

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL

ESCOLA DE ENGENHARIA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

GUSTAVO DIENSTMANN

PROJETO DE DIPLOMAÇÃO

ENERGIA SOLAR

Porto Alegre
2009

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL

ESCOLA DE ENGENHARIA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

GUSTAVO DIENSTMANN

ENERGIA SOLAR

UMA COMPARAÇÃO DE TECNOLOGIAS

Projeto de Diplomação apresentado no Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para Graduação em Engenharia Elétrica.

ORIENTADOR: Roberto Petry Homrich

Porto Alegre
2009

GUSTAVO DIENSTMANN

ENERGIA SOLAR

UMA COMPARAÇÃO DE TECNOLOGIAS

Este projeto foi julgado adequado para fazer jus aos créditos da Disciplina de “Projeto de Diplomação”, do Departamento de Engenharia Elétrica e aprovado em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Orientador: _____
Prof. Roberto Petry Homrich
Doutor em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), Brasil

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Roberto Petry Homrich, UFRGS

Doutor pela Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), Brasil

Prof. Dr. Ály Ferreira Flores Filho, UFRGS

Doutor pela University of Wales - College of Cardiff, Reino Unido

Prof. MSc. Ramon Carlos Poisl, UFRGS

Mestre pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Brasil

Porto Alegre, Dezembro de 2009

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho a toda minha família, pela educação e apoio em todas etapas da minha vida: aos pais e irmãos, às tias, e aos meus avôs, por compreender minha eventual ausência.

Dedico também aos amigos e colegas de faculdade, que sempre contribuíram para o andamento do curso.

AGRADECIMENTOS

Aos meus colegas de faculdade, pelo companheirismo e auxílio em diversas tarefas no curso.

Ao meu orientador, professor Roberto Petry Homrich, pelo incentivo a tanta pesquisa e pelas divagações tecnológicas nas reuniões deste projeto.

Ao professor Alberto Bastos do Canto, pelo apoio.

À Universidade, que tanto contribuiu para minha formação.

RESUMO

A crescente demanda de energia, o aumento do custo dos combustíveis fósseis e a preocupação com o meio-ambiente provocaram um avanço considerável no setor de geração de energia à partir de recursos renováveis. O sol, pela sua omnipresença em praticamente todos os espaços habitáveis do planeta, é uma fonte de energia com ótimas perspectivas. Diversas formas de se obter energia solar foram desenvolvidas ou pesquisadas nas últimas décadas, reduzindo o custo das tecnologias em questão. Esse trabalho constitui um balanço geral dos métodos de obtenção de energia solar, realizando, ao fim, uma comparação, salientando-se as vantagens e desvantagens de cada tecnologia.

Palavras-chaves: Engenharia Elétrica. Geração de Energia. Energia Solar. Usinas Concentradoras de Energia Solar. Painéis Fotovoltáicos.

ABSTRACT

The increasing energy demand, the rising costs of fossil fuels and the environmental issue led to considerable progress in the sector of power generation through renewable resources. Great perspective is given to the sun, which virtually delivers energy to all of the planet's inhabited locations. The intensive research and industrial development carried out in the last decades helped to reduce the costs of solar technologies. This paper presents an overview on the most promising solar technologies, highlighting the advantages and disadvantages of each one of them.

Keywords: Electrical Engineering. Power Generation. Solar Energy. Concentrating Solar Power. Photovoltaics.

Sumário

1	Introdução	13
2	Energia Solar	15
2.1	Breve histórico	16
2.2	Os Desafios	17
3	Células Fotovoltáicas (PV)	20
3.1	Sustentabilidade	21
3.2	Performance do sistema	22
3.2.1	O ângulo de inclinação (tilt angle)	23
3.2.2	Azimute	23
3.2.3	Temperatura da célula	23
3.2.4	A montagem dos módulos	24
3.2.5	Perdas no sistema	24
3.3	Primeira geração	24
3.4	Segunda geração	28
3.4.1	Cádmio-Telúrio (CdTe)	29
3.4.2	Thin film de silício	30
3.4.3	CIGS (CuIn _x Ga _{1-x} Se ₂), ou Cobre, Índio, Gálio e Selênio	32
3.4.4	Sistema tubular CIGS	35
3.5	Terceira geração	37
3.5.1	Células orgânicas (polímero)	37
3.5.2	Células Solares de Pigmento Foto-sensível	39
3.5.3	Célula Nano-cristalina	41
3.5.4	Células micro-esféricas de silício	42
4	Usinas Fotovoltáicas com Luz Concentrada (CPV)	46
5	Usinas Concentradoras de Energia Solar Térmica (CST)	50
5.1	Calor em máquinas térmicas	51
5.1.1	Espelhos Parabólicos Lineares	53
5.1.2	Espelhos Lineares de Fresnel	55
5.1.3	Torres solares de potência	56
5.1.4	Sistema dish engine	57
5.1.5	Chaminé térmica	58
5.2	Termogeradores	61
6	Sistema Híbrido PV/Térmico	63
7	Comparativo	65
7.1	Fator Levelized Energy Cost	65

7.2 Fator material.....	67
7.3 Fatores climáticos	68
8 Projeto DESERTEC	72
8.1 Conceito	73
8.2 Segurança de fornecimento de energia	74
8.3 Realização do projeto	74
8.4 Críticas	75
9 Conclusão	77
Anexo A: artigo sobre estocagem da Siemens	78
Anexo B: artigo “A Solar Grand Plan” da Scientific American	84

Lista de Ilustrações

Figura 1:	Produção de energia elétrica mundial por recurso.....	13
Figura 2:	Potencial de produção de energia de fontes renováveis.....	15
Figura 3:	Insolação média anual.....	16
Figura 4:	Tempo de payback.....	21
Figura 5:	Insolação média na América do Sul.....	25
Figura 6:	Divisão das tecnologias produzidas de PV no mercado mundial.....	26
Figura 7:	Estrutura de um módulo flexível de a-Si sobre um estrato temporário.....	31
Figura 8:	Comparação de camadas de um módulo thin film padrão CIGS sobre substrato de vidro e um módulo CIGS sobre substrato de alumínio da Nanosolar.....	34
Figura 9:	Interconexão de células Nanosolar e arquitetura de vias condutoras de corrente da superfície para a base metálica de alumínio.....	35
Figura 10:	PV dedicado para telhados.....	36
Figura 11:	Célula de Grätzel.....	40
Figura 12:	Eficiência de absorção por comprimento de onda de uma célula Spectrolab.....	46
Figura 13:	Construção da célula de baixa concentração da Solaria.....	48
Figura 14:	Mapa mundial de irradiação solar direta.....	50
Figura 15:	Consumo d'água por diferentes tecnologias (funcionamento).....	52
Figura 16:	Esquema de uma usina CST a espelhos parabólicos.....	54
Figura 17:	Sistema de concentradores planos de Fresnel sobre dois canais de absorção lineares.....	55
Figura 18:	Usina PS10.....	57
Figura 19:	Coletores prato/motor.....	58
Figura 20:	Chaminé térmica solar.....	59
Figura 21:	Produção de energia por chaminé térmica ao longo de um dia ensolarado.....	60
Figura 22:	Possível infra-estrutura do projeto Desertec.....	72

Lista de Tabelas

Tabela 1:	Fatores construtivos de uma chaminé solar e potência elétrica de saída.....	60
Tabela 2:	Comparação de tecnologias e custos LCE.....	67
Tabela 3:	Comparação de tecnologias concentradoras.....	69
Tabela 4:	Comparação de tecnologias de energia solar.....	70
Tabela 5:	Prognóstico de custos e instalações do projeto Desertec.....	74

Lista de Abreviaturas

PV	<i>Photovoltaic</i> (Células Fotovoltáicas)
OPV	<i>Organic Photovoltaic</i> (Células Fotovoltáicas Orgânicas)
DSSC	<i>Dye Sensitized Solar Cell</i> (Célula Solar de Pigmento Foto-sensível)
CSP	<i>Concentrating Solar Power</i> (Usinas Concentradoras de Energia Solar)
CST	<i>Concentrating Solar Thermal</i> (Usinas Concentradoras de Energia Solar Térmica)
CPV	<i>Concentrating Photovoltaic</i> (Células Fotovoltáicas Concentradoras)
TFSC	<i>Thin Film Solar Cell</i> (Células Fotovoltáicas de Tecnologia de Filme Fino)
TFSi	<i>Thin Film Silicon</i> (Células Fotovoltáicas de Filme Fino de Silício)
BOS	<i>Balance Of System</i> (componentes outros que o módulo solar <i>per se</i> em um sistema solar)
BIPV	<i>Building Integrated Photovoltaic</i> (módulos fotovoltáicos incorporados na construção)
PECVD	<i>Plasma Enhanced Chemical Vapor Deposition</i> (Depósito Químico a Vapor Melhorado por Plasma)
TCO	<i>Transparent Conductive Oxide</i> (Camada Óxida Condutora Transparente)
AC	Corrente Alternada
DC	Corrente Contínua
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i> (Laboratório Estadunidense de Pesquisa em Energia Renovável)
SEGS	<i>Solar Energy Generation Systems</i> (Usina CST na Califórnia)
MENA	<i>Middle East and North Africa</i> (Oriente Médio e Norte da África)
LEC	<i>Levelized Energy Cost</i> (Custo Anualizado da Energia)

1. Introdução

Quando, na década de 60, se começava a falar em usar o sol como fonte de energia, a ideia passou a ser descartada devido aos baixos preços do petróleo e às comodidades dessa tecnologia. Tornamo-nos tão dependentes de combustíveis fósseis que o aumento do preço durante a guerra de Kippur, em 1973, instigou o planeta a sonhar novamente com a inesgotável energia solar. A indústria voltava, no começo do novo século, suas atenções às energias renováveis.

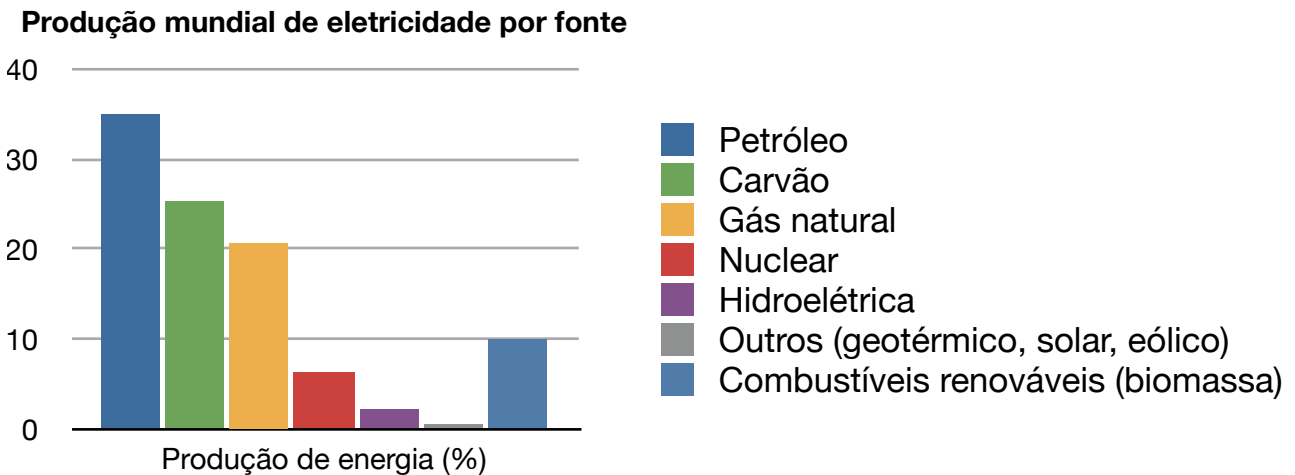


Figura 1: Produção de energia elétrica mundial por recurso. Fonte: International Energy Agency (IEA)

Dezenas de métodos de obtenção de eletricidade à partir da energia que chega do sol foram inventados nos últimos anos e projetos pilotos foram executados em diversas partes do planeta. Dois grandes grupos de tecnologias se destacam no mercado de geração de energia elétrica solar: (i) os painéis fotovoltaicos, que convertem a radiação solar diretamente em energia elétrica através do efeito fotoelétrico; e (ii), a tecnologia concentradora de calor, que substitui a queima de combustível fóssil em uma usina termelétrica pelo calor do sol concentrado através de espelhos. Diversas variantes dessas tecnologias coexistem e estão em fase de pesquisa, ou já em fase de produção industrial.

Quais tecnologias — e em que meios — realmente podem dar certo? Uma análise cuidadosa se faz necessária para que se responda a essa questão.

Nos próximos capítulos, uma breve introdução e histórico precedem explicações sobre as tecnologias de uso de energia solar mais promissoras para o mercado atual, sempre levando em consideração os custos de implantação. Tecnologias ainda em fase de pesquisa e projetos de geração de energia solar também serão descritos. Ao final, tabelas comparativas resumem o que se tem hoje em dia como possibilidades e perspectivas, levando em conta diversos aspectos relacionados, salientando-se as vantagens e desvantagens de cada método.

2. Energia Solar

Como energia solar se descreve a energia obtida do sol, chegando na superfície da Terra como ondas eletromagnéticas (fótons), seja de maneira direta ou difusa. No sol, é a fusão atômica a responsável pela liberação dessa energia — um gigantesco processo termonuclear que converte cerca de 650 milhões de toneladas de hidrogênio em hélio cada segundo [1]. Na Terra, a energia solar é a origem do ciclo d’água, do vento e da fotossíntese do reino vegetal, do qual depende o reino animal através das cadeias alimentares.

No que tange a geração de energia elétrica, ao construirmos usinas hidroelétricas e eólicas, estamos utilizando o sol indiretamente como fonte renovável. Ao utilizarmos o petróleo e o carvão, estamos também utilizando o sol, mas de maneira não renovável — esses materiais são “fósseis” da vida vegetal e animal do passado. Ao utilizarmos a energia nuclear (não renovável), geotérmica ou de marés, estamos utilizando outras fontes de energia que o sol.

O sol irradia de forma bastante constante. A intensidade dessa irradiação no nível da atmosfera e de cerca de 1.367 kW/m^2 , valor também conhecido como constante solar. Uma parte dessa irradiação é refletida pela atmosfera; outra, absorvida por ela em forma de calor, e uma terceira parte atinge a superfície terres-

tre, sendo parcialmente absorvida e parcialmente refletida novamente para a atmosfera. A divisão entre reflexão, absorção e transmissão depende do estado da atmosfera: umidade do ar, nebulosidade e a distância que os raios solares percorrem atravessando a atmosfera. A média mundial de energia irradiada, mesmo sobre as 24 horas do dia, é de cerca de 165 W/m^2 , ou mais do que 5 mil vezes a necessidade energética da huma-

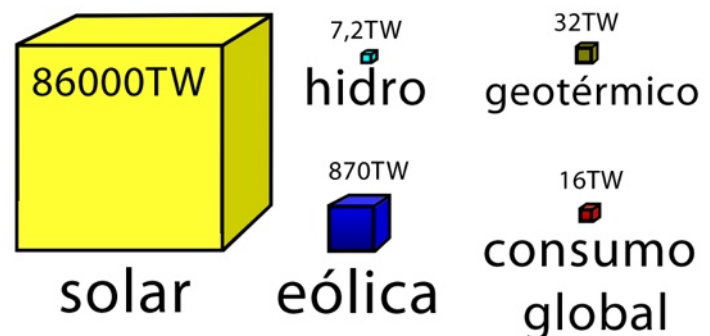


Figura 2: Potencial de produção de energia de fontes renováveis. Fonte: University of Stanford

nidade [2]. A figura ilustra a energia que chega em um plano horizontal na superfície do planeta, se concentrando mais nas áreas equatoriais, mas sem deixar de irradiar no globo inteiro.

Como a energia solar que chega na superfície varia com fatores geográficos, foi adotado um padrão para as medidas de produção e eficiência dos módulos: o AM 1,5, ou espectro *Air Mass 1,5*. A massa de ar aqui mencionada se refere ao caminho que a luz solar percorre *dentro* da atmosfera. Quando o sol está a zênite (diretamente perpendicular, sobre um vetor normal à superfície), os raios solares percorrem uma distância mínima dentro da atmosfera: é a AM 1,0. O padrão de AM 1,5 ocorre com o sol a uma ângulo de cerca de 48° com um vetor normal à superfície [3]. As condições usuais padrão de teste ocorrem, assim, a AM 1,5, temperatura de 25°C e irradiação de 1.000 W/m^2 , típica para um dia sem nuvens. Essas condições são mencionadas como *Standard Test Conditions*.

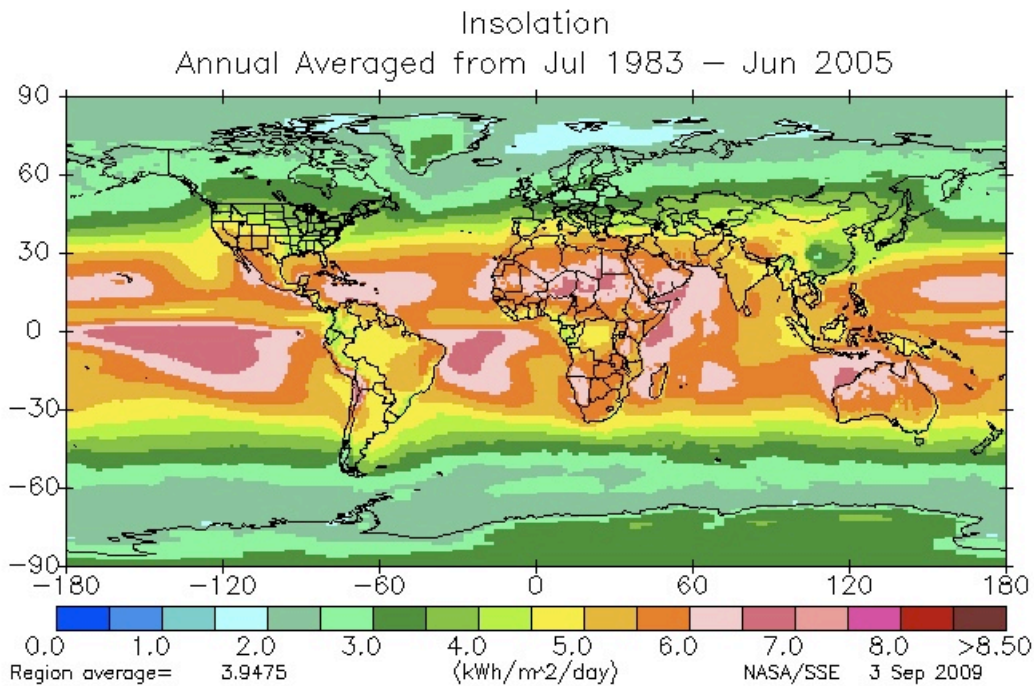


Figura 3: Insolação média anual. Fonte: NASA

2.1. Breve histórico

A adoração ao sol pode ser reconhecida nos limites iniciais da história da humanidade. Astecas na América, os aborígenes da Oceania, os celtas da Europa, os povos da China e do antigo Egito — praticamente todos os povos agrários adoravam o sol.

Gregos e romanos utilizaram aquilo que hoje chamamos de *uso passivo do sol* — o uso da arquitetura para aproveitar a luz e o calor solar no aquecimento de ambientes interiores. O grego Sócrates escreveu, “*em casas que possuem sua face para o sul, o sol de inverno penetra no pórtico*”. Romanos avançaram na técnica, utilizando vidros nas fachadas voltadas ao sul para guardar o calor do sol de inverno. Assim, a quantidade de madeira queimada para aquecimento diminuía [4]. O uso passivo do sol continua sendo a maneira mais econômica de se usá-la.

Auguste Mouchot, matemático francês, questionou o pensamento amplamente difundido na Revolução Industrial do século IX de que os combustíveis fósseis nunca acabariam. “*Um dia, as indústrias não vão mais achar dentro da Europa os recursos para satisfazer sua prodígia expansão. O carvão, sem dúvida, vai acabar. O que a indústria vai fazer então?*”, perguntou Mouchot, que em 1861 inventou uma máquina à vapor impulsionada unicamente pelo sol. Mas o baixo custo do carvão inglês condenou sua cara invenção.

Ao longo de muitos anos, a evolução na tecnologia de uso direto do sol como fonte de energia foi relativamente lenta. Em 1921, Albert Einstein ganhava o Nobel de Física por sua pesquisa no efeito fotoelétrico, o fenômeno básico da geração de energia por painéis fotovoltaicos. Cinquenta anos antes, William Grylls Adams descobria que o selênio produzia eletricidade quando exposto à luz, fato demonstrado pelo alemão Heinrich Hertz em 1887. Data de 1953 a primeira célula solar capaz de produzir uma corrente mensurável, pela Bell Laboratories, nos Estados Unidos.

Em 1973, com o embargo das nações árabes no fornecimento de petróleo, a explosão do custo do produto demonstrou o quanto a sociedade moderna dependia de combustíveis fósseis. O investimento na tecnologia solar foi massivo, mas a queda do preço do petróleo impediu que tecnologias solares se tornassem competitivas.

O novo aumento do custo do petróleo depois de 2001 e a consciência ecológica do uso de fontes renováveis de energia provocaram um aumento expressivo da indústria

solar no Japão e na Alemanha. A economia de escala ressuscita, assim, a atenção global na energia solar.

2.2.Os Desafios

Muitas são as tecnologias para utilizarmos a energia solar. Amplamente disponível, essa energia pode ser usada, de maneira geral, como fonte direta para energia elétrica, como fonte para combustível solar (biomassa) ou como energia térmica.

O desafio da energia elétrica solar é o do custo de produção. Esse custo deve cair mais para competir em grande escala com combustíveis fósseis [5]. Novos materiais para a absorção eficiente da luz, novas técnicas para que se capte todo o espectro de luz da irradiação solar e novas abordagens de nanoestruturas podem revolucionar a tecnologia usada para produção de eletricidade solar. Como prova da praticidade da tecnologia estão as células solares mono-cristalinas, enquanto que novas abordagens como células ultra-finas, semicondutores orgânicos, sensibilidade à cor (*dye sensitization*) oferecem oportunidades fascinantes para a fabricação de células mais baratas, mais eficientes e de maior duração.

Para os sistemas de energia térmica solar, o desafio é o de identificar métodos de bom custo/benefício para a conversão de calor solar em energia térmica estocável e despachável. Reatores aquecidos por raios solares concentrados em torres térmicas chegam a exceder os 3.000°C, permitindo a fabricação de energia elétrica por um ciclo térmico ou a estocagem em um combustível como o hidrogênio. Associados a ciclos de estocagem, sejam eles químicos, como com amônio, ou físicos, como tanques de grande capacidade térmica (sal derretido) ou tanques de ar comprimido, a energia pode ser fornecida continuamente 24 horas por dia, desafiando a intermitência solar.

Outra forma de se produzir energia é com o grande gradiente de temperatura devido a uma superfície aquecida pelo sol; materiais termelétricos de nano-estruturas podem produzir energia com uma eficiência de 20 a 30% sobre um diferencial de temperatura da ordem de centenas de graus Celsius. Novos materiais de baixo custo e alta reflexividade são necessários para que se aumente a eficiência de custo das tecnologias térmicas solares.

Uma forma atrativa para combater a intermitência do ciclo dia/noite e de dias ensolarados/nublados é através de um combustível proveniente de energia solar, como

biomassa. O desafio é o de produzir combustíveis químicos de maneira robusta e eficiente. A biomassa não é suficiente para suprir as necessidades humanas, e nem o seria uma espécie de crescimento muito rápido, como cana-de-açúcar, plantada quase na totalidade da superfície arável do planeta para abastecer o mercado energético. Assim, é necessária uma pesquisa muito profunda em biotecnologia para que se use plantas e organismos mais eficientes ou para que se criem moléculas-máquinas que possam se aproveitar do princípio natural da fotossíntese. Já existem, inclusive, moléculas criadas para absorver a luz do sol e fabricar hidrogênio diretamente, via redução do gás carbônico atmosférico, porém ainda há um grande salto para que esse tipo de tecnologia seja usado em grande escala e de maneira economicamente rentável.

¹ BROWN, E., *An introduction to Solar Energy*, 1988. Disponível em <http://www.ccs.neu.edu/home/feneric/Papers/solar.pdf> Acesso: Set. 2009.

² Desertec Whitebook, *Clean Power from Deserts*, 4a. ed., Desertec Foundation, Alemanha, 2009. Disponível em http://www.desertec.org/fileadmin/downloads/DESERTEC-WhiteBook_en_small.pdf Acesso: Set. 2009.

³ RIORDAN C., HULSTROM R., *What is an air mass 1.5 spectrum?*, Solar Energy Research Institute, Estados Unidos, 1990. IEEE 0160-8371/90/0000-1085

⁴ *History of Solar*, Southface.org, 2008, Disponível em http://www.southface.org/solar/solar-roadmap/solar_how-to/history-of-solar.htm Acesso: Set. 2009.

⁵ *Report on the Basic Energy Sciences Workshop on Solar Energy Utilization*, US Department of Energy, [S. l.], Estados Unidos, 2005.

3. Células Fotovoltáicas (PV)

A conversão de energia fotovoltaica é de uma única etapa, convertendo energia da luz em energia elétrica. A explicação está na teoria quântica. A luz é feita de pacotes de energia, chamados fótons, cuja energia depende somente da frequência (ou cor) da luz. A energia da luz visível é suficiente para excitar elétrons, “presos” em sólidos, a níveis de energia maiores do que eles teriam se estivessem em movimento livre.

Normalmente, quando luz é absorvida pela matéria, os fótons excitam os elétrons para níveis de energia maiores dentro da matéria, mas os elétrons rapidamente “relaxam” e retornam ao seu estado inicial de energia. Em um dispositivo fotovoltaico, no entanto, existe uma assimetria que empurra os elétrons excitados para fora do corpo antes que eles possam “relaxar”, alimentando um circuito externo. A energia extra dos elétrons excitados gera uma *diferença de potencial*, ou seja, uma força eletromotriz. A eficiência de um tal dispositivo depende dos materiais que absorvem a luz e da maneira que estão conectados a um circuito externo.

Uma célula solar é a unidade básica de um bloco fotovoltaico. Ela pode ser considerada como um dispositivo de dois terminais, que conduz como um diodo quando a célula não é excitada por luz, ou que gera uma diferença de potencial quando sob luz. A célula é, usualmente, uma fina camada de material semicondutor de cerca de 100 cm² de área. A superfície é tratada para que o mínimo de luz visível seja refletido e possui aparência escura. Uma rede de contatos metálicos é impressa na superfície para fazer contato elétrico.

A tensão gerada por uma célula varia entre 0,5 e 1 V, segundo os materiais usados, e uma corrente da ordem de dezenas de mili-Ampères por cm². Mesmo que a corrente seja significativa, a tensão é muito pequena para aplicações usuais, motivo pelo qual se conectam células em série e se encapsulam-nas em módulos. Um módulo contém tipicamente de 28 a 36 células em série, gerando cerca de 12 V de tensão sob condições padrão de iluminação solar. As células são colocadas em paralelo com um diodo dito de *by-pass*, para que, no caso de falha, o módulo como um todo continue a fornecer energia. Um inversor é instalado na saída, caso se queira um fornecimento em AC.

3.1.Sustentabilidade

Um sistema de geração de energia sustentável deve respeitar os seguintes critérios:

- produzir mais energia durante seu ciclo de vida do que a energia gasta para fabricar o sistema;
- não deve esgotar um recurso natural durante a utilização;
- não deve criar um subproduto que tenha um efeito negativo na sociedade ou no ambiente.

Para que se determine a verdadeira sustentabilidade de um sistema de produção de energia, ele deve passar por um teste de análise de ciclo de vida (*LCA - Life-Cycle Analysis*). Uma análise ideal deve incluir a quantificação do material e da energia utilizados para: a extração da matéria-prima, a manufatura de todos componentes, os requisitos de uso, geração, fim de uso (depósito ou reciclagem) e distribuição e transporte entre cada fase. Esse estudo é bastante complexo e é difícil de ser executado para tecnologias de energia solar, incluindo a fotovoltaica, pois essas tecnologias são recentes e não estão estabelecidas há tempo suficiente para que se conheça os aspectos relacionados à reciclagem. Cada instalação deve ser analisada individualmente.

Pode-se, no entanto, analisar o tempo necessário para que um painel solar produza o equivalente de energia gasta para sua fabricação e instalação, chamado *payback time*, pois há dados confiáveis disponíveis para consulta.

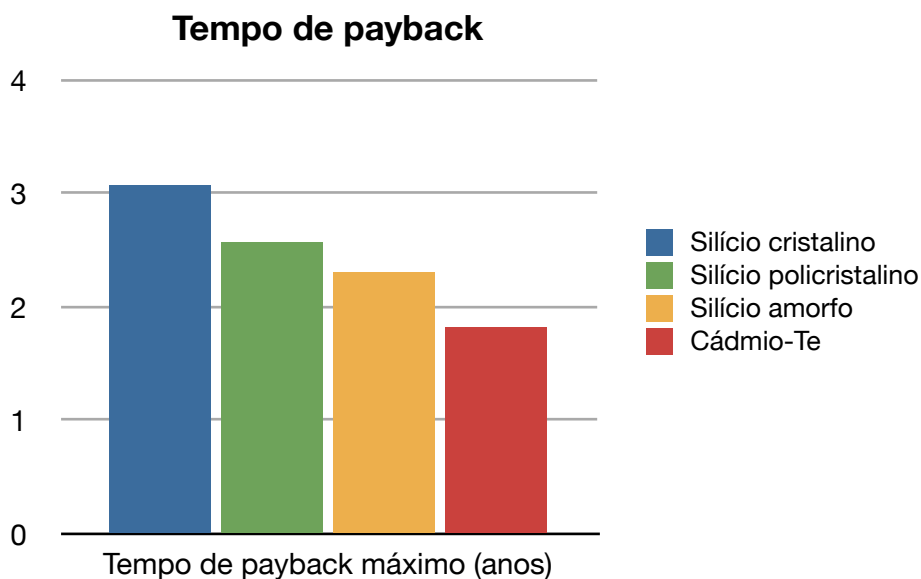


Figura 4: Tempo de payback. Fonte: NREL

Considerando que a vida útil de um painel solar fica acima de 20 anos (podendo chegar a 60 anos em um ambiente seco), praticamente todas as tecnologias disponíveis no mercado de painéis solares são rentáveis em termos de balanço energético.

O grande desafio dos painéis fotovoltaicos, porém, está no custo de produção, que se reflete no custo da energia produzida por eles. Alguns países, como Alemanha, Coreia do Sul, Espanha, Portugal, Itália e Grécia, chegam a pagar 59 centavos de euro para cada kWh inserido na rede proveniente de células solares (mais conhecida como *feed-in tariff*), como incentivo à tecnologia [1], enquanto o custo da energia para o consumidor residencial, na Alemanha, por exemplo, é de 0,21 €/kWh [2]. As companhias elétricas são obrigadas a comprar a energia renovável de um produtor independente; o maior custo pago é rateado com todos consumidores. Assim, o retorno do investimento inicial ocorre em cerca de 10 ou 15 anos.

Hoje em dia, a energia solar só é competitiva em locais com alta insolação anual, como a Califórnia. Consumidores pagam até 0,32 US\$/kWh em horário de pico; a energia solar lá produzida custa em torno de 0,25 US\$/kWh [3]. Na Alemanha, no entanto, um país polo na área de desenvolvimento e fabricação de células solares, vai demorar cerca de 10 anos para que os preços da energia solar sejam competitivos com os baixos níveis de insolação média disponíveis no país. Além disso, o alto custo da mão-de-obra de instalação e do sistema como um todo contribuem para os preços altos de PV.

3.2. Performance do sistema

O que se deve observar em um sistema de geração PV não é especificamente a eficiência do módulo em si, mas sim do sistema de produção como um todo. Embora muitas vezes o painel seja o culpado quando a performance é abaixo do esperado, a verdadeira razão da baixa eficiência pode estar na escolha dos componentes, na arquitetura do sistema ou na escolha do PV para a aplicação. Especialmente para sistemas grandes de PV, o desafio é o de projetar um sistema que, adequado ao seu ambiente, resulte em um alto nível de performance.

Alguns fatores dos sistemas são:

3.2.1.O ângulo de inclinação (*tilt angle*)

O melhor ângulo de inclinação para um módulo PV é aquele que produz o máximo de energia para uma determinada localização. O arco do sol varia com a estação do ano; assim, ângulos menores produzem mais energia no verão, enquanto ângulos maiores produzem mais energia no inverno. Um ângulo fixo deve ser calculado para o compromisso de fornecer a maior energia em uma base anual. A razão entre a intensidade da radiação solar em uma superfície horizontal e a radiação atingindo uma superfície perpendicularmente ao sol é igual ao cosseno do ângulo entre os raios solares e a superfície horizontal; assim, inclinando-se um painel para que ele esteja sempre perpendicular aos raios solares (o que denominamos *solar tracking*) constitui uma melhoria importante.

O ângulo de inclinação é especialmente importante para módulos de 1a. geração de PV, devido a sua maior sensibilidade à luz incidente direta que PV de 2a. geração [4].

3.2.2.Azimute

Ou desvio do verdadeiro sul/norte, tem um impacto semelhante na produção de energia que o *tilt angle*. A performance ótima tipicamente ocorre com o módulo alinhado com o verdadeiro eixo norte/sul. O efeito, novamente, é mais sentido em células cristalinas de 1a. geração. Em geral, no entanto, o impacto de um azimute muito desviado não é tão grande quanto o de *tilt angle*, pois há um simples movimento na curva de saída de energia (antes que uma redução da mesma).

3.2.3.Temperatura da célula

O coeficiente térmico para as várias tecnologias PV variam consideravelmente. Para células mono-cristalinas, ele é de cerca de 0,5% por °C (ou seja, uma queda de 17,5% na eficiência de um módulo a 60°C, portanto 35°C de diferença sobre a temperatura padrão para testes, de 25°C).

Existem, ainda, fatores secundários que merecem atenção, como o sombreamento dos painéis por árvores e construções, a cobertura de sujeira ou neve, a eficiência do inversor acoplado ao sistema (para injeção da energia na rede de energia no seu pa-

drão AC atual). O silício amorfo tem se mostrado como a alternativa mais tolerante aos ângulos não ótimos de *tilt* e azimute, altas temperaturas e sombreamento.

3.2.4.A montagem dos módulos

Costuma-se chamar de BIPV os métodos de construção, montagem e incorporação dos módulos PV em outras estruturas [5]. A primeira geração de BIPV é descrita como os módulos iniciais, que são simplesmente montados sobre uma estrutura customizada e instalados sobre construções civis. Na segunda geração de BIPV, os módulos passam a substituir o invólucro de construções, tomando parcialmente as funções dos materiais precedentes, como telhados e revestimentos de paredes. A terceira geração emprega elementos PV flexíveis, o que garante muitas vantagens a esse sistema. Painéis flexíveis são fabricados desde 1998 pela empresa United Solar Ovonic LLC com a tecnologia de silício amorfo *thin film* em um processo de deposição sobre um substrato de aço flexível e em rolos, com 0,125 mm de espessura [6]. O peso da estrutura final é baixo (2,2 kg/m²), bem como o coeficiente de temperatura, garantindo assim uma boa tolerância a sombra e baixa dependência dos ângulos de *tilt* e azimute.

3.2.5.Perdas no sistema

As perdas em um sistema típico de produção de energia solar por PV podem ser resumidas em:

- perdas pela resistência das conexões;
- perdas devido às diferenças entre painéis (células diferentes produzem energia elétrica a uma tensão levemente diferente, o que provoca pequenas perdas de energia quando os painéis são colocados em paralelo);
- perdas no inversor acoplado ao sistema, para conversão de energia DC em energia AC;
- perdas devido a obstruções nos painéis, como pó — muito típico em locais secos e ensolarados com chuvas escassas —, neve, ou até excrementos de aves [7].

3.3.Primeira geração

A primeira geração aplica na prática aquilo que primeiro se descobriu na teoria e em laboratório. Nela, silício cristalino (c-Si) de alta qualidade é usado em junções

simples, em *wafers* de $\sim 180 \mu\text{m}$. Os custos de produção são bastante elevados em função da qualidade do material e do alto consumo energético na produção; assim, o tempo de *payback* energético varia de 5 a 7 anos [8], relativamente alto. O volume de produção de painéis solares dessa tecnologia ainda é de cerca de 90% do total. Essa dominância de mercado deve continuar ao menos pela próxima década, mas existem muitos desafios econômicos que devem ser superados para que haja um crescimento sustentado dessa tecnologia, que enfrenta competição com as mais novas gerações de PV.

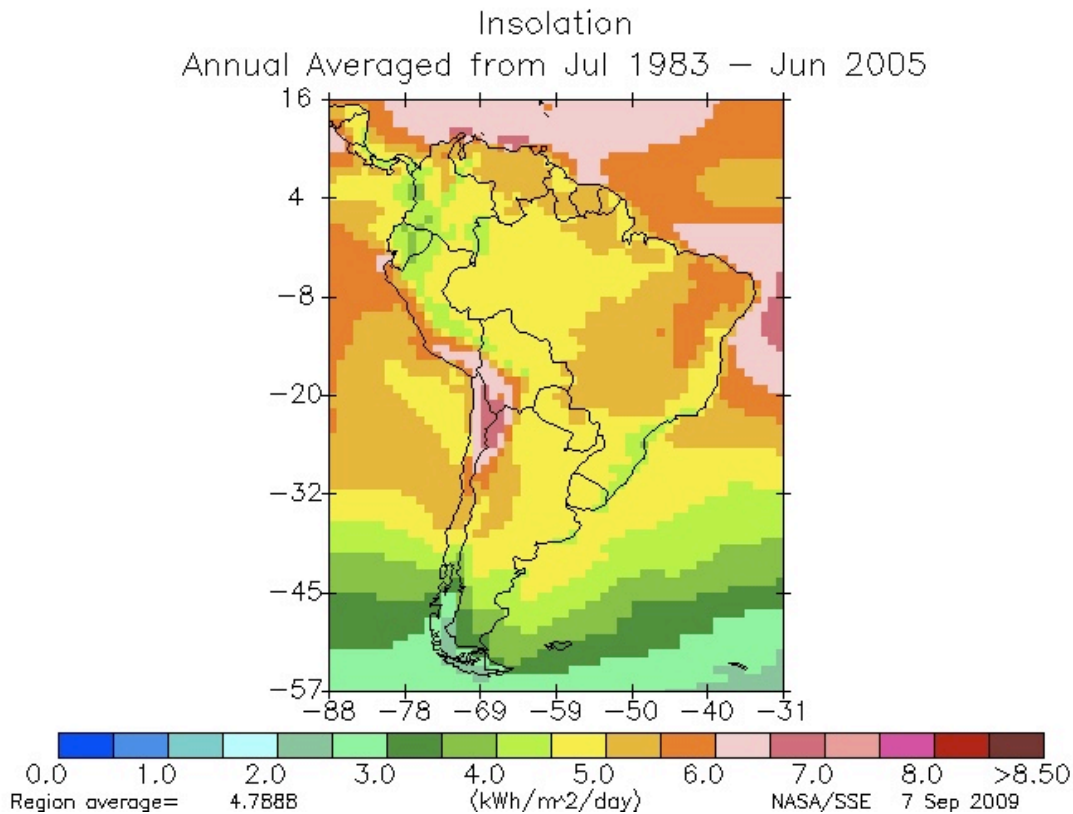


Figura 5: Insolação média na América do Sul, variando de 4 a 6 kWh/m²/dia no território brasileiro. Fonte: Nasa

A fabricação se dá em 6 etapas: (i) produção de silício, (ii) purificação, (iii) cristalização, (iv) corte do silício, (v) fabricação da célula e (vi) montagem do módulo. Mesmo que um progresso considerável tenha sido feita em cada uma das etapas, ainda há avanços tecnológicos a serem implantados. Por exemplo, a espessura dos *wafers* caiu de $400 \mu\text{m}$ para algo menos que $200 \mu\text{m}$ hoje, e a área da célula aumentou de 100cm^2 para 240cm^2 .

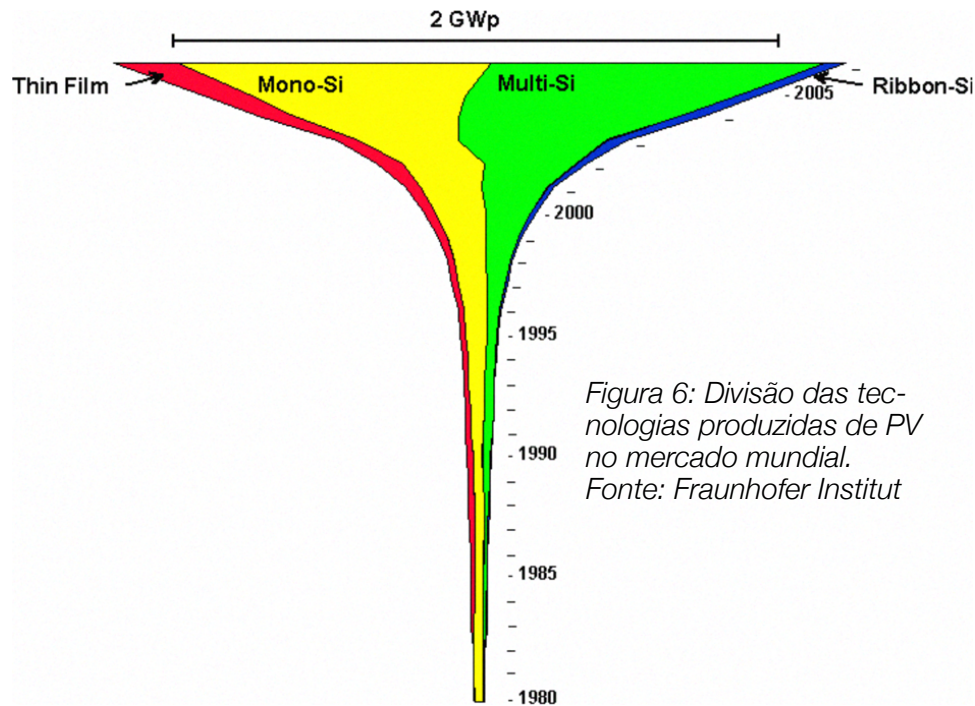


Figura 6: Divisão das tecnologias produzidas de PV no mercado mundial.
Fonte: Fraunhofer Institut

A redução do custo de outras tecnologias e o aumento do quadro industrial deverá baixar o custo de PV de c-Si em 30-40% nos próximos cinco anos [9]. Além disso, com a perspectiva de redução de espessura do *wafers* para até 40 μm usando-se novas técnicas (como a fabricação sobre *wafers* temporários de menor pureza), há uma grande economia de silício puro utilizado, sem sacrificar a eficiência dos módulos, que é, em média, de 16% comercialmente. O custo do silício representa $\sim 78\%$ do custo total do módulo [10]. A pureza da ordem de 8N necessária para módulos de alta qualidade (onde N representa a quantidade de 9 atrás do ponto, *i.e.*, 3N representa 99,999% de pureza) do silício usado nas células solares acarreta em altos custos; diversas empresas, no entanto, já se comprometeram com o uso de silício de categoria alta metalúrgica (6 ou 7N) (como Q-Cells, uma das gigantes do ramo) [11]. Embora a eficiência diminua para alcançar no máximo 15% (contra 18,6% de eficiência das células de mercado mais eficientes), a troca por um silício mais barato é vantajosa economicamente.

Como uma célula de silício cristalino tipicamente reflete a luz incidente com um ângulo maior do que 40° , os módulos são muito suscetíveis a mudanças do tempo, reduzindo muito o desempenho quando não bem alinhadas com o sol ou em dias nublados [12]. O uso de *solar trackers* (que movem o módulo para que fiquem perpendiculares aos raios solares) se mostram mais necessários para essas células do que para as de mais novas gerações.

Foi devido ao alto custo do c-Si que foram inseridas no mercado células PV de mc-Si (silício multi-cristalino). Ao invés de se usar um lingote de cristal único de silício, usa-se um silício de produção mais simples e barata; a presença de fronteiras entre os grãos do cristal, no entanto, introduz níveis de energia, reduzindo o tempo de vida dos portadores de carga no material. A eficiência cai para alcançar no máximo 15,6% nos módulos comercializados [13]. Mais de 50% dos módulos PV de silício no mercado são de mc-Si [14].

O desenvolvimento de novas técnicas de produção de silício que utilizem menos energia já está em andamento, impulsionado pelo alto preço do material. Muitas indústrias investem na produção de silício multi-cristalino em forma plana (ou *ribbon silicon*), substituindo os tradicionais lingotes. A produtividade e a praticidade aumentam, reduzindo ainda o custo do processo, sem muito comprometer na eficiência do módulo [15].

Atualmente o preço do silício não processado é de 50 US\$/kg, e deve cair a menos de 20 US\$, permitindo uma forte queda no preço de PV. Além disso, cerca de 50% do silício inicial utilizado (antes de ser processado) é perdido com a manufatura, mesmo com a reciclagem [16]. Enquanto hoje são necessários cerca de 10 g de silício por W, possivelmente pode se atingir 2 g/W em longo prazo, com melhorias na manufatura. Um aumento de 1% na eficiência do módulo pode, sozinho, reduzir o custo US\$/W do módulo em 5-7%; isso justifica, para muitos, a “corrida pelo módulo comercial mais eficiente”.

A montagem do módulo solar também demanda bastante material. Com o objetivo de proteger a célula do ambiente externo por, no mínimo, 25 anos, sem bloquear o espectro de irradiação útil do módulo, usa-se tipicamente um encapsulamento de polímero e vidro com um quadro de alumínio. O encapsulamento tradicional, no entanto, chega a somar 30% do custo da célula, e faz o *payback time* aumentar consideravelmente. Espera-se que métodos de encapsulamento de PV de Si de forma durável, flexível e econômica sejam desenvolvidas nos próximos anos, se adequando melhor a uma manufatura de grande escala.

O tamanho das fábricas de PV de Si é, também, importante para que se alcance melhores performances para a tecnologia. A capacidade atual de cerca de 100 MW/ano deve crescer para 500-1.000 MW/ano a curto prazo. Com o aumento do automatismo

nas unidades produtivas, a primeira geração de PV se mostrará competitiva por muitos anos ainda.

3.4.Segunda geração

Com o objetivo de redução de custos de produção com uma fabricação mais econômica em termos de materiais e de consumo de energia, a segunda geração de PV emprega células de filme mais fino (*thin film solar cell*, TFSC), utilizando, portanto, menos matéria prima. A espessura do filme é da ordem de 1 μm , contra os 200 μm da primeira geração. Ademais, há uma escassez de matéria-prima industrializada para um silício muito puro, necessário para PV de primeira geração [17]. Na segunda geração, diversas camadas finas são depositadas sobre um substrato, usualmente painéis de vidro ou folhas metálicas; procura-se materiais que possam ser depositados a temperaturas mais baixas, reduzindo o consumo de energia na cadeia produtiva. O tempo de *payback* já é de menos que 1 ano. No caso de células de silício, cristais amorfos de silício são utilizados, ao contrário dos cristais únicos da primeira geração.

No mínimo 3 camadas são necessárias em qualquer tecnologia *thin film*: [18] (i) uma camada frontal, de contato, transparente; (ii) uma camada absorvente; (iii) uma camada de fundo, de contato. Tipicamente é usado um processo de depósito a vácuo para as camadas de tipo contato na frente e no fundo.

Dado que painéis PV mono-cristalinos de silício são feitos em um processo fotolitográfico, uma produção em escala se torna difícil de se alcançar; na segunda geração, com o *thin film*, técnicas padrões de depósito de microcristais podem ser usadas, aumentando muito o potencial de produção em grande escala [19]. Outra vantagem geral dos painéis *thin film* é o da menor dependência da radiação; enquanto células de primeira geração perdem muito rendimento com radiações menores (ou se deterioram com radiações muito altas, como as observadas no espaço), PV de segunda geração se mostra eficiente também em dias nublados [20].

A participação de TFSC no mercado de PV é de cerca de 10%, mas deve crescer para 20% em 2010 e mais de 30% em longo prazo. O custo segue em queda: atualmente, cerca de 1,5 US\$/W, variando com a tecnologia, devendo chegar a 0,75 US\$/W em longo prazo [21].

Com exceção da tecnologia de silício amorfo descrita mais abaixo, as propriedades fundamentais das tecnologias *thin film* são apenas parcialmente conhecidas. É necessária uma pesquisa fundamental para que se melhore a qualidade e a eficiência dos módulos, reconhecendo a influência dos processos de deposição sobre filme e os parâmetros óticos e elétricos dos materiais.

3.4.1. Cádmiu-Telúriu (CdTe)

Tipicamente se usa uma junção n-i-p em uma célula de CdTe: a camada superior sendo do tipo n (de sulfeto de cádmio, CdS); a do meio, intrínseca, de CdTe; e a inferior, do tipo p, como zinco-telúriu (ZnTe). As células de CdTe são entre as mais baratas hoje em dia, e as eficiências comerciais têm aumentado de 9 para 10% em um período de 12 meses [22]. De estabilidade química muito grande, as células são também de muito fácil produção.

O cádmio é uma substância bastante tóxica e é necessário um cuidado redobrado na manufatura dos módulos, mas uma vez encapsulado, não há mais riscos de contaminação; mesmo no caso de um incêndio, o vidro em que o módulo está encapsulado fica selado e bloqueia a substância [23]. De fato, os impactos ambientais são menores que para células de CdTe que para células tradicionais de primeira geração [24]. A fabricante First Solar, pioneira na produção de módulos de CdTe, inclui no custo do produto o sistema de reciclagem, evitando o descarte incorreto do material. A toxicidade do Cádmiu reduz as perspectivas de se produzir células sem encapsulamento em vidro, portanto com remota possibilidade de produção em escala com técnicas de impressão sobre materiais flexíveis, embora universidades como a de Toledo, em Ohio, EUA, trabalhem com essa possibilidade. O depósito de CdTe se faz com sucesso com técnicas de vaporização sobre um substrato de molibdênio e fitas polímeras de Kapton® (filme de poliamida produzido pela DuPont) [25].

O telúriu é um material bastante raro na natureza e, com um aumento de demanda para a produção de células solares em grande escala, o custo poderia subir bastante. Pode ser obtido como produto secundário na mineração do cobre.

Os componentes BOS (outros que a própria célula solar, incluindo o encapsulamento e as estruturas metálicas do módulo) possuem um grande impacto proporcional ao das células CdTe; reduções na quantidade de material (notadamente alumínio e

aço) nas estruturas dos painéis são desejadas para uma melhoria na performance global do sistema CdTe.

3.4.2. *Thin film* de silício

Atualmente, o silício amorfo (a-Si) é o produto de maior interesse e o campo com maior potencial entre as células de *thin film* de silício (comumente conhecido por TFSi, *thin film silicon*) [26]. Está em desenvolvimento há cerca de 25 anos, sendo que células de boa qualidade são fabricadas no Japão e nos Estados Unidos, graças, em parte, a ajudas governamentais. Como o silício é muito abundante e o consumo do mesmo para os módulos é bem mais baixo do que para PV de silício de primeira geração, não há riscos de ocorrer uma escassez de matéria-prima mesmo em uma produção na escala de TW (Tera-Watts). Além do silício amorfo, o silício é usado na forma microcristalina (μ -Si) ou aliado com germânio.

O TFSi beneficia de uma técnica bastante difundida de depósito de material, graças à extensa indústria de produção de *displays* de vídeo planos. Trata-se do PECVD (*Plasma-Enhanced Chemical Vapour Deposition*), onde filmes finos podem ser depositados em estado sólido sobre um substrato, partindo-se de uma mistura gasosa, tipicamente contendo hidrogênio [27].

Com frequência é usado o conceito de multi-junção p-i-n (tipo p — intrínseco — tipo n), que apresenta algumas vantagens no que se refere ao aproveitamento do espectro, pois materiais com bandas de absorção diferentes absorvem luz em comprimentos de onda diferentes. A soma das eficiências de cada camada utiliza melhor o espectro do que um dispositivo de junção única [28]. Outra forma promissora de TFSi é a célula híbrida, com a-Si e μ -Si, com eficiências em laboratório comprovadas de 12%, e industriais de 10% pela empresa Sharp, no Japão [29]. A célula híbrida é composta por uma camada superficial condutora de TCO, uma célula p-i-n de a-Si, uma célula p-i-n de μ -Si (cinco vezes mais espessa que a camada de a-Si), uma camada óxida de zinco e um substrato inferior de prata. Assim, o espectro solar é melhor aproveitado: a célula superior de a-Si absorve fótons em torno de 500 nm, e a célula inferior absorve fótons em torno de 700 nm, já saindo do espectro da luz visível e entrando no espectro infravermelho [30].

Diversas melhorias têm aumentado a eficiência dessa tecnologia, sendo o mais crítico o da técnica de uso de diluição de hidrogênio na etapa de formação da camada intrínseca, que reduziu o problema de degradação dessa camada por luz (provocada pelo efeito de Staebler-Wronski). Esse efeito é o da degradação por iluminação tanto ao nível de *dark conductivity* quanto em fotocondutibilidade em semicondutores não dopados, devido a um salto no nível de energia de Fermi para uma posição no meio da banda (*mid-gap*) e a uma diminuição do tempo de meia-vida do elétron [31]. A redução de eficiência varia entre 10% e 30% no primeiro ano de uso, estabilizando nos anos posteriores. Com a diluição do gás silano a uma taxa de apenas 10% no gás hidrogênio durante o depósito de silício amorfo, esse torna-se mais estável, reduzindo a degradação pela luz.

Além da técnica inovadora de deposição para redução de degradação por efeito Staebler-Wronski, uma camada protetora e condutora transparente (TCO) de dióxido de titânio se mostrou eficaz como agente contra a degradação provocada pela luz [32].

O projeto europeu Helianthos, parceria da empresa Nuon, da Holanda, com universidades da Alemanha e Holanda, investe na pesquisa de células a-Si imprimíveis em substrato flexível. Um conceito novo de manufatura emprega o depósito de a-Si em uma lâmina temporária de metal.

Depois, o dispositivo é transferido para uma lâmina plástica, onde as células são conectadas, e a lâmina metálica é removida. Eficiências de 9,4% foram alcançadas inicialmente, com perspectiva de aumento [33].

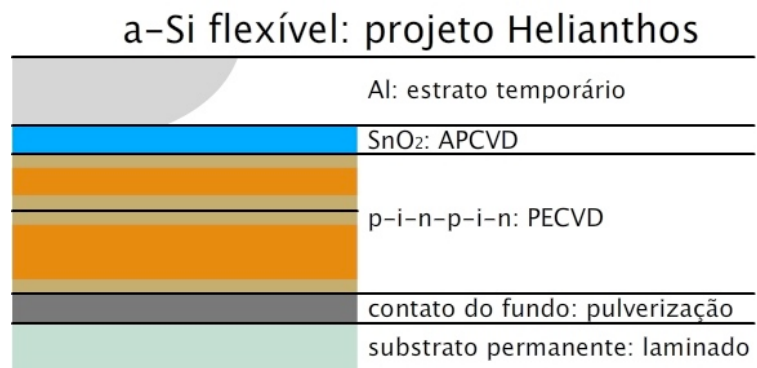


Figura 7: estrutura de um módulo flexível de a-Si sobre um estrato temporário. Dados da Helianthos

Uma minuciosa análise de performance foi executada na unidade de produção de energia solar *Solarmine* da Uni-Solar, em Bakersfield, Califórnia, em operação desde dezembro de 2002. Os painéis são de junção tripla de a-Si, com uma produção de pico esperada de 490 kWAC [34]. A energia produzida excedeu o esperado (passando de 500 kWAC) devido principalmente à boa performance do *thin film* em condições de sombreamento e baixa luminosidade

(como em dias nublados ou com sol rasante) e a altas temperaturas. A produção anual supera 1.000.000 kWh [35].

Cada célula possui uma eficiência de cerca de 8,5%. A camada inferior, depositada sobre uma lâmina de 0,125 mm de aço inoxidável, absorve a luz vermelha, enquanto as camadas superiores absorvem verde, amarelo e azul. Usa-se 300 vezes menos silício que em uma célula de primeira geração. Encapsulada em polímeros leves, as células estão conectadas a diodos *by-pass*, permitindo a produção de energia mesmo quando o módulo está parcialmente sombreado. A degradação do módulo ficou muito abaixo do esperado (apenas 0,74% por ano).

Diversas melhorias na promissora tecnologia ainda podem ser implantadas, como a incorporação de outras camadas ($\mu\text{-SiGe}$, SiC, diamante nanocristalino) e combinação híbrida com outras tecnologias.

3.4.3. CIGS ($\text{CuIn}_x\text{Ga}_{1-x}\text{Se}_2$), ou Cobre, Índio, Gálio e Selênio

De tecnologia *thin film*, as células CIGS podem fornecer performances de conversão de luz em energia superiores às células CdTe ou de *thin film* de silício (eficiências de 19,5%), e podem até exceder a performance de módulos tradicionais de silício em condições reais de funcionamento. A durabilidade de um módulo bem construído também é excelente. No entanto, a complexidade funcional e operacional no uso de processos a vácuo para o depósito de filmes de CIGS faz com que haja certas limitações para a tecnologia, notadamente na questão de custo.

Existe um entendimento científico ainda pequeno sobre algumas propriedades de CIGS, especialmente sobre a performance das células, dificultando a engenharia de processos de fabricação; com frequência, conhecimentos empíricos se mostraram errados com o tempo. Ademais, muito pouca pesquisa se faz em CIGS em comparação com materiais como o silício, extensamente utilizado na indústria microeletrônica.

Felizmente tem havido um progresso muito grande no desenvolvimento de processos de manufatura de PV de CIGS, através da impressão a baixo custo de nanopartículas sobre substratos baratos e, posteriormente, convertendo essas camadas em filmes eletrônicos de alta qualidade, fazendo uso de processos térmicos rápidos (em uma única etapa de aquecimento rápido). Eficiências de 14% foram confirmadas pelo

NREL, o que confirma um recorde para PV fabricado através de impressão de camadas sobre um filme [36].

A empresa Global Solar Energy, de Tucson, Estados Unidos, é a primeira a romper as barreiras técnicas de produção de PV de baixo custo em produção *roll-to-roll*, através de CIGS impresso sobre um substrato flexível de aço inoxidável [37]. Eficiências de 11% foram obtidas na produção industrial nos Estados Unidos; duas usinas com capacidade de produção de módulos PV de 40 a 60 MW por ano estão em funcionamento em Berlin, na Alemanha, e em Tucson.

Também dos Estados Unidos, a empresa Nanosolar produz em grande escala PV de CIGS sobre substrato flexível, ao custo mais baixo do mercado (cerca de 0,35 US\$/W para a célula *per se*, mas cerca de 1 US\$/W em um módulo instalado) [38]. A Nanosolar é a primeira a romper a barreira de 1 US\$/W de PV, tornando a tecnologia competitiva com outras fontes de energia. O condutor do fundo é uma lâmina de alumínio de baixo custo. As camadas de CIGS são impressas com alta resolução (eliminando necessidade de “salas brancas” na produção), formando a camada semicondutora; a camada condutora superior, transparente, também é impressa. A arquitetura do alumínio como substrato condutor permite que altas correntes fluam pelos painéis, garantindo menores perdas quando do emprego desses módulos em grande escala. A resistividade do aço inoxidável é quase 20 vezes superior à do alumínio, e o custo é mais que 30 vezes superior ao do alumínio. Claramente é necessário que as temperaturas usadas no rápido tratamento térmico não excedam a da fusão do alumínio, de 660°C, fazendo com que poucas empresas usem o alumínio como substrato devido às dificuldades técnicas na fabricação.

Outra vantagem para o método construtivo de *thin film* em substrato flexível da Nanosolar é que um vidro temperado pode ser adicionado ao fim do processo, garantindo um módulo com uma boa resistência mecânica (o vidro temperado é cerca de 3 vezes mais resistente mecanicamente que o vidro comum) [39]. Um vidro temperado não resistiria às temperaturas de fabricação do módulo, ocasião em que ele “destemperaria”.

As células da Nanosolar sobre substrato de alumínio dispensam uma camada espessa de molibdênio, pois a corrente elétrica produzida pela célula se aproveita da

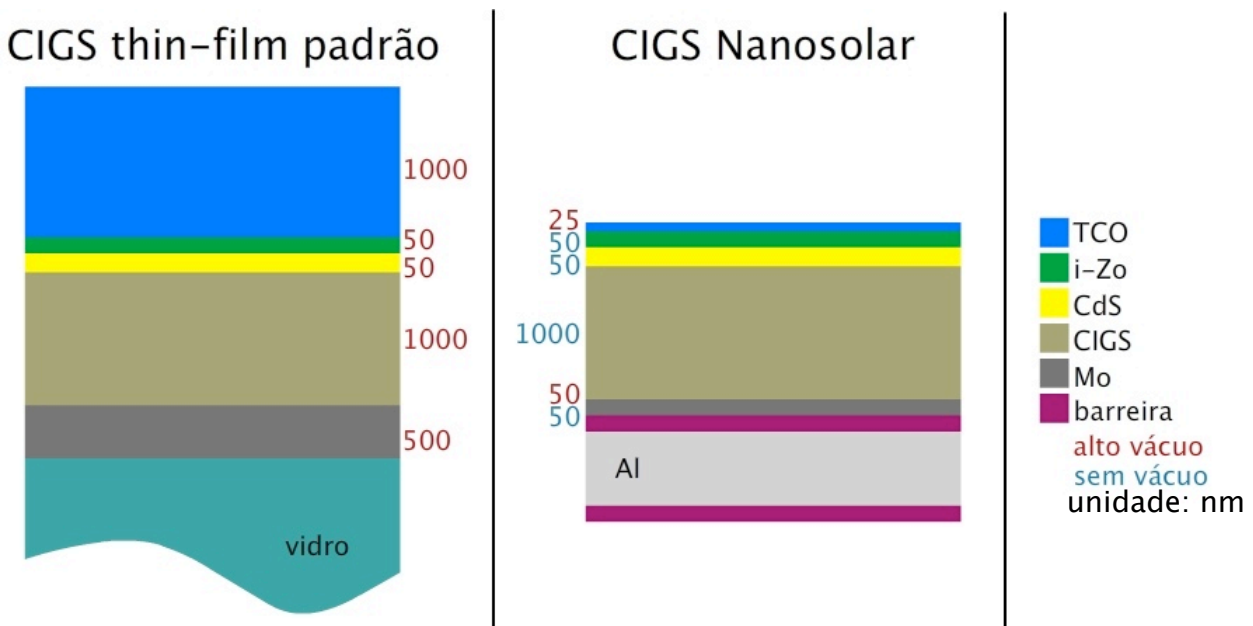


Figura 8: Comparação de camadas de um módulo thin film padrão CIGS sobre substrato de vidro e um módulo CIGS sobre substrato de alumínio da Nanosolar. Dados da NREL

base condutora de alumínio. Uma grande redução de custos é assim feita, pois o molibdênio custa relativamente caro e, com uma maior demanda no consumo na Ásia, há uma tendência de aumento de preço [40].

Para a impressão da camada semicondutora de CIGS, há a necessidade de uma estequiometria rigorosa (ou seja, é preciso que a quantidade de partículas de CIGS, ou razão atômica, esteja bem definida e constante ao longo da impressão). Em um depósito a alto vácuo tradicional, o custo do processo em uma área relativamente grande é bastante elevado e lento, de manutenção cara, exigindo que a produção pare com frequência para averiguação das paredes da câmara de vácuo com o objetivo de evitar contaminações. As perdas de matéria prima também são muito altas, acima de 70% para o índio, por exemplo. A impressão das células da Nanosolar aproveita mais de 95% desse material [41]. Com a estequiometria correta na tinta de nanopartículas usada para a impressão de CIGS, há também uma estequiometria exata em qualquer parte do módulo solar, independente de pequenas variações de espessura do filme. A camada impressa de nanopartículas se transforma em uma camada semicondutora com o rápido tratamento térmico.

Na célula da Nanosolar, um outro triunfo tecnológico é o do *Metal-Wrap-Through* (MWT), onde uma lâmina de alumínio serve de condutor do fundo, conectado



Figura 9: Interconexão de células Nanosolar e arquitetura de vias condutoras de corrente da superfície para a base metálica de alumínio. Fonte: Nanosolar

ao eletrodo da frente por buracos secundários. O processo de fabricação é compatível com a uso dos rolos da impressão *roll-to-roll*. Assim, também, a conexão entre células se dá simplesmente pelo contato da camada condutora do fundo, de alumínio, com a camada condutora de alumínio mais superficial de outra célula.

O rápido aumento do volume de PV fabricado com CIGS tem levantado questões sobre a disponibilidade do índio como matéria-prima. A Nanosolar anunciou em setembro de 2009 a manufatura com capacidade de produção de 640 MW em Luckenwalde, perto de Berlin, na Alemanha, da célula impressa sobre o mais barato substrato mais eficiente do mercado [42]. A empresa Solyndra antecipa o lançamento de sua unidade de manufatura de 500 MW de capacidade [43]. A capacidade na América do Norte passará de 32 MW a 1,3 GW em 2012. No entanto, mesmo com essa rápida ascensão na produção, um estudo da *Indium Corporation* demonstrou que a oferta de índio não é tão pequena como se especulava antes [44]. A produção de índio cresceu de 70 para 500 MT em 20 anos para atender à demanda mundial, com uma quantidade esperada em reservas de 50.000 MT. Com as técnicas atuais de mineração apenas 30% são transformados no metal refinado; assim, espera-se que haja no mínimo 30 anos de reservas disponíveis, garantindo ao menos uma breve vida para a Nanosolar.

3.4.4.Sistema tubular CIGS

Um sistema bastante inovador da empresa californiana Solyndra é muito promissor. Produzindo em grande escala desde 2008, ela utiliza a tecnologia CIGS *thin film* dentro de tubos de vidro. Focado no sistema como um todo, destinado a ser facilmente montado sobre telhados planos, a empresa não disponibiliza o custo US\$/W do módulo em si, preferindo focar nas vantagens do sistema como um todo, sem participar da corrida pelo custo US\$/W mais barato de produção. A principal unidade de manufa-

tura se localiza em Fremont, Califórnia, com capacidade anual de 110 MW, com uma segunda unidade de 420 MW em planejamento [45].

Inúmeras vantagens aparecem com a montagem dos módulos em tubos [46]:

- Maior área de cobertura em um telhado plano. Como em um sistema típico de PV a potência máxima é dada para um certo ângulo *tilt*, os módulos tendem a ser instalados de tal forma que uma parte da área total do telhado é perdida, pois um módulo



Figura 10: PV dedicado para telhados. Fonte: Solyndra

não deve fazer sombra no outro. Já os módulos Solyndra possuem a máxima performance mesmo com *tilt* nulo, montados horizontalmente, e posicionados a uma distância mínima um do outro;

- Melhor captação de energia. Como os tubos possuem um filme PV nos 360° de sua circunferência, tanto a luz direta, difusa e refletida são convertidas em eletricidade. A luz que passa por entre os tubos e reflete no telhado plano (de preferência branco ou outro material altamente reflexivo) acaba sendo parcialmente utilizada pelo tubo;
- Facilidade de instalação. Os módulos são leves (cerca de 32 kg), podendo ser facilmente colocados sobre uma superfície plana, sem necessidade de fixação (o próprio peso do módulo, aliado ao aerodinamismo do mesmo, dispensa as fixações);
- Alta performance aerodinâmica. Como o vento passa por entre os tubos de um módulo, não há perigo de o módulo ser arrastado pelo vento. Os módulos foram testados e certificados em ventos de até 208 km/h;

- Operação em temperaturas mais baixas. O formato tubular garante que haja um fluxo de ar circulante, dissipando o calor dos tubos. Funcionando a menores temperaturas, há um ganho de eficiência;
- Excelente vedação. Os filmes CIGS tendem a se deteriorar se expostos à umidade. Com o fechamento hermético dos tubos (ao modelo de lâmpadas fluorescentes tubulares), o sistema fica mais robusto.

Utilizando um processo de co-evaporação, o *thin film* de Solyndra tem aproximadamente 1 μm de espessura, provavelmente o mais fino do mercado [47]. Com uma eficiência entre 12 e 14%, 40 kW de módulos podem ser instalados por cinco trabalhadores em um dia.

Trata-se, na verdade, de dois tubos: o tubo interno é de alumínio, que serve como condutor, revestido com o filme semicondutor PV (junção CIGS), novamente revestido por uma camada condutora transparente, e é inserido e selado dentro do tubo de vidro. As células são conectados em paralelo no módulo; assim, não ocorre quebra significativa de produção se um dos tubos se danificar. A estrutura do módulo completo é de alumínio, que deixa os cilindros a uma altura de quase 30 cm do chão. Os tubos são espaçados cerca de 2 cm um do outro.

3.5.Terceira geração

Chama-se comumente de terceira geração de PV as tecnologias inovadoras baseadas tanto em primeira quanto em segunda geração, onde o objetivo é o de se aumentar a eficiência, guardando as características de baixo custo de produção. A divisão exata é um pouco confusa; comumente, inclui-se células orgânicas, nano-estruturas (*quantum dot*), polímeros, células de larguras de bandas intermediárias e células que usam o espectro infravermelho. Aqui, foi dado enfoque nas tecnologias em estado de desenvolvimento mais avançado, mais próximas da comercialização.

3.5.1.Células orgânicas (polímero)

Historicamente, células solares são construídas com materiais inorgânicos como o silício. Embora a eficiência de conversão seja alta, materiais bastante caros são usados e técnicas de fabricação com um alto consumo de energia são necessárias em muitos casos. Células solares orgânicas são construídas com materiais da química orgâni-

ca, ou seja, com ligações com células de carbono (comumente plásticos). Tanto a eficiência quanto a durabilidade dos módulos é baixa; no entanto, devido ao baixo custo e às inúmeras versatilidades possíveis com a produção em grande escala, as chamadas “células de plástico” constituem um campo de pesquisa importante. O campo é conhecido como OPV (*Organic Photovoltaics*).

As vantagens potenciais podem ser resumidas a:

- baixo custo de produção devido à tecnologia de produção e matéria-prima barata;
- grande produção energética usando superfícies enormes cobertas por uma fina camada plástica;
- flexibilidade, transparência e fácil manuseio;
- adaptação ao espectro solar através de polimerização segmentada;
- células com melhor inserção na arquitetura predial.

O material de OPV é composto por uma estrutura eletrônica especial, com ligações covalentes π , que dão ao metal uma característica semicondutora. A primeira célula OPV criada apresenta duas camadas, uma de polímero (doador de elétron, ou semicondutor do tipo n), e uma de fulereno (uma forma estável do carbono, de nano-estrutura de tipo domo geodésico), aceitador de elétrons, portanto de tipo p. A fina camada de fulereno é depositada sobre o polímero. Nesse contexto, a substância foto-ativa é o polímero que, com estados excitados, acaba cedendo elétrons ao fulereno.

Embora o aspecto de produção de energia em maior escala ainda não seja explorado, a empresa norte-americana Konarka, com sedes de pesquisa também na Alemanha e Áustria, produz células orgânicas. As folhas plásticas comercializadas alcançam uma eficiência de 4%, para uso localizado e de baixa potência, como para carregamento de baterias de micro-eletrônicos. De alta portabilidade e leveza, as células produzem eletricidade mesmo com uma incidência solar a 70° do seu eixo horizontal sem muito comprometer seu desempenho. A empresa preenche inicialmente um pequeno nicho do mercado para aplicações portáteis — que poderão, no futuro, incluir rótulos de embalagens, roupas e janelas que produzem energia elétrica oriunda da luz tanto do lado de dentro quanto do lado de fora, ou estruturas de sombreamento parcial de estacionamentos e barracas de acampamento. Espera-se que, com o aumento da efi-

ciência de seus produtos, possa concorrer com outras fontes de energia em termos financeiros.

A técnica de manufatura é relativamente simples: o material plástico é liquefeito e impresso sobre um substrato também de plástico. O eletrodo primário, na parte inferior, é de alumínio. A descoberta de polímeros condutores rendeu o prêmio Nobel de química ao co-fundador Alan Heeger da Konarka no ano de 2000 [48].

Embora tenha arrecadado milhões de dólares investidos em pesquisa, Konarka não tem conseguido cumprir suas metas de melhoria de durabilidade dos módulos — atualmente menor que 5 anos [49].

3.5.2. Células Solares de Pigmento Foto-sensível

Também conhecidas por células de Grätzel ou DSSC (*Dye Sensitized Solar Cell*), essas células solares pertencem também à categoria *thin film* e foram inventadas por Michael Grätzel em 1991, na Suíça [50]. Uma DSSC separa em duas etapas as funções do silício em uma célula tradicional, onde esse material serve tanto como fonte de foto-elétrons, quanto como o meio onde se localiza o campo elétrico que separa as cargas e cria uma corrente. Na DSSC, a parte semicondutora é usada somente para o transporte, enquanto que os foto-elétrons são fornecidos por um pigmento foto-sensível.

A estrutura de uma DSSC consiste em 2 eletrodos planos com uma distância de cerca de 20-40 μm . Ambos eletrodos estão revestidos na parte interna com uma camada TCO (*Transparent Conductive Oxide*), com uma espessura de 0,5 μm . Sobre o eletrodo ânodo é depositada uma camada de 10 μm de dióxido de titânio (TiO_2), bastante porosa (aumentando a superfície de contato), impregnada com a pigmentação foto-sensível. O espaço da ordem de alguns μm até o cátodo é preenchido com uma solução eletrolítica, tipicamente de iodo. A eficiência da célula alcança 11%.

Em termos simples, a luz penetra na célula pelo contato transparente superior (TCO, tipicamente de $\text{SnO}_2:\text{F}$), atingindo a pigmentação na superfície do TiO_2 . Com uma energia suficientemente alta, a pigmentação estará em um estado excitado de energia, cedendo um elétron diretamente na banda de condução do TiO_2 , e dali ele move por difusão para o eletrodo ânodo. A pigmentação recupera seu elétron através do líquido eletrolítico, que serve como vetor de elétrons; o íon de iodo, ajudado pelo po-

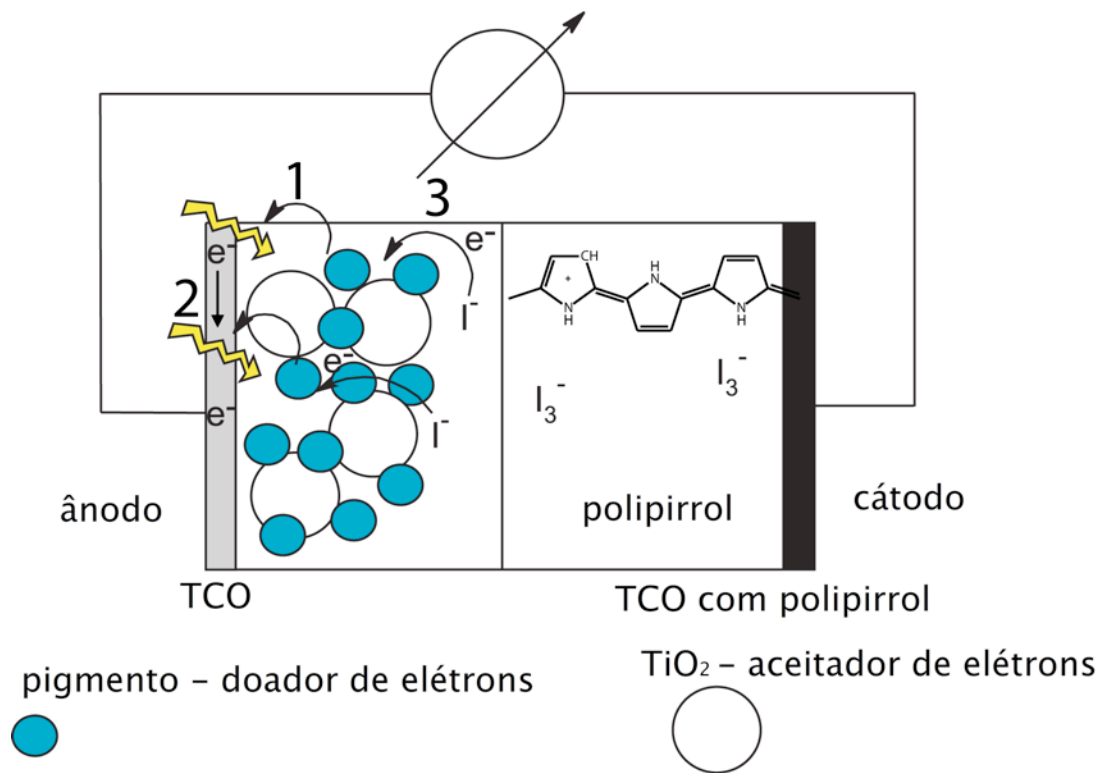


Figura 11: Célula de Grätzel. Fonte: Universidade Jaume I, Barcelona

límero condutor polipirrol, recupera, por sua vez, os elétrons oriundos do circuito externo pelo cátodo [51].

O pigmento usado é frequentemente um composto de rutênio, metal relativamente raro, com um custo crescente (chegou a quase 30.000 US\$/kg em 2007) [52]. Materiais oriundos de vegetais também tem sido usado como alternativas baratas aos compostos de rutênio, como antocianina — extraída do chá de amoras-negras (*Rubus sp.*) e outros frutos vermelhos. Eficiências com pigmentos orgânicos (cumarina, de origem vegetal) de até 7,6% foram alcançadas, ainda sem superar os compostos de rutênio, mas com bom ganho relativo ao custo [53].

Uma vantagem da DSSC é que ela pode gerar eletricidade mesmo em condições de baixa luminosidade, como em ambientes internos e com céu bastante nublado, enquanto que outras tecnologias de PV normalmente possuem um ponto de luminosidade relativamente alta a partir do qual não ocorre mais produção de energia [54]. Assim, os módulos DSSC são altamente recomendados em ambientes equatoriais, onde a alta umidade faz com que o céu fique persistentemente nublado. Como os módulos podem ser semi-transparentes, eles podem facilmente ser aplicados sobre janelas ou integrando fachadas comerciais. Além disso, pelo fato de ela não ser encapsulada (como

outras tecnologias *thin film*), ela permanece menos quente, evitando perdas de produção devido ao superaquecimento.

O líquido eletrolítico usado na DSSC causa alguns problemas para essa tecnologia. A expansão com o calor e o congelamento com o frio podem danificar permanentemente o módulo, impedindo aplicações ao ar livre em clima temperado. Esse líquido também contém solventes orgânicos voláteis que devem ser tratados com cuidado devido à toxicidade. Assim, a fabricação de módulos flexíveis fica dificultada, a menos que se use materiais alternativos ou melhores encapsulamentos [55].

Algumas empresas já comercializam PV com tecnologia DSSC, sem divulgar, no entanto, dados exatos sobre os custos de produção. Do Israel, 3GSolar afirma produzir a 15% do custo de uma célula típica de silício, ou seja, a menos de 2 US\$/W [56]. Da Austrália, DyeSol manufatura módulos com 12% de eficiência a um custo de 1,5 US\$/W [57]. Como a fabricação é simples (há inclusive *kits* caseiros para DSSC) [58], o verdadeiro desafio da DSSC é o de se aliar materiais baratos, não tóxicos e duráveis que forneçam uma boa eficiência de conversão energética [59]. A substituição do meio líquido interno por algum gel também é desejada, evitando vazamentos nocivos.

3.5.3.Célula Nano-cristalina

As células nano-cristalinas de terceira geração são melhoramentos de algumas tecnologias de *thin film* (segunda geração), usando nano-tecnologia. A eficiência pode aumentar bastante. Com minúsculos cristais, também conhecidos como *quantum dots* (pontos quânticos), pode-se extrair 3 elétrons com um único fóton de alta energia, enquanto que nas outras tecnologias um fóton consegue extrair no máximo 1 elétron (e o restante é desperdiçado como calor) [60].

As características promissoras incluem a flexibilidade dos módulos, o baixo custo (usando-se tintas com nano-cristais semicondutores como CdTe, PbSe ou CdSe) e uma eficiência teórica de até 65%.

Essa tecnologia ainda está em fase de pesquisa, concentrada no Japão e Estados Unidos.

3.5.4. Células micro-esféricas de silício

Composta por pequenas esferas de aproximadamente 1 mm de diâmetro, as células esféricas são um candidato promissor para o baixo consumo de silício com um simples processo de fabricação. Inseridas a uma distância de 2 mm uma da outra dentro de uma esfera transparente com taxa de concentração de luz de 4,4, as esferas produzem 1 W com 3 g de Si (contra 10 g/W de um módulo poli-cristalino de Si). A eficiência de uma única esfera é de 11,3%, e de um módulo contendo 23 esferas é de 8,5%.

As esferas são produzidas por um processo simples de gotejamento, dispensando os processos típicos e caros de corte e polimento usados na primeira geração de PV. As esferas semicondutoras do tipo p são dopadas com fósforo na superfície, formando a junção p-n [61]. O desperdício de material é mínimo. A empresa sul-coreana Kyosemi, detentora da tecnologia patenteada, afirma produzir a 1 US\$/W; no entanto, dificuldades em adaptar as pequenas esferas em grandes módulos ainda não foram completamente superadas, atrasando o desenvolvimento industrial da tecnologia [62].

¹ WISSING L., *Exchange and dissemination of information on PV power systems*, BMU - Ministério Alemão de Meio-ambiente, Conservação da Natureza e Segurança Nuclear, 2006. Disponível em <http://www.iea-pvps.org/countries/download/nsr06/06deunsr.pdf> Acesso: Out. 2009.

² Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, *Strompreise in Deutschland*, infográfico. Disponível em http://infografik.ea-nrw.de/graph_bild/graph_PFD001.jpeg Acesso: Out. 2009.

³ NIESING B., *Using Energy Efficiently*, Fraunhofer Magazine, Alemanha, Jan. 2009. Disponível em http://www.fraunhofer.de/en/Images/magazine1-2009_tcm6-108614_tcm63-12626.pdf Acesso: Out. 2009.

⁴ GREGG A., PARKER T., SWENSON R., *A Real World Examination of PV Systems Design and Performance*, Photovoltaic Specialist Conference and Exhibition, Jan. 2005. ISBN 0-7803-8707-4.

⁵ HELMKE C., *Third Generation BIPV: Standard Building Elements with Integrated Photovoltaic*, United Solar Ovonic Europe GmbH, Frankfurt, Alemanha. Disponível em <http://www.uni-solar.com/uploadedFiles/6DV44-146%20ver%2003.pdf> Acesso: Out. 2009.

⁶ GUHA S. *et al.*, *Triple-junction amorphous silicon alloy PV manufacturing plant of 5 MWp annual capacity*, 26th IEEE PVSC, Nova Iorque, Estados Unidos, p. 607, 1997. ISBN 0-7803-3767-0.

⁷ como é o caso da unidade produtora nas ilhas brasileiras de São Pedro e São Paulo: GALDINO M.A., CARVALHO M.A., SILVA P., *The Implantation of a PV Electric Energy Generation System at the Saint Peter and Saint Paul Islands*, World Climate & Energy Event, março 2009, Rio de Janeiro, Brasil. Disponível em http://www.rio9.com/programme/Book_of_Proceedings/13_PV_Galdino_daSilva_5.pdf Acesso: Out. 2009

⁸ *What is the energy payback for PV?* NREL, US Department of Energy, Estados Unidos, 2004. Disponível em <http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/35489.pdf> Acesso: Out. 2009.

- ⁹ PARTON E., PIETERS P., POORTMANS J., *R&D pushes c-Si Solar Cells Through Hurdles*, PV Society Magazine, Jan. 2009., IMEC, Leuven, Bélgica. Disponível em http://www.pvsociety.com/article/355235-R_D_Pushes_c_Si_Solar_Cells_Through_Hurdles.php Acesso: Nov. 2009.
- ¹⁰ SHON-ROY L., *Material Costs Determine c-Si vs. a-Si Solar Race*, Semiconductor International, Techcet Group LLC, Califórnia, Estados Unidos, Out. 2009. Disponível em http://www.pvsociety.com/article/314733-Material_Costs_Determine_c_Si_vs_a_Si_Solar_Race.php Acesso: Nov. 2009.
- ¹¹ UMG (*Upgrade Metallurgical Grade*): 6 ou 7N; MGS (*Metallurgical Grade Silicon*): 98-99% pureza.
- ¹² KIMBERLY P., *Solar cell doubles as battery*, Technology Research News, 2004. Disponível em http://www.trnmag.com/Stories/2004/120104/Solar_cell_doubles_as_battery_120104.html Acesso: Set. 2009.
- ¹³ SIBLEY L., *Suntech claims new multi-crystalline PV efficiency record*, Cleantech Group, Ago. 2009. Disponível em <http://cleantech.com/news/4864/suntech-solar-efficiency-record> Acesso: Set. 2009.
- ¹⁴ SARTI D., EINHAUS R., *Silicon feedstock for the multi-crystalline photovoltaic industry*, CNRS, França, Abr. 2002. DOI: 10.1016/S0927-0248(01)00147-7.
- ¹⁵ HANOKA J.I., *Continuous, Automated Manufacturing of String Ribbon Si PV Modules*, NREL, Estados Unidos, 2000. Disponível em <http://www.nrel.gov/docs/fy00osti/28784.pdf> Acesso: Out. 2009.
- ¹⁶ SINKE W., *A Strategic Research Agenda for Photovoltaic Solar Energy Technology*, EU PV Technology Platform, 2007. Disponível em <http://cordis.europa.eu/technology-platforms/pdf/photovoltaics.pdf> Acesso: Nov. 2009.
- ¹⁷ O silício é amplamente abundante na crosta terrestre; aqui, fala-se em escassez de silício processado.
- ¹⁸ WIEDEMAN S. *et al*, *Scale-Up at Global Solar Energy using Roll-to-Roll Processes for Thin Film CIGS PV*. DOE Solar Energy Technologies Program Meeting, 2007, Denver, EUA. Disponível em http://www1.eere.energy.gov/solar/review_meeting/pdfs/p_13_wiedeman_global_solar_energy.pdf Acesso: Out. 2009.
- ¹⁹ TRINGE J., *Trends in Thin Film Photovoltaic Technology Development*, Air Force Research Laboratory, Aberdeen, Estados Unidos, 2000. IEEE 505-846-5393.
- ²⁰ MARVIN D., GATES M., *Results of the Advanced Solar Cell Orbital Test (ASCOT)*, Space Power Workshop, Los Angeles, Estados Unidos, 2002. ISBN 0-87942-636-5.
- ²¹ *A Strategic Research Agenda for Photovoltaic Solar Energy Technology*, *op cit*.
- ²² *A Solar Grand Plan*, Scientific Magazine (artigo em anexo).
- ²³ GOSWAMI Y., KREITH F., *Energy Conversion*, CRC, 1a. ed., 2007. ISBN-10 1420044311.
- ²⁴ RAUGEI M. *et al*, *Energy and Life Cycle Assessment of Thin Film CdTe Photovoltaic*, University of Siena, Itália, Disponível em http://www.nrel.gov/pv/thin_film/docs/20theuropvsbarcelona4cv114_raugei.pdf Acesso: Nov. 2009.
- ²⁵ COMPAAN A. *et al*, *Magnetron Sputtered CdTe Solar Cells on Flexible Substrates*, University of Toledo, Ohio, Estados Unidos, 2003.
- ²⁶ TSENG F.M. *et al*, *Using Patent Data to Analyze the Development of the Next Generation of Solar Cells*, Yuan Ze University, Taiwan, China, Ago. 2009. IEEE 5261755
- ²⁷ *PACVD-Verfahren*, Fraunhofer Institut, Alemanha. <http://www.ist.fraunhofer.de/kompetenz/nieder/pacvd/frames.html>
- ²⁸ *Trends in Thin Film Photovoltaic Technology Development*, *op cit*.

- ²⁹ OSBORNE M., *Sharp to produce tandem a-Si thin film cells with 10% conversion efficiencies; rising to 12%*, PV-tech.org, Set. 2009. Disponível em http://www.pv-tech.org/news/a/sharp_to_produce_tandem_a-si_thin_film_cells_with_10_conversion_efficiency/ Acesso: Out. 2009.
- ³⁰ YAMAUCHI Y., KAWAMURA K., *Development of a-Si/Microcrystalline-Si tandem-type Photovoltaic Solar Cell*, Mitsubishi Heavy Industries., Japão, Out. 2005. Disponível em <http://www.mhi.co.jp/technology/review/pdf/e423/e423126.pdf> Acesso: Out. 2009.
- ³¹ KOLODZIEJ A., *Staebler-Wronski effect in amorphous silicon and its alloys*, AGH University of Science and Technology, Opto Electron Rev. 12 n. 1, Cracóvia, Polónia 2004. Disponível em [http://www.wat.edu.pl/review/optor/12\(1\)21.pdf](http://www.wat.edu.pl/review/optor/12(1)21.pdf) Acesso: Out. 2009.
- ³² IIDA T. *et al*, *High Conductive TiO₂ Films due to auto doping by hot wire CVD method for protecting material of TCO against atomic hydrogen exposures*, Gifu University, Japão, 2006. IEEE 1-4244-0016-3.
- ³³ GORDIJN A. *et al*, *Flexible a-Si/uc-Si Tandem Modules in the Helianthos Project*, Holanda/Alemanha, Maio 2006. IEEE 4059988.
- ³⁴ GREGG A. *et al*, *Performance Analysis of Large Scale, Amorphous Silicon, Photovoltaic Power Systems*, Califórnia, Estados Unidos, 2005. IEEE 0-7803-8707-4.
- ³⁵ A unidade kWAC se refere à energia já convertida em modo alternado pelos inversores, levando em conta todas as perdas entre a saída DC das células e a saída AC do sistema. A produção em DC esperada era de 614 kW, *i.e.*, 20% de perdas.
- ³⁶ *High Performance Thin-film Photovoltaics Using Low-Cost Process Technology*, Nanosolar Inc. [S. l.], California, Estados Unidos, apresentado em PVSEC Tokyo, Japão, 2007.
- ³⁷ *Scale-Up at Global Solar Energy using Roll-to-Roll Processes for Thin Film CIGS PV*, *op cit.*
- ³⁸ BERNREUTER J., *Solarzellen - Einfach gedruckt*, SolarTechnik [S. l.], Alemanha, 2007
- ³⁹ Nanosolar Cell White Paper, *An Overview of Nanosolar's Cell Technology Platform*, Set. 2009. Disponível em <http://www.nanosolar.com/technology> Acesso: Out. 2009.
- ⁴⁰ STUNDZA T., *J.P. Morgan boosts molybdenum price forecast*, Out. 2009. Disponível em http://www.purchasing.com/article/279062-J_P_Morgan_boosts_molybdenum_price_forecast.php Acesso: Out. 2009.
- ⁴¹ *An Overview of Nanosolar's Cell Technology Platform*, *op cit.*
- ⁴² CHEYNEY T., *Printed PV: Nanosolar unveils 640MW utility-scale panel fab, high efficiency CIGS cell production*. Set. 2009. Disponível em http://www.pv-tech.org/news/a/printed_pv_nanosolar_unveils_640mw_utility-scale_panel_fab_high-efficiency/ Acesso: Out. 2009.
- ⁴³ HUGHES E., *Solyndra begins construction of 500MW capacity Fab 2*, Set. 2009. Disponível em http://www.pv-tech.org/news/a/solyndra_begins_construction_of_500mw_capacity_fab_2/ Acesso: Out. 2009.
- ⁴⁴ OSBORNE M., *Do CIGS thin-film production expansions raise material supply concerns?*, PV-tech.org, Set. 2009. [S. l.]
- ⁴⁵ WANG U., *Solyndra Rolls Out Tube-Shaped Thin Film*, Greentech Media 2008. Disponível em <http://www.greentechmedia.com/articles/read/solyndra-rolls-out-tube-shaped-thin-film-1542/> Acesso: Out. 2009.
- ⁴⁶ Solyndra website: <http://www.solyndra.com> Acesso: Out. 2009.

- ⁴⁷ CHEYNEY T., SHOTS C., *Emerging from stealth, part 1: Solyndra rolls out solar PV cylinders to blanket commercial rooftops*, Out. 2008. Disponível em http://www.pv-tech.org/chip_shots/a/emerging_from_stealth_part_i_solyndra_rolls_out_solar_pv_cylinders_to_blank/ Acesso: Nov. 2009.
- ⁴⁸ Konarka website: <http://www.konarka.com/index.php/technology/our-technology/> Acesso: Nov. 2009.
- ⁴⁹ SISTEK H., *Solar Cells 2.0: in clothing, camping gear — everywhere?* Mar. 2008. Disponível em <http://www.innovationbeat.com/2008/03/next-generation-solar-cells-organic-and.html> Acesso: Nov. 2009.
- ⁵⁰ GRÄTZEL M., O'REGAN B., *A low-cost, high efficiency solar cell based on dye-sensitized colloidal TiO₂ films*, Nature 353, Suíça/Estados Unidos, Out. 1991. DOI 10.1038/353737a0.
- ⁵¹ BISQUERT J., *Dye-sensitized solar cells*, Departament de Física, Universitat Jaume I, Barcelona, Espanha. Disponível em http://www.elp.uji.es/juan_home/research/solar_cells.htm Acesso: Out. 2009.
- ⁵² *Ruthenium Price History*, Disponível em <http://www.ebullionguide.com/price-chart-ruthenium-all-time.aspx> Acesso: Out. 2009.
- ⁵³ HARA K. *et al.*, *Efficient organic-dye-sensitized nanocrystalline TiO₂ solar cells*, Japão, 2006. IEEE 1-4244-0016-3.
- ⁵⁴ *Solar cell doubles as battery, op cit.*
- ⁵⁵ *New Efficiency Benchmark For Dye-sensitized Solar Cells*, ScienceDaily, Jul. 2008. Disponível em <http://www.sciencedaily.com/releases/2008/06/080629130741.htm> Acesso: Nov. 2009.
- ⁵⁶ 3GSolar website: <http://3gsolar.com/tech.html>
- ⁵⁷ TULLOCH S., Carta da DyeSol a *House of Representatives Standing Committee on Industry Resources*, Austrália, 2007. Disponível em <http://www.aph.gov.au/House/committee/isr/renewables/submissions/sub45.pdf> Acesso: Out. 2009.
- ⁵⁸ Squidoo DyeSolar website: <http://www.squidoo.com/DyeSolarCells> Acesso: Out. 2009.
- ⁵⁹ KITAMURA T., *Durability of Dye-sensitized Solar Cell with Ionic Liquid Electrolyte*, Japão. Disponível em <http://www.ksbb.or.kr/home/kor/coil-pdf/TTuC1.pdf> Acesso: Nov. 2009.
- ⁶⁰ PARKER R., *Quantum Dots May Boost Photovoltaic Efficiency To 65%*, 2005. Disponível em <http://www.futurepundit.com/archives/002789.html> Acesso: Out. 2009.
- ⁶¹ LIU Z., MASUDA A., *A concentrator module of spherical Si solar cell*, Ministry of Economy, Trade and Industry (METI), Japão, Jul. 2007. Science Direct B6V51-4P83HJ5-1.
- ⁶² KENICHI T., *Spherical Cells Save on Silicon, Capture Light From All Paths*, Dempa Publications, 2007. Disponível em http://www.kyosemi.co.jp/pdf/save_on_silicon.pdf Acesso: Out. 2009.

4. Usinas Fotovoltáicas com Luz Concentrada (CPV)

A ideia de se concentrar a luz para gerar eletricidade em um módulo PV é intuitiva e é tão velha quanto a ciência de PV. Concentrando a luz do sol por um sistema óptico de lentes ou espelhos reduz a área de PV e dos módulos, se aumenta a eficiência. A necessidade de irradiação direta, somada à necessidade de se seguir o movimento solar para a concentração ideal, são parcialmente compensadas pela exposição a uma maior quantidade de luz ao longo do dia. Eficiências acima de 30% são alcançadas, que não seriam realizadas com PV não concentrador de junção única. Muito da tecnologia é emprestado dos painéis utilizados nos satélites.

Células de alta eficiência (considerada em um ambiente sem concentração) e durabilidade devem ser usadas em um sistema CPV, como as de silício, ou células de junções múltiplas, tirando o máximo de proveito dos espelhos ou lentes concentradores. Outro fator importante em CPV é

o de dissipação do calor; com a concentração de luz solar, o módulo tende a esquentar demasiadamente caso não for incorporado um sistema passivo ou ativo de redução de temperatura. Módulos PV possuem performance reduzida quando a temperatura sobe; o coeficiente térmico é de $3,21 \cdot 10^{-3} \text{ }^\circ\text{C}$ para silício, e menor para células com elementos como GaAs, de $1,26 \cdot 10^{-3} \text{ }^\circ\text{C}$ [1].

Enquanto que a eficiência máxima teórica para PV de silício é de 40%, células de junções múltiplas podem alcançar, teoricamente, 86% de eficiência. Os recordes de PV de junções múltiplas laboratoriais são de 41,1% [2], atualmente. Essa alta eficiência poderia possibilitar uma redução do tamanho da célula para 1 cm^2 ou até mesmo 1 mm^2 .

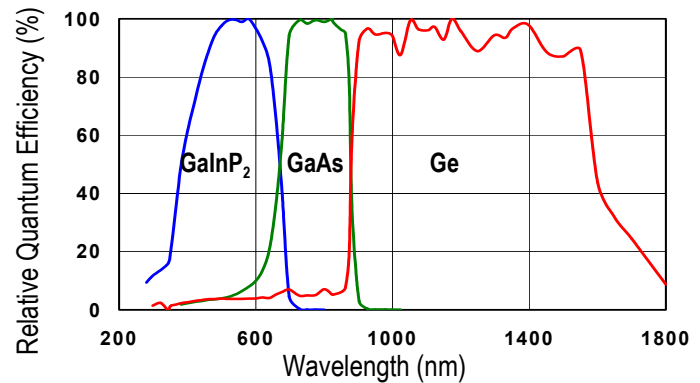


Figura 12: Eficiência de absorção por comprimento de onda de uma célula Spectrolab. Fonte: Spectrolab

A empresa Spectrolab fabrica células de alta eficiência (maior que 30% para concentrações acima de 200 vezes do sol) de junção tripla GaInP₂/GaAs/Ge [3]. A alemã Concentrix-Solar comercializa módulos concentradores com uma célula de junção tripla GaInP/GaInAs/Ge com até 37% de eficiência (e uma eficiência média que supera 27%), praticamente o dobro da eficiência de uma célula comercial de alta qualidade sem concentrador [4]. Como o custo do sistema ótico em si é bem menor do que o de uma célula solar, ganha-se em performance. As lentes de Fresnel concentram para um fator de 500 vezes a luz solar com alta precisão sobre a célula PV, construída com a alta tecnologia dos semicondutores de uso na microeletrônica.

Uma alta precisão no sistema de *tracking* solar também é necessária para assegurar que o ponto focal das lentes concentradoras estejam sobre a célula. Com um sistema de dois eixos de rotação de 0,1° de precisão, Concentrix-Solar alcança 25% de eficiência das células em ação no campo. O custo do sistema instalado como um todo, incluindo instalação, lentes, *tracker* e inversor, fica bastante alto; o custo da célula solar representa apenas 16% do sistema completo [5]. O sistema é mais rentável em áreas com grande irradiação solar direta, mesmo em locais de alta temperatura. Um sistema de dissipação de calor passivo de cobre integra o CPV.

A australiana SolarSystems e a israelita Zenith Solar utilizam uma abordagem um pouco diferente; ao invés de utilizar lentes, elas utilizam espelhos para focar a luz solar em uma única célula, através de um disco parabólico. SolarSystems afirma ter chegado a 30% de eficiência na usina fotovoltaica em Hermannsburg, na Austrália [6].

Uma forte vantagem desse sistema é a possibilidade de se atualizar com facilidade o módulo solar, deixando intacto todo o sistema de espelhos, montagem e *tracking*. Utilizando o calor gerado localmente para aquecer água, por exemplo, pode-se combinar as funções e resfriar, ao mesmo tempo, o módulo, garantindo-lhe maior longevidade.

A sueca Absolicon comercializa módulos concentradores solares híbridos; podendo ser montados sobre edificações, eles são constituídos por coletores parabólicos lineares, que concentram a luz nas células PV. Atrás das células são instalados tubos, por onde a água passa, absorvendo o calor. O calor pode ser utilizado em diversas formas: simples uso de água aquecida, climatização (tanto quente quanto fria, com o uso de

condicionadores de ar movidos com o vapor em alta pressão) ou ainda na dessalinização d'água [7]. A empresa pretende produzir com uma custo de 1,5 US\$/W.

Existem, ainda, empresas que apostam em módulos com baixa concentração solar, como a Solaria, da Alemanha (que pertence ao grupo Q-Cells). As células solares de silício cristalino, uma vez fabricadas, são fatiadas em longas tiras e moduladas com uma capa ótica, que direciona a luz por sucessivas reflexões para a superfície produtiva. O uso de *tracker* solar não é obrigatório, bem como um sistema de dissipação do calor não se aplica economicamente para uma situação de baixa concentração.

As tecnologias CPV estão ganhando visibilidade para diversas aplicações no mercado, garantindo um investimento em pesquisa e desenvolvimento nos próximos anos. Melhorias no sistema ótico (mais baratos e confiáveis), nas técnicas de montagem e nos sistemas de *tracking* solar se fazem necessárias. Uma pesquisa mais específica para células de alta eficiência com maiores intensidades de luz solar também é desejada, aproveitando-a para aplicações espaciais (onde alta eficiência em células de tamanho reduzido são mais importantes que o preço pago).

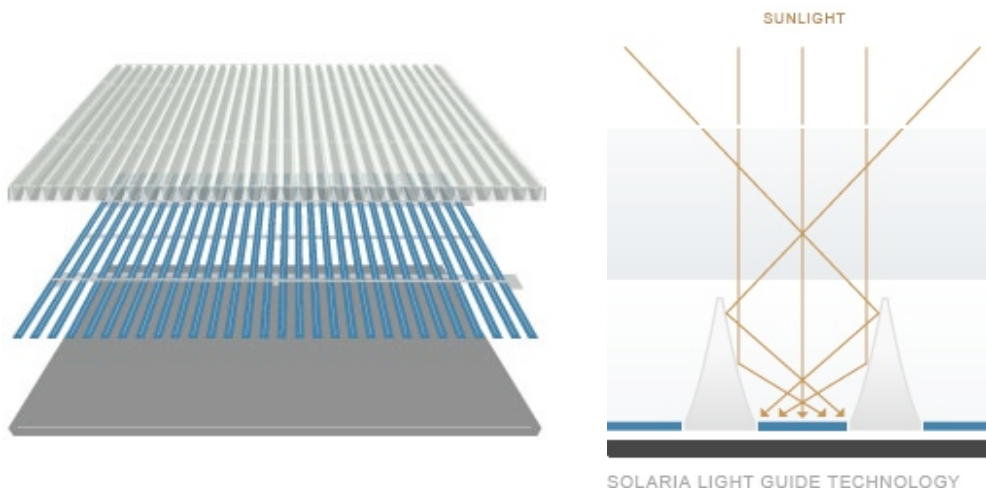


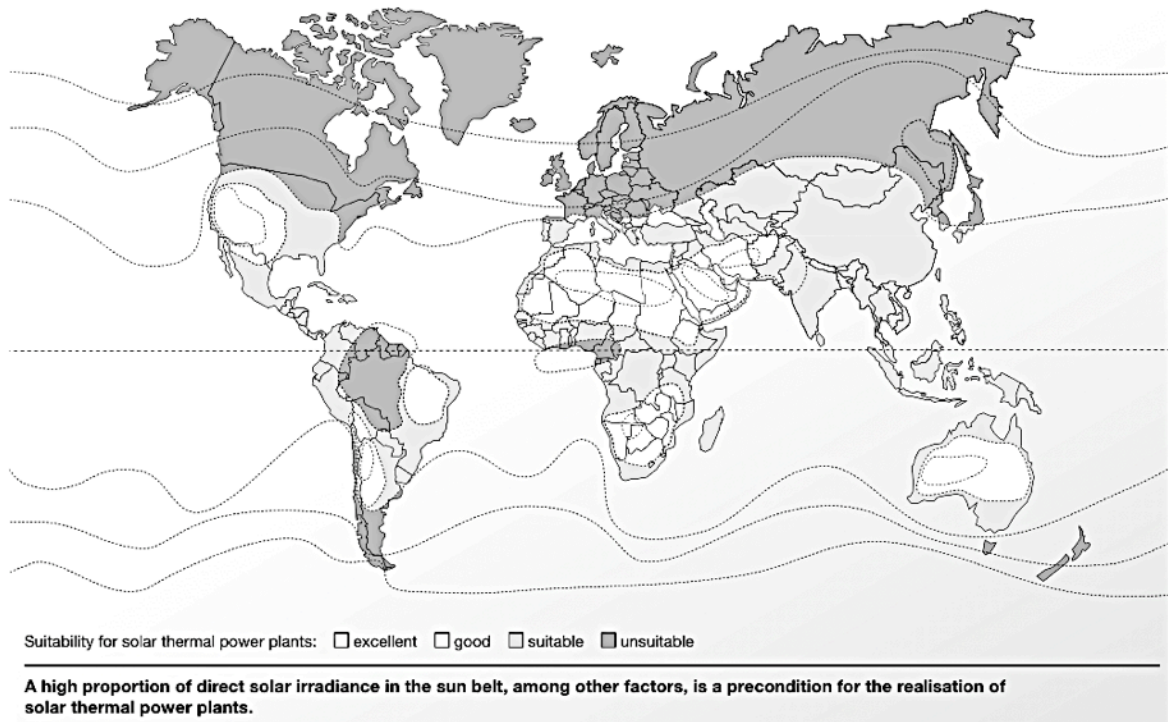
Figura 13: Construção da célula de baixa concentração da Solaria.
Fonte: Solaria

¹ RUBIO F., BANDA P., *Concentrated photovoltaics: the path to high efficiency*, ISFOC, Espanha, Abr. 2009. Disponível em http://www.solarserver.de/solarmagazin/solar-report_0509_e.html
Acesso: Out. 2009.

- ² SCHNEIDER K., *Weltrekord: 41,1% Wirkungsgrad für Mehrfachsolarzellen am Fraunhofer ISE*, Jan. 2009. Disponível em <http://www.ise.fraunhofer.de/presse-und-medien/presseinformationen/presseinformationen-2009/weltrekord-41-1-wirkungsgrad-fuer-mehrfachsolarzellen-am-fraunhofer-ise> Acesso: Out. 2009.
- ³ Spectrolab datasheet: <http://www.spectrolab.com/DataSheets/TerCel/tercell.pdf>
- ⁴ Concentrix-solar website: <http://www.concentrix-solar.de>
- ⁵ BETT A., LERCHENMÜLLER H., *The Flatcon System from Concentrix Solar*, 2007. ISBN 978-3-540-68796-2
- ⁶ KINSEY G.S., *et al.*, *Multijunction Solar Cells for Dense-Array Concentrators*, Spectrolab, Maio 2006. IEEE 4059705.
- ⁷ OLSSON E., *Absolicon Solar Concentrator AB*, Swedish Energy Agency. Suécia, Set. 2009. Disponível em <http://www.energimyndigheten.se/en/About-us/Mission/Business-Development-and-Commercialisation/Invest-in-CleanTechEnergy/Absolicon-Solar-Concentrator-AB/> Acesso Out. 2009.

5. Usinas Concentradoras de Energia Solar Térmica (CST)

Cenários bastante otimistas indicam em prognósticos que, até 2030, 7% do fornecimento mundial de energia pode ser obtido com usinas concentradoras de energia solar — e até 2050, cerca de 25% [1]. Pelo fato de a tecnologia não necessitar de indústria eletrônica (como a PV), ela pode mais facilmente ser desenvolvida em países como o Brasil, ajudando a indústria local.



*Figura 14: As áreas mais claras do mapa recebem raios solares diretos em maior quantidade e são mais recomendadas para a construção de CST.
Fonte: MAN Ferrostaal AG*

Em comum, as tecnologias CST necessitam de uma grande irradiação solar para que haja uma eficiência razoável, visto que, para que se possa eficientemente concentrar a luz, é necessária a luz direta, e não difusa. Assim, em diversas áreas do globo, a produção não é rentável; mas uma grande parte do planeta goza de uma grande irradiação solar direta de boa intensidade, como mostra a figura.

Áreas extensas de alta irradiação solar direta (maior que 2.700 kWh/m²/ano) se concentram no norte e no sul da África, no oeste dos Estados Unidos, na Austrália, no Oriente Médio, ao noroeste da Argentina e no nordeste brasileiro.

5.1. Calor em máquinas térmicas

Existem basicamente cinco tipos diferentes de tecnologias de geração de energia elétrica à partir do calor concentrado (CST): (i) com espelhos parabólicos, (ii) espelhos lineares de Fresnel, (iii) torres de potência, (iv) prato/motor (*dish engine*) e (v) chaminés térmicas. Os espelhos parabólicos são os mais amplamente disponíveis no mercado internacional. As três primeiras tecnologias usam o calor concentrado para fazer funcionar um ciclo à vapor de Rankine, enquanto que o *dish engine* utiliza um ciclo de Sterling. A chaminé térmica não utiliza ciclo térmico. Usinas CST têm estado em funcionamento nos Estados Unidos há mais de 15 anos, sendo a capacidade instalada atualmente superior a 400 MW (inclusive a maior usina de geração de energia solar do mundo, a SEGS — *Solar Energy Generation Systems* — no deserto de Mojave, nos Estados Unidos, com mais de 350 MW instalados) [2].

Um armazenamento térmico pode ser usado para que haja uma despacho mais constante de energia, permitindo também que haja produção de energia nas horas noturnas, inclusive durante o pico de demanda. A inércia de um sistema térmico, aliada ao baixo custo de um armazenamento de calor — se comparado ao armazenamento em baterias atualmente utilizadas —, tornam os sistemas CST bastante vantajosos.

Para o armazenamento, líquidos com grande capacidade térmica devem ser utilizados. Os nitratos de sais derretidos oferecem essas características a relativamente baixos custos (0,18 US\$/kg) [3], sendo ainda líquidos na pressão atmosférica, atóxicos e compatíveis com as temperaturas e pressões praticadas em CST — onde a temperatura do líquido (tipicamente NaNO₃ e KNO₃) varia entre 350°C e 6.000°C [4]. A lida com esse material é bastante conhecida na indústria química e metalúrgica, onde é usado como fluido de transporte de calor.

Algumas questões quanto à segurança do produto na etapa de troca de calor com algum óleo devem ser melhor analisadas, pois alguns hidrocarbonos voláteis na superfície do sal derretido podem entrar em combustão. Essa combustão pode ser rapidamente controlada com a inserção de um gás inerte em uma emergência. Esse risco de

explosão não existe quando não se usa óleo como líquido para a troca de calor nos concentradores; o sal derretido pode ser diretamente aquecido pelo CST, mas aparentemente apenas a tecnologia CST de torre solar é viável para tal.

No ciclo de Rankine, muito usado em qualquer usina de geração térmica atual (a gás, carvão e nuclear), é necessário um sistema de resfriamento para que a água condense novamente após a passagem pela turbina a vapor. Pode-se, também, utilizar água salgada em um ciclo aberto, recuperando o vapor (dessalinizando a água num processo de destilação). Já no ciclo de Stirling, usado nos pequenos geradores localizados no foco do aquecimento, o resfriamento se faz pelo próprio ar. Dessa maneira, há

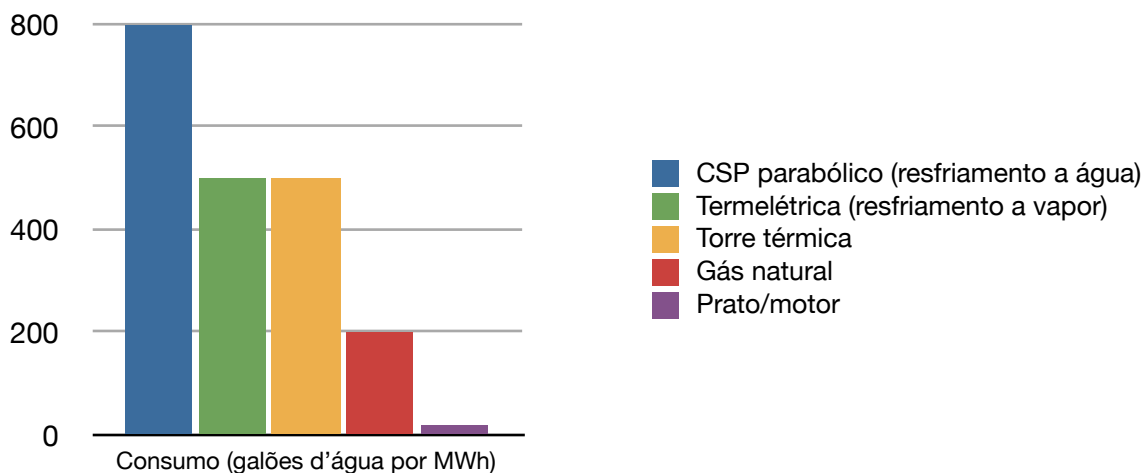


Figura 15: Consumo d'água por diferentes tecnologias (funcionamento).
Dados do Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt - Desertec

um consumo maior de água para as três primeiras tecnologias; para a quarta, a água só é necessária para a lavagem dos espelhos. A chaminé solar não necessita d'água.

O resfriamento de água nas usinas termelétricas se dá de duas formas: de ciclo aberto ou fechado. No ciclo aberto, a água utilizada para o resfriamento é retirada de um certo local e devolvida a uma temperatura bem superior, com uma eficiência de 85 mil a 100 mil litros d'água por MWh [5]. Com um ciclo fechado, há um consumo de 2.000 a 2.500 litros d'água por MWh, principalmente por perdas de evaporação. Já o resfriamento a ar usa cerca de 10% desse valor em manutenção do equipamento.

Como em outras usinas térmicas, o resfriamento a água é mais econômico que o resfriamento a ar pois há um investimento menor e uma eficiência térmica maior, com um equipamento de boa durabilidade. Já o resfriamento a ar tem ainda a desvantagem de funcionar com menor efetividade justamente nos locais de temperatura alta, o

que é o caso de locais ensolarados, próprios para CST, frequentemente escassos em água. Utilizar muita água em tais locais torna-se bastante caro e outras tecnologias são necessárias para a melhorar a viabilidade econômica do CST.

Em seguida, são descritas mais detalhadamente as tecnologias de CST.

5.1.1.Espelhos Parabólicos Lineares

Os espelhos parabólicos lineares, tipicamente de uma base recoberta com prata ou de alumínio polido, concentram a energia solar em um eixo posicionado exatamente no seu foco. Dentro desse eixo, um líquido recebe transferência térmica. Um líquido como o óleo pode ser aquecido a até 390°C , que por sua vez produz vapor, impulsionando um ciclo de Rankine com uma turbina geradora. Como esse fluido circula em circuito fechado, não há um consumo maior do que aquele para eventuais reposições.

Pode-se facilmente hibridizar o sistema, anexando-se uma fonte de calor proveniente da queima de gás natural em situações de dias seguidos de baixa insolação, ou durante a noite. A adaptação de usinas a gás existentes faz com que o investimento diminua bastante, e já há empresas comercializando unidades com enfoque na hibridização, como a norte-americana SkyFuel [6]. A instalação também é flexível para melhorar o rendimento de uma antiga usina termelétrica, pré-aquecendo o vapor quando há disponibilidade de sol. Um reservatório térmico ajuda a manter o fornecimento de energia durante a noite, ao menos até depois do pico de demanda.

No processo de Rankine, é necessário condensar o vapor que já passou pela turbina para que esse seja re-introduzido no ciclo. Essa condensação se dá com o resfriamento a água ou a ar, ou ainda de forma híbrida.

O desalinhamento do foco dos espelhos é um sério problema, que reduz a eficiência do sistema, desperdiçando energia. Dispositivos corretores, no entanto, já foram inventados pelo laboratório norte-americano Sandia, e devem auxiliar na construção de novas unidades e na manutenção das existentes [7].

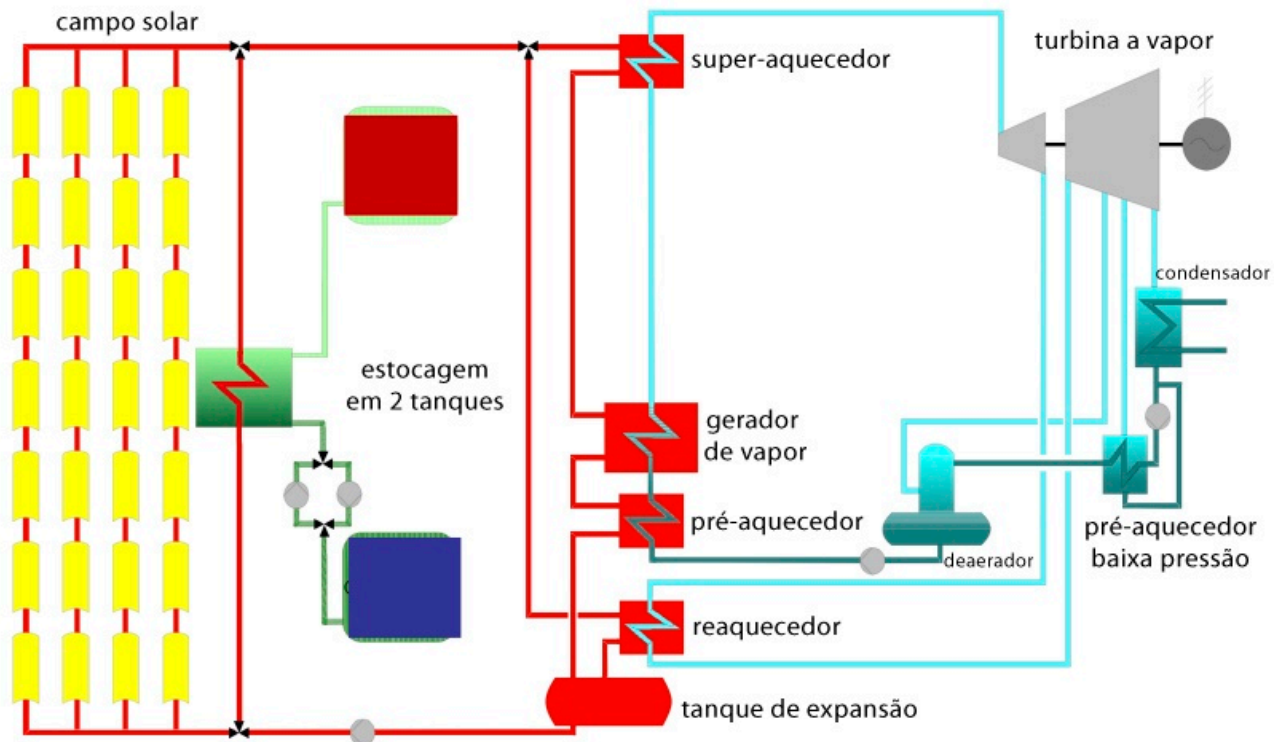


Figura 16: Esquema de uma usina CST a espelhos parabólicos. Fonte: Desertec

Os espelhos parabólicos lineares já são utilizados em larga escala nos Estados Unidos desde a década de 80; pouco investimento foi feito depois, mas agora, com a pressão ecológica contra o consumo de combustíveis fósseis, ela está em pauta novamente. O custo atual de 0,12 US\$/kWh nas usinas SEGS da Califórnia deve cair a menos de 0,07 US\$/kWh com as novas metas dos Estados Unidos, com 6 horas de estocagem térmica [8]. Também a Alemanha, em parceria com a Espanha, e a Austrália se destacam na pesquisa da área.

Enquanto as usinas são comercialmente mais favoráveis quando em grande dimensão, unidades de pequena escala também podem ser construídas usando-se um ciclo de Rankine orgânico. Ao invés de necessitar de uma alta temperatura como a da mudança de fase da água-vapor, fluidos de massa molecular maiores que a da água atingem esse ponto de mudança a temperaturas menores — mais facilmente alcançadas por coletores de menor escala [9]. A empresa STG International já comercializa esse tipo de unidade (inicialmente de caráter voluntário no Lesotho, na escala de 3 kW); os coletores têm uma eficiência térmica de até 70%, e a eficiência de conversão termelétrica alcança 15%, resultando em cerca de 10% de conversão máxima solar-elé-

trica. Na escala de 1 MW, a americana APS, do Arizona, usou o ciclo orgânico de Rankine, com eficiência solar-elétrica de 12% [10].

Em um prognóstico para uma instalação dessa tecnologia em 2020, a NREL afirma que o custo da energia produzida por uma usina de 400 MW (de 30 anos de expectativa de vida) estará em torno de 0,06 US\$/kWh, competindo diretamente com o custo da energia atual. Outros estudos da Sunlab afirmam que pode chegar a 0,04 US\$/kWh até 2020 [11].

5.1.2. Espelhos Lineares de Fresnel



Figura 17: Sistema de concentradores planos de Fresnel sobre dois canais de absorção lineares. Fonte: University of Sydney

Essa tecnologia aplica espelhos lineares ao invés de espelhos parabólicos descritos anteriormente. Os espelhos são montados próximos ao solo (com um sistema de *tracking* monodirecional relativamente simples e barato), comumente no sentido nortesul, e o tubo por onde passa o fluido a ser aquecido é fixo, dispensando acoplamento de tubos. Opticamente, a eficiência é menor do que a de um espelho parabólico; no entanto, os custos envolvidos são menores, com melhor aproveitamento da área e espelhos mais baratos. Espelhos planos estão amplamente disponíveis mundialmente, contribuindo para a queda nos custos. Com menores investimentos, a amortização financeira deve ser alcançada mais rapidamente, mesmo que a eficiência dessa tecnologia seja menor do que para espelhos parabólicos lineares.

A ocupação de área para uma mesma potência de saída é de aproximadamente 2/3 da área ocupada por para uma usina de espelhos parabólicos lineares, devido à não

necessidade de se espaçar coletores de maior porte, que fariam sombra um no outro [12]. Em um sistema de grande escala (como deve ser nessa tecnologia), presume-se que há diversos canais de absorção lineares; nesse caso, é vantajoso intercalar, nos espelhos mais distantes de um canal, a direção para a qual o espelho reflete, permitindo que os espelhos fiquem ainda mais próximos um do outro sem bloquear a luz refletida [13]. Nos estudos da Universidade de Física de Sydney, a produção em um km² deve chegar a 125 MW de eletricidade (ou seja, cerca de 10% de eficiência solar-elétrica), a um custo de 0,12 US\$/kWh.

Não existem, ainda, usinas desse modelo em funcionamento comercial. O instituto alemão Fraunhofer e a agência espacial alemã (DLR), no entanto, operam protótipos em parceria com gigantes alemães no setor elétrico solar, MAN Ferrostaal GmbH e Solar Power Group GmbH, no ensolarado sul da Espanha, em Almería [14].

5.1.3. Torres solares de potência

As torres solares são muito similares à tecnologia de espelhos parabólicos ou lineares de Fresnel, refletindo a luz solar em um coletor com um líquido corrente, mas apresentam uma geometria diferente: os espelhos concentram toda a luz em um único receptor, sobre uma torre. Os espelhos têm um mecanismo de *tracking* para focar sempre no ponto certo.

A temperatura de operação em torres solares é maior do que em coletores lineares (de Fresnel ou parabólicos), mas inferior à temperatura do sistema prato/motor. O custo de produção tende a ser menor em uma torre do que em outras tecnologias para uma usina de grandes dimensões.

Uma usina de 11 MW foi construída na Espanha a título experimental (PS10, ou *Solar One*) e uma segunda, de 20 MW, já está em funcionamento ao seu lado (PS20, ou *Solar Two*). Uma série de outras torres serão construídas até 2013 para uma geração total superior a 300 MW [15]. A usina *Solar Tres*, de 17 MW, considerando o sucesso das usinas piloto antecessoras, está em construção para utilização comercial. Ela utilizará sal derretido como sistema de armazenamento térmico de até 15 horas e eficiência de utilização de armazenamento acima de 70% [16]. A usina será hibridizada

com gás natural a uma taxa de 15%, ou maior, para ocasiões de dias consecutivos nublados.

5.1.4. Sistema *dish engine*

Nessa tecnologia, espelhos individuais compõem um disco parabólico e refletem luz solar em um motor/gerador que usa o ciclo termodinâmico fechado de Stirling (baseado no ciclo comum de Carnot) para produzir eletricidade sem consumir água. No sistema, um gás como hidrogênio se aquece e se resfria ininterruptamente, impulsionando um pistão, sem necessitar de combustão. Os pratos são construídos para seguir precisamente a direção dos raios do sol durante o dia inteiro, portanto com 2 eixos de rotação.

Com uma alta concentração dos raios solares sobre uma pequena área, consegue-se temperaturas muito altas, de até 790°C, e muito alta eficiência, convertendo até 30% da energia irradiante em energia elétrica. A potência instalada em uma unidade varia de 1 a 25 kW. Esse sistema possui o recorde mundial de eficiência de conversão de energia solar (por absorção de calor) para energia elétrica (31,25%, em 31 de janeiro de 2008), utilizando espelhos de alta qualidade (até 94% de índice de reflexividade) [17]. Células fotovoltaicas mais eficientes já foram produzidas.

Apresenta a vantagem de poder se incorporar facilmente à rede, qualquer que seja a quantidade de geradores em um campo, pois os geradores são distribuídos em cada unidade. Por sua construção, pode também ser instalada em terrenos acidentados. Como no ciclo de Stirling não há necessidade de consumo d'água para resfriamento, sendo os pequenos motores facilmente resfriados a ar, o consumo d'água é muito baixo (apenas para manutenção dos espelhos), tornando a tecnologia adequada para locais desérticos.



Figura 18: Usina PS10.
Fonte: Solarpaces.org

Como desvantagem, o custo é relativamente alto para a construção. Unidades à venda estão custando 6 US\$/W instalado. Além disso, como o calor solar incide dire-



Figura 19: Coletores prato/motor. Fonte: Schlaich Bergermann und Partner

tamente sobre o gerador, é difícil adaptar um sistema de armazenamento térmico para a geração durante a noite ou horários de pico de demanda. Um sistema híbrido a gás natural, no entanto, pode fazê-lo funcionar em horários sem sol direto.

Projetos pilotos estão espalhados nos Estados Unidos, Europa, Austrália, Coreia do Sul e Rússia. O custo de um projeto piloto é de cerca de 150 mil dólares por unidade de 25 kW, mas deve ser reduzido a menos de 50 mil, tornando a tecnologia competitiva com combustíveis fósseis [18]. As primeiras unidades comerciais já estão em produção pelas norte-americanas Stirling Energy Systems [19] e Infinia Solar Systems [20].

5.1.5. Chaminé térmica

A chaminé térmica é o método mais simples de se produzir energia solar, podendo ser chamada, na verdade, de uma usina eólica com vento “artificial”, mais constante e previsível. Baseado no efeito de estufa, uma grande superfície circular é coberta por algum material transparente, com uma leve inclinação para a parte central, onde a chaminé se encontra. O sol aquece o ar sob a “estufa”; como o ar quente é menos denso, ele sobe em direção à chaminé, girando uma turbina geradora.

Tubos d’água no chão da estufa ajudam a garantir um efeito de estocagem térmica, permitindo que a usina funcione à noite e em dias nublados. A quantidade d’água nos tubos e a velocidade da turbina podem ser controladas, adequando a produ-

ção com a demanda. Assim, um mínimo de produção é garantido o ano inteiro, com uma maior produção energética durante o dia.



Figura 20: Chaminé térmica solar. Fonte: Enviromission

O sistema é barato, de fácil construção, mas necessita de uma grande área para a produção de poucos MW. Um protótipo projetado pelo engenheiro alemão Jörg Schlaich na cidade espanhola de Manzanares forneceu até 50 kW durante 7 anos, com uma superfície de 46.000 m² (ou seja, a eficiência solar-elétrica é baixíssima, com

0,1%) [21]. Ao contrário do que se pensava, no entanto, sob a estufa se desenvolveu um ambiente propício para a prática de agricultura, pois a umidade condensa com o resfriamento noturno, permitindo o cultivo de plantas mesmo em regiões relativamente áridas. As estufas, assim, não inutilizam a superfície.

Outros projetos existem tanto na Espanha quanto na Austrália. A australiana Enviromission planeja uma torre de quase 1 km de altura de 200 MW de produção, com um *payback time* energético de 2,5 anos [22], a um custo de 700 milhões de dólares.

Ao invés de utilizar torres sólidas de concreto, estudos apontam que uma torre flexível, composta de balões preenchidos com um gás mais leve que o ar, chega a ser 5 ou 6 vezes mais barata que a versão de concreto [23]. O custo do material transparente para formar a estufa, no entanto, é relativamente elevado. Na prática, sua durabilidade é o fator determinante para a longevidade da unidade de geração. Materiais plásticos são mais baratos, mas em geral são menos duráveis, pois a exposição prolongada ao sol acaba danificando-o. Os vidros têm melhores propriedades, mas como são pesados e não são flexíveis, requerem um investimento muito maior na construção.

A eficiência aumenta quando há uma maior diferença de temperatura entre a base da torre e o topo da torre; assim, quanto maior a torre e maior a superfície da estufa, maior a potência da unidade, conforme a tabela.

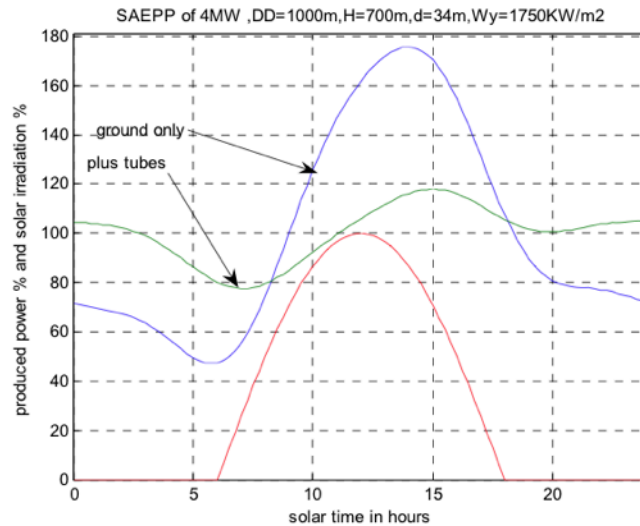


Figura 21: Produção de energia por chaminé térmica ao longo de um dia ensolarado, com armazenamento em tubos (verde) ou sem (azul).

Capacidade (MW)	5	30	100	200
altura da torre (m)	550	750	1000	1000
diâmetro da torre (m)	45	70	110	120
diâmetro da estufa (m)	1250	2900	4300	7000

Tabela 1: Fatores construtivos de uma chaminé solar e potência elétrica de saída.
Fonte: Schlaich Bergemann und Partner

5.2. Termogeradores

Aquecendo-se uma extremidade e resfriando-se a outra de um dispositivo do tipo termopar (junção de semicondutores diferentes), produz-se uma diferença de potencial pelo efeito Seebeck, ou efeito termo-elétrico. Termopares mais usadas são de cobre e constantan. Já em 1922 Coblentz descreveu um conversor termelétrico solar [24].

Para que a conversão tenha maior efeito, deve-se empregar materiais com alta condutibilidade elétrica e baixa condutibilidade térmica, o que é relativamente difícil de se conseguir. Com a nanotecnologia, designs diferentes têm surgido na comunidade científica, como o uso de semicondutores baseados em bismuto e telúrio [25]. A tecnologia fotovoltaica supera tanto a rentabilidade de uma conversão termelétrica por termopar a semicondutores que pouco se investe nesse campo de pesquisa. O sistema de-

veria ser eficiente o suficiente para compensar os custos tanto com semicondutores quando com o sistema ótico concentrador de calor.

-
- ¹ KÜSER D., *Konzentrierte solarthermische Energie: enorme Potenziale in der MENA-Region*, Solarsserver.de [S. 1.], Alemanha, 2009.
- ² *US Parabolic Trough Power Plant Data*, NREL website: http://www.nrel.gov/csp/troughnet/power_plant_data.html Acesso: Set. 2009.
- ³ PACHECO J., *Molten Nitrate Salt for Thermal Storage with Parabolic Throughs*, apresentação NREL, Estados Unidos, 1999. Disponível em http://www.nrel.gov/csp/troughnet/pdfs/1999_pacheco_molten_salt.pdf Acesso: Set. 2009.
- ⁴ CARLING R., *Molten nitrate salt technology development* (abstract), NASA/Harvard, Estados Unidos. Disponível em <http://adsabs.harvard.edu/abs/1981STIN...8125540C> Acesso: Set. 2009.
- ⁵ CSP Water Study Report, US Department of Energy. Disponível em http://www1.eere.energy.gov/solar/pdfs/csp_water_study.pdf Acesso: Set. 2009.
- ⁶ *SkyFuel Solar Integration into Combined Cycle Power Plants* brochure, www.skyfuel.com, 2008. Acesso: Set. 2009.
- ⁷ ALBUQUERQUE N., *Sandia invention to make parabolic trough solar collector systems more energy efficient*, Albuquerque N., 2007. Disponível em <http://www.sandia.gov/news/resources/releases/2007/trough.html> Acesso: Set. 2009.
- ⁸ WILKINS F., *DOE Concentrating Solar Power*, US Department of Energy, 2007. Disponível em http://www1.eere.energy.gov/solar/pdfs/csp_prospectus_112807.pdf Acesso: Set. 2009.
- ⁹ STG International website: <http://www.stginternational.org/how-it-works.html> Acesso: Out. 2009.
- ¹⁰ CANADA S. *et al.*, *Parabolic Trough Organic Rankine Cycle Solar Power Plant*, NREL Conference Paper NREL-CP-550-37077, Estados Unidos, 2004.
- ¹¹ *Executive Summary: Assessment of Parabolic Trough and Power Tower Solar Technology Cost and Performance Forecasts*, Sargent & Lundy grupo de consultoria, Illinois, Estados Unidos, 2003. Disponível em <http://www.nrel.gov/csp/pdfs/35060.pdf> Acesso: Set. 2009.
- ¹² *MAN Ferrostaal: Solar Thermal Power brochure*, Alemanha, 2009. Disponível em http://www.ferrostaal.com/uploads/tx_mfsmatrix/090309_MF_Solar_Power_GB_secured.pdf Acesso: Set. 2009.
- ¹³ MANOS S., *Compact linear Fresnel reflector (CLFR) power plant technology*, University of Sydney, Austrália, 2002. Disponível em www.physics.usyd.edu.au Acesso: Set. 2009.
- ¹⁴ SCHNEIDER K., *Welt im Wandel: Sicherheitsrisiko Klimawandel*, Alemanha, 2008. Disponível em http://www.wbgu.de/wbgu_jg2007.pdf Acesso: Set. 2009.
- ¹⁵ European Community **PS10 Final Technical Progress Report**, Nov. 2006. Disponível em http://ec.europa.eu/energy/res/sectors/doc/csp/ps10_final_report.pdf Acesso: Set. 2009.
- ¹⁶ *Solar Tres*, NREL CSP Technology Workshop, Estados Unidos, 2007. Disponível em http://www.nrel.gov/csp/troughnet/pdfs/2007/martin_solar_tres.pdf Acesso: Set. 2009.
- ¹⁷ ALBUQUERQUE N., *Sandia, Sterling Energy Systems set new world record for solar-to-grid conversion efficiency*, Sandia National Laboratories, Estados Unidos, Fev. 2008. Disponível em <http://www.sandia.gov/news/resources/releases/2008/solargrid.html> Acesso: Set. 2009.

- ¹⁸ ALBUQUERQUE N., *Sandia, Stirling to build solar dish engine power plant*, Sandia National Laboratories, Estados Unidos, Nov. 2004. Disponível em <http://www.sandia.gov/news-center/news-releases/2004/renew-energy-batt/Stirling.html> Acesso: Set. 2009.
- ¹⁹ EHRLICH D., *Stirling engines meet solar power in the desert*, Cleantech Group, Abr. 2008. Disponível em <http://cleantech.com/news/2719/stirling-engines-meet-solar-power-in-the-desert> Acesso: Set. 2009.
- ²⁰ Infinia Solar Systems website: <http://www.infiniacorp.com> Acesso: Set. 2009.
- ²¹ Maugis Consultoria, *Les centrales solaires à effet cheminée*. Disponível em http://www.ecosources.info/dossiers/Centrale_solaire_tour_effet_cheminée Acesso: Set. 2009.
- ²² Enviromission website: http://www.enviromission.com.au/EVM/content/technology_technologyover.html Acesso: Set. 2009.
- ²³ PAPAGEORGIU C.D., *Floating Solar Chimney versus Concrete Solar Chimney Power Plants*, Grécia, Maio 2007. IEEE 4272470.
- ²⁴ DANIELS F., *Direct Use of the Sun's Energy*, University of Wisconsin, 9a. ed., 1977.
- ²⁵ GLATZ W., *et al.*, *Bi₂Te₃-based Flexible Micro Thermoelectric Generator With Optimized Design*, Suíça, Jun. 2009. IEEE 4957041.

6. Sistema Híbrido PV/Térmico

Um sistema híbrido é um sistema que combina aspectos de duas tecnologias solares: PV e energia térmica. As duas tecnologias usam partes diferentes do espectro solar: a térmica utiliza a parte infravermelha, enquanto a PV utiliza a parte visível. Além disso, uma construção híbrida permite que os custos de instalação sejam compartilhados, reduzindo o custo em comparação a duas instalações separadas.

As tecnologias *thin film* são as mais indicadas para a parte PV, em especial de silício amorfo, devido ao baixo coeficiente térmico do silício, fazendo com que ele seja próprio para o funcionamento em altas temperaturas. Além disso, essa tecnologia permite que se faça módulos PV semi-transparentes com o uso de impressão a laser ou com o uso de contatos transparentes, permitindo que o calor seja melhor captado [1].

Três tipos de estrutura de construção são possíveis: (i) PV semitransparente substituindo a cobertura impermeável de um coletor térmico plano, separado por uma camada de ar da superfície coletora de calor (permitindo que se controle a transparência e, assim, o balanço de produção térmico/elétrico); (ii) PV fixado diretamente sobre um coletor térmico com uma liga condutora; ou (iii) como o módulo PV propriamente dito, adaptado para a extração de calor (reduzindo custos de material).

A eficiência do módulo híbrido varia linearmente e inversamente com a razão do diferencial de temperatura (média da temperatura d'água menos a temperatura ambiente) e a irradiação solar. A eficiência térmica é de cerca de 50% daquela esperada em um módulo térmico com uma cobertura padrão de vidro; já a eficiência do módulo solar alcança 90%, comparada à mesma célula com uma superfície reflexiva atrás do módulo, que permitiria que a luz não absorvida pela célula voltasse a passar por ela. Espera-se que eficiências totais de até 50% sejam praticáveis em produção industrial.

A empresa norte-americana Echo é aparentemente a primeira a comercializar um sistema desse estilo, contando com ventiladores controlados por computadores para mover o ar aquecido sob os painéis. Esse calor é utilizado para aquecer a edificação ou a água nela utilizada [2]. A sueca Absolicon, já citada anteriormente, também entra no ramo de tecnologia híbrida (aquecimento/CPV).

¹ STAEBLER D., *et al.*, *Development of High Efficiency Hybrid PV-Thermal Modules*, Maio 2002. IEEE 1190936

² Echo website: <http://pvtsolar.com/how.html> Acesso: Nov. 2009.

7. Comparativo

A energia solar foi, por décadas, vista como o futuro da geração de eletricidade. Ela sempre pareceu fornecer virtualmente um potencial ilimitado, mas sempre longe de alcance. Hoje, essa ideia está mais próxima do que nunca esteve. Com o aumento do custo dos combustíveis fósseis, as tecnologias solares prometem competir economicamente antes do previsto. Os subsídios governamentais, as altas tarifas de *feed-in* e as taxas de carbono aumentam o volume de instalações, contribuindo para a redução de custo da energia solar.

Esse mesmo critério de custo é o que logicamente prevalece sobre muitos outros. No entanto, compreende-se que o critério de custo já embuti muitos aspectos da tecnologia solar: a escassez dos materiais, a energia gasta para produzir o sistema e os gastos com o descomissionamento já são, assim, indiretamente levados em consideração.

7.1.Fator *Levelized Energy Cost*

Embora seja tentador falarmos em termos *payback time* em energia, o real fator de escolha do mercado é o custo. Não usamos combustíveis fósseis porque “gostamos deles”; utilizamos combustíveis fósseis porque eles são mais baratos, e toda matriz energética foi construída baseada neles. O Brasil, com ampla instalação de hidroelétricas, é, de certa forma, uma exceção. Assim, escolheremos PV quando ele atingir a paridade de custo com a energia vendida na rede, ou *grid parity*.

A análise do custo deve levar em conta todos os custos ao longo de sua vida útil: investimento inicial, custo operacional e de manutenção, combustíveis e custo do capital. Além disso, deve-se conhecer exatamente quanta energia o sistema vai produzir, baseando-se nas eficiências da geração em determinado local. Com poucos dados reais, é difícil calcular exatamente esse custo, chamado de *Levelized Cost of Energy* (LCE, ou LEC).

O custo pode ser calculado como [1]:

$$\text{LEC} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Onde:

- $\text{LEC} = \textit{Levelized Energy Cost}$
- $I_t =$ custo do investimento no ano t
- $M_t =$ custo da manutenção e operação no ano t
- $F_t =$ custo do combustível no ano t
- $E_t =$ geração elétrica no ano t
- $r =$ taxa de desconto
- $n =$ expectativa de vida do sistema

A taxa de desconto r leva em conta custo do capital e o risco financeiro do investimento, e pode fazer uma decisão pesar mais para uma tecnologia do que para outra. O LEC é dado tipicamente em US\$/kWh.

A tabela seguinte apresenta uma compilação de dados aproximados. Para uma ideia de comparação, o LEC de um sistema nuclear fica entre 0,098 e 0,126 US\$/kWh, e o de um sistema termelétrico a carvão entre 0,074 e 0,135 US\$/kWh [2]. Isso demonstra a competitividade econômica de um sistema solar, com LECs menores 0,14 US\$/kWh. Nos EUA, o custo de um sistema solar instalado varia entre 2,75 US\$/W para PV de *thin-film* e 5 US\$/W para PV de c-Si. Os custos na tabela são os custos do módulo saindo da empresa fabricante, sem incluir, portanto, a instalação, os impostos e os insumos para o sistema (como cabeamento e inversores).

Esses custos estão, claro, muito longe da realidade brasileira, onde não há fabricantes de módulos PV ou de CST. Os altos custos de importação não permitem, ainda, a viabilidade econômica dessas instalações no país. O alto custo da tarifa no Sul do país, no entanto, que é de cerca de 0,43 R\$/kWh para o consumidor residencial (ou cerca de 0,25 US\$/kWh), já permitiria a instalação de PV economicamente vantajosa, caso fosse possível instalar aqui um sistema ao custo das mais baratas empresas norte-americanas.

Tecnologia	Sistema	Eficiência (AM 1,5)	Durabilidade	Densidade	Custo	LCE (\$/kWh) aproximado
PV	c-Si (Silício monocristalino)	15–20%	25–30 anos	20-50W/kg	>3 \$/W	< 0.15
	mc-Si (Silício policristalino)	10–15%	25–30 anos		2,5-3 \$/W	< 0.15
	a-Si (Silício amorfo)	5–10%	< 20 anos	2000W/kg	1,2-2 \$/W	< 0.15
	GaAs (Gálio Arsênio)	15–20%	?	>50W/kg	elevado	-
	GaAs (dupla junção)	20%	?		elevado	-
	GaAs (tripla junção)	25%	> 20 anos	<1000W/kg	500–1500 \$/W	-
	CdTe (Cádmio Telúrio)	10%	> 20 anos		0,9 \$/W	< 0.14
	CIGS	10-15%	> 20 anos	>2000W/kg	0,4-1 \$/W	< 0.12
	CIGS Solyndra	10-15%	> 20 anos		?	-
OPV	Polímero	4-5%	< 5 anos	40W/kg	14 \$/W (protótipo)	> 3.00
	DSSC (<i>dye-sensitized</i>)	7-10%	?		1,5 \$/W	-
CST	Dish-Sterling	25%	> 20 anos	-	6 \$/W (protótipo)	< 0.14
	Parabólico linear	15%	> 20 anos	-	3 \$/W	< 0.14
	Chaminé térmica	<0,5%	> 10 anos	-	3,5 \$/W (protótipo)	> 0.40

Tabela 2: Comparação de tecnologias e custos LCE.

7.2.Fator material

A escassez de material como matéria-prima quando da produção em larga escala é um fator a ser analisado para as tecnologias PV, refletindo diretamente a preocupação com a sustentabilidade das tecnologias. O silício é amplamente disponível, sendo apenas a capacidade industrial de processamento fator preocupante. Ultimamente, no entanto, a produção tem se adequadado à demanda, contribuindo para rápida queda nos preços do material [3].

A situação é um pouco diferente para materiais como índio, gálio e telúrio, utilizados em PV de CIGS e CdTe. A demanda de índio cresce para a fabricação de telas tipo OLED (*Organic Light Emitting Diode*). Embora as reservas desses materiais ainda sejam disponíveis para mais de 30 anos, os custos tenderão a subir, encarecendo o PV de *thin-film* que os utiliza. Com os meios atuais, a recuperação desses materiais de módulos descartados através de reciclagem é bastante complicada, mas pesquisadores trabalham na área [4]. A longo prazo, uma favorização do PV de a-Si é clara frente às outras tecnologias no quesito “material”.

Para as tecnologias CST, devido à baixa complexidade da matéria-prima utilizada (alumínio, aço e vidro, principalmente), a disponibilidade de material é ampla e não impõe problemas.

7.3.Fatores climáticos

O fator climático é bastante importante, e afeta diretamente a produção e o despacho da energia. As tecnologias CST oferecem melhores características de pico de capacidade, com mais de 6 horas de armazenamento térmico, podendo produzir nas horas de pico de demanda ou até durante toda a noite. O fato de elas possuírem uma grande inércia inibe flutuações de produção em curto prazo; o operador pode, por exemplo, durante os minutos/horas em que passam nuvens sobre os coletores, reduzir o fluxo do fluido térmico, aumentando assim sua temperatura e garantindo um mínimo de produção.

Nuvens passando sobre uma usina PV, no entanto, fazem com que a geração flutue de maneira inesperada. Assim, um sistema de estocagem se faz necessário para garantir produção em larga escala de maneira contínua, inclusive para horários de pico. Essa estocagem de energia ainda é cara, mas há boas perspectivas futuras [5].

Resumindo:

- Em áreas de alta irradiação solar, como no nordeste brasileiro, noroeste da Argentina, sudoeste dos Estados Unidos, área mediterrânea, regiões do MENA, sul africano e Austrália, as tecnologias CST possuem, atualmente, uma melhor perspectiva econômica de emprego em larga escala;
- Em áreas de baixa irradiação solar e em meios urbanos, a implantação de PV (melhor performance em luz difusa, principalmente *thin-film*) deve ser preconizada.

Dentro das tecnologias CST, a seguinte tabela oferece uma visão global dos sistemas:

Tecnologia concentradora	Escala	LCE (\$/MWh)	Prós/Contras	Complexidade
CPV	Qualquer	\$15-\$20	Estocagem difícil; Não funciona bem em dias nublados	Alta. Tecnologia em fase inicial.
Dish Sterling	Múltiplo de 25 kW	desconhecido	Alta eficiência, modular./ Sem estocagem térmica. Não funciona bem em dias nublados.	Alta. Tecnologia em fase inicial.
Parabólico linear	Maioria: >50 MW para economia de escala; Organic Rankine Cycle 1MW+	\$8-\$18 atual \$6 potencial Pode hibridizar com usinas termelétricas atuais.	Estocagem térmica, tecnologia bem conhecida./ Consome água para resfriamento eficiente.	Baixa. Unidades funcionando há 30 anos na Califórnia.
Torre solar	>30 MW	\$18+ atual, \$5 potencial, Pode hibridizar com usinas termelétricas atuais.	Estocagem térmica, potencialmente mais barata que parabólico linear./ Consome água para resfriamento eficiente.	2 unidades piloto funcionando bem. Primeira unidade comercial em funcionamento.
Chaminé térmica	100-200MW	desconhecido	Potência básica constante, baixa manutenção.	Baixa complexidade, ideal para países pobres.

Tabela 3: Comparação de tecnologias concentradoras.

Deve-se levar em conta, também, a questão da transmissão de energia. De maneira geral, as usinas CST devem ser de grande porte para uma economia de escala, necessitando uma grande superfície em locais distantes de centros de consumo. As perdas na transmissão e o alto custo de longas linhas de transmissão deverão ser considerados em casos específicos. Já a tecnologia PV, facilmente integrada nas edificações através de BIPV, se beneficiam da geração distribuída e da facilidade de instalação, com redução de custos de transporte energético.

Outros fatores são citados na tabela comparativa mais abaixo. Nota-se que a diversidade na tecnologia (mesmo omitindo-se tecnologias ainda não empregáveis em grande escala, como a promissora PV de terceira geração) faz com que não haja uma escolha única. Todas tecnologias possuem seu espaço no mercado, que vai, automaticamente, selecionar as melhores soluções. Essa variabilidade de tecnologias é que vai permitir uma alta competitividade no futuro, reduzindo os riscos de monopólios na energia solar.

Tabela 4: Comparação de tecnologias de energia solar.

Tecnologia/ Critério	PV a-Si	PV CdTe, CIGS	PV Solyndra	CST Dish-Sterling	CST Prábólico/ fresnel/torre solar	CST Chaminé térmica	Critério			
							1	2	3	4
Custo	2	1	2	3	2	3	1	2	3	4
	eficiência deve melhorar	processos simples <i>roll to roll</i>		alta complexidade		alto investimento inicial				
Operação e Manutenção	1	1	1	2	4	1				
	baixíssimo custo de manutenção (eventual lavagem)			lavagem	consumo d'água, vazamentos de fluidos					
Integração em meio urbano	1	1	1	3	4	4				
	fácil instalação como BIPV			apenas a relativa distância de grandes cidades nos desertos, ex: Dubai, Cairo, Los Angeles						
Materiais	1	3	3	1	1	1				
	uso racional de abundante Si	materiais tóxicos e raros	materiais raros							
Escala	1	1	1	2	4	4				
	qualquer escala			modular	somente em grande escala					
Estocagem	3	3	3	3	2	2				
	armazenamento de energia deve ser melhor desenvolvido				armazenamento térmico com poucas perdas					
Durabilidade	2	1	1	1	1	2				
	a-Si se degrada com o tempo					estufa é pouco durável				
Facilidade de instalação	1	1	1	2	3	2				
	PV: facilidade extrema de instalação, notadamente Solyndra			aceita terrenos íngremes	sistema é complexo					
Emprego em terceiro mundo	4	4	4	3	2	1				
	tecnologias de alto custo e de capital estrangeiro, trazem pouco benefício à população local			CST pode ser mais facilmente desenvolvido e integrado na economia local, gerando empregos						

¹ ***Projected Costs of Generating Electricity***, Nuclear Energy Agency, OECD Publications, França, 2005. ISBN 92-64-00826-8. Disponível em <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2005/ElecCost.pdf> Acesso: Nov. 2009.

² ***Levelized Cost of Energy Analysis***, Lazard, National Association of Regulatory Commissioners, Estados Unidos, 2008. Disponível em [http://www.narucmeetings.org/Presentations/2008%20EMP%20Levelized%20Cost%20of%20Energy%20-%20Master%20June%202008%20\(2\).pdf](http://www.narucmeetings.org/Presentations/2008%20EMP%20Levelized%20Cost%20of%20Energy%20-%20Master%20June%202008%20(2).pdf) Acesso: Nov. 2009.

³ WALDERMANN A., ***Billig-Solarzellen revolutionieren Strombranche***, Spiegel, Alemanha, Mar. 2009. Disponível em <http://www.spiegel.de/wirtschaft/0,1518,612539,00.html>, Acesso: Nov. 2009.

⁴ SAPICH G., ***Sustainable Recovery of Tellurium and Indium from Thin Film Photovoltaic Modules: EU-LIFE Project Resolved***, Sapich G., Alemanha, 2007. Disponível em http://www.fona.de/pdf/forum/2007/C_7_02_Sapich_abstract_L2L_2007.pdf Acesso: Nov. 2009.

⁵ Veja artigo anexo *Energy Storage* da Siemens.

8. Projeto DESERTEC

O projeto Desertec, conhecido também por *Trans-Mediterranean Renewable Energy Cooperation* (TREC), de iniciativa alemã, responde à questão de geração de energia renovável para a Europa de maneira ambiciosa, mas realista. Prevendo uma extensa rede de energia solar trazida das regiões áridas do norte africano e de usinas eólicas, o projeto foi lançado em 2003, com apoio científico da agência espacial alemã DLR (*Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt*) [1]. Desde 30 de outubro de 2009 o projeto é reconhecido como instituição, com apoio financeiro de gigantes como Deutsche Bank, Siemens e ABB, além de várias indústrias de PV e CST, como Abengoa Solar e MAN.

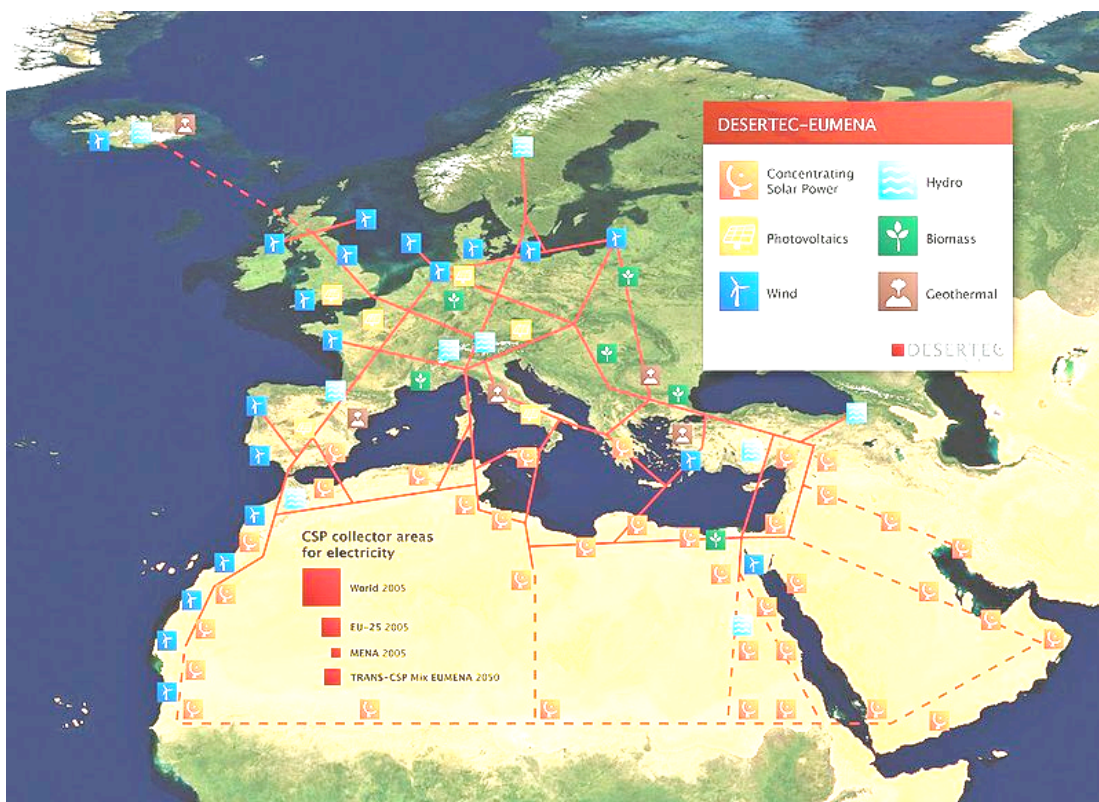


Figura 22: Possível infra-estrutura do projeto Desertec. Fonte: Desertec

8.1. Conceito

Várias soluções para desafios globais são propostas. Com a ajuda de energia CST no MENA e parques eólicos ao longo da costa atlântica, faz-se a dessalinização de água do mar; a energia limpa é transportada de forma subterrânea em linhas de alta tensão de corrente contínua (HVDC), inicialmente dentro do MENA e à partir de 2020 para a Europa. As linhas HVDC possuem uma perda menor na transmissão [2].

Uma rede internacional de políticos, cientistas e *experts* na área de energias renováveis constitui coração da corporação. Os cerca de 60 membros, que incluem o príncipe da Jordânia, Hassan bin Talal, informam continuamente os estados e investidores privados sobre a possibilidade do uso cooperativo da energia solar e eólica, incentivando projetos concretos. Nos Estados Unidos, um estudo com o nome *A Solar Grand Plan*, publicado pela renomada revista *Scientific American* em janeiro de 2008, ilustra um plano semelhante [3].

O objetivo é o de certificar, através da cooperação dos países envolvidos, a transição para fontes renováveis de energia de maneira barata e rápida. Para isso é utilizado em grande escala a energia solar CST no MENA, reduzindo a emissão de gás carbônico e melhorando a segurança energética na Europa (bastante dependente da energia nuclear) [4]. Para as populações dos países do MENA, o projeto prevê a abertura de postos de trabalho, melhorias de infra-estrutura e uma maior disponibilidade de água dessalinizada.

Estudos bastante detalhados foram encomendados pelo Ministério Alemão de Meio-ambiente, Proteção à Natureza e Segurança Nuclear (BMU) e realizados pela DLR entre 2004 e 2007. Um grande desafio a ser superado é o do uso d'água para resfriamento no ciclo térmico de produção de energia por CST; o projeto Desertec se compromete com melhorias da tecnologia de resfriamento, adequando o fornecimento d'água através de unidades mais próximas da costa. O desafio do armazenamento da energia solar é parcialmente resolvido com o uso de estocagem de calor, mais barata que a estocagem para PV. Todas tecnologias propostas pelo programa já foram comprovadamente testadas, resultando em um investimento de baixo risco.

ano	2020	2030	2040	2050
cabos (quantidade) x potência (GW)	2 x 5	8 x 5	14 x 5	20 x 5
transferência TWh/ano	60	230	470	700
capacidade utilizada dos cabos	60%	67%	75%	80%
investimento (bilhões €/ano)	38	125	24	35
superfície CST km x km	15 x 15	30 x 30	40 x 40	50 x 50
investimento acumulado (bilhões €)	47	150	276	395
custo da energia CST (€/kWh)	0.050	0.045	0.040	0.040
custo do transporte HVDC (€/kWh)	0.014	0.010	0.010	0.010

Tabela 5: Prognóstico de custos e instalações do projeto Desertec. Fonte: Desertec

8.2. Segurança de fornecimento de energia

Até o ano de 2050, entre 10 e 25% da demanda energética europeia pode vir dos desertos. As fontes renováveis somariam 65% da demanda, segundo o estudo TRANS-CSP do Desertec. Cada parte da rede operaria com uma margem de 25% para compensar flutuações e quedas de linhas de transmissão. A existência de cabos múltiplos entre Europa e MENA, além das diversas ligações internas dentro da Europa, reduzem o risco de apagões por circunstâncias específicas a um país.

A importação de combustíveis como o urânio, petróleo e gás é considerada de risco, pois as reservas diminuem e estão concentradas em poucos países. Isso condiciona aumento de preços, dependência política [5] e escassez de oferta. A energia solar, pelo contrário, é amplamente disponível, e os custos diminuem com o aumento do uso da tecnologia. Além disso, uma maior quantidade de gás natural estará, a longo prazo, diretamente disponível para o setor de transporte, ao invés de ser direcionada ao setor energético.

8.3. Realização do projeto

De acordo com a DLR, um financiamento público na forma de subsídios de menos de 1 milhão de euros seria suficiente para acelerar a implantação de CST no mercado, de forma que até 2020 não sejam mais necessárias subvenções estatais, visando à equiparidade com o preço de energia cotado nos combustíveis fósseis. Como o custo dos materiais necessários à construção de CST sobem a uma menor taxa que os combustíveis fósseis, isso poderia ocorrer ainda antes de 2020.

O projeto possui também uma conotação social, de vantagens financeiras. Dois locais são especialmente críticos, necessitando de iniciativa política e financeira:

- *Gaza Solar Power & Water Project*: A construção de cerca de 1 GW de energia CST permitiria o fornecimento de água potável e energia elétrica para os quase 2 milhões de habitantes da Faixa de Gaza. A implantação se daria sobre solo egípcio, e melhoraria a qualidade de vida na região. Atualmente, a Faixa de Gaza depende da água e energia de Israel;
- *Sana'a Solar Water Project*: Trata-se da construção de uma usina de dessalinização d'água junto ao Mar Vermelho e de uma *pipeline* para fornecimento d'água à capital do Iêmen (cujas reservas acabarão em 15 anos). O custo da implantação do sistema seria muito menor que o da “mudança” de uma cidade inteira.

8.4. Críticas

O projeto é tido por muitos como controverso. Alguns críticos argumentam que a importação da energia do MENA geraria uma dependência política da Europa nesses países, estando as linhas de transmissão suscetíveis a ataques terroristas. O custo da transmissão de energia, bem como a possível criação de novos monopólios, também são argumentos contrários ao projeto.

Com o aumento das instalações de PV na Alemanha, cerca de 50% do fornecimento de energia do país poderá ser de matriz renovável até 2020. A razão do projeto Desertec perde sentido com esse prognóstico da Associação Alemã de Indústria Solar (*Bundesverband Solarwirtschaft* - BSW) [6]. O objetivo oficial alemão, no entanto, é de utilizar fontes renováveis para 27% de sua demanda até 2020 [7].

Físicos da Universidade de Udine, na Itália, notaram que os desertos constituem naturalmente um sistema de resfriamento do planeta; fosse toda a superfície global um deserto, a temperatura média cairia para -15°C , pois a radiação solar não é absorvida pelo ar seco do deserto, refletindo novamente à atmosfera [8]. Assim, o Desertec contribuiria para o aquecimento global. Caso os mesmos refletores fossem instalados na Europa, eles contribuiriam para um resfriamento global, pois no território europeu uma maior fração da radiação terrestre é absorvida pela atmosfera, sendo irradiada novamente à superfície (sendo vapor d'água um gás de efeito estufa ainda mais importante que o gás carbônico) [9]. A análise no artigo, no entanto, parece simplista e

merece maior atenção, principalmente no que concerne a pequena dimensão e impacto dos concentradores no deserto, e a compensação da redução de liberação de gás carbônico na Europa.

¹ Desertec website: www.desertec.org Acesso: Set. 2009.

² **TRANS CSP Full Report Final**, DLR. Disponível em http://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/system/projects/TRANS-CSP_Full_Report_Final.pdf Acesso: Out. 2009.

³ **A Solar Grand Plan**, Scientific American, 2008. Artigo integral em anexo.

⁴ Gigantes da energia nuclear da Europa se envolveram recentemente com escândalos sobre o destino incerto do lixo nuclear, como a EDF (Energie de France). Reuters: **EDF nuclear waste stored open air in Russia**, 2009. Disponível em <http://www.reuters.com/article/environmentNews/idUSTRE59B0Q820091012> Acesso: Nov. 2009.

⁵ A título de exemplo, a Rússia ameaçou cortar o gás fornecido à Ucrânia (e, por consequência, a grande parte da Europa) devido a desentendimentos sobre pagamentos, em 2009. *Putin warns Europe of possible gas delivery problems*, Deutsche Welle: <http://www.dw-world.de/dw/article/0,,4847233,00.html>

⁶ **Startschuss für Wüstenstrom-Projekt**, DPA/AFP/Reuters, 2009. Disponível em <http://www.stern.de/wissen/natur/desertec-startschuss-fuer-wuestenstrom-projekt-706083.html> Acesso: Nov. 2009.

⁷ WACKET M., **Update 2-Germany sets tougher goals to protect climate**, Reuters, Alemanha, Abr. 2007. Disponível em <http://uk.reuters.com/article/idUKL2654181520070426> Acesso: Nov. 2009.

⁸ GRASSMANN H., **Open Questions regarding the Desertec Project**, Universidade de Udine, ISSN 1973-2260. Itália, 2009. Disponível em <http://www.isomorph.it/letters/articles/desertec/desertec-1> Acesso: Nov. 2009.

⁹ KIEHL J.T., TRENBERTH K., **Earth's Annual Global Mean Energy Budget**, National Center for Atmospheric Research, Estados Unidos, 1997. Disponível em <http://www.atmo.arizona.edu/students/courselinks/spring04/atmo451b/pdf/RadiationBudget.pdf> Acesso: Nov. 2009.

9. Conclusão

As tecnologias mais promissoras de produção de energia elétrica à partir do sol foram descritas, dando importância a técnicas de produção inovadoras, aspectos ecológicos e de custo. Foi demonstrado, também, como o setor energético tem valorizado a energia solar nos últimos anos, mas o investimento deve ser ainda maior para contínua redução de custos, aumento de qualidade (durabilidade e performance) e descomissionamento adequado. O projeto Desertec, de grande envergadura, é uma grande iniciativa para a energia solar.

O objetivo de comparação de tecnologias de energia solar foi, ao meu ver, parcialmente atendido, pois não há maneira de se concentrar toda informação disponível em um único estudo. A quantidade de notícias no setor é gigantesca, e diariamente aparecem novas propostas tecnológicas; assim, o projeto já “sai desatualizado”. Diversas vezes, durante a elaboração do projeto, alguns dados tinham que ser revistos devido ao conhecimento de notícias mais recentes.

A grande colcha de retalhos de mais de 90 artigos lidos, em grande maioria na língua inglesa, mas também alemã — sem contar os desatualizados, que foram lidos mas não continham informações pertinentes a serem colocadas aqui — foi organizada, segundo a “compilação” proposta pelo trabalho.

Já o objetivo secundário, que é o de “abrir os olhos” do leitor para o imenso potencial da energia solar, foi melhor contemplado. O barateamento da tecnologia é tão rápido que algumas já competem de igual para igual com os combustíveis fósseis.

Há uma dificuldade particular em se achar artigos científicos confiáveis sobre CST, pois a pesquisa se concentra muito mais em PV — provavelmente pela melhor aplicabilidade dessa tecnologia nos países ricos (e não tão ensolarados) como Alemanha e Japão. Também não é fácil conseguir dados relativos a custos; entende-se, claro, que algumas empresas investem bastante em pesquisa e desenvolvimento privados, reservando-se o direito de não divulgar dados sobre a tecnologia de fabricação.

Agora, o futuro da energia solar depende do empenho e cooperação da humanidade.

Anexo A: artigo sobre estocagem da Siemens

Tomorrow's Power Grids: Energy Storage

Trapping the Wind

The wind blows when and where it will, and it rarely heeds our wishes. These days, that can have a serious impact on our power supply, to which wind energy is now making an increasingly important contribution. In 2007, wind power accounted for 6.4 % or 39.7 TWh of gross power consumption in Germany, and this proportion, according to a projection by the German Renewable Energy Federation (BEE), could rise to as much as 25 % (149 TWh) by the year 2020. By then, Germany should have wind farms with a total output of 55 GW, compared to 22 GW at the end of 2007.

Germany already accounts for approximately 20 % of the world's total wind power generating capacity. Until recently, it was the pacesetter, but has now been pushed into second place in this particular world ranking by the U.S.

Although this is all excellent news as far as the climate is concerned, it presents the power companies with a problem. Wind power isn't always generated exactly when consumers need it. As a rule, wind generators produce more power at night, and that's exactly when demand bottoms out. With conventional power plants, output can be adjusted in line with consumption, merely by burning more or less fuel. With fluctuating sources of energy, however, this is only possible to a limited degree. And that goes for both wind and photovoltaic power, which, according to the BEE, will together account for 7 % of gross power consumption in Germany by the year 2020.

The ideal solution is to cache the surplus electricity and feed it back into the grid as required. The power network itself is unable to assume this function, since it is a finely balanced system in which supply and demand have to be carefully matched. If not, the frequency at which alternating current is transmitted deviates from the stipulated 50 Hz, falling in the case of excess demand, or rising in the case of oversupply.

Both scenarios must be avoided, as there would otherwise be a danger of damage to connected devices such as motors, electrical appliances, computers and genera-

tors. For this reason, power plants are immediately taken offline whenever an overload pushes the grid frequency below 47.5 Hz.

Oversupply can likewise pose problems. Germany's Renewable Energy Act stipulates that German network operators must give preference to power from renewable sources. But an abundance of wind power means that conventional power plants have to be ramped down. This applies particularly to gas- and coal-fired plants, which are responsible for providing the intermediate load—in other words, for buffering periodic fluctuations in demand. For the power plants assigned to provide the base load—primarily nuclear power and lignite-fired plants—ramping up and down is relatively complicated and costly.

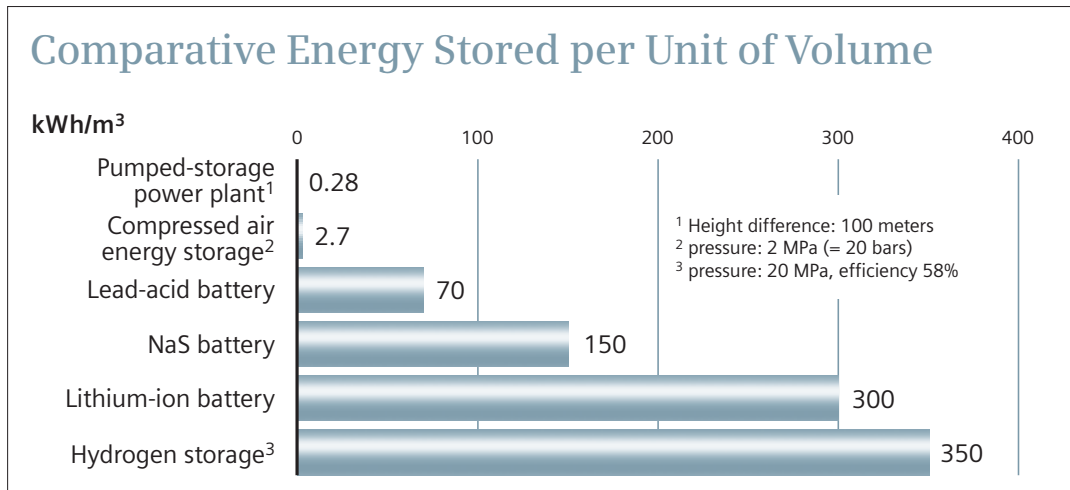
On windy days, this can have bizarre consequences. For example, it may be necessary to sell surplus power at a giveaway price on the European Energy Exchange (EEX) in Leipzig. In fact, the price of electricity may even fall below zero. Such negative prices actually became a reality on May 3, 2009, when 1 MWh was briefly traded at minus €152. In other words, the operator of a conventional power plant chose to pay someone to take the power rather than to temporarily reduce output.

Storing Power with Water

By far the best solution is to cache the surplus electricity and then feed it back into the grid whenever the wind drops or skies are cloudy. Here, a proven method is to use pumped-storage power plants. Whenever demand for electricity falls, the surplus power is used to pump water up to a reservoir. As soon as demand increases, the water is allowed to flow back down to a lower reservoir—generating electricity in the process by means of water turbines. It's a beautifully simple and efficient idea. Indeed, pumped-storage power plants have an efficiency of around 80 %, reflecting the proportion of energy generated in relation to the energy used in pumping the water to the top reservoir. At present, no other type of storage facility is capable of supplying power in the GW range over a period of several hours. In fact, more than 99 % of the energy-storage systems in use worldwide are pumped-storage power plants.

Germany's largest pumped-storage power plant is in Goldisthal, about 350 km southwest of Berlin. The facility has an output of 1,060 MW and could, in an extreme situation, supply the entire state of Thuringia with power for eight hours. In all, 33

pumped-storage facilities operate in Germany, providing a combined output of 6,700 MW and a capacity of 40 GWh. Each year, they supply around 7,500 GWh of so-called balancing power, which covers heightened demand at peak times—in the evenings, for example, when people switch on electric appliances and lights. The energy held in reserve by pumped-storage power plants can be called up within a matter of minutes.



In Germany, however, simply increasing the number of pumped-storage power plants isn't such a simple option. There is a lack of suitable locations, and such projects often trigger protests. As a result, Germany's power plant operators coordinate their activities with their counterparts in neighboring countries. Energie Baden-Württemberg (EnBW) in Karlsruhe, for example, uses pumped-storage facilities not only in Germany, but also in the Vorarlberg region of Austria. Norway, too, which has a long history of hydropower, is now looking to market its potential for electricity storage. However, the capital expenditure for doing so would be substantial. Such a project would involve more than just laying a long cable to Norway. The grid capacity at the point of entry in both countries would also have to be increased in order to avoid bottlenecks in transmission capability. "Such a step would be necessary because electricity always looks for the path of least resistance and will take another route when it encounters an obstruction," explains Dirk Ommeln from EnBW.

Batteries and Compressed Air

Other major industrialized countries such as the U.S. and China also make significant use of pumped-storage power plants. In addition, major efforts are being made

to find alternative methods worldwide. The best-known of all electricity storage devices is the rechargeable battery, which can be found in every mobile phone and digital camera. Although the amounts of energy involved here are tiny by comparison, this has not stopped some countries from using batteries as a cache facility for the power network. "In Japan, for example, this method is used practically throughout the country," says Dr. Manfred Waidhas from Siemens Corporate Technology (CT). "Batteries the size of a shipping container can store about 5 MWh of electrical energy and are installed in the grid close to the consumer." They are used as an emergency power supply, as a reserve at times of peak load, and as a buffer to balance out fluctuations from renewable sources of energy. Sodium-sulfur batteries, which have an efficiency of as much as 70 to 80 %, are used for this purpose.

Similarly, in a method known as V2G (vehicle to grid), electric vehicles could also serve as local cache facilities for electricity in the future, provided they are connected to the grid via a power cable. Although their battery capacity is small in comparison with the amounts of energy required in the grid, the sheer number of such vehicles and the relatively high powers involved—e.g. 40 kW per vehicle—could make up for this. "As few as 200,000 vehicles connected to the grid would produce 8 GW. And that's enough balancing energy to improve grid stability," says Prof. Gernot Spiegelberg from Siemens CT.

"On the other hand, we need to remember that such batteries will be relatively expensive due to their compactness, safety specifications, and low weight," warns Dr. Christian Dötsch from the Fraunhofer Institute for Environmental, Safety and Energy Technology (UMSICHT) in Oberhausen, Germany. "What's more, their service life—the number of times they can be recharged—is still very limited. At present, the extra recharging and discharging for the purposes of load balancing would seriously reduce battery life."

Another concept is to warehouse potential kinetic energy underground by a technique known as compressed air energy storage (CAES). This involves pumping air, which has been pressurized to as much as 100 bar, into underground cavities such as exhausted salt domes with a volume of between 100,000 and 1 mill. m³. "This compressed air can be used in a gas turbine," says Waidhas. "You still need a fossil fuel

such as natural gas, but energy is saved because the compressed air for combustion is already available."

There are two CAES pilot projects worldwide: the first went into operation in Huntorf, Germany, in 1978; the second in McIntosh, Alabama, in 1991. The basic idea behind CAES is simple, but there are drawbacks. "In both projects, the gas turbines are custom made, and that kind of special development costs money," says Waidhas. "CAES only gives you storage capacity of around 3 GWh."

Hydrogen: Ideal Storage Medium?

An interesting alternative to the methods already mentioned is hydrogen storage. Here, surplus electricity is used to produce hydrogen by means of electrolysis. The gas is then stored in underground caverns at a pressure of between 100 and 350 bar, where, according to Erik Wolf from Siemens Energy Sector in Erlangen, Germany, leakage is not a problem. "Typically, each year, less than 0.01 % is lost," he says. "This is because the rock-salt walls of such caverns behave like a liquid, and any leaks seal up automatically." For this reason, says Wolf, any of the caverns already used for the short-term storage of natural gas would also be suitable for hydrogen.

Around 60 caverns are now under construction in Germany. "If we were to use only 30 of these for hydrogen storage, we would be able to cache around 4,200 GWh of electrical energy," Wolf points out. Hydrogen has such a high energy density that as much as 350 kWh can be squeezed into every cubic meter of available storage space. This significantly exceeds CAES (2.7 kWh/m³) and is only matched by lithium-ion batteries.

Whenever the demand for electricity rises, hydrogen is removed and used to power a gas turbine or a fuel cell. "At present, underground hydrogen storage is unmatched by any other energy-storage system," says Wolf. "Each cavern is capable of providing more than 500 MW for up to a week in base-load operation. That's the equivalent of 140 GWh. By way of comparison, all the pumped-storage power plants in Germany only have a combined capacity of 40 GWh." What's more, underground hydrogen storage facilities can supply power quickly to the grid and are as flexible as a combined-cycle power plant.

Hydrogen also compares well in terms of costs. According to a study by the German Association for Electrical, Electronic & Information Technologies (VDE), the costs of long-term storage—to compensate for unfavorable weather situations and seasonal fluctuations—will be under €0.10 per kWh. In contrast, the cost of CAES is estimated to be around €0.20 per kWh. At the same time, underground hydrogen storage facilities can help cover short-term peaks in demand and therefore boost the existing capacity provided by pumped-storage power plants.

Siemens has been conducting research into this technology for the last four years, and most of the components required, including the electrolyzers and gas turbines, are now available—as are safe caverns for hydrogen storage. Engineers from Siemens Corporate Technology are currently working on higher performance electrolyzers and gas turbines that are specially modified for use with hydrogen. "The first patent applications have already been filed, and a larger-scale pilot plant could be up and running within three to five years," says Wolf.

Hydrogen has other advantages too. Apart from storing energy for generating power or heat, it can also be mixed with syngas (synthesis gas)—from, for example, biomass plants—to produce fuel in a biomass-to-liquid (BtL) process. "Hydrogen gives us a whole range of options, and significant progress has been made here in recent years," says Stephan Werthschulte, an energy expert from management consultants Accenture.

By way of example, he points to an exciting pilot project in Brandenburg, Germany. In April of this year, Enertrag, a company specializing in wind-power generators, laid the foundation stone for a new test facility in Prenzlau. This will be the world's first hydrogen-wind-biogas hybrid power plant capable of producing hydrogen from surplus wind power. The hydrogen will be used to power hydrogen vehicles or mixed with biogas to produce electricity and heat in two block-type cogeneration plants with a total output of 700 kW. The facility is scheduled to enter service in mid-2010.

Christian Buck

http://w1.siemens.com/innovation/pool/en/publikationen/publications_pof/pof_fall_2009/energienetze/speicher/pof_209_energie_speicher_en.pdf

Anexo B: artigo “A Solar Grand Plan” da Scientific American

SOLAR GRAND PLAN

Scientific American, 2007

Key Concepts

- A massive switch from coal, oil, natural gas and nuclear power plants to solar power plants could supply 69 percent of the U.S.’s electricity and 35 percent of its total energy by 2050.
- A vast area of photovoltaic cells would have to be erected in the Southwest. Excess daytime energy would be stored as compressed air in underground caverns to be tapped during nighttime hours.
- Large solar concentrator power plants would be built as well.
- A new direct-current power transmission backbone would deliver solar electricity across the country.
- But \$420 billion in subsidies from 2011 to 2050 would be required to fund the infrastructure and make it cost-competitive.

—*The Editors*

High prices for gasoline and home heating oil are here to stay. The U.S. is at war in the Middle East at least in part to protect its foreign oil interests. And as China, India and other nations rapidly increase their demand for fossil fuels, future fighting over energy looms large. In the meantime, power plants that burn coal, oil and natural gas, as well as vehicles everywhere, continue to pour millions of tons of pollutants and greenhouse gases into the atmosphere annually, threatening the planet.

Well-meaning scientists, engineers, economists and politicians have proposed various steps that could slightly reduce fossil-fuel use and emissions. These steps are not enough. The U.S. needs a bold plan to free itself from fossil fuels. Our analysis convinces us that a massive switch to solar power is the logical answer.

Solar energy's potential is off the chart. The energy in sunlight striking the earth for 40 minutes is equivalent to global energy consumption for a year. The U.S. is lucky to be endowed with a vast resource; at least 250,000 square miles of land in the Southwest alone are suitable for constructing solar power plants, and that land receives more than 4,500 quadrillion British thermal units (Btu) of solar radiation a year. Converting only 2.5 percent of that radiation into electricity would match the nation's total energy consumption in 2006.

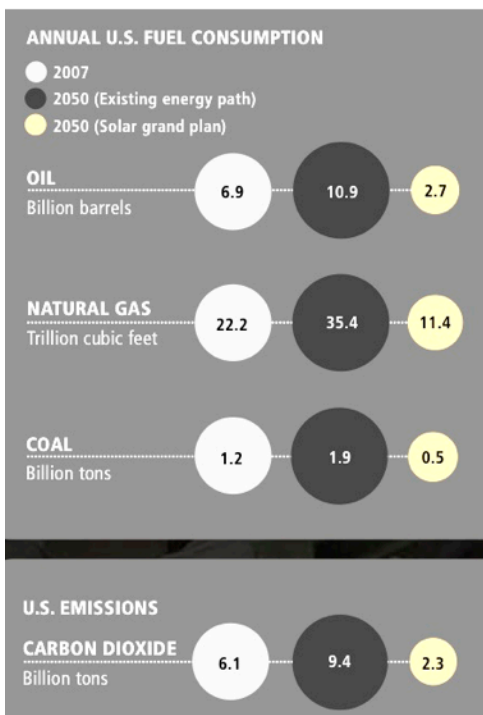
To convert the country to solar power, huge tracts of land would have to be covered with photovoltaic panels and solar heating troughs. A direct-current (DC) transmission backbone would also have to be erected to send that energy efficiently across the nation.

The technology is ready. On the following pages we present a grand plan that could provide 69 percent of the U.S.'s electricity and 35 percent of its total energy (which includes transportation) with solar power by 2050. We project that this energy could be sold to consumers at rates equivalent to today's rates for conventional power sources, about five cents per kilowatt-hour (kWh). If wind, biomass and geothermal sources were also developed, renewable energy could provide 100 percent of the nation's electricity and 90 percent of its energy by

2100.

The federal government would have to invest more than \$400 billion over the next 40 years to complete the 2050 plan. That investment is substantial, but the payoff is greater. Solar plants consume little or no fuel, saving billions of dollars year after year. The infrastructure would displace 300 large coal-fired power plants and 300 more large natural gas plants and all the fuels they consume. The plan would effectively eliminate all imported oil, fundamentally cutting U.S. trade deficits and easing political tension in the Middle East and elsewhere. Because solar technologies are almost pollution-free, the plan would also reduce greenhouse gas emissions from power plants by 1.7 billion tons a year, and another 1.9 billion tons from

gasoline vehicles would be displaced by plug-in hybrids refueled by the solar power grid. In 2050 U.S. carbon dioxide emissions would be 62 percent below 2005 levels, putting a major brake on global warming.



Photovoltaic Farms

In the past few years the cost to produce photovoltaic cells and modules has dropped significantly, opening the way for large-scale deployment. Various cell types exist, but the least expensive modules today are thin films made of cadmium telluride. To provide electricity at six cents per kWh by 2020, cadmium telluride modules would have to convert electricity with 14 percent efficiency, and systems would have to be installed at \$1.20 per watt of capacity. Current modules have 10 percent efficiency and an installed system cost of about \$4 per watt. Progress is clearly needed, but the technology is advancing quickly; commercial efficiencies have risen from 9 to 10 percent in the past 12 months. It is worth noting, too, that as modules improve, rooftop photovoltaics will become more cost-competitive for homeowners, reducing daytime electricity demand.

In our plan, by 2050 photovoltaic technology would provide almost 3,000 gigawatts (GW), or billions of watts, of power. Some 30,000 square miles of photovoltaic arrays would have to be erected. Although this area may sound enormous, installations already in place indicate that the land required for each gigawatt-hour of solar energy produced in the Southwest is less than that needed for a coal-powered plant when factoring in land for coal mining. Studies by the National Renewable Energy Laboratory in Golden, Colo., show that more than enough land in the Southwest is available without requiring use of environmentally sensitive areas, population centers or difficult terrain. Jack Lavelle, a spokesperson for Arizona's Department of Water Conservation, has noted that more than 80 percent of his state's land is not privately owned and that Arizona is very interested in developing its solar potential. The benign nature of photovoltaic plants (including no water consumption) should keep environmental concerns to a minimum.

The main progress required, then, is to raise module efficiency to 14 percent. Although the efficiencies of commercial modules will never reach those of solar cells in the laboratory, cadmium telluride cells at the National Renewable Energy Laboratory are now up to 16.5 percent and rising. At least one manufacturer, First Solar in Perysburg, Ohio, increased module efficiency from 6 to 10 percent from 2005 to 2007 and is reaching for 11.5 percent by 2010.

Pressurized Caverns

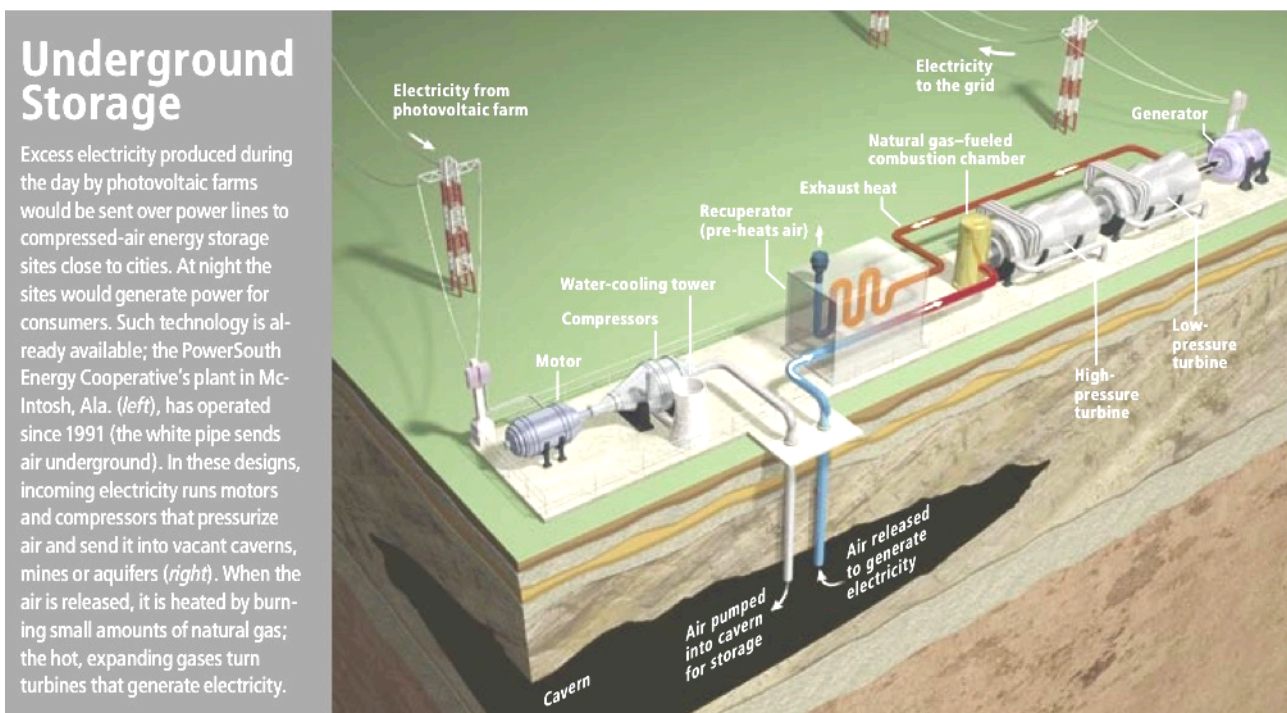
The great limiting factor of solar power, of course, is that it generates little electricity when skies are cloudy and none at night. Excess power must therefore be produced during sunny hours and stored for use during dark hours. Most energy storage systems such as batteries are expensive or inefficient.

Compressed-air energy storage has emerged as a successful alternative. Electricity from photovoltaic plants compresses air and pumps it into vacant underground caverns, abandoned mines, aquifers and depleted natural gas wells. The pressurized

air is released on demand to turn a turbine that generates electricity, aided by burning small amounts of natural gas. Compressed-air energy storage plants have been operating reliably in Huntorf, Germany, since 1978 and in McIntosh, Ala., since 1991. The turbines burn only 40 percent of the natural gas they would if they were fueled by natural gas alone, and better heat recovery technology would lower that figure to 30 percent.

Studies by the Electric Power Research Institute in Palo Alto, Calif., indicate that the cost of compressed-air energy storage today is about half that of lead-acid batteries. The research indicates that these facilities would add three or four cents per kWh to photovoltaic generation, bringing the total 2020 cost to eight or nine cents per kWh.

Electricity from photovoltaic farms in the Southwest would be sent over high-voltage DC transmission lines to compressed-air storage facilities throughout the country, where turbines would generate electricity year-round. The key is to find adequate sites. Mapping by the natural gas industry and the Electric Power Research Institute shows that suitable geologic formations exist in 75 percent of the country, often close to metropolitan areas. Indeed, a compressed-air energy storage system would look similar to the U.S. natural gas storage system. The industry stores eight trillion cubic feet of gas in 400 underground reservoirs. By 2050 our plan would require 535 billion cubic feet of storage, with air pressurized at 1,100 pounds per square inch. Although development will be a challenge, plenty of reservoirs are available, and it would be reasonable for the natural gas industry to invest in such a network.



Hot Salt

Another technology that would supply perhaps one fifth of the solar energy in our vision is known as concentrated solar power. In this design, long, metallic mirrors focus sunlight onto a pipe filled with fluid, heating the fluid like a huge magnifying glass might. The hot fluid runs through a heat exchanger, producing steam that turns a turbine.

For energy storage, the pipes run into a large, insulated tank filled with molten salt, which retains heat efficiently. Heat is extracted at night, creating steam. The molten salt does slowly cool, however, so the energy stored must be tapped within a day.

Nine concentrated solar power plants with a total capacity of 354 megawatts (MW) have been generating electricity reliably for years in the U.S. A new 64-MW plant in Nevada came online in March 2007. These plants, however, do not have heat storage. The first commercial installation to incorporate it—a 50-MW plant with seven hours of molten salt storage—is being constructed in Spain, and others are being designed around the world. For our plan, 16 hours of storage would be needed so that electricity could be generated 24 hours a day.

Existing plants prove that concentrated solar power is practical, but costs must decrease. Economies of scale and continued research would help. In 2006 a report by the Solar Task Force of the Western Governors' Association concluded that concentrated solar power could provide electricity at 10 cents per kWh or less by 2015 if 4 GW of plants were constructed. Finding ways to boost the temperature of heat exchanger fluids would raise operating efficiency, too. Engineers are also investigating how to use molten salt itself as the heat-transfer fluid, reducing heat losses as well as capital costs. Salt is corrosive, however, so more resilient piping systems are needed. Concentrated solar power and photovoltaics represent two different technology paths. Neither is fully developed, so our plan brings them both to large-scale deployment by 2020, giving them time to mature. Various combinations of solar technologies might also evolve to meet demand economically. As installations expand, engineers and accountants can evaluate the pros and cons, and investors may decide to support one technology more than another.

Direct Current, Too

The geography of solar power is obviously different from the nation's current supply scheme. Today coal, oil, natural gas and nuclear power plants dot the landscape, built relatively close to where power is needed. Most of the country's solar generation would stand in the Southwest. The existing system of alternating-current (AC) power lines is not robust enough to carry power from these centers to consumers eve-

rywhere and would lose too much energy over long hauls. A new high-voltage, direct-current (HVDC) power transmission backbone would have to be built.

Studies by Oak Ridge National Laboratory indicate that long-distance HVDC lines lose far less energy than AC lines do over equivalent spans. The backbone would radiate from the Southwest toward the nation's borders. The lines would terminate at converter stations where the power would be switched to AC and sent along existing regional transmission lines that supply customers.

The AC system is also simply out of capacity, leading to noted shortages in California and other regions; DC lines are cheaper to build and require less land area than equivalent AC lines. About 500 miles of HVDC lines operate in the U.S. today and have proved reliable and efficient. No major technical advances seem to be needed, but more experience would help refine operations. The Southwest Power Pool of Texas is designing an integrated system of DC and AC transmission to enable development of 10 GW of wind power in western Texas. And TransCanada, Inc., is proposing 2,200 miles of HVDC lines to carry wind energy from Montana and Wyoming south to Las Vegas and beyond.

Stage One: Present to 2020

We have given considerable thought to how the solar grand plan can be deployed. We foresee two distinct stages. The first, from now until 2020, must make solar competitive at the mass-production level. This stage will require the government to guarantee 30-year loans, agree to purchase power and provide price-support subsidies. The annual aid package would rise steadily from 2011 to 2020. At that time, the solar technologies would compete on their own merits. The cumulative subsidy would total \$420 billion (we will explain later how to pay this bill).

About 84 GW of photovoltaics and concentrated solar power plants would be built by 2020. In parallel, the DC transmission system would be laid. It would expand via existing rights-of-way along interstate highway corridors, minimizing land-acquisition and regulatory hurdles. This backbone would reach major markets in Phoenix, Las Vegas, Los Angeles and San Diego to the west and San Antonio, Dallas, Houston, New Orleans, Birmingham, Ala., Tampa, Fla., and Atlanta to the east.

Building 1.5 GW of photovoltaics and 1.5 GW of concentrated solar power annually in the first five years would stimulate many manufacturers to scale up. In the next five years, annual construction would rise to 5 GW apiece, helping firms optimize production lines. As a result, solar electricity would fall toward six cents per kWh. This implementation schedule is realistic; more than 5 GW of nuclear power plants were built in the U.S. each year from 1972 to 1987. What is more, solar systems can be manufactured and installed at much faster rates than conventional power plants because of their straightforward design and relative lack of environmental and safety complications.

Stage Two: 2020 to 2050

It is paramount that major market incentives remain in effect through 2020, to set the stage for self-sustained growth thereafter. In extending our model to 2050, we have been conservative. We do not include any technological or cost improvements beyond 2020. We also assume that energy demand will grow nationally by 1 percent a year. In this scenario, by 2050 solar power plants will supply 69 percent of U.S. electricity and 35 percent of total U.S. energy. This quantity includes enough to supply all the electricity consumed by 344 million plug-in hybrid vehicles, which would displace their gasoline counterparts, key to reducing dependence on foreign oil and to mitigating greenhouse gas emissions. Some three million new domestic jobs—notably in manufacturing solar components—would be created, which is several times the number of U.S. jobs that would be lost in the then dwindling fossil-fuel industries.

The huge reduction in imported oil would lower trade balance payments by \$300 billion a year, assuming a crude oil price of \$60 a barrel (average prices were higher in 2007). Once solar power plants are installed, they must be maintained and repaired, but the price of sunlight is forever free, duplicating those fuel savings year after year. Moreover, the solar investment would enhance national energy security, reduce financial burdens on the military, and greatly decrease the societal costs of pollution and global warming, from human health problems to the ruining of coastlines and farmlands.

Ironically, the solar grand plan would lower energy consumption. Even with 1 percent annual growth in demand, the 100 quadrillion Btu consumed in 2006 would fall to 93 quadrillion Btu by 2050. This unusual offset arises because a good deal of energy is consumed to extract and process fossil fuels, and more is wasted in burning them and controlling their emissions.

To meet the 2050 projection, 46,000 square miles of land would be needed for photovoltaic and concentrated solar power installations. That area is large, and yet it covers just 19 percent of the suitable Southwest land. Most of that land is barren; there is no competing use value. And the land will not be polluted. We have assumed that only 10 percent of the solar capacity in 2050 will come from distributed photovoltaic installations—those on rooftops or commercial lots throughout the country. But as prices drop, these applications could play a bigger role.

2050 and Beyond

Although it is not possible to project with any exactitude 50 or more years into the future, as an exercise to demonstrate the full potential of solar energy we constructed a scenario for 2100. By that time, based on our plan, total energy demand (in-

cluding transportation) is projected to be 140 quadrillion Btu, with seven times today's electric generating capacity.

To be conservative, again, we estimated how much solar plant capacity would be needed under the historical worst-case solar radiation conditions for the Southwest, which occurred during the winter of 1982–1983 and in 1992 and 1993 following the Mount Pinatubo eruption, according to National Solar Radiation Data Base records from 1961 to 2005. And again, we did not assume any further technological and cost improvements beyond 2020, even though it is nearly certain that in 80 years ongoing research would improve solar efficiency, cost and storage.

Under these assumptions, U.S. energy demand could be fulfilled with the following capacities: 2.9 terawatts (TW) of photovoltaic power going directly to the grid and another 7.5 TW dedicated to compressed-air storage; 2.3 TW of concentrated solar power plants; and 1.3 TW of distributed photovoltaic installations. Supply would be rounded out with 1 TW of wind farms, 0.2 TW of geothermal power plants and 0.25 TW of biomass-based production for fuels. The model includes 0.5 TW of geothermal heat pumps for direct building heating and cooling. The solar systems would require 165,000 square miles of land, still less than the suitable available area in the Southwest.

In 2100 this renewable portfolio could generate 100 percent of all U.S. electricity and more than 90 percent of total U.S. energy. In the spring and summer, the solar infrastructure would produce enough hydrogen to meet more than 90 percent of all transportation fuel demand and would replace the small natural gas supply used to aid compressed-air turbines. Adding 48 billion gallons of biofuel would cover the rest of transportation energy. Energy-related carbon dioxide emissions would be reduced 92 percent below 2005 levels.

Who Pays?

Our model is not an austerity plan, because it includes a 1 percent annual increase in demand, which would sustain lifestyles similar to those today with expected efficiency improvements in energy generation and use. Perhaps the biggest question is how to pay for a \$420-billion overhaul of the nation's energy infrastructure. One of the most common ideas is a carbon tax. The International Energy Agency suggests that a carbon tax of \$40 to \$90 per ton of coal will be required to induce electricity generators to adopt carbon capture and storage systems to reduce carbon dioxide emissions. This tax is equivalent to raising the price of electricity by one to two cents per kWh. But our plan is less expensive. The \$420 billion could be generated with a carbon tax of 0.5 cent per kWh. Given that electricity today generally sells for six to 10 cents per kWh, adding 0.5 cent per kWh seems reasonable.

Congress could establish the financial incentives by adopting a national renewable energy plan. Consider the U.S. Farm Price Support program, which has been jus-

tified in terms of national security. A solar price support program would secure the nation's energy future, vital to the country's long-term health. Subsidies would be gradually deployed from 2011 to 2020. With a standard 30-year payoff interval, the subsidies would end from 2041 to 2050. The HVDC transmission companies would not have to be subsidized, because they would finance construction of lines and converter stations just as they now finance AC lines, earning revenues by delivering electricity.

Although \$420 billion is substantial, the annual expense would be less than the current U.S. Farm Price Support program. It is also less than the tax subsidies that have been levied to build the country's high-speed telecommunications infrastructure over the past 35 years. And it frees the U.S. from policy and budget issues driven by international energy conflicts.

Without subsidies, the solar grand plan is impossible. Other countries have reached similar conclusions: Japan is already building a large, subsidized solar infrastructure, and Germany has embarked on a nationwide program. Although the investment is high, it is important to remember that the energy source, sunlight, is free. There are no annual fuel or pollution-control costs like those for coal, oil or nuclear power, and only a slight cost for natural gas in compressed-air systems, although hydrogen or biofuels could displace that, too. When fuel savings are factored in, the cost of solar would be a bargain in coming decades. But we cannot wait until then to begin scaling up.

Critics have raised other concerns, such as whether material constraints could stifle large-scale installation. With rapid deployment, temporary shortages are possible. But several types of cells exist that use different material combinations. Better processing and recycling are also reducing the amount of materials that cells require. And in the long term, old solar cells can largely be recycled into new solar cells, changing our energy supply picture from depletable fuels to recyclable materials.

The greatest obstacle to implementing a renewable U.S. energy system is not technology or money, however. It is the lack of public awareness that solar power is a practical alternative—and one that can fuel transportation as well. Forward-looking thinkers should try to inspire U.S. citizens, and their political and scientific leaders, about solar power's incredible potential. Once Americans realize that potential, we believe the desire for energy self-sufficiency and the need to reduce carbon dioxide emissions will prompt them to adopt a national solar plan.

*Disponível em <http://www.scientificamerican.com/article.cfm?id=a-solar-grand-plan>
Acesso: Nov. 2009.*