

# ANÁLISE FINANCEIRA DA PRODUÇÃO COMBINADA DE ELETRICIDADE E CALOR DE PROCESSO INDUSTRIAL COM ENERGIA SOLAR

**Leonardo Faustino Lacerda de Souza** – leonardo.souza@ee.ufcg.edu.br  
Universidade Federal de Pernambuco (UFPE), Departamento de Energia Nuclear (DEN)  
**Marcos Diego A. C. Paes** – marcos.diego@ufpe.br  
Universidade Federal de Pernambuco (UFPE), Departamento de Energia Nuclear (DEN)  
**Chigueru Tiba** – tiba@ufpe.br  
Universidade Federal de Pernambuco (UFPE), Departamento de Energia Nuclear (DEN)

**Resumo.** Calor de processo industrial representa uma grande parte da demanda energética das indústrias. Setores como têxtil, bebidas e alimentos demandam por volta de um terço de eletricidade e, o restante, calor de processo. Simulações utilizando o software System Advisor Model (SAM) foram realizadas para obtenção do sistema solar termoeletrico que visa atender à demanda energética de uma planta de processamento de leite instalada em três localidades no Nordeste do Brasil com diferentes irradiações diretas normais (DNI). A análise financeira mostrou custos nivelados de calor (LCOH) entre 2,52 e 3,38 ¢/kWh-t para tubos evacuados e entre 5,95 e 11,67 ¢/kWh-t para tubos com ar. Os LCOH com uso de tubos evacuados são comparáveis ou até melhores que os custos de calor a partir de gás natural nos EUA e Europa. Já o custo nivelado de eletricidade (LCOE) para o ciclo de Rankine a vapor e ciclo orgânico de Rankine ficaram entre 0,23 e 0,31 US\$/kWh-t para os tubos com vácuo e entre 0,63 e 2,73 US\$/kWh-t para aqueles com ar. Os LCOE obtidos para tubos evacuados e ORC são comparáveis aos das plantas de grande porte existentes atualmente, mas ainda altos comparados a outras fontes renováveis.

**Palavras-chave:** Energia solar térmica, custo nivelado de calor e eletricidade, ciclo Rankine orgânico.

## 1. INTRODUÇÃO

No Brasil, conforme o Balanço Energético Nacional (BEN) ano base 2018 (EPE, 2019), a indústria foi responsável por 31,7% do consumo total da energia ofertada neste ano. Do total consumido pelo setor industrial, 57% foi proveniente de fontes renováveis, tanto para aplicações térmicas como elétricas. Considerando-se apenas a matriz elétrica brasileira, as fontes renováveis correspondem a 83,3% do total, sendo a oferta hidráulica responsável por 66,6%.

Segundo Müller, Rau e Schrüfer (2014), calor de processo em aplicações industriais no mundo demanda uma grande variedade de temperaturas, desde as mais baixas (por volta de 30°C), até altas temperaturas (acima de 1300°C). Ainda segundo esses autores, aproximadamente 30% da energia é demandada na faixa de 0 a 200°C e outros 8% até 400°C. Desta forma, 38% da necessidade de energia das indústrias poderia ser suprida por plantas de energia solar concentrada (CSP - do inglês, *Concentrating Solar Power*). Há tecnologias de concentração solar que alcançam temperaturas mais elevadas, porém suas aplicações ainda são restritas para geração de eletricidade. Por outro lado, o grau de eletrificação (entendido como a porção da eletricidade no consumo total da energia) nos setores químico, de papel, alimentício e têxtil é da ordem de 30%, segundo Desbrosses (2012). Esses quatro setores utilizam quase todo o calor de processo com temperaturas abaixo de 250°C.

O Brasil, com seu tamanho continental, possui geografia e clima bastante diversificado. Apesar de boa parte do país possuir irradiação solar direta normal (DNI - do inglês, *Direct Normal Irradiation*) média anual maior que 1700 kWh/m<sup>2</sup>, é no Nordeste onde se concentra a área com maiores valores de DNI, ultrapassando os 2200 kWh/m<sup>2</sup> de média anual, mais precisamente na porção Oeste do estado da Bahia e Sul do Piauí. De acordo com Lodi (2011) apud Staley *et al.* (2009) e Philibert *et al.* (2010), a radiação solar direta normal requerida para projetos de geração elétrica CSP convencionais é 5,5 kWh/m<sup>2</sup>.dia (ou 2000 kWh/m<sup>2</sup>.ano), com valores maiores que esse permitindo menores custos de geração. Dessa forma, a região Nordeste é a ideal para implantação de empreendimentos CSP, tanto para geração de eletricidade como para calor de processo, por abranger áreas com DNI acima da mínima requerida para serem viáveis economicamente.

Assim, esse trabalho tem como objetivo geral analisar a viabilidade econômica para sua aplicação no Nordeste brasileiro.

## 2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Há quatro tecnologias principais utilizadas em CSP: calhas cilindro-parabólicas, Fresnel linear, discos parabólicos e torres solares, as duas primeiras com concentração linear e as últimas com foco pontual. Gharbi *et al.* (2011) enumeram algumas vantagens do uso de concentradores lineares sobre os pontuais: os lineares têm sistema de seguimento solar mais simples por necessitarem apenas de um eixo para seguir o Sol; os coletores são alinhados na direção Norte-Sul e seguem o Sol na direção Leste-Oeste. Concentradores lineares têm como desvantagem a menor concentração da radiação e consequentemente menores temperaturas atingidas. Zolfaghari (2015) afirmam que sistemas lineares concentram a radiação solar em torno de 100 vezes e atingem temperaturas até 550°C, enquanto sistemas de foco pontual podem concentrar a radiação mais de 1000 vezes, atingindo temperaturas superiores a 1000°C.

### 2.1 Geração de Energia Elétrica

A tecnologia do campo solar é uma parte importante do sistema, porém, para a geração de eletricidade é necessário que o campo solar seja integrado a uma máquina térmica modelada por um ciclo termodinâmico. A geração elétrica utilizando CSP é mais comumente realizada a partir de três tipos de máquinas térmicas: turbina a vapor (ciclo Rankine), motor Stirling (ciclo Stirling) e turbina a gás (ciclo Brayton). No geral, o ciclo Rankine é o mais usual, principalmente para cilindros parabólicos.

O ciclo Rankine geralmente utiliza água como fluido de trabalho, que aqui será chamado de ciclo Rankine a vapor (CRV). Há uma variação, porém, que utiliza um fluido orgânico em substituição à água. Nesse caso, passa a se chamar ciclo Rankine orgânico (ORC – do inglês, *Organic Rankine Cycle*). Plantas solares com ORC são mais compactas, custam menos que as tradicionais e são mais eficientes para temperaturas mais baixas (McMahon, 2006). ORCs podem trabalhar em temperaturas entre 80 e 400°C (Georges *et al.*, 2013), intervalo facilmente atingível pela maioria das tecnologias de coletores solares.

Para Orosz *et al.* (2009), sistemas CSP de escala reduzida com geração elétrica por ORC podem competir com geradores fotovoltaicos (FV) e diesel não ligados à rede quando se comparam os custos nivelados de eletricidade, que é uma forma de avaliar diferentes métodos de geração. Os autores indicam que o custo da tecnologia fotovoltaica e da tecnologia a diesel para geração distribuída ficam em torno de US\$0,30-0,50/kWh, enquanto a tecnologia CSP moderna em instalações de grande porte chega a US\$0,15-0,20/kWh devido à economia de escala. Em comparação feita entre processo a alta temperatura (350°C), ciclo Rankine a vapor, e a média temperatura (150°C), ciclo Rankine orgânico os autores mostram que, apesar da redução de eficiência para o ORC e necessidade de uma maior área do campo solar, o custo final por *watt* é equivalente para os ciclos básicos sem armazenamento ou hibridização.

Segundo Borunda *et al.* (2015), muitos fabricantes ao redor do mundo já oferecem unidades de geração de energia ORC confiáveis, fáceis de operar, de alto desempenho e baixo custo de manutenção, o que, com o aumento da produção, as tornam opções mais viáveis já de fábrica.

### 2.2 Calor de Processo Industrial

Alguns estudos apontam a importância e o potencial do uso de fonte solar para calor de processo industrial baseando-se principalmente na demanda por esse tipo de energia. Na Europa, no ano 2000, a demanda por calor de processo em temperaturas entre 80°C e 250°C já era estimada em torno de 300 TWh (Schweiger *et al.*, 2000). Kalogirou (2003) cita os principais processos industriais que utilizam calor a temperaturas baixas ou médias: esterilização, pasteurização, secagem, hidrólise, destilação e evaporação, lavagem, limpeza e polimerização. O autor apresenta alguns exemplos de diferentes aplicações industriais que demandam baixas temperaturas, onde se vê uma diversidade de utilizações bastante comuns que em sua maioria solicitam temperaturas abaixo de 200°C; sendo assim, a aplicação de fonte solar nesses casos é bastante apropriada.

## 3. METODOLOGIA

O trabalho foi baseado em simulações utilizando o software livre SAM do NREL (NREL, 2017). O sistema solar para produção de energia para uma indústria de processamento de alimento pode ser visto na Fig. 1. Da esquerda para direita, o sistema está constituído por um campo de coletores concentradores lineares em um circuito termo hidráulico primário que fornece calor diretamente a um sistema armazenador de energia térmica. O campo de coletores lineares deverá fornecer ao fluido no máximo 250°C, enquanto o retorno ao coletor ficará entre 130 e 150°C. O armazenamento foi tratado de forma genérica, sem especificar o tipo.

A energia armazenada pode então ser fornecida para o ciclo Rankine e para calor de processo de forma constante. Para isso, esse fornecimento só ocorrerá a partir do momento em que a potência térmica atinge o valor necessário para o ciclo gerar 1 MWe para cada caso estudado. A potência térmica excedente suprirá a demanda por calor de processo. O valor de 1 MWe foi definido para que a planta fosse utilizada para geração distribuída, que em geral tem potência reduzida com valores até 5 MWe, de forma que sua utilização fosse mais viável de forma espalhada pelo semiárido nordestino. Foram marcados três pontos que foram utilizados para obtenção e cálculos de temperaturas: A, B e C. O ponto A representa a entrada do fluido térmico no ciclo de potência, B é um ponto intermediário que foi definido para

representar o fluido logo após fornecer calor para o ciclo de potência (ORC ou CRV), e o ponto C é a saída do trocador de calor após fornecer calor para processos industriais.

### 3.1 Metodologia de simulação

Foram realizadas simulações para coletores parabólicos existentes no mercado com temperatura de projeto máxima de saída do campo solar definida para 250°C, para as cidades de Recife (PE), Petrolina (PE) e Bom Jesus da Lapa (BA), com dados ambientais da biblioteca própria do SAM, usando-se o modelo “*Process heat parabolic trough*” e variando o tubo receptor de três formas: com envelope de vidro e vácuo, com envelope de vidro e sem vácuo (ar à pressão atmosférica na linha) e sem envelope de vidro (tubo exposto). A Fig. 2, mostra o fluxograma com a estratégia das simulações para cada local e para ciclo Rankine a vapor (CRV) ou ciclo Rankine orgânico (ORC).

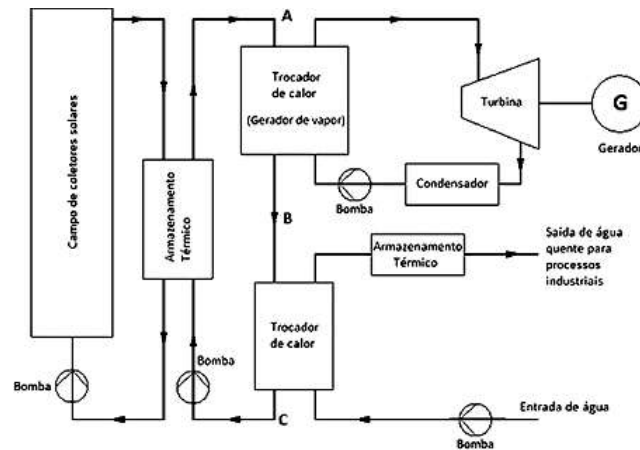


Figura 1 - Esquema do sistema solar proposto.

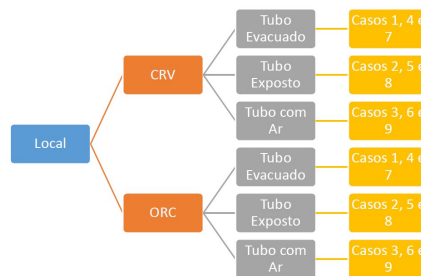


Figura 2 - Estratégia das simulações para Recife, Petrolina e Bom Jesus da Lapa (todos os casos simulados).

### 3.2 Localidades escolhidas para a simulação.

Recife é uma cidade litorânea, capital do estado de Pernambuco. O clima da cidade é quente e úmido, apresentando maior incidência de chuva em junho, julho e agosto, com Sol constante nos outros meses, porém com a alta média de precipitação de 159 dias por ano. Petrolina localiza-se no sertão pernambucano, a pouco mais de 700 km de Recife. Foi escolhida por estar em uma região de boa DNI, além da importância local. Tem clima semiárido quente, com baixa média de precipitações, 14,4 dias de chuva. Bom Jesus da Lapa está situada no Centro-Oeste do estado da Bahia, a 534 km de Salvador. Tem clima quente e seco. A Tab. 1 contém alguns dados ambientais e de localização importantes de Recife, Petrolina e Bom Jesus da Lapa.

Tabela 1 - Dados ambientais e coordenadas geográficas para as três localidades.

Recife		Petrolina		Bom Jesus da Lapa	
<b>Latitude</b>	-8,07	<b>Latitude</b>	-9,35	<b>Latitude</b>	-13,27
<b>Longitude</b>	-34,85	<b>Longitude</b>	-40,55	<b>Longitude</b>	-43,42
<b>Temperatura média</b>	27,1 °C	<b>Temperatura média</b>	26,8 °C	<b>Temperatura média</b>	26,1 °C
<b>DNI</b>	4,16 kWh/m <sup>2</sup> .dia	<b>DNI</b>	5,02 kWh/m <sup>2</sup> .dia	<b>DNI</b>	6,02 kWh/m <sup>2</sup> .dia

### 3.3 Especificação dos componentes do sistema

Parte importante do projeto é a definição dos componentes básicos do campo solar do sistema de cogeração: o concentrador, o fluido de transferência de calor e o tubo absorvedor. O fluido de transferência de calor (HTF – do inglês, *Heat Transfer Fluid*) Dowtherm A foi escolhido por ser o mesmo utilizado com sucesso na planta Andasol-1

(Ferrer; Mehos, 2013) e ter um intervalo de pressões e temperaturas de trabalho compatível com esse estudo, já que é aplicável no intervalo entre 15°C e 400°C e pressões entre 1,0 bar e 10,6 bar (DOW, 1997).

A escolha do coletor modelo PTMx-18 da Soltigua se deveu ao fato de serem pequenos e leves, sendo conseqüentemente mais baratos que os grandes coletores comuns a diversas plantas de geração termoelétrica, além da farta disponibilidade de informações técnicas de qualidade. São coletores com largura de abertura de 2,37 m, comprimento de 19,7 m e área de abertura refletiva de 41 m<sup>2</sup>. Seus espelhos são de vidro temperado. Os coletores vêm ainda com sistema de rastreamento e dispositivos automáticos de segurança.

Como não há dados sobre o absorvedor utilizado pela Soltigua, os receptores base escolhidos foram Solel UVAC 3, por serem bastante difundidos e utilizados em importantes plantas CSP como Andasol-1 (Ferrer; Mehos, 2013) em Aldeire, na Espanha, além de já constarem na biblioteca do SAM. O UVAC 3 tem suas principais características descritas em (NREL, 2017).

### 3.4 Especificação dos dados de entrada para a análise financeira

O resumo das informações financeiras para entrada no SAM é mostrado na Tab. 2. Foram usadas as taxas de financiamento do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) do produto BNDES Finem, que é voltado para financiamentos acima de 20 milhões de reais. Segundo o BNDES (2017), o banco permite financiar até um máximo de 80% do custo da obra, valor esse que foi considerado para as simulações para a fração da dívida. A taxa de juros obtida é composta de custo financeiro e taxa do BNDES (remuneração do BNDES acrescida a taxa de risco de crédito). Para apoio direto, caso em que a solicitação do financiamento é feita diretamente ao BNDES, o custo financeiro (custo de captação do BNDES em suas diversas fontes de recursos) é de 7% ao ano; a remuneração do BNDES, que serve para cobrir as despesas administrativas e operacionais do banco, é 1,7% ao ano; a taxa de risco de crédito varia. Para operações garantidas por fiança bancária, essa taxa de risco de crédito é de 0,5% ao ano. Dessa forma, a taxa de juros final ficaria 9,2% ao ano, valor que foi usado como entrada no SAM.

Os valores de custo de capital para as diferentes configurações abordadas neste trabalho são apresentados por Paes (2017). Utilizou-se ainda como referência o custo do campo solar instalado estimado pela empresa SkyFuel com seu coletor SkyTrough, que foi de 170 US\$/m<sup>2</sup> (Kurup; Turchi, 2015). Dessa forma, como o modelo do SAM demanda apenas os custos relativos à produção de calor, esses se dividiram basicamente em custo do campo solar incluindo instalação (170 US\$/m<sup>2</sup>), custo de mão-de-obra excluindo-se a instalação elétrica e do campo solar (44,31 US\$/m<sup>2</sup>), e outros (86,03 US\$/m<sup>2</sup>), que englobam financiamento, licenciamentos, desenvolvimento e gerenciamento de projeto. O valor final foi definido como 300,34 US\$/m<sup>2</sup>, que foi o valor utilizado como base para as simulações do SAM.

No que se refere à inflação, não há como prever qual cenário ocorrerá. Uma previsão conservadora para esse estudo é um valor de 5,5% de taxa de inflação média anual baseada em cenários possíveis analisados pelo BNDES.

A tarifa de energia elétrica utilizada pelo SAM no campo é necessária quando se gera apenas calor para processos industriais, mas não gera eletricidade ou não se utiliza a eletricidade gerada pela própria planta para suprir o consumo das bombas de fluido de transferência de calor e para mover os coletores. Foram realizadas análises para os dois cenários (planta recebendo eletricidade da rede e planta gerando sua própria eletricidade). A tarifa de energia elétrica foi definida com dados da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE, 2016), que fornece valores das tarifas médias de fornecimento por distribuidora para a classe industrial, como sendo 340,12 R\$/MWh na Bahia, e 367,48 R\$/MWh para Pernambuco, já reajustadas para valores de 2017 em ambos os casos. Esses valores foram corrigidos com os dados de reajuste para o ano de 2017 (CELPE, 2017; ANEEL, 2017). Como a análise é simplificada, foram utilizados esses valores médios sem que fosse definida a classe de consumidor industrial final.

Tabela 2 - Resumo das informações financeiras de entrada no SAM.

<i>Custo de capital e operação</i>	
Descrição	Valor de Entrada
<b>Custo fixo de operação</b>	8,00 US\$/kW
<b>Custo variável de operação</b>	0,0010 US\$/kW
<i>Suposições Financeiras</i>	
Descrição	Valor de Entrada
<b>Período de análise</b>	20 anos
<b>Taxa de inflação</b>	5,5%/ano
<b>Taxa Interna de Retorno</b>	15%/ano
<b>Fração de dívida</b>	80%
<b>Taxa de juros nominal</b>	9,2%
<b>Tributos</b>	34%
<b>Calendário de depreciação</b>	MACRS 5 anos
<i>Taxas para cenários com compra de eletricidade</i>	
Descrição	Valor de Entrada
<b>Taxa média de eletricidade (industrial) (PE)</b>	0,11633 US\$/kWh
<b>Taxa média de eletricidade (industrial) (BA)</b>	0,10767 US\$/kWh

O Brasil tem uma tarifa chamada Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), a qual engloba custos da rede de distribuição e remuneração da distribuidora pela prestação do serviço ao consumidor final (ANEEL, 2004). Essa tarifa se aplicará somente se a planta tiver por objetivo gerar eletricidade para venda a outros consumidores. Se o

consumidor pretende gerar sua própria energia elétrica a partir de fonte renovável, conforme a já citada Resolução Normativa nº 687/2015 da ANEEL (ANEEL, 2015), ele não precisa arcar com essas despesas de transmissão e distribuição entre a unidade consumidora e a unidade geradora.

A Taxa Interna de Retorno (TIR) é a taxa que “mede a rentabilidade pela qual o capital está sendo remunerado em um determinado período de tempo” (Lapo, 2016), ou seja, é quanto um investimento vai render ao investidor de tempos em tempos (para o SAM é usada uma taxa anual). Segundo Soria (2011), um valor razoável com base na comparação de alguns projetos relacionados à área de energia seria de 15% ao ano.

#### 4. RESULTADOS

A partir das informações financeiras mostradas na Tab. 2, foi possível realizar as simulações com o modelo financeiro de LCOH do próprio SAM. Os valores em reais foram todos convertidos para dólares dos Estados Unidos, cotação de 06/10/2017 (1US\$ = R\$3,159). Para o cálculo do LCOH o SAM utiliza a seguinte equação:

$$LCOH = (FCR \times CC + FOC) / AHP + VOC \quad (1)$$

na qual,

LCOH (US\$/kWh-t) – Custo nivelado do calor (*levelized cost of heat*). É o custo final do calor de processo.

FCR – Taxa de Encargos Fixa (*Fixed Charge Rate*). É a receita por quantidade de investimento necessária para cobrir o custo de investimento (SAM, 2017);

CC (\$) – Custo de Capital (*Cost of Capital*). É o custo de investimento do projeto da planta de geração de calor;

FOC (\$) – Custo fixo anual de operação (*Fixed annual operating cost*);

VOC (\$/kWh-t) – Custo variável de operação (*Variable operating cost*). Custo que varia com a quantidade de energia gerada;

AHP (kWh-t) – Produção anual de calor (*Annual heat production*). Calor total produzido em um ano pela planta.

A Fig. 3 faz a comparação do LCOH obtido para os diferentes casos, sendo os valores mais baixos para tubos evacuados (entre 2,52 e 3,38 ¢/kWh-t), seguido pelo tubo com ar (entre 5,95 e 11,67 ¢/kWh-t). É notável também a queda do custo quando se compara um mesmo tipo de receptor para as diferentes localidades, ou mais precisamente as diferentes DNI. Para tubo exposto, o custo fica bem mais alto (acima de 58,89 ¢/kWh-t), mostrando que não é viável seu uso para as temperaturas estudadas. Para temperaturas mais baixas esse último caso é mais aplicável, porém não há necessidade de usar espelhos parabólicos, que são mais caros. É importante observar que os LCOH foram calculados tanto para ORC como para CRV, porém não se consideram os ciclos de potência instalados, já que o custo nivelado de calor não leva em consideração as instalações para geração de eletricidade, mas sim apenas os campos solares projetados para receber cada configuração de ciclo. Os resultados para ORC e CRV são muito próximos para casos em que se usam o mesmo receptor para uma mesma localidade, pois o aumento da saída térmica do campo solar é proporcional ao aumento de sua área de abertura, já que o tubo absorvedor é igual e as perdas específicas consideradas são as mesmas, mostrando que o ciclo utilizado pouco influencia no LCOH.

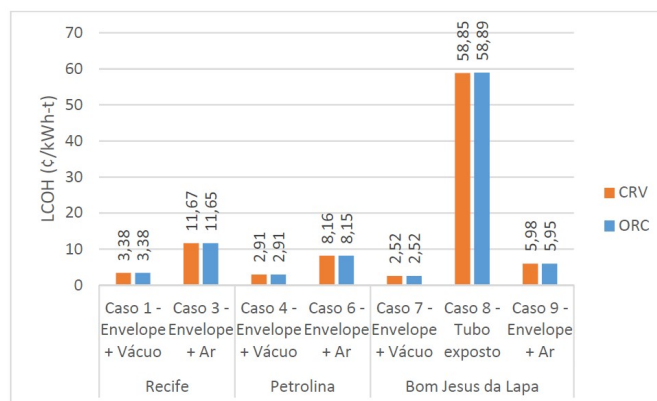


Figura 3 - LCOH para todos os casos analisados.

Comparando o LCOH da energia solar com o LCOH de combustíveis fósseis, pode-se ver que os custos são próximos. Kurup e Turchi (2015) apresentam o LCOH médio para gás natural na Califórnia (3,7 ¢/kWh-t) e a média de todos os Estados Unidos (2,8 ¢/kWh-t), valores que ficam acima de alguns casos para tubos evacuados (entre 2,52 e 3,38 ¢/kWh-t) e próximos do custo de tubos não evacuados para Bom Jesus da Lapa (5,95 ¢/kWh-t). Se forem comparados os custos na União Europeia, o LCOH do gás natural é ainda maior, ficando entre 3,5 e 5,9 ¢/kWh-t. Para Bom Jesus da Lapa a opção de utilizar gás ainda conta com o problema de não haver gasodutos na região, sendo assim inviável e motivando a instalação solar. Dessa forma, para fornecimento de energia térmica para processos industriais, o uso de energia solar com coletores parabólicos de temperaturas médias e baixas mostra-se viável e competitivo. Espera-se, assim, que com maiores investimentos e maior utilização, a energia solar térmica atinja custos ainda menores e se

expanda, substituindo de vez os combustíveis fósseis para geração de calor, já que conta com vantagens ambientais além de econômicas.

Inicialmente, o custo dos receptores com ar foi definido como 50% do custo dos evacuados. Foi então realizado um estudo paramétrico considerando o custo dos receptores com ar como 40% e 30% do custo dos evacuados, para analisar o LCOH e LCOE para uma possível redução dos custos dos receptores. Dessa forma, os novos custos de capital aplicados ao SAM são apresentados na Tab. 3.

A Tab. 4 apresenta os resultados do LCOH quando considerada a variação do custo dos receptores. Observa-se que a diferença chega a até aproximadamente 4% quando o custo do receptor com ar é reduzido a 30% do custo do evacuado. Em grandes escalas, a redução se torna significativa.

Caso se opte pela compra de eletricidade da distribuidora, no lugar de usar a própria eletricidade gerada, para funcionamento de bombas e movimentação dos coletores para seguimento solar, os custos nivelados de calor seriam um pouco mais altos, como mostra a Fig. 4, mas ainda assim bem razoáveis e próximos do custo sem a compra. O custo do tubo exposto foi suprimido nessa parte do estudo por não ter se mostrado viável anteriormente.

Como o modelo do SAM utilizado foi o de calor de processo, foi necessário calcular os LCOE manualmente a partir de equação similar à do LCOH:

$$LCOE = (FCR \times TCC + FOC)/AEP + VOC \quad (2)$$

na qual,

LCOE (US\$/kWh-e) – Custo nivelado de eletricidade (*levelized cost of electricity*). Custo final da energia elétrica produzida;

TCC (\$) – Custo de Capital (*Total Cost of Capital*). É o custo de investimento total do projeto;

AEP (kWh-e) – Produção anual de eletricidade (*Annual electricity production*). Eletricidade total produzida em um ano pela planta.

A FCR utilizada foi a mesma calculada pelo SAM para o LCOH, pois depende apenas das informações financeiras apresentadas na Tab. 2 anterior. O TCC varia para cada planta, pois depende de seu dimensionamento. FOC e VOC foram definidos a partir do modelo CSP de calhas parabólicas do SAM e a AEP foi calculada a partir do número de horas médio diário de fornecimento de energia térmica suficiente para gerar 1 MWe multiplicado por 365 dias e pela potência elétrica fornecida (1 MWe), já que, optou-se por gerar eletricidade apenas quando a potência térmica fosse suficiente para ter 1 MWe. Os valores utilizados para cada caso estão detalhados na Tab. 5. Alguns casos foram retirados por não se apresentarem viáveis para a produção elétrica.

Para definir o custo de capital referente ao ciclo de potência, foi tomado como base o trabalho de Casartelli *et al.* (2015), onde eles consideram uma planta ORC-solar de 5 MWe e para os cálculos de LCOE apresentam os valores estimados detalhados para cada parte da planta. No estudo, o valor do bloco de potência somado ao balanço da planta (referente a todos os componentes de apoio e sistemas auxiliares que uma planta necessita para fornecer energia) correspondeu a 27,5% do custo total da planta, ou 36% do custo total dos componentes, desconsiderando-se custos indiretos e de contingência. Rowshanzadeh (2010) apud Bruno *et al.* (2007) afirma que em média deve-se considerar para o ORC um valor em torno de US\$ 2000,00/kWe, mesmo valor apresentado por Orosz *et al.* (2009).

Tabela 3 – Custos de capital utilizados no SAM para receptores com ar custando 40% e 30% do custo dos evacuados.

	Caso	Custo de Capital (40%) (US\$/kW)	Custo de Capital (30%)(US\$/kW)
CRV	Caso 3 – Recife	570,25	557,29
	Caso 6 – Petrolina	499,93	488,57
	Caso 9 – Bom Jesus da Lapa	471,38	460,66
ORC	Caso 3 – Recife	570,71	557,74
	Caso 6 – Petrolina	500,64	489,26
	Caso 9 – Bom Jesus da Lapa	472,29	461,55

Tabela 4 – LCOH para cada caso parametrizado.

	Caso	LCOH 50%(€/kWh-t)	LCOH 40%(€/kWh-t)	LCOH 30%(€/kWh-t)
CRV	Caso 3 – Recife	11,67	11,44	11,25
	Caso 6 – Petrolina	8,16	8,01	7,87
	Caso 9 – Bom Jesus da Lapa	5,98	5,88	5,77
ORC	Caso 3 – Recife	11,65	11,46	11,22
	Caso 6 – Petrolina	8,15	8,01	7,86
	Caso 9 – Bom Jesus da Lapa	5,95	5,85	5,75

Como não foram achados os valores para um bloco de potência de 1 MW especificamente, foram usados esses percentuais sobre o valor estimado para a planta de APS Saguaro de 1 MWe, que, segundo o NREL (2017), custou aproximadamente 6 milhões de dólares. Assim, 27,5% desse valor dá US\$ 1.650.000,00, ou US\$ 1650,00/kWe. Como a planta aqui estudada é menor, resolveu-se utilizar o valor mais conservador de US\$

2000,00/kWe para bloco de potência ORC, que será utilizado para todos os casos desse trabalho, e para CRV utilizou-se o valor de US\$ 1500,00/kWe (Orosz *et al.*, 2009).

Para o custo de capital referente ao campo solar foi usado o modelo simulado do SAM para calor de processo industrial. Como foi definido que um terço do calor gerado no campo solar seria fornecido para a geração de eletricidade, utilizou-se um terço do seu custo de capital para cada caso para o cálculo do LCOE. O custo de capital do campo solar somado ao do bloco de potência fornece o custo de capital total (TCC). Apesar da adição do bloco de potência à planta, para o cálculo do LCOE, o FOC utilizado foi o mesmo do modelo de calor de processo industrial do SAM, que define como US\$ 8,00/kWt instalado. Segundo a IEA (2014), regulamentações locais geralmente exigem que um número mínimo de operadores esteja presente em qualquer momento. Esse número, porém, terá pouca influência no custo, considerando-se que o bloco de potência será pequeno (1 MWe). Para o VOC foi utilizado o padrão do SAM para o modelo empírico de calhas parabólicas: US\$ 0,0040/kWh-e. Com todas as variáveis da equação definidas, pôde-se então obter os valores de LCOE para cada caso, como pode ser visto na Tab. 6.

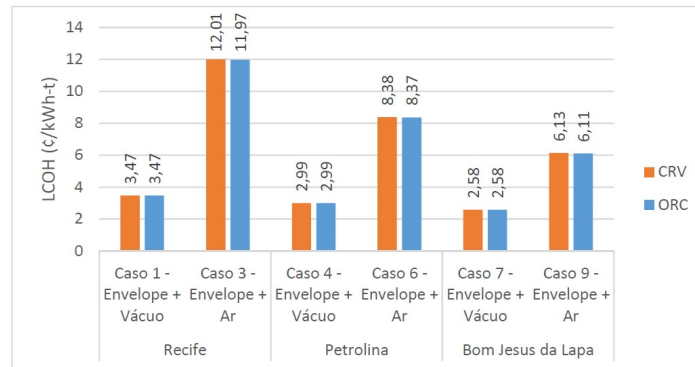


Figura 4 - LCOH considerando compra de eletricidade.

Tabela 5 – Parâmetros utilizados para cálculo do LCOE.

	Caso	FRC	TCC (US\$)	FOC (US\$)	VOC (US\$/kWh-e)	AEP (kWh-e)
CRV	Caso 1	0,069	8.642.076,67	292.000,00	0,0040	2.869.240
	Caso 3		22.689.964,00	872.000,00		894.010
	Caso 4		7.755.480,00	288.000,00		3.079.610
	Caso 6		17.946.494,67	772.000,00		1.556.990
	Caso 7		6.918.160,00	264.000,00		3.129.190
	Caso 9		13.070.160,00	576.000,00		1.945.050
ORC	Caso 1	0,069	8.403.205,33	261.600,00	0,0040	2.899.440
	Caso 3		19.510.400,00	720.000,00		1.145.740
	Caso 4		7.565.866,67	256.000,00		3.127.530
	Caso 6		15.653.600,00	640.000,00		1.747.260
	Caso 7		6.827.085,00	236.000,00		3.168.910
	Caso 9		12.062.916,67	500.000,00		2.125.290

Tabela 6 – LCOE calculado para cada caso.

	Caso	LCOE (US\$/kWh-e)
CRV	Caso 1	0,3136
	Caso 3	2,7306
	Caso 4	0,2713
	Caso 6	1,2952
	Caso 7	0,2409
	Caso 9	0,7638
ORC	Caso 1	0,2942
	Caso 3	1,8074
	Caso 4	0,2528
	Caso 6	0,9885
	Caso 7	0,2271
	Caso 9	0,6309

A Fig. 5 compara graficamente o comportamento do LCOE para ORC e CRV a partir dos valores da tabela anterior. Nota-se que os tubos com envelope de vidro e não evacuados apresentam uma tendência de queda do custo com o aumento da DNI, chegando a 63,09 ¢/kWh-e em Bom Jesus da Lapa com ORC, mas ainda assim são valores altos quando se compara a outras fontes renováveis de geração elétrica. Para esses casos, é mais barato comprar energia elétrica da distribuidora para manter o funcionamento da planta, o que não faz sentido, já que a planta estaria comprando uma eletricidade mais barata para produzir uma mais cara. A IRENA (2013) compara alguns LCOE de



diferentes tecnologias. Por exemplo, pequenas centrais hidroelétricas tinham custo entre 3,2 e 7 ¢/kWh-e, grandes centrais hidroelétricas ficam entre 3 e 6 ¢/kWh-e, biomassa varia entre 5 e 6 ¢/kWh-e, geotérmica entre 5 e 9 ¢/kWh-e, eólicas em terra ficam entre 8 e 9 ¢/kWh-e e fotovoltaica entre 15 e 31 ¢/kWh-e, porém esses valores para fotovoltaica têm alcançado expressivas reduções, principalmente devido aos grandes investimentos na tecnologia, tendo alcançado valores como 2,99 ¢/kWh-e em leilão de energia em Dubai, mas já atingindo comumente valores abaixo de 6 ¢/kWh-e (Micu, 2016). Já é comum a tecnologia CSP atingir valores de LCOE entre 20 e 36 ¢/kWh-e. Fazendo uma comparação com plantas reais de geração elétrica de coletores parabólicos, a planta espanhola Andasol-1, de 50 MW, tem LCOE de 35 ¢/kWh-e, Nevada Solar-1 (EUA), de 64 MW, 25 ¢/kWh e, valor próximo ao das também americanas SEGS II a VII, de 30 MW cada, enquanto SEGS VIII e IX atingiram a marca de 20 ¢/kWh-e (IRENA, 2012).

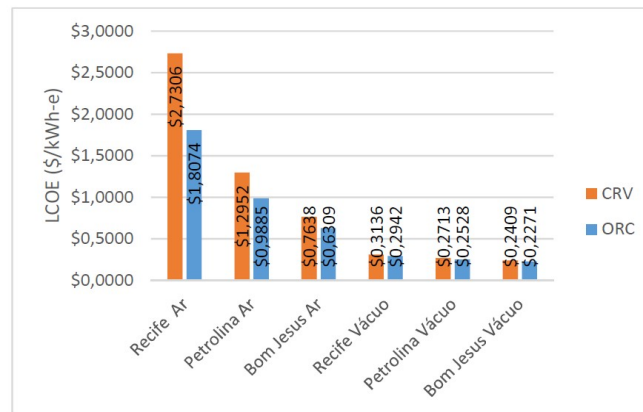


Figura 5 - LCOE por local e configuração de receptor.

Quando são feitas simulações com tubos evacuados, os custos obtidos se aproximam da faixa mais baixa de custo para a tecnologia CSP, ficando entre 31,36 ¢/kWh-e para Recife (CRV) e 22,71 ¢/kWh-e para Bom Jesus da Lapa (ORC), valores esses já dentro da realidade do mercado atual, com a vantagem de utilizar temperaturas abaixo de 250°C, enquanto as plantas mais comuns demandam altas temperaturas. É possível observar na Fig. 6 a seguir as diferenças percentuais de LCOE quando se usa ORC e CRV. Para tubos receptores que atingem temperaturas mais baixas (devido a maiores perdas térmicas e menor DNI), o uso do ORC tem mais vantagem e a diferença chega a mais de 50% para Recife com tubo com ar, apesar de os valores ainda serem absurdos para geração elétrica. Para tubos com ar em Bom Jesus da Lapa a diferença é pouco maior que 20%. Já para tubos evacuados a diferença é menor, ficando entre 6 e 7,3%. É preciso notar que as temperaturas no SAM foram limitadas a 250°C para esse estudo, e ainda assim, quando se observam as temperaturas de saída do campo solar, percebe-se que esse valor não foi atingido. O ciclo Rankine a vapor é mais eficiente a temperaturas mais altas, em torno de 390°C, mas esse limite de 250°C foi necessário devido à temperatura de degradação dos fluidos orgânicos, que em geral é por volta de 300°C, e dos coletores da Soltigua, que são projetados para trabalhar a até 280°C, e certificados até 250°C (Soltigua, 2017). A temperaturas mais altas o CRV tenderia a levar vantagem e atingir LCOE menor que o ORC. Como o interesse desse estudo é trabalhar com temperaturas médias e baixas, mostra-se aqui que o uso do ciclo Rankine orgânico é mais viável.

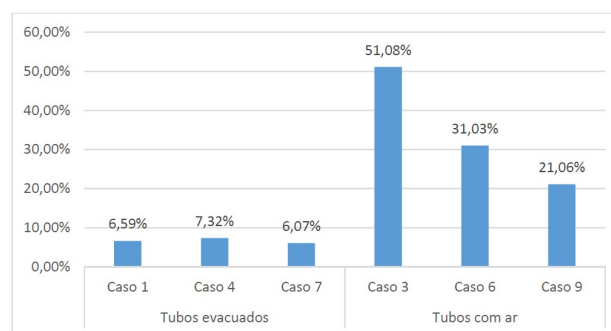


Figura 6 - Diferenças percentuais de LCOE entre ORC e CRV.

## 5. CONCLUSÃO

A análise econômica foi realizada para produção de calor (baseada no LCOH) e para produção de eletricidade (baseada no LCOE). Para produção de calor, a planta se mostra viável principalmente para receptores com tubos evacuados, com valores variando entre 2,52 e 3,38 ¢/kWh-t, porém também com valores próximos de ser competitivos



com combustíveis fósseis para tubos com ar (entre 5,95 e 11,67 €/kWh-t), tendo melhores resultados com o aumento da DNI. Outro fator importante em relação ao uso de combustíveis fósseis para fornecimento térmico como, por exemplo, o gás natural, é a indisponibilidade de gasodutos na maior parte do interior do Nordeste, como em Bom Jesus da Lapa, fazendo com que plantas solares e outros recursos energéticos locais sejam as opções reais.

Quanto à produção de eletricidade, os resultados se comparam às plantas CSP atuais quando se usam receptores de tubos evacuados (entre 22,71 e 31,36 €/kWh-e). Os demais casos têm LCOE muito alto, sendo difícil justificar sua aplicação. O LCOE também apresenta queda quando se usa ORC no lugar de CRV, sendo a diferença sutil para os tubos evacuados e mais clara para as demais configurações de receptores. A aplicação de turbinas a vapor mais eficientes leva a um melhor desempenho para os casos em que é utilizado CRV. Com o aumento da eficiência isentrópica de 55% para 60%, os resultados de LCOE para os casos com vácuo e com CRV são melhores que aqueles com ORC; para os demais casos, os valores são mais próximos, porém ainda com vantagem para ORC. Fica claro que a melhoria das eficiências das turbinas é uma fronteira importante para a melhoria do desempenho, tanto para sistemas com CRV, como com ORC, possibilitando uma consequente redução dos custos.

### Agradecimentos

Os autores gostariam de agradecer o apoio do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), processo 302251-2017-0, ao P&D denominado “Desenvolvimento de Tecnologia Nacional de Geração Heliotérmica de Energia Elétrica, PD-ANEEL 2290-0051/2016, Termopernambuco SA” e a Universidade Federal de Pernambuco (UFPE), por apoiar os projetos de pesquisa em energia solar e fornecer os meios materiais e o ambiente científico para a execução desta pesquisa.

### REFERÊNCIAS

- ABRADEE, 2016. **Tarifas de Energia**. Brasília. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/tarifas-de-energia/tarifas-de-energia>>. Acesso em: 07 out. 2017.
- ANEEL, 2004. **Estrutura da TUSD**. Brasília. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2004/047/contribuicao/copelcontribuicao.pdf>>. Acesso em: 07 out. 2017.
- ANEEL, 2015. **Resolução Normativa ANEEL nº 687/2015**. Brasília.
- BNDES, 2017. **BNDES Finem - Geração de energia**. Brasília: 2017. Disponível em: <<https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/bndes-finemenergia>>. Acesso em: 07 out. 2017.
- Borunda, M., Jaramillo, O.A., Dorantes, R., Reyes, A., 2015. **Organic Rankine Cycle coupling with a Parabolic Trough Solar Power Plant for cogeneration and industrial processes**. Renewable Energy, Amsterdam, v. 86, p. 651-663.
- Casarelli, D., Binotti, M., Silva, P., Macchi, E., Roccaro, E., Passera, T., 2015. **Power block off-design control strategies for indirect solar ORC cycles**. Energy Procedia, Amsterdam, v. 69, p. 1120-1230.
- CELPE, 2017. **Aneel define índice de revisão das tarifas da Celpe**. Recife. Disponível em: <<http://www.celpe.com.br/Noticias/Pages/Aneel-define-índice-de-revisão-das-tarifas-da-Celpe-.aspx>>. Acesso em: 07 out. 2017.
- Desbrosses, N., 2012. **Understanding the electrification of industrial energy consumption in Europe**. Leonardo Energy, Brussels. Disponível em: <<http://www.leonardoenergy.org/blog/understanding-electrification-industrial-energy-consumption-europe>>. Acesso em: 26 abr. 2016.
- DOW, 1997. **Dowtherm A: Heat Transfer Fluid**. Product Technical Data. Dow Chemical Company, Michigan.
- EPE, 2019. **Balanco Energético Nacional 2019: Ano base 2018**. Rio de Janeiro.
- Ferrer, E; Mehos, M., 2013. **System Advisor Model (SAM) Case Study: Andasol-1**. Golden.
- Georges, E., Declaye, S., Dumont, O., Quoilin, S., Lemort, V., 2013. **Design of a small-scale organic Rankine cycle engine used in a solar power plant**. International Journal of Low-Carbon Technologies, Oxford, v. 8, suppl. 1, p. i34-i41.
- Gharbi, N. E., Derbal, H., Bouaichaoui, S., Said, N., 2011. **A comparative study between parabolic trough collector and linear Fresnel reflector Technologies**. Energy Procedia, 6v., 565-572p.
- IEA, 2014. **Technology Roadmap: Solar Thermal Electricity**. Paris.
- IRENA, 2012. **Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series – Concentrating Solar Power**. Abu Dhabi.
- IRENA, 2013. **Renewable Power is Cost-competitive**. Bonn. Disponível em: <<https://www.irena.org/remap/REmapFactSheet-7-Cost%20Competitive.pdf>>. Acesso em: 19 out. 2017.
- Kalogirou, S., 2003. **The potential of solar industrial process heat applications**. Applied Energy, Amsterdam, v. 76, p. 337-361.
- Kurup, P.; Turchi, C., 2015. **Initial Investigation into the Potential of CSP Industrial Process Heat for the Southwest United States**. Technical Report. Golden: NREL.
- Kurup, P.; Turchi, C., 2015. **Parabolic Trough Collector Cost Update for the System Advisor Model (SAM)**. Technical Report. Golden: NREL.
- Lapo, G., 2016. **TIR: Taxa Interna de Retorno – A Bússola Financeira dos Projetos Imobiliários**. Blog RExperts.

- [S.I.]: 2016. Disponível em: <<http://rexperts.com.br/tir-taxa-interna-deretorno/>>. Acesso em: 09 out. 2017.
- Lodi, C., 2011. **Perspectivas para a Geração de Energia Elétrica no Brasil Utilizando a Tecnologia Solar Térmica Concentrada**. Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro. Dissertação de mestrado.
- McMahon, A. C., 2006. **Design & Optimization of Organic Rankine Cycle Solar-Thermal Power plants**. Madison, WI: University of Wisconsin-Madison. Dissertação de mestrado.
- Müller, C.; Rau, C.; Schrüfer, J., 2014. **CSP in non-electrical application**. Brasília: Projeto Energia Heliotérmica.
- Micu, A., 2016. **The price of solar keeps falling, Dubai received the lowest ever asking bid for energy**. ZME Science. Disponível em: <<https://www.zmescience.com/science/dubaisolar-cheap-55116/>>. Acesso em: 19 out. 2017.
- NREL, 2017. **System Advisor Model**. Version 2017.1.17. Golden: NREL.
- Orosz, M. S., Mueller, A., Quolin, S., Hemond, H., 2009. **Small Scale Solar Orc System for Distributed Power**. In: 29th ISES Biennial Solar World Congress, Johannesburg.
- Paes, M. D. A. C. **Produção combinada de eletricidade e calor de processo industrial com energia solar**. Dissertação (Mestrado em Ciências). Programa de Pós-Graduação em Tecnologias Energéticas e Nucleares, Universidade Federal de Pernambuco. Recife, p. 135. 2017.
- Rowshanzadeh, R., 2010. **Performance and cost evaluation of Organic Rankine Cycle at different technologies**. Estocolmo: Kungliga Tekniska Högskolan. Dissertação de mestrado, Instituto Real de Tecnologia.
- Schweiger, H., Mendes, J., Nikolaus, B., Hennecke, K., Prieto, G., Marisol, C., Goncalves, H., 2000. **The Potential of Solar Heat in Industrial Processes**. In: EuroSun 2000 – ISES Europe Solar Congress, Copenhagen.
- Soltigua, 2017. **A new horizon for solar energy**. Gambettola. Disponível em: <<http://www.soltigua.com/download/>>. Acesso em: 19 out. 2017.
- Soltigua, 2017. **PTMx Brochure**. Gambettola. Disponível em: <<http://www.soltigua.com/ptmx-introduction/>>. Acesso em: 05 out. 2017.
- Soria, R., 2011. **Cenários de Geração de Eletricidade a Partir de Geradores Heliotérmicos no Brasil: A Influência do Armazenamento de Calor e da Hibridização**. Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro. Dissertação de mestrado.
- Zolfaghari, M., 2015. **Comparative costs analysis for the selected innovative solar technologies**. Barcelona: UAB – BEG/INCERS Research Group.

## FINANCIAL ANALYSIS OF COMBINED ELECTRICITY AND HEAT INDUSTRIAL PROCESS HEAT PRODUCTION WITH SOLAR ENERGY

**Abstract.** *Industrial process heat represents a large part of the energy demand of industries. One third of the energy consumption of industries, such as textiles, beverages and food corresponds to electricity and the remaining to process heat. Simulations using the System Advisor Model (SAM) software were performed considering a solar thermoelectric system to meet the energy demand of a milk processing plant, for three different locations in the Northeast region of Brazil, with different direct normal irradiations (DNI). A financial analysis showed a levelized cost of heat (LCOH) between 2.52 and 3.38 €/kWh-t for evacuated pipes and between 5.95 and 11.67 €/kWh-t for air pipes. LCOHs using evacuated pipes are comparable to or even better than the heat costs from natural gas in the US and Europe. The levelized cost of electricity (LCOE) was between 0.23 and 0.31 US \$ / kWh-t for vacuum tubes and between 0.63 and 2.73 US \$ / kWh-t for those with air. The LCOE calculated for evacuated pipes with ORC is similar to those of large plants in operation nowadays, but still high compared to other renewable sources.*

**Key words:** *Solar thermal energy, levelized cost of heat and electricity, Organic Rankine Cycle.*