy> Acessado em set/2013.

DARKOPTIMISM, 2011. Disponível em: <http://www.darkoptimism.org/2008/05/19/concentrating-solar-thermal-power-csp/> Acessado em: jul. 2011.

del RIO, P.; GUAL, M.A., 2007. Na integrated assessment of the feed-in tariff system in Spain. *Energy Policy* n.35 p.994-1012.

DGS, 2005. Planning and installing solar thermal systems: a guide for installers, architects, and engineers. Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie (German Solar Energy Society), James & James Ltd, UK and USA, 1ª edição.

DGS, 2010. Planning and installing solar thermal systems: a guide for installers, architects, and engineers. Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie (German Solar Energy Society), James & James Ltd, UK and USA, 2ª edição.

DINÇER, I.; ROSEN, M.A., 2011. Thermal energy storage systems and applications. 2<sup>nd</sup> edition, John Wiley & Sons, USA.

DUARTE, K., 2011. Décima Rodada de Licitações Bacia do São Francisco. 10a Rodada: Licitações de Petróleo e Gás. Rio de Janeiro: ANP. Disponível em: <[http://www.anp.gov.br/brnd/round10/arquivos/seminarios/STA\\_7\\_Bacia\\_do\\_Sao\\_Francisco\\_portugues.pdf](http://www.anp.gov.br/brnd/round10/arquivos/seminarios/STA_7_Bacia_do_Sao_Francisco_portugues.pdf)>. Acesso em: 14 maio. 2012.

DUTRA, 2007. Propostas de políticas específicas para energia eólica no Brasil após a primeira fase do PROINFA. Tese de doutorado. PPE/COPPE/UFRJ.

DSIRE – Database of State Incentives for Renewables & Efficiency. Disponível em: [www.dsireusa.org/incentives/incentive.cfm?Incentive\\_Code=CA210F&re=1&ee=1](http://www.dsireusa.org/incentives/incentive.cfm?Incentive_Code=CA210F&re=1&ee=1)  
Acessado em: fev/2011.

DSIRE, 2010a. Property Tax Exclusion for Solar Energy Systems, DSIRE – Database of State Incentives for Renewables & Efficiency. Disponível em: [www.dsireusa.org/incentives/incentive.cfm?Incentive\\_Code=CA25F&re=1&ee=1](http://www.dsireusa.org/incentives/incentive.cfm?Incentive_Code=CA25F&re=1&ee=1)  
Acessado em: fev/2011.

DSIRE, 2010b. Sales Tax Exemption for Alternative Energy Manufacturing Equipment.

MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO, 2010. Plan de acción nacional de energías renovables de España (PANER) 2011-2020, Gobierno de España.

DSIRE, 2011a. California incentives/policies for renewables & efficiency. DSIRE – Database of State Incentives for Renewables & Efficiency. Disponível em: [www.dsireusa.org/incentives/incentive.cfm?Incentive\\_Code=CA25R](http://www.dsireusa.org/incentives/incentive.cfm?Incentive_Code=CA25R) Acessado em: jan/2011.

DSIRE, 2011b. Federal Incentives/Policies for Renewables & Efficiency. DSIRE – Database of State Incentives for Renewables & Efficiency. Disponível em: [www.dsireusa.org/incentives/index.cfm?State=US&ee=1&re=1](http://www.dsireusa.org/incentives/index.cfm?State=US&ee=1&re=1) Acessado em: fev/2011.

DU, Y.; PARSONS, J., 2009. "Update on the Cost of Nuclear Power", Center for Energy and Environmental Policy Research WP-09-004.

DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A., 2006. *Solar Engineering of Thermal Processes*. John Wiley & Sons, 3rd edition, USA.

EDP, 2011. Sistema Eléctrico Espanhol. Disponível em: <http://www.edp.pt/pt/aedp/sectordeenergia/sistemaelectricoespanhol/Pages/SistElectES.aspx> Acessado em: fev/2011.

EIA, 1999. Provisions of Assembly Bill 1890. Disponível em: [www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/california/assemblybill.html](http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/california/assemblybill.html) Acessado em: jan/2011.

EIA, 2008. Federal financial interventions and subsidies in energy markets 2007. Disponível em : [www.eia.doe.gov/energy\\_in\\_brief/energy\\_subsidies.cfm](http://www.eia.doe.gov/energy_in_brief/energy_subsidies.cfm) Acessado em: fev/2011.

EIA, 2011. Glossary. Disponível em: <http://www.eia.doe.gov/glossary/index.cfm?id=I> Acessado em: jan/2011.

FEHERENBACHER, 2010. Cali's Utilities won't be able to meet 2010 State RPS. 13 de janeiro de 2010, Gigaom. Disponível em: <http://gigaom.com/cleantech/california-utilities-wont-be-able-to-meet-2010-state-rps/> Acessado em: jan/2011.

FERNÁNDEZ-GARCÍA, A.; ZARZA, E.; VALENZUELA, L.; PÉREZ, M., 2010. Parabolic-trough solar collectors and their applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 14, n. 7, p. 1695–1721.

FLURI, T. P., 2009. The potential of concentrating solar power in South Africa. *Energy Policy* 37, pp. 5075-5080.

GELLER, H.S., 2003. *Revolução Energética – Políticas para um Futuro Sustentável*. Ed. Relume Dumará, Rio de Janeiro, RJ.

GEOSPATIALTOOLKIT, 2012. Version 1.2.0. Disponível em: <www.nrel.gov> Acessado em nov/2012.

GLOBAL NEVADACORP, 2011. Global NevadaCorp – Las Vegas Corporate Headquarters. Disponível em: <http://globalnvcorp.com/divisions/energy/solar> Acessado em: jul. 2011.

GONZALEZ-AGUIAR, R. 2007. PS10 and PS20 power towers in Seville, Spain. Panel 1 – Central Receivers, NREL CSP Technology Workshop, apresentação, 7 de março de 2007.

GONZÁLEZ, P., 2008. Ten years of renewable electricity policies in Spain: An analysis of successive feed-in tariff reforms. *Energy Policy* n.36 p.2917– 2929.

HOFFMANN, B. O Ciclo Combinado com Gaseificação Integrada e a Captura de CO<sub>2</sub>: Uma Solução para Mitigar as Emissões de CO<sub>2</sub> em Termelétricas a Carvão em Larga

Escala no Curto Prazo? Dissertação de M.Sc., Universidade Federal do Rio de Janeiro, PPE/COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

IBGE, 2009. Censo Brasil 2009. Disponível em:

<http://cidades.ibge.gov.br/xtras/home.php?lang=> Acessado em: jan/2013.

IEA, 2010. Technology Roadmap – Concentrating Solar Power. International Energy Agency.

INCROPERA, F.P., 2011. Fundamentos de Transferência de Calor e de Massa. 6ª edição, LTC.

INEGA, 2011. Real Decreto 2366/1994 sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables. Em: Instituto Enerxético de Galicia. Disponível em:

[www.inega.es/inega/2007/upload/des/165-d-RD2366\\_1994.pdf](http://www.inega.es/inega/2007/upload/des/165-d-RD2366_1994.pdf) Acessado em: jan/2011.

JEFATURA DEL ESTADO, 2013. Real Decreto 9/2013. In: Boletín Oficial del Estado 2013 n. 167, Espanha. Disponível em: [www.boe.es/aeboe/consultas](http://www.boe.es/aeboe/consultas) Acessado em: set/2013.

KALOGIROU, S. A., 2009. Solar energy engineering: processes and systems. 1ª edição, Academic Press, Elsevier, EUA.

KEHLHOFER, R.; BACHMANN, R.; NIELSEN, H.; WARNER, J., 1999. Combined-cycle gas & steam turbine power plants. Second edition, PennWell, Tulsa, Oklahoma.

KFF – Kaiser Family Foundation, 2012. U.S. Global Health Policy, Country Data. Disponível em: <http://www.globalhealthfacts.org/data/topic/map.aspx?ind=78> Acessado em: Abr/2013.

LODI, C., 2011. Perspectivas para a Geração de Energia Elétrica no Brasil Utilizando a Tecnologia Solar Térmica Concentrada. Dissertação de M.Sc., Universidade Federal do Rio de Janeiro, PPE/COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

LIMA, H., 2008. Investimentos em Prospecção Bacia do São Francisco. . [S.l.]: ANP. Disponível em:

<[http://www.senado.gov.br/comissoes/ci/ap/AP\\_20080327\\_ANP\\_Investimento\\_ProspcaoBaciaSaoFrancisco.pdf](http://www.senado.gov.br/comissoes/ci/ap/AP_20080327_ANP_Investimento_ProspcaoBaciaSaoFrancisco.pdf)>. Acesso em: 14 maio 2012.

LOVEGROVE, K.; WYDER, J.; AGRAWAL, A. et al., 2011. Concentrating Solar Power in India. Australia: Department of Climate and Energy Efficiency. Disponível em: <<http://pt.scribd.com/doc/59281715/CSP-Report>>. Acessado em out/2011.

MALAGUETA, D.C.; SZKLO, A.S.; BORBA, B.S.M.C.; SORIA, R.; ARAGÃO, R.; SCHAEFFER, R.; DUTRA, R. Assessing incentive policies for integrating centralized

solar Power generation in the Brazilian electric power system. *Energy Policy*, n.59, p.198-212.

MARTINS, F.R.; PEREIRA, E.B.; ABREU, S. L., 2007. Satellite-derived solar resource maps for Brazil under SWERA project. *Solar Energy*, v. 81, n. 4, p. 517–528.

MARTINS, F.R.; PEREIRA, E.B.; SILVA, S. A. B.; ABREU, S. L.; COLLE, S., 2008a. Solar energy scenarios in Brazil, Part one: Resource assessment. *Energy Policy*, v. 36, n. 8, p. 2853–2864.

MARTINS, F.R.; RÜTHER, R.; PEREIRA, E.B.; ABREU, S. L., 2008b. Solar energy scenarios in Brazil. Part two: Photovoltaics applications. *Energy Policy*, v. 36, n. 8, p. 2865–2877.

MARTINS, F.R.; PEREIRA, E.B., 2011. Enhancing information for solar and wind energy technology deployment in Brazil. *Energy Policy*, v. 39, n. 7, p. 4378–4390.

MATOS, R., 2013. Potencial do shale gas no Brasil. Imetame Energia. 14º Seminário sobre Gás Natural, 11-12 de junho de 2130, Rio de Janeiro.

MAUGERI, L., 2004. “Oil: never cry wolf – Why the petroleum age is far from over”. *Science* n° 304, p. 1114-1115.

MCTI, 2013. Projeto energético em Petrolina envolve tecnologia heliotérmica. Disponível em:  
[http://www.mcti.gov.br/index.php/content/view/346161/Projeto\\_energetico\\_em\\_Petroli\\_na\\_envolve\\_tecnologia\\_heliotermica.html](http://www.mcti.gov.br/index.php/content/view/346161/Projeto_energetico_em_Petroli_na_envolve_tecnologia_heliotermica.html) Acessado em: out/2013.

MEDRANO, A.G.; MARTORELL, I.; LÁZARO, A.; DOLADO, P.; ZALBA, B.; CABEZA, L.F., 2010. State of the art on high temperature thermal energy storage for power generation Part 1 – Concepts, materials and modellization. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, n.14, p. 31-55.

MEM-Algerienne, 2004. Décret Exécutif N° 094-92 Ministère de l’Energie et des Mines da République Algérienne Démocratique et Populaire.

MENDONÇA e DAHL, 1999. The Brazilian electrical system reform. *Energy Policy* n.27(2), p. 73-83.

MINISTERIO DE CIENCIA E INNOVACIÓN, 2011. La Plataforma Solar de Almería (PSA), Gobierno de España. Disponível em: [www.psa.es/webesp/index.php](http://www.psa.es/webesp/index.php) Acessado em: mar/2011

MINISTERIO DE ECONOMÍA, 2004. Real Decreto 436/2004. In: Boletín Oficial del Estado 2004 n. 75, Espanha. Disponível em: [www.boe.es/aeboe/consultas](http://www.boe.es/aeboe/consultas) Acessado em: nov/2010.



MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO, 2005. Plan de energías renovables en España 2005-2010, Gobierno de España.

MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO, 2007. Real Decreto 661/2007. In: Boletín Oficial del Estado 2007 n. 126, España. Disponible em: [www.boe.es/aeboe/consultas](http://www.boe.es/aeboe/consultas) Acessado em: nov/2010.

MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO, 2009. La energía en España 2009, Secretaría de estado de energía, Gobierno de España.

MINISTERIO DE INDUSTRIA Y ENERGÍA, 1998. Real Decreto 2818/1998. In: Boletín Oficial del Estado 1998 n. 312, España. Disponible em: [www.boe.es/aeboe/consultas](http://www.boe.es/aeboe/consultas) Acessado em: nov/2010.

MME – Ministério de Minas e Energia, 2003. Ambiente de Regulação do Modelo Institucional do Setor Elétrico. Disponible em [www.mme.gov.br](http://www.mme.gov.br). Acessado em: jul. 2013.

MME/EPE, 2011. Plano Decenal de Expansão de Energia 2020. Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética, Brasília, Brasil.

MME/EPE, 2013. Plano Decenal de Expansão de Energia 2021. Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética, Brasília, Brasil.

NEEDS (2009). New Energy Externalities Development for Sustainability (NEEDS). Final Report and Database. New Energy Externalities Development for Sustainability, Rome, Italy.

NEIJ, L. (2008). Cost development of future technologies for power generation – A study based on experience curves and complementary bottom-up assessments. Energy Policy, 36, pp. 2200-2211.

NREL, 2011. Disponible em: <http://www.nrel.gov/csp/solarpaces/operational.cfm> Acessado em: jul. 2011.

NREL, 2005. Potential for Renewable Energy in the San Diego Region. San Diego, California: National Renewable Energy Laboratory NREL.

NREL, 2013. s.l.: National Renewable Energy Laboratory. Solar Power And Chemical Energy Systems - SolarPACES. Disponible em: [http://www.nrel.gov/csp/solarpaces/by\\_country.cfm](http://www.nrel.gov/csp/solarpaces/by_country.cfm). Acesso em março de 2013.

OLZ, S., 2003. Evaluation of market, regulatory and policy barriers to the use of Wind energy in Brazil. MSc Thesis, Faculty of Life Sciences, University of London.

OMEL, 2011. ¿Quiénes somos? Disponible em: <http://www.omel.es/inicio/informacion-de-la-compania/presentacion/%C2%BFquiénes-somos> Acessado em: fev/2011

OMS, 2012. World Health Statistics 2012. Disponível em:  
[http://www.who.int/gho/publications/world\\_health\\_statistics/2012/en/index.html](http://www.who.int/gho/publications/world_health_statistics/2012/en/index.html).  
Acessado em: Abr/2013.

PALTSEV, S. et. al. The future of U.S. natural gas production, use, and trade, Energy Policy, n. 39, p. 5309-5321, 2011.

RED, 2011. Electricity control centre. Disponível em:  
[www.ree.es/ingles/operacion/cecoel.asp](http://www.ree.es/ingles/operacion/cecoel.asp) Acessado em: mar/2011.

RED, 2012. El Sistema Electrico Español 2012. Disponível em: [www.ree.es](http://www.ree.es) Acessado em: out/2013.

RENEWABLE POWER NEWS, 2009. DII GmbH, a radical emerge and initiative for Sustainable Solar Energy. 25 de nov. 2009. Disponível em:  
<http://www.renewablepowernews.com/archives/422>. Acessado em: jul. 2011.

RIBEIRO, P. C., 2007. Exploração de Gás Natural na Bacia do Rio São Francisco. Consultoria Legislativa da Câmara dos Deputados. Disponível em:  
<[http://www2.camara.gov.br/documentos-e-pesquisa/publicacoes/estnottec/tema16/H-Coord\\_Legislativa-Setex-Internet-2007\\_11578.pdf](http://www2.camara.gov.br/documentos-e-pesquisa/publicacoes/estnottec/tema16/H-Coord_Legislativa-Setex-Internet-2007_11578.pdf)>. Acesso em: 14 maio. 2012.

SAM/NREL, 2011. Software System Advisor Model (SAM), versão 2011.6.30. Disponível em: <https://sam.nrel.gov/> Acessado em jun/2013.

SAWIN, J. L., 2001. The Role of Government in the Development and Diffusion of Renewable Energy Technologies: Wind Power in the United States, Califórnia, Denmark and Germany, 1970 – 2000, Tese de PhD, Faculty of the Fletcher School of Law and Diplomacy.

SCHAEFFER, R.; SZKLO, A. S.; SORIA, R.; MALAGUETA, D., 2012. Potencial de integração em larga escala de energia solar (fotovoltaica e térmica) para geração centralizada de eletricidade no Brasil. Relatório de Projeto de Pesquisa do Programa de Planejamento Energético da COPPE/UFRJ.

SCOT CONSULTORIA, 2011. Relatório de Terras – Análise de Mercado. Ano 1, volume 2. Disponível em [www.scotconsultoria.com.br](http://www.scotconsultoria.com.br). Acesso em 02/09/2011.

SOLAR FEEDS NEWS AND COMMENTARY, 2010. Looks like California Utilities will miss 2010 RPS target. 17 de janeiro de 2010. Disponível em:  
[www.solarfeeds.com/getsolar/10719-looks-like-california-utilities-will-miss-2010-rps-target](http://www.solarfeeds.com/getsolar/10719-looks-like-california-utilities-will-miss-2010-rps-target) Acessado em: jan/2011

SOLARPACES, 2011. International Project Database, Solar Power And Chemical Energy Systems. Disponível em: [www.solarpaces.org/News/Projects/projects.htm](http://www.solarpaces.org/News/Projects/projects.htm)

Acessado em: mar/2011

SORIA, R., 2011. Cenários de geração de eletricidade a partir de geradores heliotérmicos no Brasil: a influência do armazenamento de calor e da hibridização. Dissertação de M.Sc., Universidade Federal do Rio de Janeiro, PPE/COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

STOECKER, W. F.; JONES, J. W., 1985. Refrigeração e ar condicionado. Mc-Graw Hill. São Paulo.

SUN & WIND ENERGY, 2010. The Magazine for Renewable Energies. nº 6, junho de 2010.

SWERA, 2012. Disponível em: <http://maps.nrel.gov/SWERA> Acessado em nov/2012.

SZKLO, A.S.; SOARES, J.B.; TOLMASQUIM, M.T., 2003. Analysis of Brazil's cogeneration legal framework. Energy Conservation and Management n.44, p.369-380.

SZKLO, A.S.; SOARES, J.B.; TOLMASQUIM, M.T., 2004. Economic potential of natural gas-fired cogeneration – analysis of Brazil's chemical industry. Energy Policy, n.32, p. 1415-1428.

TAYLOR, M., NEMET, G., COLVIN, M., BEGLEY, L., WADIA, C., DILLAVOU, T., 2007. Government actions and innovation in clean energy technologies: the cases of photovoltaic cells, solar thermal electric power, and solar water heating. California Energy Commission, PIER Energy-Related Environmental Research. CEC-500-2007-012.

TAYLOR, M., 2008. Beyond technology-push and demand-pull: Lessons from California's solar policy. Energy Economics, n. 30, p. 2829-2854.

THERMOFLOW, 2012. Developer of termal engineering for the power and cogeneration industries. Disponível em: <http://www.thermoflow.com/> Acessado em: mai/2012.

TOLMASQUIM, M.T.; SZKLO, A.S.; SOARES, J.B., 2003. Mercado de Gás Natural na Indústria Química e no Setor Hospitalar do Brasil. 1ª edição, Rio de Janeiro, UFRJ, COPPE, CENERGIA.

TRIEB, F.; SCHILLINGS, C.; O'SULLIVAN, M.; PREGGER, T.; HOYER-KLICK, C. 2009. Global potential of concentrating solar power. In: SolarPACES Conference, Berlin, Germany, 15-18 September 2009.

UFPE, 2013. Disponível em: <http://www.ufpe.br> Acessado em: out/2013.

UMMEL, K., 2010. Concentrating Solar Power in China and India: A Spatial Analysis of Technical Potential and the Cost of Deployment. Massachusetts: School of Earth,

Atmospheric, and Environmental Sciences University of Manchester. Disponível em: <[http://www.cgdev.org/files/1424287\\_file\\_Ummel\\_ChinaIndiaCSP\\_FINAL.pdf](http://www.cgdev.org/files/1424287_file_Ummel_ChinaIndiaCSP_FINAL.pdf)>.

Acesso em: out/2011

VIANA, T. S.; RÜTHER, R.; MARTINS, F.R.; PEREIRA, E.B., 2011. Assessing the potential of concentrating solar photovoltaic generation in Brazil with satellite-derived direct normal irradiation. *Solar Energy*, v. 85, n. 3, p. 486–495.

VIEBAHN, P.; LECHON, Y.; TRIEB, F., 2011. The potential role of concentrated solar power (CSP) in Africa and Europe--A dynamic assessment of technology development, cost development and life cycle inventories until 2050. *Energy Policy*, v. 39, n. 8, p. 4420–4430.

WILCOX, S.; MARION, W., 2008. Users Manual for TMY3 Data Sets. NREL, Colorado. Disponível em: <<http://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf>> Acessado em nov/2011.

WISER, R.; BARBOSE, G.; HOLT, E., 2011. Supporting solar power in renewables portfolio standards: Experience from United States. *Energy Policy*, n.39, p. 3894-3905.

WYLEN, V. et. al., 2000. Fundamentos da termodinâmica. Edgard Blücher LTDA, Brasil.

YERGIN, D.; HOBBS, D., 2005. *In Search of Reasonable Certainty – Oil and Gas Reserves Disclosure*. CERA.

ZUCCHET, M.J. Renewable resource electricity in the changing regulatory environment. Disponível em: [www.eia.doe.gov/cneaf/pubs\\_html/rea/feature2.html](http://www.eia.doe.gov/cneaf/pubs_html/rea/feature2.html)  
Acessado em: jan/2011.

**ANEXO I – Artículo 2 do Real Decreto 2818/1998**  
(MINISTERIO DE INDUSTRIA Y ENERGÍA, 1998)

Artículo 2. Ámbito de aplicación.

1. Podrán acogerse al régimen especial establecido en este Real Decreto aquellas instalaciones de producción de energía eléctrica con potencia eléctrica instalada inferior o igual a 50 MW, que reúnan las siguientes características:

a) Instalaciones de autoprodutores que utilicen la cogeneración u otras formas de producción térmica de electricidad asociadas a actividades no eléctricas siempre que supongan un alto rendimiento energético y satisfagan los requisitos que se determinan en el anexo I.

Estos tipos de instalaciones se clasifican en dos grupos:

a.1. Instalaciones que incluyan una central de cogeneración, entendiéndose como tales aquellas que combinan la producción de energía eléctrica con la producción de calor útil para su posterior aprovechamiento energético no eléctrico.

a.2. Instalaciones que incluyan una central que utilice energías residuales procedentes de cualquier instalación, máquina o proceso industrial cuya finalidad no sea la producción de energía eléctrica.

Tienen la consideración de autoprodutores aquellas personas físicas o jurídicas que generen electricidad fundamentalmente para su propio uso, entendiéndose que esto es así si autoconsumen en promedio anual, al menos, el 30 por 100 de la energía eléctrica producida si su potencia es inferior a 25 MW y, al menos, el 50 por 100 si es igual o superior a 25 MW.

A los efectos del cómputo de autoconsumo a que se refiere el párrafo anterior se podrá contabilizar el consumo de electricidad en aquellas empresas que tengan una participación superior al 10 por 100 en la titularidad de la planta de producción en régimen especial.

En cualquier caso, deberá existir un único perceptor de las primas, quien, además, deberá disponer de los aparatos de medida necesarios para acreditar el cumplimiento de las condiciones anteriores.

b) Instalaciones que utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa o cualquier tipo de biocarburante, clasificadas en

los grupos siguientes: b.1. Instalaciones que únicamente utilicen como energía primaria energía solar.

b.2. Instalaciones que únicamente utilicen como energía primaria energía eólica.

b.3. Instalaciones que únicamente utilicen como energía primaria energía geotérmica, energía de las olas, de las mareas y de rocas calientes y secas.

b.4. Centrales hidroeléctricas cuya potencia no sea superior a 10 MW.

b.5. Centrales hidroeléctricas cuya potencia sea superior a 10 MW y no supere los 50 MW.

b.6. Centrales que utilicen como combustible principal biomasa primaria, entendiéndose como tal el conjunto de vegetales de crecimiento menor de un año, que pueden utilizarse directamente o tras un proceso de transformación, para producir energía (recursos naturales y plantaciones energéticas). Se entenderá como combustible principal aquel que suponga como mínimo el 90 por 100 de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior.

b.7. Centrales que utilicen como combustible principal biomasa secundaria, entendiéndose como tal el conjunto de residuos de una primera utilización de la biomasa, principalmente estiércoles, lodos procedentes de la depuración de aguas residuales, residuos agrícolas, forestales, biocombustibles y biogás. Se entenderá como combustible principal aquel que suponga como mínimo el 90 por 100 de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior.

b.8. Centrales que utilizan energías incluidas en los grupos b.6 y b.7 anteriores, junto con combustibles convencionales, siempre que éstos no supongan más del 50 por 100 de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior. La electricidad generada por el combustible convencional sólo será retribuida al precio de mercado a que hace referencia el artículo 24 de este Real Decreto.

b.9. Centrales mixtas de los grupos anteriores del presente apartado.

c) Instalaciones que utilicen como energía primaria residuos no contemplados en el párrafo b) anterior, que se clasifican en los siguientes grupos:

c.1. Centrales que utilicen como combustible principal residuos urbanos. Se entenderá como combustible principal que suponga como mínimo el 70 por 100 de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior.

c.2. Instalaciones que utilicen como combustible principal otros residuos no contemplados anteriormente. Se entenderá como combustible principal aquel que

suponga como mínimo el 70 por 100 de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior.

c.3. Centrales que utilizan energías incluidas en los grupos anteriores, junto con combustibles convencionales, siempre que éstos no supongan más del 50 por 100 de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior. La electricidad generada por el combustible convencional sólo será retribuida al precio de mercado a que hace referencia el artículo 24 del presente Real Decreto.

d) Instalaciones de tratamiento y reducción de los residuos de los sectores agrícola, ganadero y de servicios, con una potencia instalada igual o inferior a 25 MW. Estas instalaciones deberán satisfacer los requisitos de rendimiento energético que se determinarán en el anexo I de este Real Decreto. Se clasifican en los grupos siguientes:

d.1. Instalaciones de tratamiento y reducción de los purines de explotaciones de porcino.

d.2. Instalaciones de tratamiento y reducción de lodos.

d.3. Instalaciones de tratamiento y reducción de otros residuos no contemplados en los grupos anteriores.

## **ANEXO II – Capítulo 1, Artículo 2 do Real Decreto 2366/1994**

(INEGA, 2011)

### *Artículo 2. Ambito de aplicación.*

1. Podrán acogerse al régimen especial establecido en este Real Decreto, siempre que respondan a criterios de planificación energética general, aquellas instalaciones de producción de energía eléctrica con potencia instalada igual o inferior a 100 MVA incluidas en alguno de los grupos definidos a continuación:

- a) Instalaciones abastecidas únicamente por recursos o fuentes de energía renovables no hidráulicas, tales como solar, eólica, mareomotriz, geotérmica y otras similares.
- b) Centrales que utilizan como combustible principal residuos sólidos urbanos, residuos industriales, biomasa u otros similares. Se entenderá como combustible principal, aquel que suponga, como mínimo, el 90 por 100 de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior.
- c) Centrales que utilizan energías renovables, residuos sólidos urbanos, residuos industriales, biomasa u otros similares, junto con combustibles convencionales. Estas centrales deberán satisfacer los requisitos de rendimiento energético que se determinan en el anexo de este Real Decreto.
- d) Centrales de cogeneración, entendiéndose como tales aquellas que combinan La producción de energía eléctrica con la producción de calor útil para su posterior aprovechamiento energético, cualquiera que sea su combustible principal. Estas centrales deberán satisfacer los requisitos de rendimiento energético que se determinan en el anexo de este Real Decreto.
- e) Centrales que utilicen calores residuales procedentes de cualquier instalación, máquina o proceso industrial cuya finalidad no sea la producción de energía eléctrica. Estas centrales deberán satisfacer los requisitos de rendimiento energético que se determinan en el anexo de este Real Decreto.
- f) Centrales hidroeléctricas que se instalen o amplíen su potencia, siempre que la suma de las potencias aparentes de cada grupo, medidas en bornas de generador, no sea superior a 10 MVA.



## ANEXO III – Tutorial sobre o SAM versão 2011.6.30

O SAM 2011.6.30 opera com as seguintes tecnologias: fotovoltaica, CSP, aquecimento de água (baixa temperatura), eólica, geotérmica e um sistema genérico para configuração do usuário (Figura 73).

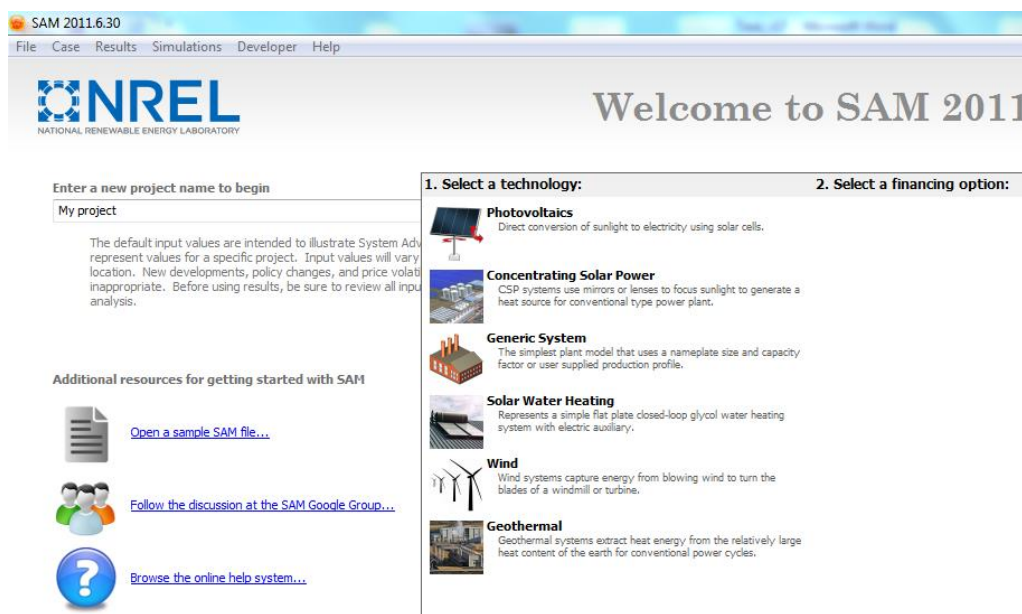


Figura 73 – Tecnologias disponíveis no SAM

Fonte: SAM/NREL (2011)

O primeiro passo para abrir um novo arquivo é escolher a tecnologia (e o subtipo da tecnologia quando houver) da planta a ser simulada e o modelo financeiro (Figura 74).

No caso das tecnologias CSP, esta versão permite a modelagem de disco, torre solar, um sistema solar genérico e dois modelos diferentes para cilindro-parabólico:

- (3) O modo empírico roda com um conjunto de equações baseadas em análises de dados coletados das plantas SEGS nos Estados Unidos; e
- (4) O modo físico, por sua vez, usa, através de modelos matemáticos, princípios de transferência de calor e termodinâmica para caracterizar cada um dos componentes da planta (NREL, 2011).

Neste estudo, as simulações são feitas usando o modo físico, dada a flexibilidade que o mesmo apresenta para a simulação de plantas diferentes dos padrões SEGS,

embora esta flexibilidade acarrete em maior incerteza nos resultados obtidos em comparação ao modelo empírico.

O modelo físico permite a configuração dos equipamentos; mudança de suas especificações; da propriedade de equipamentos, materiais e fluidos. O que não é permitido no modelo empírico, que usa plantas já em operação e simula como essas plantas operariam em outras regiões.

O sistema financeiro do SAM possui modelos financeiros pré-definidos conforme moldes do mercado elétrico dos EUA, como por exemplo: para grandes geradores de energia elétrica com tarifa negociada pelo PPA (*Power Purchase Agreement*); para instalações comerciais que são consumidoras e geradoras ao mesmo tempo e ganham benefícios fiscais ou produtores independentes de energia (*Independent Power Producer, IPP*).

Esses modelos não são adequados para o mercado elétrico brasileiro, mas como é possível ao analista alterar as variáveis de cada célula de entrada, foi possível adaptar o modelo mais genérico do sistema (o designado a produtores independentes, IPP) com valores condizentes com o mercado nacional.

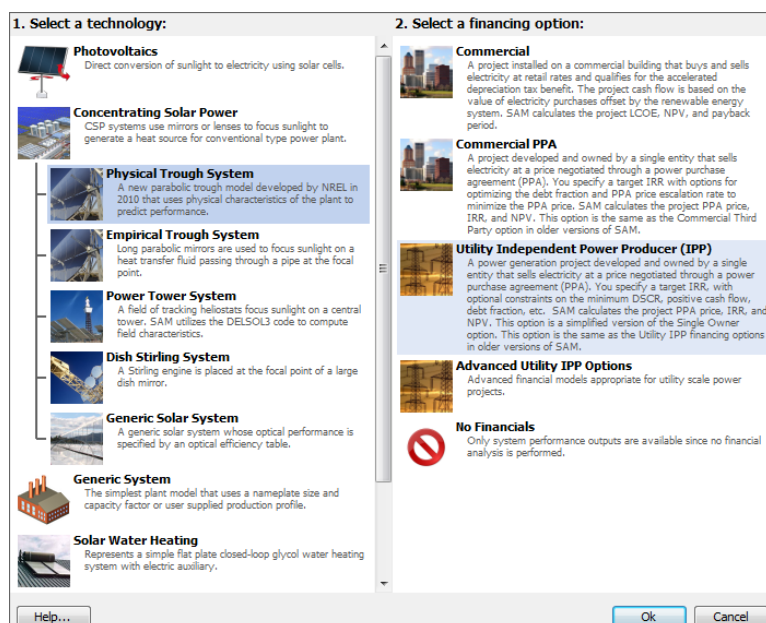


Figura 74 – Tecnologias CSP e modo financeiro disponíveis no SAM

Fonte: SAM/NREL (2011)

Escolhido o modelo tecnológico e financeiro, cada modelo tem sua configuração de dados necessários e como eles são organizados no software. Nesta tese é detalhado apenas o modelo escolhido.

De acordo com a Figura 75, na lateral da figura são vistas as principais abas do modelo:

- Sumário do sistema
- Clima
- Financeira
- Incentivos em créditos de impostos e de pagamentos (condições específicas do mercado americano que não foram utilizadas nesta tese)
- Performance anual do sistema
- Custos do sistema cilindro-parabólico
- Campo solar
- Coletores
- Receptores
- Ciclo de potência
- Armazenamento térmico.

Na aba de clima é determinada a localização da planta e indicado ao software a localização do arquivo de dados.

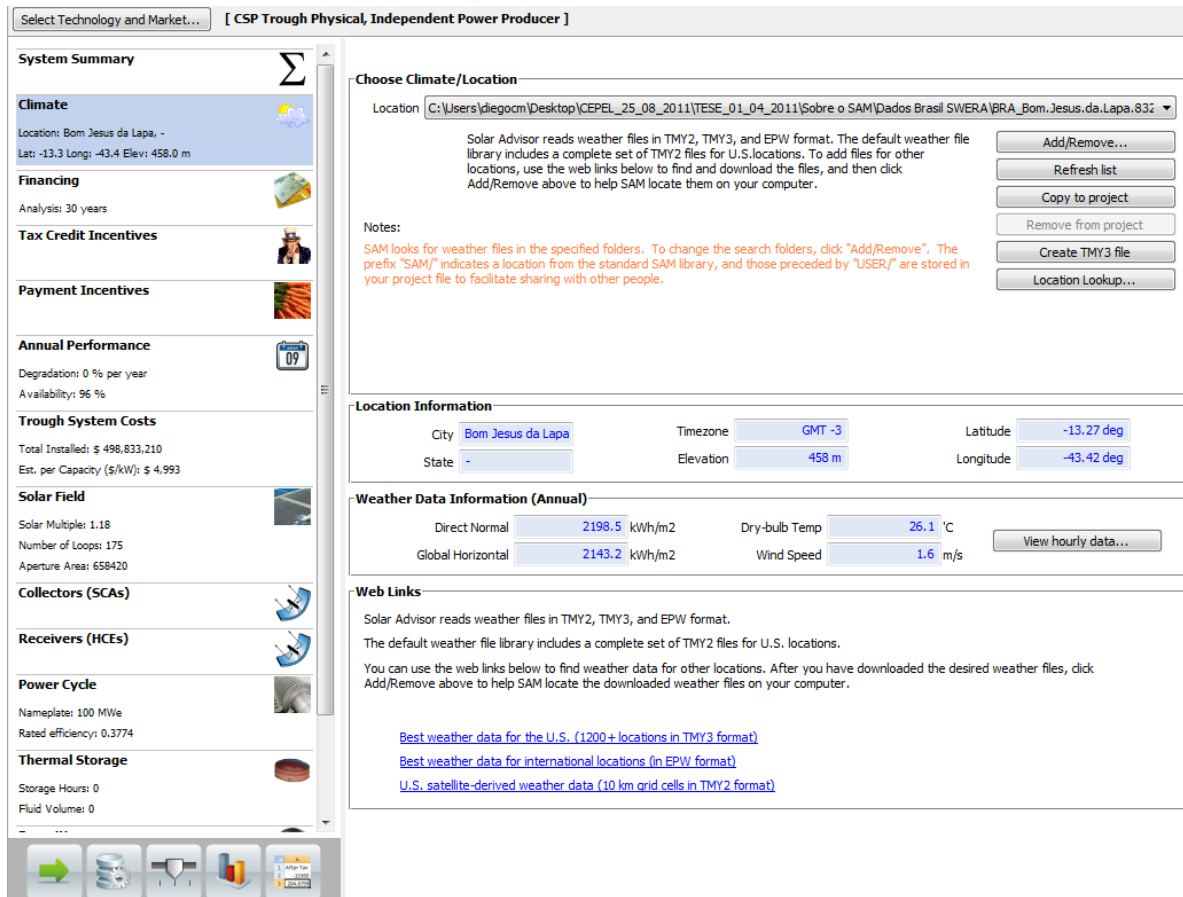


Figura 75 – Modelo CSP cilindro-parabólico produtor independente

Fonte: SAM/NREL (2011)

A Figura 76 e Figura 77 apresentam as células da aba financeira. Os parâmetros financeiros gerais dizem respeito ao período do empreendimento e as taxas de desconto da moeda. Os impostos permitem divisão entre federais, estaduais e comerciais, como o importante para o nosso estudo era o custo da planta, e por conseguinte, o valor total dos impostos, foi feita a simplificação de considerar todos os impostos como federais. A simulação considerou um único empréstimo do BNDES, conforme seção 3.6.1.1.

| <b>Climate</b><br>Location: Bom Jesus da Lapa, -<br>Lat: -13.3 Long: -43.4 Elev: 458.0 m<br><b>Financing</b><br>Analysis: 30 years<br><b>Tax Credit Incentives</b><br><b>Payment Incentives</b><br><b>Annual Performance</b><br>Degradation: 0 % per year<br>Availability: 96 %<br><b>Trough System Costs</b><br>Total Installed: \$ 498,833,210<br>Est. per Capacity (\$/kW): \$ 4,993<br><b>Solar Field</b><br>Solar Multiple: 1.18<br>Number of Loops: 175<br>Aperture Area: 658420<br><b>Collectors (SCAs)</b><br><b>Receivers (HCs)</b><br><b>Power Cycle</b><br>Nameplate: 100 MWe<br>Rated efficiency: 0.3774 | <b>General</b><br>Analysis Period: 30 years<br>Inflation Rate: 0.00 %<br>Real Discount Rate: 10.00 %<br>Nominal Discount Rate: 10.00 %  | <b>Taxes and Insurance</b><br>Federal Tax: 27.00 %/year<br>State Tax: 0.00 %/year<br>Sales Tax: 0.00 %<br>Insurance: 0.50 % of installed cost                                |                            |                           |                           |                        |                  |                                   |                                   |        |   |   |   |   |         |         |         |        |   |   |   |   |         |         |         |        |   |   |   |   |         |         |         |        |   |   |   |   |         |         |         |        |   |   |   |   |         |         |         |         |   |  |  |  |         |         |         |  |
|--|---|--|----------------------------|---------------------------|---------------------------|------------------------|------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|--------|---|---|---|---|---------|---------|---------|--------|---|---|---|---|---------|---------|---------|--------|---|---|---|---|---------|---------|---------|--------|---|---|---|---|---------|---------|---------|--------|---|---|---|---|---------|---------|---------|---------|---|--|--|--|---------|---------|---------|--|
|  | <b>Salvage Value</b><br>Net Salvage Value: 0.00 % of installed cost<br>End of Analysis Period Value: \$ 0.00  | <b>Property Tax</b><br>Assessed Percent: 100.00 % of installed cost<br>Assessed Value: \$ 498,833,210.40<br>Assessed Value Decline: 0.00 %/year<br>Property Tax: 0.00 %/year |                            |                           |                           |                        |                  |                                   |                                   |        |   |   |   |   |         |         |         |        |   |   |   |   |         |         |         |        |   |   |   |   |         |         |         |        |   |   |   |   |         |         |         |        |   |   |   |   |         |         |         |         |   |  |  |  |         |         |         |  |
|  | <b>Construction Period</b> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Loan</th> <th>Percent of Installed Costs</th> <th>Up-front Fee (%)</th> <th>Months Prior to Operation</th> <th>Interest Rate (Annual)</th> <th>Principal Amount</th> <th>Interest</th> <th>Total Construction Financing Cost</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Loan 1</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>\$ 0.00</td><td>\$ 0.00</td><td>\$ 0.00</td></tr> <tr><td>Loan 2</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>\$ 0.00</td><td>\$ 0.00</td><td>\$ 0.00</td></tr> <tr><td>Loan 3</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>\$ 0.00</td><td>\$ 0.00</td><td>\$ 0.00</td></tr> <tr><td>Loan 4</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>\$ 0.00</td><td>\$ 0.00</td><td>\$ 0.00</td></tr> <tr><td>Loan 5</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>\$ 0.00</td><td>\$ 0.00</td><td>\$ 0.00</td></tr> <tr><td>Totals:</td><td>0</td><td></td><td></td><td></td><td>\$ 0.00</td><td>\$ 0.00</td><td>\$ 0.00</td></tr> </tbody> </table> | Loan   | Percent of Installed Costs | Up-front Fee (%)          | Months Prior to Operation | Interest Rate (Annual) | Principal Amount | Interest                          | Total Construction Financing Cost | Loan 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | \$ 0.00 | \$ 0.00 | \$ 0.00 | Loan 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | \$ 0.00 | \$ 0.00 | \$ 0.00 | Loan 3 | 0 | 0 | 0 | 0 | \$ 0.00 | \$ 0.00 | \$ 0.00 | Loan 4 | 0 | 0 | 0 | 0 | \$ 0.00 | \$ 0.00 | \$ 0.00 | Loan 5 | 0 | 0 | 0 | 0 | \$ 0.00 | \$ 0.00 | \$ 0.00 | Totals: | 0 |  |  |  | \$ 0.00 | \$ 0.00 | \$ 0.00 |  |
|  | Loan  | Percent of Installed Costs   | Up-front Fee (%)           | Months Prior to Operation | Interest Rate (Annual)    | Principal Amount       | Interest         | Total Construction Financing Cost |                                   |        |   |   |   |   |         |         |         |        |   |   |   |   |         |         |         |        |   |   |   |   |         |         |         |        |   |   |   |   |         |         |         |        |   |   |   |   |         |         |         |         |   |  |  |  |         |         |         |  |
|  | Loan 1  | 0  | 0                          | 0                         | 0                         | \$ 0.00                | \$ 0.00          | \$ 0.00                           |                                   |        |   |   |   |   |         |         |         |        |   |   |   |   |         |         |         |        |   |   |   |   |         |         |         |        |   |   |   |   |         |         |         |        |   |   |   |   |         |         |         |         |   |  |  |  |         |         |         |  |
|  | Loan 2  | 0  | 0                          | 0                         | 0                         | \$ 0.00                | \$ 0.00          | \$ 0.00                           |                                   |        |   |   |   |   |         |         |         |        |   |   |   |   |         |         |         |        |   |   |   |   |         |         |         |        |   |   |   |   |         |         |         |        |   |   |   |   |         |         |         |         |   |  |  |  |         |         |         |  |
|  | Loan 3  | 0  | 0                          | 0                         | 0                         | \$ 0.00                | \$ 0.00          | \$ 0.00                           |                                   |        |   |   |   |   |         |         |         |        |   |   |   |   |         |         |         |        |   |   |   |   |         |         |         |        |   |   |   |   |         |         |         |        |   |   |   |   |         |         |         |         |   |  |  |  |         |         |         |  |
|  | Loan 4  | 0  | 0                          | 0                         | 0                         | \$ 0.00                | \$ 0.00          | \$ 0.00                           |                                   |        |   |   |   |   |         |         |         |        |   |   |   |   |         |         |         |        |   |   |   |   |         |         |         |        |   |   |   |   |         |         |         |        |   |   |   |   |         |         |         |         |   |  |  |  |         |         |         |  |
|  | Loan 5  | 0  | 0                          | 0                         | 0                         | \$ 0.00                | \$ 0.00          | \$ 0.00                           |                                   |        |   |   |   |   |         |         |         |        |   |   |   |   |         |         |         |        |   |   |   |   |         |         |         |        |   |   |   |   |         |         |         |        |   |   |   |   |         |         |         |         |   |  |  |  |         |         |         |  |
|  | Totals:   | 0  |                            |                           |                           | \$ 0.00                | \$ 0.00          | \$ 0.00                           |                                   |        |   |   |   |   |         |         |         |        |   |   |   |   |         |         |         |        |   |   |   |   |         |         |         |        |   |   |   |   |         |         |         |        |   |   |   |   |         |         |         |         |   |  |  |  |         |         |         |  |
| <b>Loan Parameters</b><br>Installed Cost: \$ 498,833,210.40<br>Construction Financing Cost: \$ 0.00<br>Principal Amount: \$ 349,183,247.28   | Loan Term: 16 years<br>Loan Rate: 7.4 %/year<br>Debt Fraction: 70 %<br>WACC: 8.28 %   |  |                            |                           |                           |                        |                  |                                   |                                   |        |   |   |   |   |         |         |         |        |   |   |   |   |         |         |         |        |   |   |   |   |         |         |         |        |   |   |   |   |         |         |         |        |   |   |   |   |         |         |         |         |   |  |  |  |         |         |         |  |

Figura 76 – Aba financeira do SAM

Fonte: SAM/NREL (2011)

Na Figura 77, observa-se a determinação de um importante parâmetro de solução da modelagem financeira, se esta é feita baseada em um preço pré-definido da tarifa elétrica (adequado para mercados regulados por tarifação feed-in) e a taxa interna de retorno (TIR) é resultado dos custos da planta e de sua receita ou se é calculada a partir de uma TIR requerida pelo empreendedor (mais adequada para identificação de quais seriam os custos nivelados de uma planta, e conseqüentemente o preço da eletricidade a ser ofertado em um sistema de leilão, por exemplo).

|   |  |   |  |
|---|--|---|--|
| Lat: -13.3 Long: -43.4 Elev: 458.0 m<br><b>Financing</b><br>Analysis: 30 years<br><b>Tax Credit Incentives</b><br><b>Payment Incentives</b><br><b>Annual Performance</b><br>Degradation: 0 % per year<br>Availability: 96 %<br><b>Trough System Costs</b><br>Total Installed: \$ 498,833,210<br>Est. per Capacity (\$/kW): \$ 4,993<br><b>Solar Field</b><br>Solar Multiple: 1.18<br>Number of Loops: 175<br>Aperture Area: 658420<br><b>Collectors (SCAs)</b><br><b>Receivers (HCs)</b><br><b>Power Cycle</b><br>Nameplate: 100 MWe<br>Rated efficiency: 0.3774<br><b>Thermal Storage</b><br>Storage Hours: 0<br>Fluid Volume: 0 | <b>Loan Parameters</b><br>Installed Cost: \$ 498,833,210.40<br>Construction Financing Cost: \$ 0.00<br>Principal Amount: \$ 349,183,247.28   | Loan Term: 16 years<br>Loan Rate: 7.4 %/year<br>Debt Fraction: 70 %<br>WACC: 8.28 %   |  |
|   | <b>Solution Mode</b><br><input checked="" type="radio"/> Specify IRR Target<br><input type="radio"/> Specify First Year PPA Price  | <small>Choose Specify IRR Target when you know the minimum IRR and want SAM to calculate a PPA price to meet the target. Choose Specify First Year PPA Price when you know the PPA price (or bid price) and want SAM to calculate the resulting IRR. Note that you can specify an optional annual power price escalation rate and optional hourly payment allocation factors. See help for details.</small> |  |
|   | <b>Specify IRR Target</b><br>Minimum Required IRR: 15 %<br>PPA Escalation Rate: 0 %<br><input type="checkbox"/> Constraint: Require a minimum DSCR<br>Minimum Required DSCR: 0<br><input type="checkbox"/> Constraint: Require a positive cashflow | <b>Specify First Year PPA Price</b><br>First Year PPA Price: 0.2 \$/kWh<br>PPA Escalation Rate: 0 %/yr  |  |
|   | <b>Financial Optimization</b><br><input type="checkbox"/> Allow SAM to pick a debt fraction to minimize the LCOE<br><input type="checkbox"/> Allow SAM to pick a PPA escalation rate to minimize the LCOE  |   |  |
|   | <b>Federal Depreciation</b><br><input type="radio"/> No Depreciation<br><input checked="" type="radio"/> 5-yr MACRS<br><input type="radio"/> Straight Line (specify years)<br><input type="radio"/> Custom (specify percentages)                   | <b>State Depreciation</b><br><input checked="" type="radio"/> No Depreciation<br><input type="radio"/> 5-yr MACRS<br><input type="radio"/> Straight Line (specify years)<br><input type="radio"/> Custom (specify percentages)  |  |

Figura 77 – Continuação da aba financeira do SAM

Fonte: SAM/NREL (2011)

Os dados de entrada para os custos da planta requeridos pelo sistema são apresentados na Figura 78 e são divididos em três grandes grupos:

- Custos diretos de capital;
- Custos indiretos de capital;
- E custos de operação e manutenção.

Sendo os custos diretos de capital são divididos em:

- Preparação do terreno;
- Campo solar (que incluem coletores, receptores, sistemas de rastreamento, tanto material quanto de instalação);
- Sistema de transferência de calor (instalação e equipamentos: fluido de transferência de calor, bomba, dutos);
- Sistema de armazenamento;
- Sistema de backup;
- Bloco de potência;
- Custos adicionais;
- Contingência.

E os custos indiretos de capital são separados em:

- Engenharia, projeto e construção (EPC), que pode ser um valor fixo ou um percentual dos custos diretos de capital;
- Custo da terra, que também pode ser fixo ou função dos custos diretos.

Já os custos de operação e manutenção são de quatro tipos:

- Custo fixo anual (em \$/ano);
- Custo fixo por capacidade (\$/kWano);
- Custo variável por energia gerada (\$/MWh);
- Custo do combustível fóssil (\$/MMBTU).

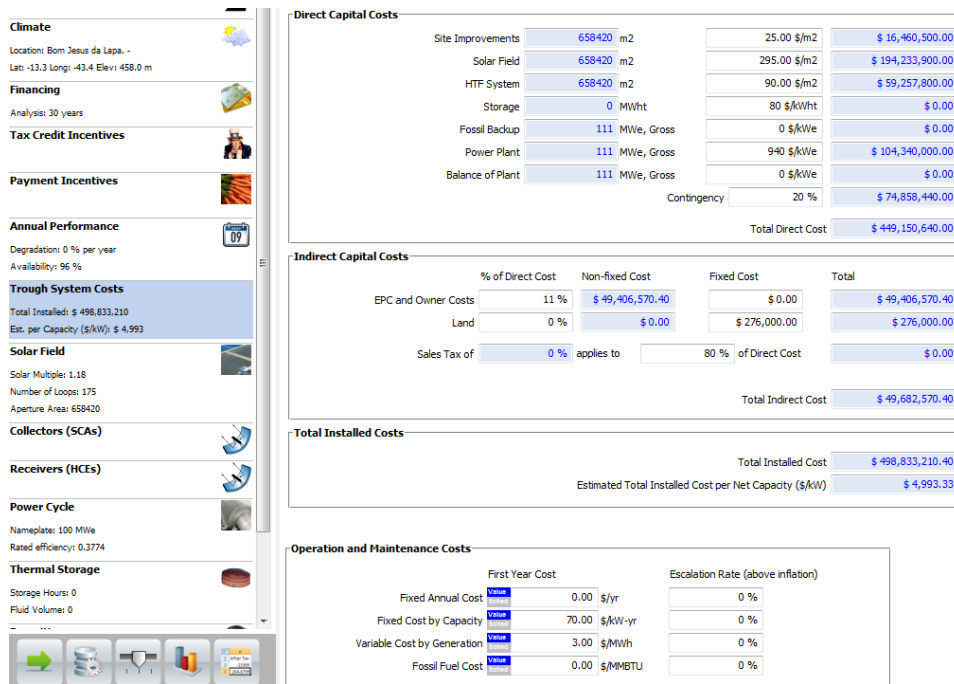


Figura 78 – Custos da planta CSP cilindro-parabólico no SAM

Fonte: SAM/NREL (2011)

A Figura 79 e a Figura 80 apresentam as células dos parâmetros técnicos do campo solar. O ponto de partida para o modelador nesta seção do SAM é determinar se o campo solar será calculado a partir do múltiplo solar e assim obter-se a área de coletores, ou se será definida a área dos espelhos e assim obter-se o múltiplo solar.

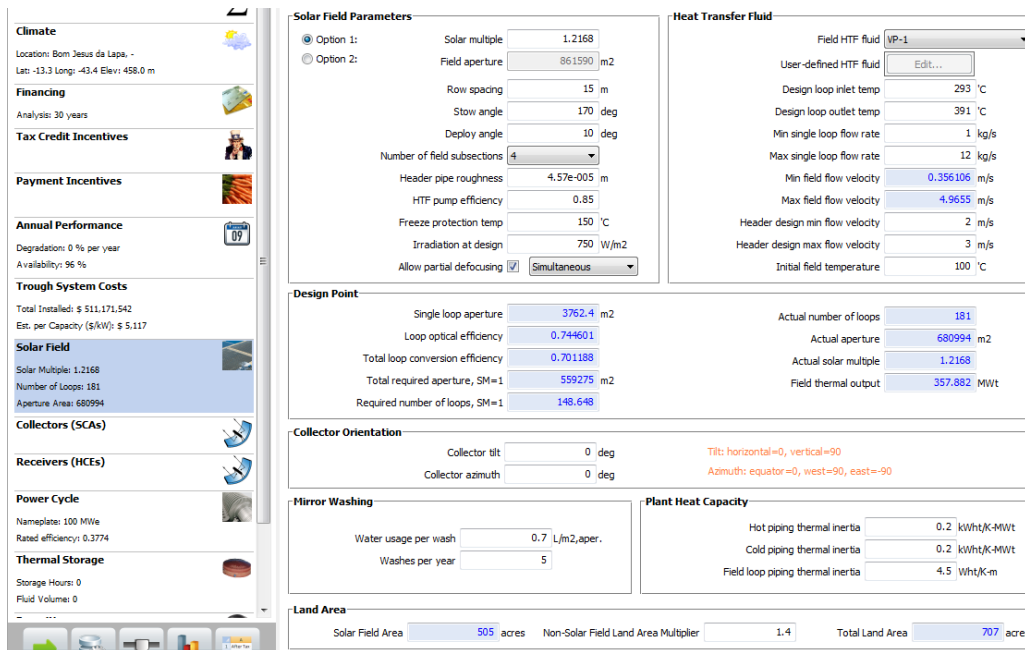


Figura 79 – Aba do Campo Solar do SAM

Fonte: SAM/NREL (2011)

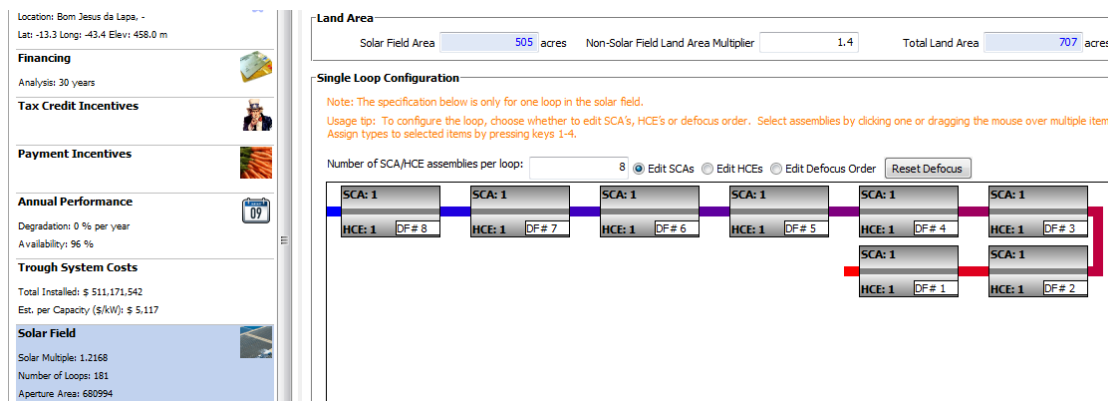


Figura 80 – Continuação da aba do Campo Solar do SAM

Fonte: SAM/NREL (2011)

Nesta seção do SAM também são definidos:

- O arranjo dos coletores e bloco de potência no campo solar (Figura 81)
- O fluido a ser usado como HTF e seus parâmetros de operação
- Orientação do coletor
- Regime de limpeza (lavagem) dos espelhos
- E os *loops* dos coletores.



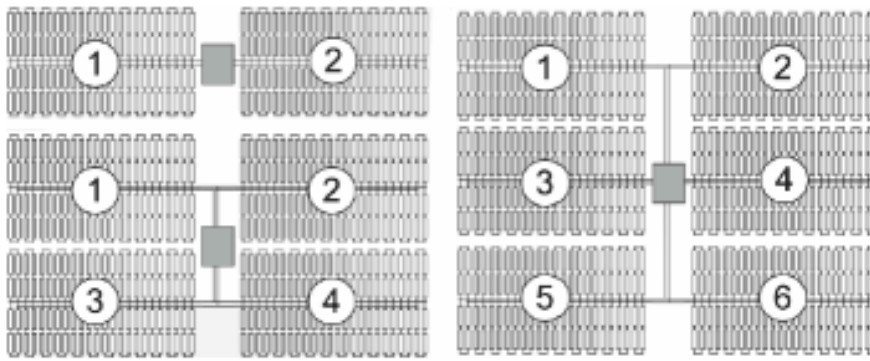


Figura 81 – Subseções por bloco de potência

Fonte: SAM/NREL (2011)

Nas abas de coletores e receptores são escolhidos os modelos desses equipamentos segundo biblioteca de equipamentos existentes no mercado, que podem ser modificados ou ainda até mesmo configurado no sistema equipamentos especificados pelo modelador. Como este estudo utilizou modelos existentes, estas seções do SAM não são detalhadas neste tutorial.

Os parâmetros técnicos do ciclo de potência foram devidamente explicados na seção 3.5.2.2 e são fornecidos ao SAM na aba apresentada na Figura 82 e Figura 83.

**Climate**  
Location: Bom Jesus da Lapa, -  
Lat: -13.3 Long: -43.4 Elev: 458.0 m

**Financing**  
Analysis: 30 years

**Tax Credit Incentives**

**Payment Incentives**

**Annual Performance**  
Degradation: 0 % per year  
Availability: 96 %

**Trough System Costs**  
Total Installed: \$ 511,171,542  
Est. per Capacity (\$/kW): \$ 5,117

**Solar Field**  
Solar Multiple: 1.2168  
Number of Loops: 181  
Aperture Area: 680994

**Collectors (SCAs)**

**Receivers (HCEs)**

**Power Cycle**  
Nameplate: 100 MWe  
Rated efficiency: 0.3774

---

**Plant Capacity**

Design gross output: 111 MWe  
Estimated gross to net conversion factor: 0.9  
Estimated net output at design (nameplate): 100 MWe  
*Note: Parasitic losses typically reduce net output to approximately 90 % of design gross power*

---

**Power Block Design Point**

Rated cycle conversion efficiency: 0.3774  
Design inlet temperature: 391 °C  
Design outlet temperature: 293 °C  
Boiler operating pressure: 100 bar  
Fossil backup boiler LHV efficiency: 0.857  
Steam cycle blowdown fraction: 0.016

---

**Plant Control**

Low resource standby period: 2 hrs  
Fraction of thermal power needed for standby: 0.2  
Power block startup time: 0.5 hr  
Fraction of thermal power needed for startup: 0.2  
Minimum required startup temp: 300 °C  
Max turbine over design operation: 1.05  
Min turbine operation: 0.25  
Minimum power block restart time: 1 hr  
Turbine Inlet Pressure Control: Fixed pressure

---

**Cooling System**

Figura 82 – Aba do ciclo de potência do SAM

Fonte: SAM/NREL (2011)

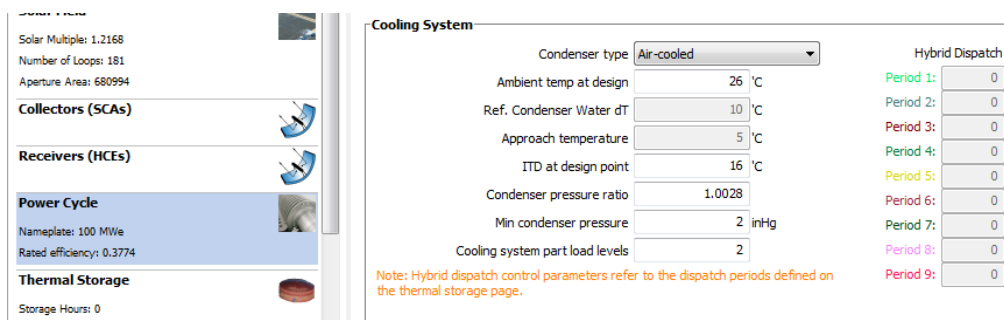


Figura 83 – Continuação da aba do ciclo de potência do SAM

Fonte: SAM/NREL (2011)

A aba de armazenamento inclui também o despacho da planta, considerando, quando existente, a hibridização (vide Figura 84 e Figura 85). Um dos principais parâmetros é a capacidade de armazenamento, determinada em horas, mas vale observar que faz-se necessário especificar o fluido de armazenamento que pode ou não ser o mesmo que o utilizado no campo solar. Caso seja o mesmo fluido, o software considera um único circuito fechado do HTF. Caso o fluido de armazenamento difira do fluido do CS, o SAM calcula a operação da planta considerando dois circuitos fechados de fluido e em trocador efetuando a troca térmica entre os dois. As características do trocador e dos circuitos não são disponíveis ao modelador, nem para reconfigurações, nem mesmo para conhecimento do detalhamento matemático dos mesmos.

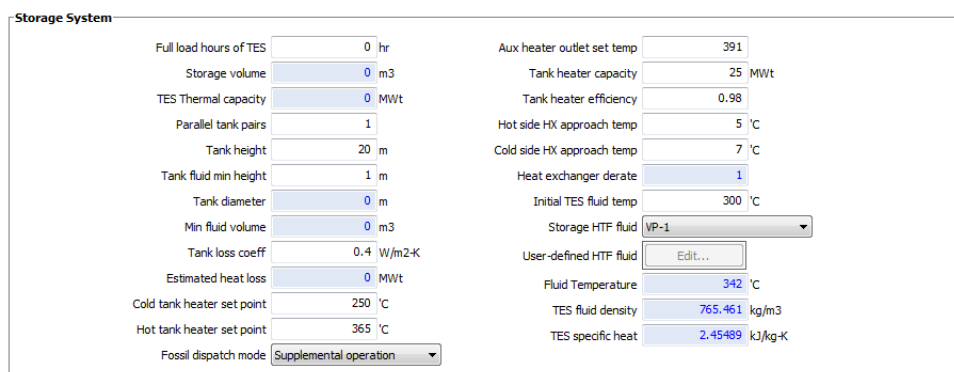


Figura 84 – Aba armazenamento (que inclui hibridização e despacho) do SAM

Fonte: SAM/NREL (2011)

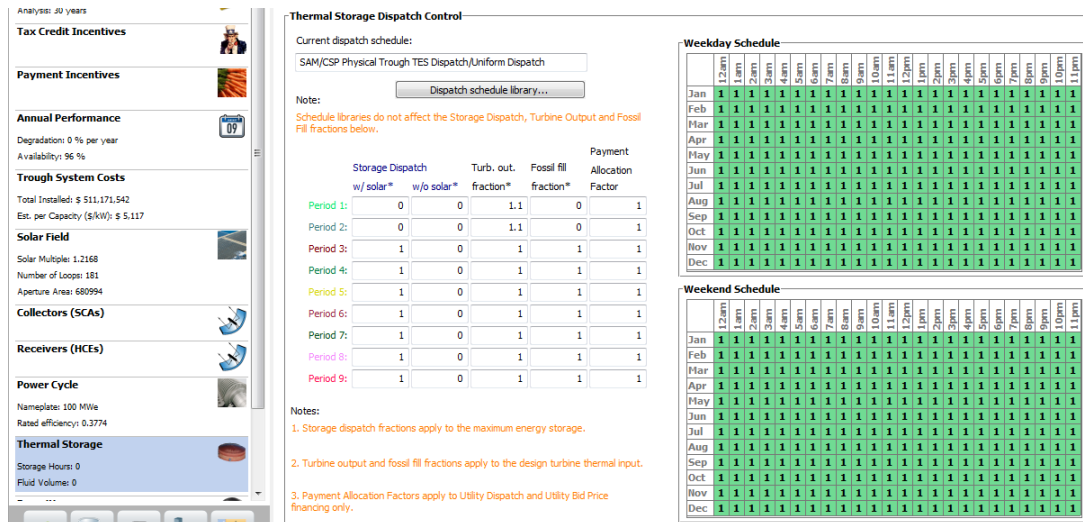


Figura 85 – Continuação da aba armazenamento (que inclui hibridização e despacho) do SAM

Fonte: SAM/NREL (2011)

Um importante recurso do SAM utilizado nesta tese foi a otimização do MS, recurso permitido na seção de otimização que encontra-se na configuração das simulações (“botão” circundado em vermelho na Figura 86). A seção de configuração das simulações permite análise paramétrica, análise de sensibilidade e diferentes otimizações. As otimizações têm função objetivo de maximização ou minimização (exemplos: maximizar a geração elétrica ou minimizar o LCOE) em função de diferentes parâmetros. Para rodar as simulações, basta clicar no “botão” da seta verde, circundada de vermelho na Figura 87.

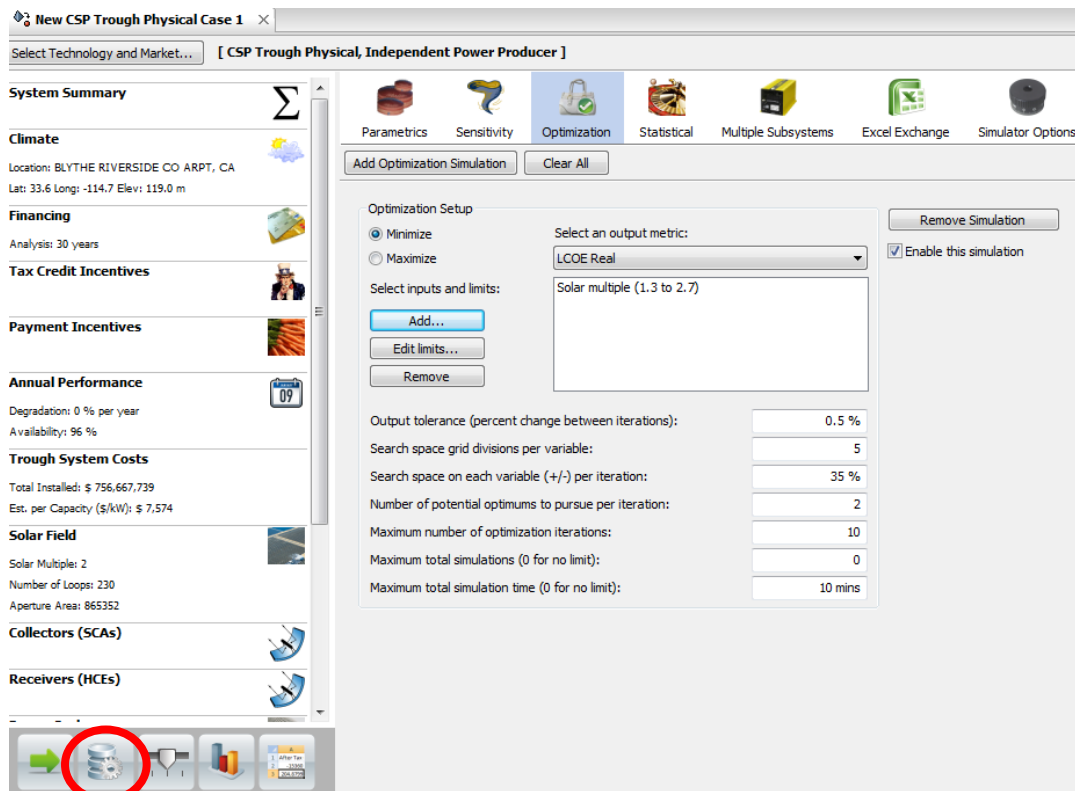


Figura 86 – Configuração das simulações do SAM

Fonte: SAM/NREL (2011)

Após preenchidos todos os parâmetros necessários, se não houver nenhuma análise de sensibilidade, paramétrica ou otimização a ser rodada, o SAM é capaz de rodar a operação anual da planta em poucos minutos (até 5 minutos se não houver algum erro nos dados e dependendo da capacidade de processamento do computador). Os principais dados de saída do modelo são apresentados em tabela no canto esquerdo inferior do software conforme pode ser visto na Figura 87. Vários outros parâmetros estão disponíveis, alguns podem ser obtidos mês a mês e/ou hora a hora e todos podem ser exportados em formato CSV ou para excel.

Os dados disponíveis hora a hora foram bastante aperfeiçoados nas versões de 2012 e 2013 do SAM, mas os disponíveis na versão utilizada nesta tese foram bastante úteis e importantes para as análises propostas.

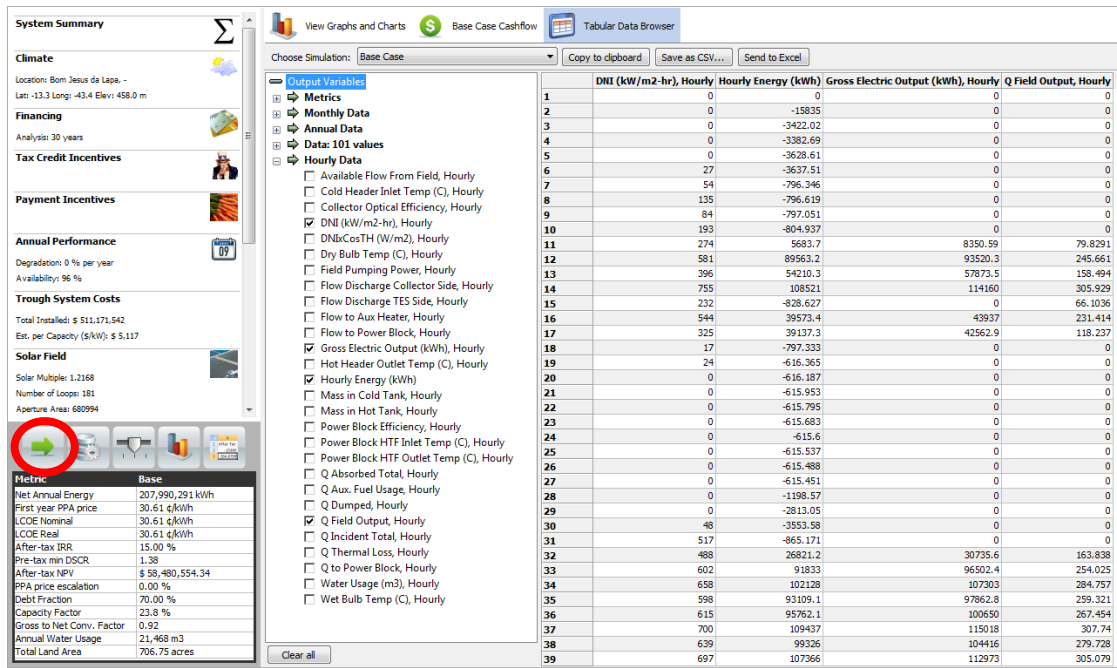


Figura 87 – Dados de saída do SAM

Fonte: SAM/NREL (2011)