

Análise de Custo Benefício para Flexibilidade em Sistemas Hidrotérmicos



Gabriel Cavados

02.10.2024

Sumário da Apresentação



Introdução ao
Problema



Métricas para
Contratação de
Energia e Capacidade



The Net Cost
Approach



Resultados e
Discussões



Referências
Bibliográficas

Introdução (1/5)

- A expansão em larga escala das fontes renováveis nos sistemas elétricos é uma realidade. Considerando as metas de redução de emissão de gases de efeito estufa acordadas entre os países, bem como os preços altamente competitivos que tais fontes alcançaram nos últimos anos, em diversas partes do mundo, **pode-se concluir que estas fontes serão brevemente a nova energia de base da economia global.**
- Três principais características devem ser mencionadas: (i) custo de geração baixo; (ii) baixa previsibilidade; e (iii) intermitência ou volatilidade na produção.
- Para a integração em larga escala de tais fontes nos sistemas elétricos **é fundamental criar um sistema que seja amigável (flexível) ao seu desenvolvimento.**

Introdução (2/5)

- Mercado da Alemanha: Paraschiv et. al (2014), indica que esse fenômeno foi o responsável pela **redução do preço médio da eletricidade nos mercados de *day-ahead* do sistema alemão**. Além disso, houve **o aumento da volatilidade** de preços dos mercados diários (*intraday*).
- Mercado Britânico: Green e Vasilakos (2010) corroboram com a tese de que a **geração intermitente aumenta a necessidade de geração na ponta**.
- Mercado Holandês: Mulder (2013) destaca o sistema holandês era incapaz de prover o balanceamento necessário com o portfólio de geração existente. **O autor indica que mercados puramente de energia podem ser incapazes de fornecer o incentivo necessário à instalação de geração de ponta flexível**.

Introdução (3/5)

- Mercado Texas: **Woo et al (2011)** avalia que a **criação de mecanismos de seguro (*hedge*)**, são fundamentais para que a operação de mercado seja mais amigável ao desenvolvimento das fontes renováveis.
- Mercado da Suécia: Dong et al. (2019) constatou que a volatilidade de preços no mercado elétrico da Suécia **não é tão relevante quanto em outros mercados e atribuiu a essa característica à presença de grande capacidade de geração hidrelétrica.**
- Mercado Britânico: Bhagwat et al. (2017) analisa a efetividade de contratação de longo prazo de capacidade de geração flexível. Conclui-se que a **contratação centralizada de capacidade de geração flexível** no longo prazo é mais eficaz e econômica do que a contratação no curto prazo.

Introdução (4/5)

- Normalmente, sistemas hidrelétricos são vistos como uma fonte abundante, econômica e confiável de flexibilidade.
- Entretanto, a capacidade das usinas hidrelétricas de oferecer flexibilidade é limitada, incerta e restrita por fatores externos, como variações sazonais por exemplo.
- Devido a sua característica sazonal, o problema de valoração do atributo flexibilidade é amplificado, tendo em vista que longos períodos de abundância de água podem desincentivar a instalação de nova flexibilidade.

Introdução (5/5)

- Para os efeitos da pesquisa, essa é a definição de flexibilidade adotada: *a capacidade de manter a confiabilidade do fornecimento de energia elétrica, a custos acessíveis, mesmo lidando com incertezas na demanda e variabilidade na geração.*
- Embora tenha sido tema de diversas pesquisas, a literatura sobre flexibilidade em sistemas elétricos pode ser dividida em quatro grandes questões:
 - (a) Quanta flexibilidade é necessária?
 - (b) Quão flexível é o esse sistema?
 - (c) Quão flexível é esta tecnologia?
 - (d) Quem pode prover flexibilidade?
- A pergunta: **“Qual é o custo justo para instalar flexibilidade no meu sistema?”** ou **“Qual tecnologia é a melhor opção econômica para fornecer flexibilidade no meu sistema?”** ainda carece de resposta.

Sumário da Apresentação



Introdução ao
Problema



Métricas para
Contratação de
Energia e Capacidade



The Net Cost
Approach



Resultados e
Discussões



Referências
Bibliográficas

Levelized Cost of Electricity

- Considerando-se a necessidade de contratação de energia de forma centralizada e com contratos de longo prazo, uma das métricas mais usadas para ranqueamento de usinas de geração é o LCOE (*Levelized Cost of Energy*).

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

Fonte: Castro, 2015

- Crítica: falha em capturar os benefícios que a interação entre as fontes podem fornecer ao sistema elétrico, como o momento do dia em aquela geração ocorre quando comparado ao comportamento do consumo, por exemplo. Usada de forma desconectada com a interação de mercado, a métrica LCOE pode levar a um sistema de custo maior e menos confiável.

Índice Custo Benefício

$$ICB = \frac{RF}{8760.QL} + \frac{COP + CEC}{8760.GF}$$

Fonte: EPE, 2006

- Utilizada no Brasil desde o começo dos anos 2000, outra métrica para contratação de energia no longo prazo é o ICB.
- Vantagem: Captura, em certo nível, a interação sistêmica entre as fontes, através da dos parâmetros GF, COP e CEC.
- A GF das usinas térmicas candidatas à expansão do sistema considera não apenas a sua estimativa de geração durante o período mas também o momento em que são despachadas.
- O COP e o CEC buscam capturar valores de interação das fontes no mercado e não apenas o valor do seu próprio custo de eletricidade.

Levelized Avoided Cost of Electricity

- O custo evitado de eletricidade é o custo de oportunidade de não utilizar a geração convencional para atender às necessidades dinâmicas de curto prazo de um sistema elétrico.
- O custo evitado é considerado como um fluxo de receita do novo projeto, para compensar os investimentos e custos operacionais.
- A formulação LACE é principalmente usada para avaliar e comparar custos e benefícios entre recursos renováveis intermitentes com energia renovável distribuível, como a tecnologia CSP solar com armazenamento de energia.
- **Crítica: O LACE é especialmente importante quando a implantação de energia variável, mas a formulação atual não foi criada para avaliar o valor de ativos flexíveis. No entanto, o conceito geral de custo evitado é interessante para a avaliação de flexibilidade..**

Levelized Cost of Flexibility

- Métrica desenvolvida pela IEA (2014) para avaliar as opções de flexibilidade em um dado sistema.
- O LCOF é um parâmetro que fornece o custo adicional de 1 MWh gerado pela rede se a flexibilidade for integrada. **É o delta entre o LCOE da rede e o LCOE de um sistema mais flexível, para cada MWh de energia flexível adicionada.**
- Uma simples comparação dos valores de LCOF entre tecnologias não é apropriada uma vez que o valor de flexibilidade inserido em uma rede não está apenas relacionado aos seus próprios custos e desempenhos, mas também, **deve-se considerar como essa flexibilidade beneficiará o funcionamento de toda a rede, já que a adição de flexibilidade irá alterar a forma como o saldo da carteira é utilizado.**

Como incentivar a instalação de flexibilidade?

- **Mercados de energia:** redução a granularidade de liquidação dos contratos para refletir o real custo da energia a cada minuto com o objetivo de criar um mercado de hedging para usinas dinâmicas.
 - Exemplos: Alemanha, ERCOT (US).
- **Mercados de capacidade:** separação entre os mercados de energia e capacidade. A energia (MWh) passa a ser comercializada entre os agentes de mercado) e a capacidade flexível é contratada de forma centralizada pelo poder concedente, com custo sendo dividido entre todos os consumidores.
 - Experiências do Chile, UK, Austrália, PJM (US), França, Brasil.

Mecanismo de Capacidade (Resumo)

- O funcionamento é simples:
 - Soluções de capacidade flexível participam de um processo competitivo.
 - Menor custo de capacidade (USD/kW-ano) são vencedores.
 - Consumidor paga o custo de capacidade flexível disponibilizada ao sistema.
- Problema: mecanismo foi pensado para contratar último recurso do sistema, com fator de utilização esperado próximo a zero. Incentiva a instalação de capacidade de baixo custo e baixa qualidade e desconsidera custo variável e o valor atrelado à interação entre as fontes no Sistema.

$$P_{\text{pot}} = \frac{RF_{\text{pot}}}{P_{\text{d,max}}} + f \cdot CVU$$

Fixed Component of the capacity formula

Variable Component of the capacity formula

CVU = energy variable cost

Dispatch factor considered under the selection criteria (120h per year)

Sumário da Apresentação



Introdução ao
Problema



Métricas para
Contratação de
Energia e Capacidade



The Net Cost
Approach



Resultados e
Discussões



Referências
Bibliográficas

The Net Cost Approach (1/5)

- Proposição de uma Resultados e Discussões para a valoração da flexibilidade em mecanismos de capacidade de sistemas hidrotérmicos. O atributo pode ser suprido por diversas opções tecnológicas, cada uma com a sua capacidade, confiabilidade, custos, despachabilidade e competência para prestação de serviços sistêmicos.
- Aplicação no mundo real: contratação em longo prazo de capacidade flexível adequada para mercados hidrotérmicos, garantindo o desenvolvimento de um sistema acessível, confiável e amigável à expansão renovável.

$$\textit{Total Net Cost} = \textit{Total Own Costs} - \textit{Total Avoided Costs}$$

The Net Cost Approach (2/5)

$$c = FC_n - \left(\mu_k CC_n - \sum_w \alpha_w \sum_t \pi_n^{w,t} \phi_n^{w,t} \right) (1)$$

- Quando pensado para mercados de energia, o Net Cost of Energy de uma geração convencional pode ser entendido como a diferença entre o custo fixo adicional gerado pela nova geração (FC) e a o quanto aquela nova fonte consegue gerar de economia (π é a diferença entre o CVU da nova geração e o CVU da geração deslocada).
- Para mercados de capacidade flexível, essa fórmula pode ser adaptada para tentar capturar os efeitos sistêmicos da adição de flexibilidade.

The Net Cost Approach (3/5)

- Exemplo do Net Cost para geração convencional.

$$\bar{c}_n = FC_n - \left(\overbrace{FC_{peak} CC_n}^{\text{capacity value}} + \overbrace{\sum_{\omega} \alpha_{\omega} \sum_{t \in T_n} (p^{\omega,t} - MC_n^{\omega}) \phi_n^{\omega,t}}^{\text{energy value}} \right)$$

Mills, A.; Wiser, R. An Evaluation of Solar Valuation Methods Used in Utility Planning and Procurement Processes; Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory: Berkeley, CA, USA, 2012; LBNL-5933E.

The Net Cost Approach (4/5)

$$\pi_n = (MCO_{base} - MCO_{flex})$$

- A fórmula acima não só pode ser usada para avaliar diferentes candidatos de flexibilidade com mais precisão, mas também pode ser usada por planejadores de sistema para selecionar projetos com base em um processo competitivo.
- Cada tecnologia flexível (ou candidato para expansão) tem suas próprias características técnicas, como eficiência de transformação de energia, perdas internas, tempos de rampa, restrições operacionais e custos de partida e parada, se aplicável, e a segunda parte da equação (3) estima o benefício econômico de cada candidato de recurso flexível com base nessas características técnicas.

$$NCoF = FC_n - (FC_{peak}CC_n + \sum_w \alpha_w \sum_t (MCO_{base} - MCO_{flex}) \phi_n^{w,t})$$

The Net Cost Approach (5/5)

$$NCoF = FC_n - (FC_{peak}CC_n + \sum_w \alpha_w \sum_t (MCO_{base} - MCO_{flex}) \phi_n^{w,t})$$

Custo fixo de uma solução flexível pode ser descoberto através de um processo competitivo

O benefício estimado de uma solução flexível pode ser estimado através de uma análise dinâmica do funcionamento do sistema com a solução flexível incluída

$$NCoF = FC_n - V_{flex}$$

Sumário da Apresentação



Introdução ao
Problema



Métricas para
Contratação de
Energia e Capacidade



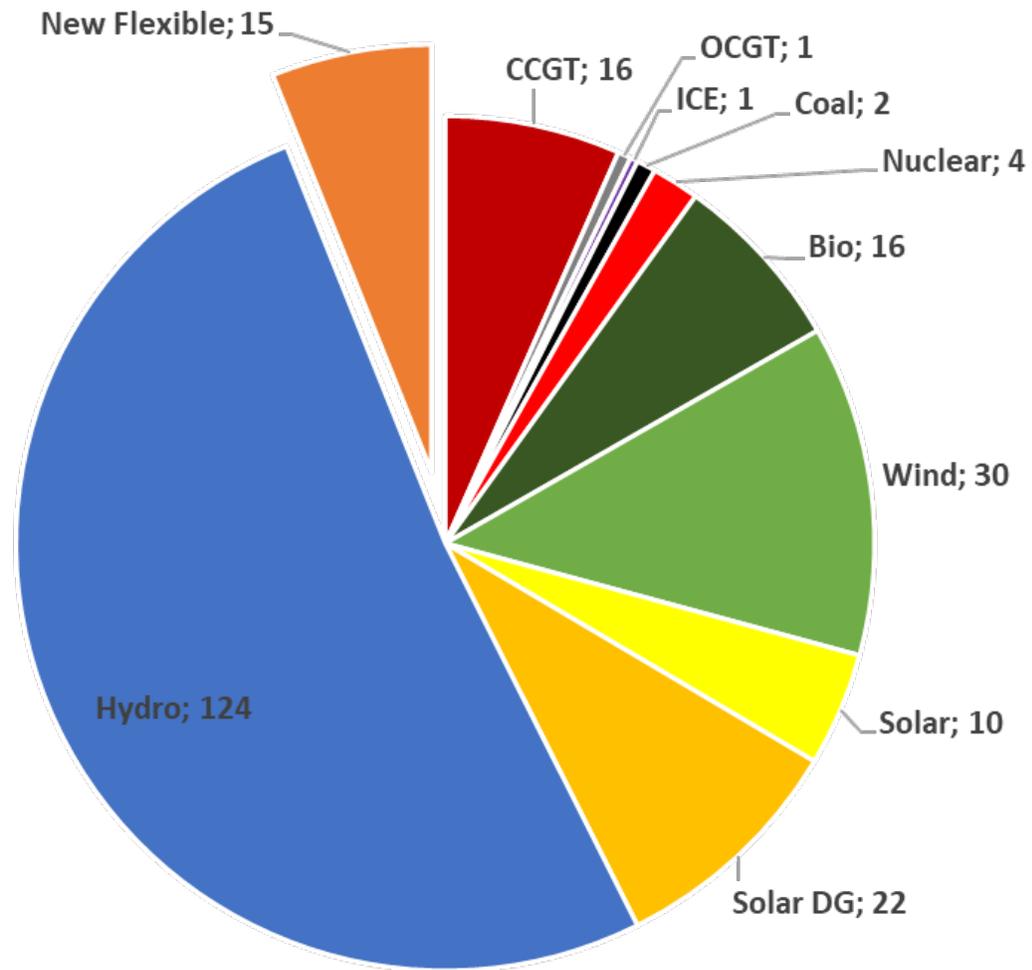
The Net Cost
Approach



Resultados e
Discussões



Referências
Bibliográficas



Estudo de Caso: Brasil 2031

Premissas e dados de entrada

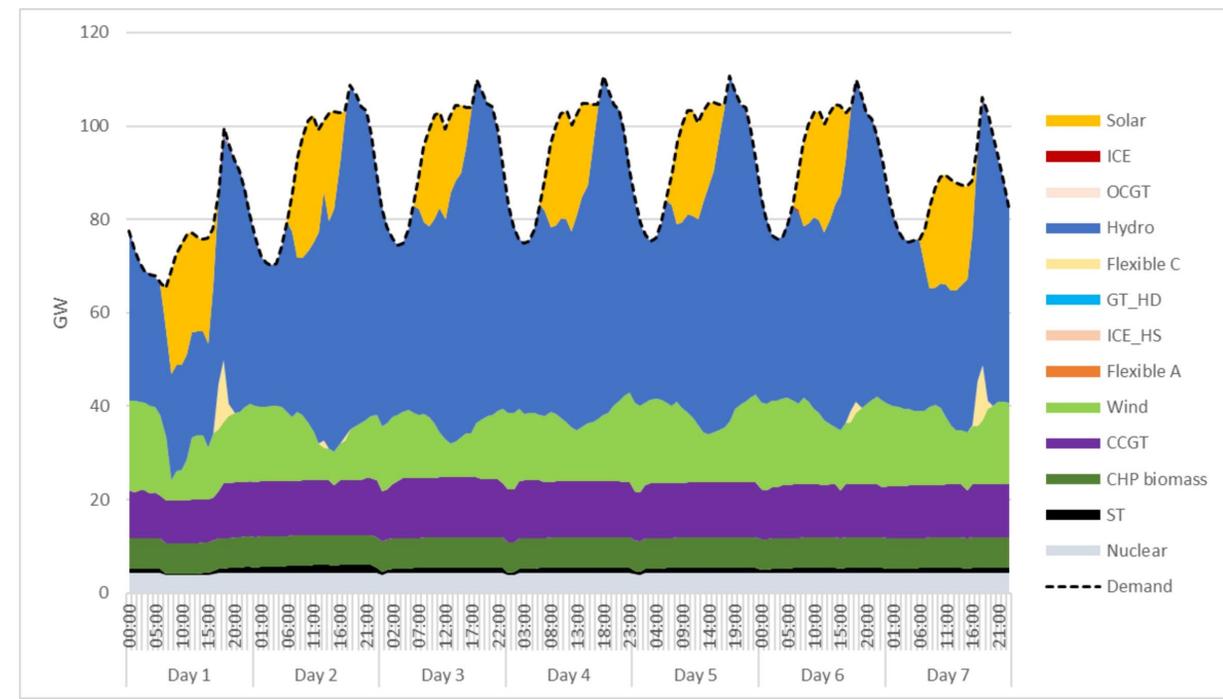
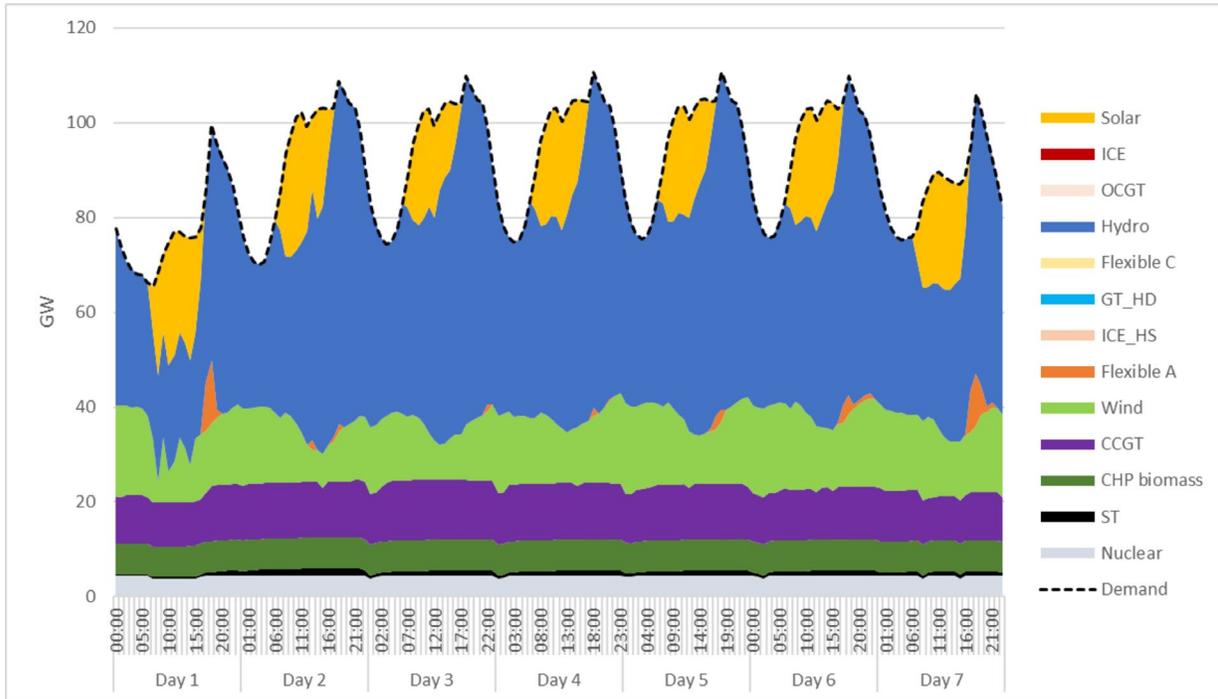
- Dados de demanda: de acordo com o PDE 2031 (curva líquida considera o consumo atual e a inserção de GD até 2031).
- Cenários hidrológicos: 83 séries hidrológicas brasileiras do passado.
- Perfis de vento regionalizados foram usados de acordo com a distribuição geográfica da capacidade eólica no Brasil. Os padrões de vento são obtidos por meio de bancos de dados públicos de velocidade do vento ou dados reais de geração de parques eólicos.
- Os principais reservatórios regionais foram agregados para facilitar a capacidade de processamento computacional.
- Cada usina térmica é modelada individualmente e de acordo com sua tecnologia instalada e características técnicas.
- A capacidade solar instalada é modelada por região, de acordo com a previsão do PDE 2031. A geração solar por região é estimada com base no PDE 2031.
- Biomassa, Nuclear e PCH's são modeladas como geração média constante ao longo dos meses, dependendo da sua disponibilidade ao longo do ano.
- Modelo de otimização de sistemas Plexos foi utilizado para modelagem de curto prazo do SIN.

Dados de tecnologias flexíveis

Compared Technologies	Thermal Efficiency GJ/MWh	Variable O&M \$/MWh	Start Cost \$/MW/start	Start Time (minutes to stable load)	Minnimum load (%)
Scenario BASE (Peaker)	9.47	2	60	15	30
Scenario 1 (Flexible Generation A)	7.89	5	0.324	2	10
Scenario 2 (Flexible Generation B)	9.0	3	15	8	40
Scenario 3 (Flexible Generation C)	9.0	10	0.324	2	10

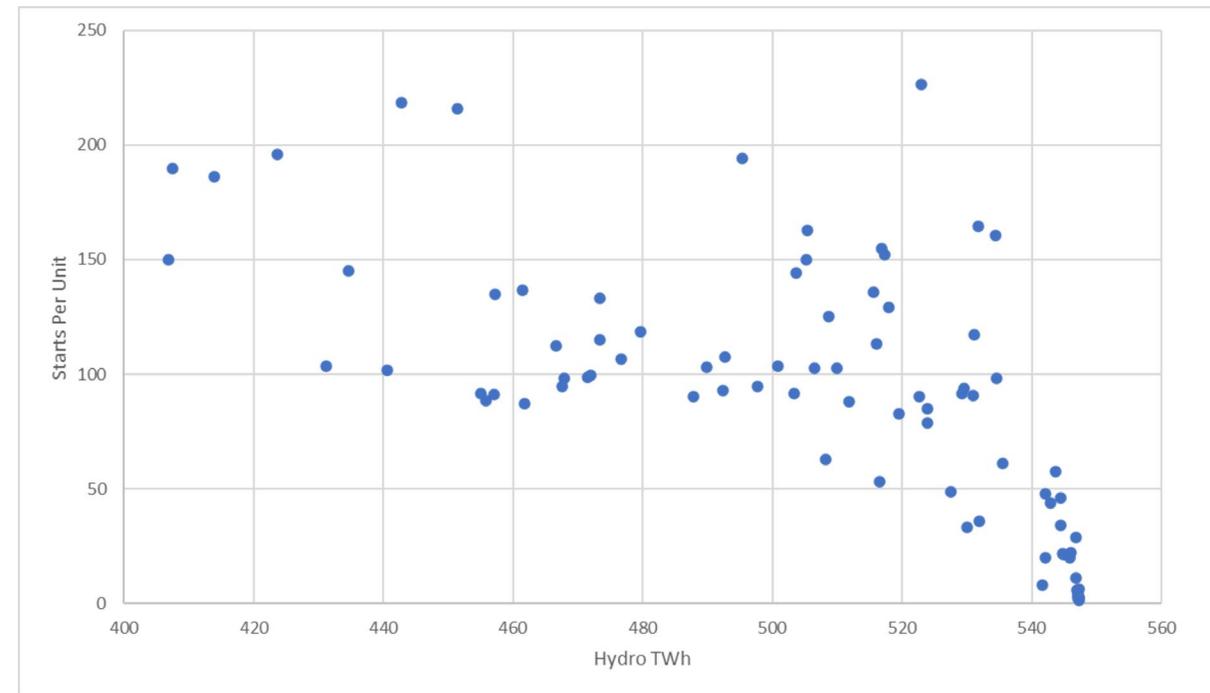
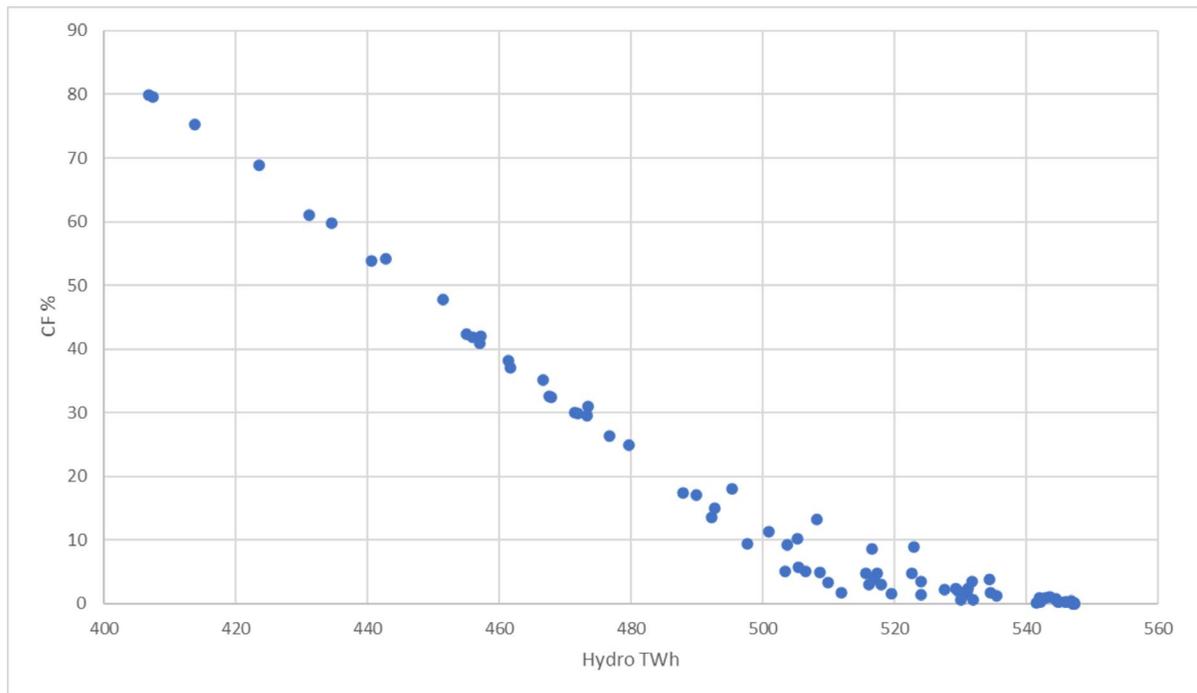
Resultados Principais (1/4)

- Dependendo das suas próprias características, cada tecnologia flexível é acionada de forma diferente pelo Plexos.



Resultados Principais (2/4)

- O fator de utilização é um importante parâmetro a ser considerado ao se contratar flexibilidade, especialmente em sistemas hidrelétricos.
- Partidas e paradas também começam a se tornar relevantes em um futuro não muito distante.



Resultados Principais (3/4)

- Como esperado, cada tecnologia impacta os custos totais de operação do sistema de forma diferente, dependendo das suas características intrínsecas.

Flexible Scenario	Fuel Costs (\$/MW-year)	Variable O&M Costs (\$/MW-year)	Balancing Costs (\$/MW-year)	Market Cost of Operation – MCO (\$/MW-year)
Scenario Base	405,379	36,894	2,556	444,829
Flexible Alternative A	392,765	30,444	2,364	425,573
Flexible Alternative B	410,788	26,710	5,565	443,063
Flexible Alternative C	405,419	27,909	3,595	436,923

Flexible Scenario	Market Cost of Operation – MCO (\$/MW-year)	V_{flex} (\$/MW-year)
Scenario Base	444,829	-
Flexible Alternative A	425,573	145,739
Flexible Alternative B	443,063	128,248
Flexible Alternative C	436,923	134,389

Resultados Principais (4/4)

- Uma tecnologia mais “cara” pode ter um custo líquido menor para o sistema.

Flexible Scenario	Market Cost of Operation – MCO (\$/MW-year)	V_{flex} (\$/MW-year)
Scenario Base	444,829	-
Flexible Alternative A	425,573	145,739
Flexible Alternative B	443,063	128,248
Flexible Alternative C	436,923	134,389

$$NCoF = FC_n - V_{flex}$$

Conclusões

- Apesar de ser um tema relevante de pesquisa por muitos anos, uma métrica prática para comparar soluções flexíveis nunca havia sido proposta.
- O artigo propõe o Net Cost of Flexibility (NCoF) que tenta capturar todos os custos e benefícios envolvidos ao avaliar os melhores candidatos e tecnologias para fornecer flexibilidade em mercados de energia.
- O NCoF pode ser dividido em dois subparâmetros: uma parcela fixa a ser descoberta através de um processo competitivo e uma parcela variável que pode ser estimada através de simulação da operação do sistema elétrico.
- Mercados típicos de capacidade, onde os custos fixos são a única métrica para selecionar candidatos, podem se beneficiar da adição de outros parâmetros na avaliação, como o NCoF.

Sumário da Apresentação



Introdução ao
Problema



Métricas para
Contratação de
Energia e Capacidade



The Net Cost
Approach



Resultados e
Discussões



Referências
Bibliográficas

Referências bibliográficas

- Link para o paper publicado:

https://www.mdpi.com/journal/energies/special_issues/RL85TGG6SG.