

22° SEPEF – 10, 11 e 12 de setembro

2025

Maximização de Retornos e Minimização de Riscos em Sistema Híbridos Eólica-Solar: Uma Abordagem Estocástica com Teoria Moderna do Portfólio

Antonio Camelo da Costa Perrelli¹, Eduardo de Aguiar Sodré², Alex Álisson Bandeira Santos³.

Eletrobras Chesf, <u>aperrell@eletrobras.com¹</u> Universidade de Pernambuco – UPE² Universidade SENAI Cimatec³

RESUMO: Este estudo tem como objetivo identificar configurações ótimas de um sistema híbrido eólico-solar que sejam capazes de maximizar o retorno financeiro e minimizar o risco através da aplicação da Teoria Moderna do Portfólio. A metodologia baseia-se em um modelo estocástico de fluxo de caixa descontado implementado em Python que incorpora distribuições de probabilidade gaussianas para estimar as incertezas de produção de energia de longo prazo. A fronteira eficiente de Markowitz foi construída a partir da análise estocástica da Taxa Interna de Retorno (TIR) resultante das combinações eólica-solar de 0% a 100% em intervalos de 5%. Os resultados demonstram que a configuração eólicasolar de 50-50% foi capaz de maximizar a TIR, enquanto a combinação 40-60% ofereceu a melhor relação risco-retorno. A hibridização apresentou benefícios significativos: projetos puramente eólicos aumentaram retornos ao incorporar energia solar até o ponto ótimo, enquanto projetos puramente solares obtiveram retornos ainda mais expressivos com a adição de energia eólica. Conclui-se que sistemas híbridos podem ser economicamente superiores em relação às configurações individuais com a fronteira eficiente demonstrando que, neste caso específico, configurações eólica-dominantes acima de 50% são subótimas em relação ao risco-retorno. O estudo comprova quantitativamente os benefícios das sinergias dos sistemas híbridos e oferece uma ferramenta analítica para otimização de investimentos no setor de energia renovável.

Palavras-Chave: HRES, energia renovável, risco-retorno, viabilidade econômica, teoria moderna de portfólio.

INTRODUÇÃO

As fontes renováveis têm expandido rapidamente no cenário global impulsionadas pelos esforços de descarbonização e a necessidade urgente de mitigar os efeitos da mudança climática. No Brasil, esta transição tem sido particularmente expressiva nos segmentos eólico e solar (MME, 2024). O país beneficia-se das condições naturais favoráveis e de um marco regulatório que tem evoluído para acomodar novas configurações tecnológicas como as plantas híbridas.

¹ O autor principal é aquele que irá apresentar o trabalho.



Os Sistemas Híbridos de Energia Renovável (HRES – *Hybrid Renewable Energy Systems*) combinam diferentes tecnologias capazes de gerar beneficios de diversas naturezas em relação a sistemas individuais como o aumento da confiabilidade, a redução do custo e a diminuição das emissões de gases de efeito estufa. Alhijazi et al. (2023) e Alqahtani et al. (2024) demonstraram que os HRES podem garantir fornecimento consistente de energia mesmo durante flutuações nos recursos naturais, especialmente quando integrados com soluções de armazenamento de energia como baterias.

Do ponto de vista econômico, Alqahtani et al. (2024) e Slama et al. (2023) indicaram que os HRES podem reduzir o custo nivelado de energia, enquanto Uc et al. (2024) concluíram que estes sistemas reduzem aa dependência de infraestruturas centralizadas e minimizam custos de importação energética.

Todavia, embora uma configuração de HRES possa ter custos menores do que os sistemas individuais, a viabilidade econômico-financeira permanece um desafio. Métricas tradicionais de análise de projetos energéticos como o LCOE (*Levelized Cost of Energy*) e o Fluxo de Caixa Descontado Determinístico podem ser insuficientes para capturar a relação de risco-retorno financeiro da planta híbrida devido a sua característica complexa de intermitência na geração de energia. Esta limitação é particularmente crítica quando se considera que a decisão entre diferentes configurações híbridas envolve decisões complexas entre risco e retorno.

Este trabalho aborda esta lacuna através do desenvolvimento de um modelo estocástico de fluxo de caixa descontado que incorpora as variabilidades de longo prazo das fontes eólica e solar. A metodologia proposta aplica a Teoria Moderna do Portfólio em um fluxo de caixa probabilístico para identificar configurações híbridas que otimizam a relação risco-retorno. Através da construção da fronteira eficiente de *Markowitz* para combinações eólica-solar, o estudo quantifica os benefícios da diversificação e identifica pontos ótimos para diferentes perfis de investidores.

Os resultados fornecem evidências quantitativas dos beneficios da hibridização e demonstra que tanto projetos inicialmente concebidos como puramente eólicos quanto solares podem se beneficiar economicamente da incorporação da tecnologia complementar.



1 REFERENCIAL TEÓRICO

A avaliação econômica de sistemas híbridos de energia renovável tem evoluído significativamente nos últimos anos. Todavia, a literatura acadêmica revela uma dependência excessiva no uso de métricas como o LCOE com aproximadamente 85% dos estudos focando em abordagens tradicionais (DELAPEDRA-SILVA et al., 2022). Embora amplamente aceitas e úteis para tomadas de decisão, essas técnicas podem inadequadas para a avaliação de sistemas complexos como os híbridos.

Loth et al. (2022) reforçaram que métricas como o LCOE ignoram o valor dependente do tempo da geração energética e podem supervalorizar fontes renováveis variáveis. Os autores propuseram a métrica COVE (*Cost of Valued Energy*) que considera preços de mercado em tempo real, resultando em valores 25% superiores ao LCOE para energia solar na Califórnia e 129% superiores para energia eólica no Texas.

A complementaridade entre fontes energéticas é um fator fundamental para a viabilidade de sistemas híbridos. Jurasz et al. (2020) constataram que a complementaridade pode otimizar sistemas híbridos de energia renovável. No Brasil, de Souza Nascimento et al. (2022) mostraram que a região Nordeste apresenta a mais forte complementaridade entre energia eólica e solar no país.

Os benefícios econômicos dos sistemas híbridos têm sido consistentemente validados através de diferentes abordagens metodológicas (PELÁEZ-PELÁEZ et al., 2021; KATSIVELAKIS et al., 2021) em um cenário em que soluções híbridas têm comprovado eficácia na melhoria da estabilidade da rede e competitividade de fontes renováveis.

Do ponto de vista competitivo, a evolução dos custos de capital (*CAPEX*) representa fator crítico para o futuro da HRES. Sens et al. (2022) projetaram que o CAPEX de sistemas fotovoltaicos pode declinar 75% até 2050, enquanto energia eólica *onshore* e *offshore* devem ter reduções de 40% e 50%, respectivamente. Este declínio de CAPEX poderá resultar em LCOE futuro inferior, aumentando a competitividade dos sistemas híbridos.

A aplicação de modelos estocásticos e da teoria do portfólio pode contribuir para a tomada da decisão destes sistemas ao oferecer base metodológica para otimização de investimentos no setor de energia renovável.



2 METODOLOGIA

A avaliação da viabilidade econômica da planta híbrida foi realizada por meio de um modelo computacional desenvolvido em *Python* com suporte a simulações estocásticas multivariadas e execução em paralelo via multiprocessamento. As principais bibliotecas utilizadas foram Numpy (Operações matriciais e geração de números pseudoaleatórios), Pandas (estruturação de dados), SciPy (distribuições estatísticas), Matplotlib (visualização do resultado) e multiprocessing (paralelização das simulações Monte Carlo com foco na otimização para sistemas *multi-core*).

2.1 Estrutura do Modelo

O modelo implementa uma abordagem estocástica e pressupõe a energia gerada de longo prazo para as fontes eólica e solar como distribuições normais conforme Equações (1) e (2):

$$\boldsymbol{G}_{EOL}, \boldsymbol{t} \sim \boldsymbol{N} \left(\boldsymbol{\mu}_{EOL}, \boldsymbol{\sigma}_{EOL}^2 \right) \tag{1}$$

$$G_{SOL}, t \sim N\left(\mu_{SOL}, \sigma_{SOL}^2\right) \tag{2}$$

Em que:

 $G_{EOL,t}$, $G_{SOL,t}$: fatores de capacidade anuais para eólica e solar; $\mu \in \sigma^2$: Média e variância das respectivas distribuições. Os valores foram truncados no intervalo [0,1].

A geração mensal efetiva das fontes eólica e solar é calculada como demonstrado nas Equações (3) e (4):

$$\boldsymbol{E}_{EOL}, \boldsymbol{m} = \boldsymbol{P}_{EOL}, \boldsymbol{P}_{TOTAL}, \boldsymbol{G}_{EOL}, \boldsymbol{ano}, \boldsymbol{h}_{\boldsymbol{m}}$$
(3)

$$\boldsymbol{E}_{SOL}, \boldsymbol{m} = \boldsymbol{P}_{SOL}, \boldsymbol{P}_{TOTAL}, \boldsymbol{G}_{SOL}, \boldsymbol{ano}, \boldsymbol{h}_{m}, (1-\delta)^{t}$$
(4)



Em que:

E_{EOL}, *m*, *E_{SOL}*, *m*: Energia mensal total, em MW, gerada por cada fonte.

*P*_{*TOTAL*}: Capacidade instalada total da planta híbrida.

G_{EOL}, *ano*, *G_{SOL}*, *ano*: Valor sorteado de geração para cada fonte dentro do mesmo ano.

Este estudo assume que G_{EOL} , ano e G_{SOL} , ano são distribuições normais independentes entre si e constantes dentro do mesmo ano. A modelagem através de distribuições normais é consistente com metodologias estabelecidas na indústria de certificação em que a variabilidade interanual é estimada como processo estocástico normal para fins de análise de incertezas.

2.2 Variáveis do Modelo

As principais variáveis utilizadas no modelo estão demonstradas na Tabela 1, a seguir:

				(continua)
Categoria	Variável	Símbolo	Unidade	Descrição
Técnica	Potência	Pot _{PH}	MW	Capacidade
	Total			instalada total
				da planta
				híbrida
	Proporção	$\boldsymbol{P}_{EOL}, \boldsymbol{P}_{SOL}$	%	Percentual da
				fonte na
				planta híbrida
	Degradação	Deg _{SOL}	% / ano	Taxa de
	solar			degradação

Tabela 1 – Principais variáveis utilizadas

Tabela 1 – Principais variáveis utilizadas

(conclusão)





Categoria	Variável	Símbolo	Unidade	Descrição
Econômica	CAPEX	CAPEX _{EOL} ,	R\$/MW	Investimento
		CAPEX _{SOL}		em bens de
				capital
Operacional	O&M Eólica	OM _{EOL} ,		Custo de
		OM _{SOL}		operação e
				manutenção
				da fonte
Financeira	Taxa de Juros	Juros _{LP}	% / ano	Taxa de
				financiament
				0
	Alavancagem	Emp_{LP}	%	Percentual
				financiado
				em relação ao
				CAPEX Total

Fonte: Seleção dos autores

2.3 O Fluxo de Caixa Livre do Acionista (Free Cash Flow to Equity - FCFE)

O FCFE mensal deflacionado foi calculado através da Equação 5, a seguir:

$$FCFE_m = \frac{R_m - C_m - T_m + \Delta D_m - CAPEX_m}{IPCA_m}$$
(5)

Em que:

 $FCFE_m$: Fluxo de Caixa Livre do Acionista no mês m (R\$ mil deflacionados) R_m : Receitas brutas totais no mês m (R\$ mil nominais) C_m : Custos operacionais totais no mês m (R\$ mil nominais) T_m : Tributos no mês m (R\$ mil nominais) ΔD_m : Variação líquida da dívida no mês m (R\$ mil nominais) $CAPEX_m$: Desembolso de investimento no mês m (R\$ mil nominais) $IPCA_m$: Índice de inflação acumulado até o mês m (base = 1,0)



2025

E - total: Energia total gerada (MWh) E - contrato: Energia contratada garantia física (MW médios) $P - ACR_m$: Preço ACR ajustado pela inflação no mês m (R\$/MWh) $P - ACL_m$: Preço ACL ajustado pela inflação no mês m (R\$/MWh) h_m : Quantidade de horas entre os meses m+1 e m (horas) γ : Alíquota de PIS/COFINS (%) i_m : Taxa de juros mensal do financiamento (%)

As Equações (6) a (8) representam os componentes de receita, a seguir:

$$\boldsymbol{R}\boldsymbol{m} = \boldsymbol{R}_{ACR,\boldsymbol{m}} + \boldsymbol{R}_{ACL,\boldsymbol{m}} \tag{6}$$

$$\boldsymbol{R}_{ACR,m} = \boldsymbol{P}_{ACR,m} \cdot \boldsymbol{E} - contrato \cdot \boldsymbol{h}_m \tag{7}$$

$$R_{ACL,m} = P_{ACL,m} \cdot (E - total - E - contrato) \cdot h_m$$
(8)

Caso E-total seja inferior ao E-contrato, haverá compra de energia pelo $P_{ACL,m}$ vigente no momento de ocorrência e $R_{ACL,m}$ será negativo para fins de modelagem.

As Equações (9) a (12) representam os componentes de custo, a seguir:

$$Cm = OM_m + ENC_m + EUST_m$$
(9)

$$OMm = (P_{EOL}, OM_{EOL} + P_{SOL}, OM_{SOL}), Pot_{TOTAL}, IPCA_{op,m}$$
(10)

$$ENCm = (P_{EOL}, ENC_{EOL} + P_{SOL}, ENC_{SOL}). Pot_{TOTAL}, IPCA_{op,m}$$
(11)

$$EUSTm = TUST. Max[P_{EOL}, P_{SOL}]. Pot_{TOTAL}. IPCA_{op,m}$$
(12)

Em que $IPCA_{op,m}$ representa uma correção temporal para distinguir a inflação de investimento da inflação operacional. Neste caso, aplica-se diretamente ao O&M, Encargos e EUST. O início da acumulação ocorre apenas após o fim do CAPEX e reflete o fato dos custos operacionais só iniciarem quando a planta entra em operação.



2.4 Simulação de Monte Carlo – Sensibilidade e Otimização

Para cada cenário, o modelo executa análise de sensibilidade variando a proporção eólica de 100% a 0% em incrementos de 5%, totalizando 21 configurações. Para cada configuração (P_{EOL} , P_{SOL}), executa-se:

- Recálculo completo de todos os parâmetros dependentes;
- *n* simulações Monte Carlo independentes
- Cálculo de estatísticas da distribuição de TIRs (P50, P90, desvio padrão)

A análise utiliza *ProcessPoolExecutor* do *Python* para distribuir as 21 configurações entre múltiplos cores do processador com cada processo executando de forma independente. A identificação da configuração ótima ocorre através da maximização do índice de retorno-risco na forma da Equação (13):

$$C_{\text{ótima}} = \arg\max(TIR_{P50}, \sigma_{TIR})$$
(13)

Em que $C_{\delta tima}$ representa a configuração ótima e *argmax* é o valor do par ordenado TIR_{P50}, σ_{TIR} que maximiza a função.



3 DADOS E PREMISSAS

Os dados utilizados foram baseados nos Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2034 (Parâmetros de Custos Geração e Transmissão) (MME, 2024) a fim de simular uma planta híbrida de 100MW. As principais premissas estão demonstradas na Tabela 2:

Parâmetro	Valor	Unidade	Fonte		
Fator de Capacidade	Eólica – 50; Solar - 35	%	MME, 2024		
Desvio padrão	Eólica – 10; Solar - 5	%	Ad hoc		
P90	Eólica – 37; Solar - 29	%	Ad hoc		
Degradação Solar	0,4	%/ano	Ad hoc		
CAPEX	Eólica - 5,0; Solar – 3,8	R\$ Mi/MW	MME, 2024		
Cronograma CAPEX	24	meses	MME, 2024		
Preço	ACR – 175; ACL - 200	R\$/MWh	Ad hoc		
PIS/COFINS	3,65	%	MME, 2024		
O&M	Eólica – 110; Solar - 60	R\$/kW/ano	MME, 2024		
Encargos	Eólica – 160; Solar - 140	R\$/kW/ano	MME, 2024		
TUST	10,90	R\$/kW/mês	Ad hoc		
Alavancagem	60	% CAPEX	MME, 2024		
Taxa de Juros	8	%/ano	MME, 2024		
Carência	18	Meses	Ad hoc		
Prazo Total	306	Meses	Ad hoc		

Tabela 2 – Principais premissas adotadas

Fonte: Seleção dos autores

Os valores utilizados foram definidos *ad hoc* dentre vários possíveis para fins de simulação computacional e representam parte de um exercício teórico de modelagem econômica. A planta híbrida de 100MW, objeto deste estudo, constitui um caso hipotético desenvolvido exclusivamente para demonstração da metodologia proposta e não representa nenhum projeto real específico.



4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

A Figura 1 apresenta a evolução da Taxa Interna de Retorno (TIR) em diferentes percentis (P50 e P90) para as combinações eólica-solar analisadas.





Fonte: Cálculo dos autores.

Os resultados da TIR P50 (linha azul) demonstram um padrão de crescimento inicial seguido de declínio acentuado. A configuração ótima para maximização da TIR P50 ocorre na combinação 50-50% (50% eólica, 50% solar), atingindo 9,4%. Os resultados demonstram as vantagens econômicas da hibridização de fontes renováveis em ambas as direções. Tanto os projetos que partem de configurações 100% eólicas quanto os que partem de configurações 100% solares se beneficiaram da hibridização com aumento da TIR, convergindo para o ponto ótimo de 50-50%. Contudo, o benefício encontrado foi assimétrico e consideravelmente maior para projetos que incorporaram energia eólica em configurações inicialmente solares.

Isto decorre devido ao fator de capacidade (P50) da energia eólica (47%) ser superior ao da energia solar (31,94%) no modelo. Adicionalmente, sistemas solares estão sujeitos a fator de degradação anual de 0,40% nesta simulação, fato este que reduz progressivamente sua capacidade de geração ao longo do tempo e pode acarretar na necessidade de compra de energia em algum momento do fluxo de caixa.





A Figura 2 apresenta a fronteira eficiente de *Markowitz* para as combinações eólicasolar analisadas com a relação entre risco (desvio padrão da TIR) e retorno (TIR P50) para cada configuração híbrida.



Fonte: Cálculo dos autores.

Os resultados revelam uma fronteira eficiente bem definida que se estende da configuração 0-100% (puramente solar) até aproximadamente 50-50%. A fronteira inicia-se no ponto de menor risco com 0-100% (desvio padrão ~0,82% e TIR P50 de 3,7%), progredindo através das combinações híbridas até atingir seu ponto de máximo retorno em 50-50% com TIR P50 de 9,4% e desvio padrão de aproximadamente 0,86%.

O gráfico demonstra que configurações com mais de 50% de participação eólica são economicamente ineficientes na relação risco-retorno. Por exemplo, a configuração 100-0% (puramente eólica) apresenta TIR P50 de aproximadamente 8,9% com desvio padrão de ~1,3%, sendo dominada pela configuração 50-50% que oferece retorno superior com menor risco. A combinação 40-60% (em vermelho) representa a melhor relação retorno-risco (maximiza o índice de *Sharpe*) e oferece TIR P50 de aproximadamente 8,5% com desvio padrão de ~0,76%.

A Região Eficiente inicia-se no ponto de mínima variância (20-80%) até o máximo retorno (50-50%). Cada ponto dentro desta região oferece diferentes relações de risco-retorno



para o investidor. O ponto de mínima variância é compatível com investidores conservadores enquanto o ponto de máximo retorno é compatível com investidores propensos ao risco que visam a maximização do retorno ainda que com maior risco.

As configurações 0-100% até 15-85% são consideradas dominadas pela configuração de mínima variância (20-80%) por esta oferecer maior retorno com menor risco. Entre 20-80% e 50-50%, o investidor consegue aumentar o retorno caso aceite aumentar o risco de forma eficiente (*trade-off* clássico entre risco-retorno).

As combinações à direita da combinação de máximo retorno (50-50%) são economicamente ineficientes pois o risco aumenta e o retorno diminui. Nesta região, a volatilidade aumenta devido à perda de diversificação e do subaproveitamento das sinergias entre as fontes.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

O estudo demonstra que a diversificação entre as fontes foi eficiente dado que nenhuma configuração individual ofereceu maior retorno do que as configurações híbridas. Contudo, os resultados sugerem estratégias diferenciadas conforme a configuração inicial com base na análise da fronteira de eficiência.

Investidores conservadores devem concentrar-se na região próxima à carteira de mínima variância (20-80%) a fim de priorizar estabilidade de retornos. Esta configuração solardominante oferece a menor volatilidade com retornos moderados, adequada para investidores aversos ao risco. Investidores moderados encontram na configuração ótima (40-60%) o equilíbrio entre risco e retorno. Esta combinação maximiza o índice de *Sharpe* e oferece eficiência superior para os investidores que buscam otimização quantitativa sem exposição excessiva à volatilidade.

Investidores propensos ao risco podem buscar configurações próximas ao máximo retorno (50-50%). Os resultados também demonstraram que configurações extremas (excesso de concentração solar (0-100% a 15-85%) ou eólica (55-45% a 100-0%)) são economicamente ineficientes independentemente do perfil de risco.



Do ponto de vista prático, os resultados fornecem orientação estratégica direta para desenvolvedores de projetos, investidores e formuladores de políticas. A metodologia desenvolvida possui aplicabilidade além do contexto específico estudado, podendo ser adaptada para outras combinações tecnológicas e mercados regulatórios distintos.

Disclaimer: É importante ressaltar que os resultados apresentados são sensíveis às premissas adotadas no modelo, particularmente às relações entre as variáveis econômicas das diferentes tecnologias. Alterações nas relações entre as variáveis como o CAPEX, estrutura de encargos setoriais, variações na TUST ou mudanças nas condições de financiamento podem deslocar significativamente a fronteira eficiente e alterar as configurações ótimas identificadas.



REFERÊNCIAS

ALHIJAZI, A. A. K.; ALMASRI, R. A.; ALLOUSH, A. F. A Hybrid Renewable Energy (Solar/Wind/Biomass) and Multi-Use System Principles, Types, and Applications: A Review. Sustainability, [s. 1.], 2023. Disponível em: <u>https://doi.org/10.3390/su152416803</u>

ALQAHTANI, B. A.; YANG, J.; PAUL, M. C. Reliability and dispatchability improvement of a hybrid system consisting of PV, wind, and bioenergy connected to pumped hydropower energy storage. Energy Conversion and Management, [s. l.], 2024. Disponível em: <u>https://doi.org/10.1016/j.enconman.2024.118212</u>

DE ENERGIA, Plano Decenal de Expansão. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2024. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2034

DE ENERGIA, Plano Decenal de Expansão – Caderno de Parâmetros de Custos Geração e Transmissão. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2024. Disponível em: <u>https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dadosabertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-804/topico-</u> <u>709/Caderno%20de%20Custos%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20e%20Transmiss%C3%A3o</u> <u>PDE2034 2024.09.06.pdf</u>

DELAPEDRA-SILVA, Vanderson et al. Methods for financial assessment of renewable energy projects: A review. Processes, v. 10, n. 2, p. 184, 2022.

DE SOUZA NASCIMENTO, Marcolino Matheus et al. Offshore wind and solar complementarity in Brazil: A theoretical and technical potential assessment. Energy Conversion and Management, v. 270, p. 116194, 2022.

JURASZ, Jakub et al. A review on the complementarity of renewable energy sources: Concept, metrics, application and future research directions. Solar energy, v. 195, p. 703-724, 2020.

LOTH, Eric et al. Why we must move beyond LCOE for renewable energy design. Advances in Applied Energy, v. 8, p. 100112, 2022.

PELÁEZ-PELÁEZ, Sofía et al. Techno-economic analysis of a heat and power combination system based on hybrid photovoltaic-fuel cell systems using hydrogen as an energy vector. Energy, v. 224, p. 120110, 2021.

SENS, Lucas; NEULING, Ulf; KALTSCHMITT, Martin. Capital expenditure and levelized cost of electricity of photovoltaic plants and wind turbines–Development by 2050. Renewable Energy, v. 185, p. 525-537, 2022.



SLAMA, A. H. et al. HRES Systems State of the Art: Topologies, Sizing Approaches, and Evaluation Criteria. International Conference on Computer Aided Design, [s. 1.], 2023. Disponível em: https://doi.org/10.1109/ICCAD57653.2023.10152341

UC, D. A. P.; ALDACO, S. E. D. L.; AGUAYO, J. Trends in Hybrid Renewable Energy System (HRES) Applications: A Review. Energies, [s. 1.], 2024. Disponível em: https://doi.org/10.3390/en17112578

KATSIVELAKIS, Michail et al. Techno-economic analysis of a stand-alone hybrid system: Application in donoussa island, greece. Energies, v. 14, n. 7, p. 1868, 2021.