



Análise da viabilidade econômica de UHRs no SIN

ROBERTO BRANDÃO

RIO DE JANEIRO, 19 DE JANEIRO DE 2021

Sumário

1. Introdução
2. Objetivo
3. Metodologia
4. Caso base
5. Caso UHR Serra do Lajeado
6. Caso UHRs Sazonais
7. Modelagem horária
8. Comparação com baterias
9. Resultado das UHRs no mercado de energia
10. Conclusões

Introdução

- As Usinas Hidrelétricas Reversíveis podem fornecer **diversos benefícios** ao sistema:
 - **Potência firme**, segurança e confiabilidade;
 - Otimização do uso dos recursos de geração renovável do SIN pelo **armazenamento** de energia;
 - Possibilita a inserção eficiente de grandes volumes de **geração renovável intermitente**;
 - Otimização da expansão do sistema de **transmissão** (postergação de investimentos).
- Com o forte crescimento das **renováveis intermitentes** e a redução da participação das UHEs, as UHRs surgem como uma alternativa importante para a expansão do SIN.
- No entanto, **o Brasil não possui um arcabouço regulatório** que viabilize e incentive investimentos neste tipo de tecnologia.
- Qualquer mudança na regulação requer que a **viabilidade econômica** deste tipo de usina para o SIN seja estabelecida.

Objetivos

1. Analisar a **viabilidade econômica** das Usinas Hidrelétricas Reversíveis para a expansão do Sistema Elétrico Brasileiro.
2. Demonstrar os benefícios econômicos e apontar os desafios financeiros da inserção desta tecnologia no SIN, através de um modelo de **planejamento integrado da expansão e da operação do sistema...**

Metodologia

- Como hoje não há projetos para reversíveis aptos a serem concedidos nem regulação para estudos de inventário, as primeiras UHRs só devem entrar em operação no início da **década de 30**;
- Foi avaliada a **viabilidade econômica** de UHRs selecionadas no SIN da década de 30;

Questão que a modelagem pretende responder:

Qual a **configuração ótima** para o SIN no fim da década de 30, assumindo como ponto de partida a **configuração final** do PDE 2029 e supondo **projetos candidatos** à expansão da geração e transmissão com os mesmos custos utilizados no PDE 2029, mas **incluindo entre os candidatos também UHRs?**

Planejamento da expansão com o Plexos

1. O Plexos possui um módulo que visa auxiliar o **planejamento da expansão do sistema**, que está integrado à modelagem da **operação do sistema**. O objetivo é **minimizar a soma dos gastos com combustíveis**, com os **custos anualizados das novas usinas e linhas de transmissão**, além de **penalidades**.
2. A minimização dos custos de expansão e operação está sujeita a uma restrição de que a **potência firme** do sistema deve ser igual à demanda de ponta com uma **reserva** de 5%. A **potência firme** das usinas novas e existentes foi definida com base nas metodologias oficiais (ainda em evolução).
3. A modelagem do planejamento da expansão integrada ao planejamento da operação é um problema com **grande complexidade**, pois as decisões de despacho em cada cenário são condicionadas a uma nova configuração do sistema, que por sua vez depende da minimização dos custos de operação e expansão do sistema em **todo o conjunto de cenários** modelados...

Planejamento da expansão com o Plexos

Complexidade do processamento está relacionada a:

1. Número de séries temporais

- 8 conjuntos de séries (vento e hidrologia) representativas do histórico (1982 a 2018);

2. Horizonte da simulação (número de anos simulados)

- Um ano, com a carga projetada para 2039, modelado com reservatórios em regime estacionário;

3. Granularidade temporal

- 21 patamares de carga por mês, divididos em blocos horários “dia/noite”.

4. Número de inteiros

- Novas linhas de transmissão, geradores hídricos ou UHRs foram representados como inteiros. Nova capacidade de renováveis e de geração térmica foi linearizada...

O Sistema modelado

Projeção do sistema para o PDE 2029:

- i) Previu crescimento centrado em fontes fontes eólica, solar e gás natural, com pequena expansão da capacidade instalada hídrica;
- ii) A carga do sistema chega a 98 GWméd.

Modelo desenvolvido para o presente estudo:

- i) O ponto de partida é a configuração final do PDE2029;
- ii) Carga atinge 134 GWméd em 2039, com ponta de 189GW;
- iii) Os candidatos à expansão de geração e transmissão e seus custos são os mesmos utilizados no Modelo de Decisão de Investimentos (MDI) do PDE 2039;
- iv) Custos de investimentos de UHRs estão baseados em orçamentos preliminares produzidos pela equipe do projeto. Custos operacionais das UHRs são do PDE 2029...

Capacidade instalada por fonte no fim do horizonte decenal do PDE 2029, em MW

Capacidade Instalada	2029
Hidro	103.958
Eólica	39.475
Biomassa	15.815
PCH	9.045
Solar centralizada	10.622
Gás Natural	36.190
Carvão	2.083
Diesel e óleo	391
Nuclear	3.395
Total	220.974

Projetos candidatos

- Cada projeto candidato à expansão é avaliado de acordo com seus **custos**:
 - Custos de investimento anualizados;
 - Custos com encargos e operação anuais;
 - Para **termelétricas**: o custo variável unitário e a inflexibilidade também são representados.

Planejamento da **operação**:

- Fontes **não despachadas** têm geração baseada em séries hidrológicas históricas (PCHs e usinas estritamente a fio d'água) e de vento (geração eólica);
- O Plexos calcula o **despacho otimizado** para termoelétricas, hídricas e UHRs;
- Vertimentos e corte de renováveis (**curtailment**) também são calculados pelo software...

Projetos candidatos

Fontes não despachadas

Tipo	Investimento R\$/kW	Anuidade do Investimento + Encargos + O&M R\$/kW/ano	Fator de capacidade
Fotovoltaica	3.500	572,95	29% NE, 25% N e SE

Fonte: Planilha do MDI, PDE2029, www.epe.gov.br

Projetos candidatos

Hidrelétricas

Usina	Bacia	Subsistema	Capacidade instalada MW	Investimento R\$/kW	Anuidade do Investimento + Encargos + O&M R\$/kW/ano
Cachoeira dos Patos*	Tapajós	Tapajós	528	11.564	1.865

Fonte: Planilha do MDI, PDE2029, www.epe.gov.br

* Inclui no O&M a anuidade do custo do sistema de transmissão associado.

Projetos candidatos

Termelétricas

Tipo de projeto	CVU R\$/MWh	Inflexibilidade (% capacidade)	Investimento R\$/kW	Anuidade do Investimento + Encargos + O&M R\$/kW/ano
GN Ciclo Aberto	439	0%	2.700	723

Fonte: Planilha do MDI, PDE2029, www.epe.gov.br

Projetos candidatos

UHRs: Características básicas e custo

Usina	Subsistema	Capacidade instalada MW	Armazenamento (horas)	Investimento R\$/kW	Anuidade do Investimento + Encargos + O&M R\$/kW/ano
UHR Coxilha Grande (Barra Grande)	S	2.100	222	4.792	795

Caso Base Geração

- Fonte mais barata, eólica no Nordeste, dominou a expansão da geração. Contratação só não foi maior por que foi colocado limite quantitativo.
- Houve forte contratação de geração solar.
- O fato da eólica e solar terem potência firme muito baixa, criou necessidade de projetos complementares que forneçam potência firme a custo acessível.
- Houve contratação elevada de UTEs a gás em ciclo aberto e baixíssimo fator de capacidade esperado, adequadas a suprirem potência firme ao sistema...

Caso base: nova geração horizonte 2039, sem UHRs

Usinas	Expansão (MW)	Custo anualizado R\$ bilhões
GN CA NE	13.675	10,19
GN CA S	13.245	9,86
GN PRE SAL	845	0,85
GNL S FLEX	616	0,50
GNL SE FLEX	1.409	1,14
Total UTE	29.791	22,55
BIO NE	3.000	2,06
BIO S	1.000	0,69
Total Biomassa	4.000	2,75
Eolicas BA	7.000	5,38
Eolicas MA	5.000	3,84
Eolicas PE	5.000	3,84
Eolicas PI	5.000	3,84
Eolicas RN	5.000	3,84
Total EOL	27.000	20,76
Solar Centr NE	8.584	5,03
Solar Centr SE	21.709	12,73
Total Solar	30.293	17,77
JATOBA	1.651	2,62
MARANHAO	125	0,18
PARANA	90	0,13
STOANTCHAP	84	0,10
Total UHE	1.951	3,02
Expansão Geração	93.035	66,84

Caso Base

G + T + Operação

- Fator de capacidade elevado de geração eólica e solar no NE justifica expansão da transmissão SE-NE.
- Modelo de Expansão/Operação minimiza o custo total, obtendo R\$ 93,69 bilhões/ano...

Caso base

Custo de transmissão, operação e total

	Expansão (GW)	Custo anualizado R\$ bilhões
Transmissão SE-NE	22	4,73
Transmissão SE-S	1	0,12
Subtotal Trasmissão		4,85

Caso UHR Serra do Lajeado

- O segundo caso consiste em acrescentar um novo projeto candidato, a **UHR Serra do Lajeado**, com 4,2GW, conectada à subestação **Miracema**, na Interconexão **Norte-Sul**.
- O reservatório da UHR Serra do Lajeado é paralelo ao Reservatório da UHE Lajeado.
- O **volume útil** do reservatório é de 4,3Km³ e armazena 2,9TWh (sem considerar a cascata).
- O **custo da barragem** e outros custos associados (desapropriações, compensações ambientais, estradas, etc) está estimado R\$ 12,22 bilhões, já com juros durante a construção, quase 80% do custo da UHE Jatobá (1.650MW).
- O **custo da motorização** de Serra do Lajeado está estimado em R\$ 1.743,20/kWh (túneis, casa de força, turbina, gerador, equipamentos elétricos, etc.), O custo é baixo devido à queda e à pequena distância entre os reservatórios superior e inferior...

Caso S. Lajeado

Geração

- O modelo escolheu construir a UHR S. Lajeado.
- A potência firme da UHR S. Lajeado permitiu reduzir a contratação de térmicas.
- Com maior flexibilidade operativa o modelo optou por aumentar de solar, em detrimento da UHW Jatobá...

Usinas	Expansão (MW)	Custo anualizado R\$ bilhões	Dif caso base (MW)	Dif caso base (R\$ bilhões)
GN CA NE	11.255	8,38	-2.420	-1,80
GN CA S	13.245	9,86	0	0,00
GN PRE SAL	36	0,04	-808	-0,82
GNL S FLEX	616	0,50	0	0,00
GNL SE FLEX	963	0,78	-447	-0,36
Total UTE	26.115	19,57	-3.675	-2,98
BIO NE	3.000	2,06	0	0,00
BIO S	1.000	0,69	0	0,00
Total Biomassa	4.000	2,75	0	0,00
Eolicas BA	7.000	5,38	0	0,00
Eolicas MA	5.000	3,84	0	0,00
Eolicas PE	5.000	3,84	0	0,00
Eolicas PI	5.000	3,84	0	0,00
Eolicas RN	5.000	3,84	0	0,00
Total EOL	27.000	20,76	0	0,00
Solar Centr NE	12.787	7,50	4.203	2,47
Solar Cent SE	22.901	13,43	1.192	0,70
Total Solar	35.689	20,93	5.395	3,16
JATOBA	0	0,00	-1.651	-2,62
MARANHAO	125	0,18	0	0,00
PARANA	90	0,13	0	0,00
STOANTCHAP	84	0,10	0	0,00
Total UHE	300	0,40	-1.651	-2,62
Expansão Geração	93.104	64,41	69	-2,43

Caso S. Lajeado

G + T + Operação

- A UHR S. Lajeado permite economia na interligação SE-NE de 4GW em relação ao caso base.
- UHR S. Lajeado custa R\$ 3,66 bilhões/ano;
- Redução no custo de operação é substancial R\$ 1,76 bilhão/ano.
- Custo total é reduzido em R\$ 1,39 bilhão/ano em relação ao caso base, ou 1,5%...

Caso UHR S. Lajeado
Custo de transmissão, operação e total.

	Expansão (GW)	Custo anualizado R\$ bilhões	Dif caso base (GW)	Dif caso base (R\$ bilhões)
Transmissão SE-NE	18	3,87	-4,0	-0,86
Transmissão SE-S	1	0,12	0,0	0,00
Subtotal Trasmissão		3,99	-4,0	-0,86

Caso UHR Serra do Lajeado

Balanço da geração

Balanço da Geração (TWh)

Geração	Caso Base	UHR S Lajeado	Dif
---------	-----------	---------------	-----

Caso UHR Sazonais

- O terceiro caso consiste em acrescentar **novos projetos** candidatos de **UHRs**.
- Foram testadas mais de dez aproveitamentos localizados pela equipe do projeto. O modelo selecionou quatro:
- UHR Serra do Lajeado (TO), com uma **maior motorização** (7GW).
- UHR Monte Horebe (PB) (ciclo fechado, abastecida pela transposição do S. Francisco).
- UHR Coxilha Grande (RS) (UHE Barra Grande);
- UHR dos Patos (PR) (UHE Segredo).
- Foi admitida uma **motorização elevada** para todas as usinas...

UHRs Sazonais Geração

- Modelo contratou quatro UHRs com capacidade instalada total de 16,8GW.
- Houve uma redução na contratação de térmicas, de biomassa e de UHE.
- Houve forte aumento na contratação de geração solar;
- Novamente, a UHE Jatobá não foi selecionada
- A redução de custo em relação ao caso base for de R\$ 10,72 bilhões/ano...

Caso UHRs Sazonais: nova geração

Horizonte 2039

Usinas	Expansão (MW)	Custo anualizado R\$ bilhões	Dif caso base (MW)	Dif caso base (R\$ bilhões)
GN CA NE	0	0,00	-13.675	-10,19
GN CA S	12.885	9,60	-360	-0,27
GN PRE SAL	0	0,00	-845	-0,85
GNL S FLEX	0	0,00	-616	-0,50
GNL SE FLEX	129	0,10	-1.281	-1,04
Total UTE	13.014	9,70	-16.777	-12,85
BIO NE	0	0,00	-3.000	-2,06
BIO S	0	0,00	-1.000	-0,69
Total Biomassa	0	0,00	-4.000	-2,75
Eolicas BA	7.000	5,38	0	0,00
Eolicas MA	5.000	3,84	0	0,00
Eolicas PE	5.000	3,84	0	0,00
Eolicas PI	5.000	3,84	0	0,00
Eolicas RN	5.000	3,84	0	0,00
Total EOL	27.000	20,76	0	0,00
Solar Centr NE	19.089	11,55	10.505	6,52
Solar Centr SE	23.949	13,71	2.240	0,97
Total Solar	43.038	25,26	12.745	7,49
JATOBA	0	0,00	-1.651	-2,62
MARANHAO	125	0,18	0	0,00
PARANA	90	0,13	0	0,00
STOANTCHAP	84	0,10	0	0,00
Total UHE	300	0,40	-1.651	-2,62
Expansão da Geração	83.351	56,12	-9.683	-10,72

UHRs Sazonais G + T + Operação

- Os custos anuais com nova transmissão são reduzidos em R\$ 1,17 bilhão.
- O custo anualizado as UHRs é de R\$ 12,38 bilhões/ano
- A redução dos custos de operação foi expressiva: R\$ 4,27 bilhões.
- A redução dos custos totais foi de R\$ 3,76 bilhões em relação ao caso base, o que equivale a 4,0%...

Caso UHRs Sazonais: nova transmissão
Custo de transmissão, operação e total. Horizonte 2039

	Expansão (GW)	Custo anualizado R\$ bilhões	Dif caso base (GW)	Dif caso base (R\$ bilhões)
Transmissão SE-NE	16,0	3,44	-6,0	-1,29
Transmissão SE-S	2,0	0,25	1,0	0,12
Subtotal Trasmissão		3,68		-1,17

Caso UHRs sazonais

Balanço da geração

Balanço da Geração (TWh)

Geração	Caso Base	UHRs Sazonais	Dif
---------	-----------	---------------	-----

Custos na operação de curto prazo

- O modelo de planejamento da expansão/operação tem uma resolução temporal relativamente baixa, que pode não ser suficiente para captar os **custos da operação real** do sistema.
- Para verificar o impacto na operação de curto prazo a operação de médio prazo (**MP**) foi simulada em maior resolução (21 patamares **por semana**,).
- A estratégia de gestão dos reservatórios produzida pela simulação de MP semanal foi usada na simulação de **Curto Prazo**.
- São 365 simulações diárias encadeadas com resolução horária, cada uma com um *look ahead* de seis dias...

Comparação de custos: Longo prazo x curto prazo

	Caso base	Caso UHRs sazonais	Diferença (em %)
Custo de operação (em R\$ bilhões)			
Longo prazo	22,0	17,7	-19,4%



Balanço da geração

- As simulações de curto prazo via de regra apresentam custos substancialmente maiores do que as simulações de médio e longo prazos.
- Há queda expressiva da geração hídrica e renovável na simulação de CP. Mas ela é menos acentuada no caso com as UHRs.
- A geração térmica sobe menos no caso com UHRs.
- As UHRs despacham de forma muito mais intensa na simulação de Curto Prazo, resultando em maior consumo...

Geração (TWh)		
Geração	Caso Base	UHRs Sazonais
Hídrica e Renováveis		
Longo Prazo	1.054,3	1.073,5
Curto Prazo	1.032,1	1.054,7
CP - LP	-22,2	-18,8

UHRs x Baterias

Baterias e alternativas: características básicas e custos

Usina	Subsistema	Capacidade instalada MW	Armazenamento (horas)	Investimento R\$/kW	Anuidade do Investimento + Encargos + O&M R\$/kW/ano
Baterias 3hs	Qualquer	Variável	3	6.000	898

UHRs x Baterias

Comparação

- O modelo não contratou nenhuma bateria para a expansão, com os custos e características do PDE 2029.
- Para ilustrar as diferenças entre as duas tecnologias, foram feitas simulações dos custos operacionais de curto prazo do sistema, substituindo as UHRs por Baterias de mesma potência e com várias alternativas de capacidade de armazenamento.
- A maior capacidade de armazenamento das UHRs (centenas de horas) se reflete em menores custos operacionais do que as baterias em todos os casos...

Custo de Operação: UHRs x Baterias em R\$ bilhões

Caso	Custo anual	Dif em relação a caso com UHRs
Com UHRs	24,20	0,00

Resultado no mercado de energia

UHRs: Custo anual, receitas e resultado no mercado de energia

Usina	Custo anualizado	Simulação de Longo Prazo	
		Receita líquida anual	Receita/Custo
UHR Serra do Lajeado (Lajeado)	5,09	0,51	9,9%
UHR Monte Horebe	3,00	0,24	8,1%
UHR Dos Patos (Segredo)	2,62	0,14	5,2%
UHR Coxilha Grande (Barra Grande)	1,67	0,08	4,7%

Viabilidade financeira das UHRs

- Embora sejam uma opção econômica do ponto de vista de custos para o Sistema, nem UHRs nem térmicas de ciclo aberto devem gerar receitas relevantes no mercado de energia.
- Possibilidades de receitas complementares para viabilizar financeiramente tais projetos:
 1. Mercado de capacidade/confiabilidade: pode dar receitas fixas para agentes capazes de entregar energia em condições críticas de mercado;
 2. Contratação “por disponibilidade”;
 3. Serviços ancilares: tipicamente fornecem apenas receitas complementares, incapazes de viabilizar um investimento capital intensivo....

Viabilidade financeira das UHRs

1. Mercado de capacidade/confiabilidade pode dar receitas fixas para agentes capazes de entregar energia em condições críticas de mercado;

- Normalmente as receitas por capacidade/confiabilidade são apenas um complemento ao mercado de energia. Este mecanismo não costuma cobrir sozinho todos os custos fixos dos agentes;
- O uso deste mecanismo geraria receitas muito altas para todos os agentes operando no mercado de capacidade/confiabilidade, onerando o consumidor e gerando windfall profits.

2. Contratação “por disponibilidade”

- Já há tradição no Brasil de fazer uso deste tipo de mecanismo;
- Ele teria que ser adaptado para UHRs uma vez que elas em princípio não teriam garantia física...

Conclusões

- As UHRs são uma opção **economicamente viável** para a expansão do SIN dado o baixo custo das renováveis não controláveis, a necessidade de contratação de fontes de potência firme complementar e a distribuição geográfica das principais fontes de energia.
- Estas usinas só serão **financeiramente viáveis** se tiverem uma remuneração segura de longo prazo, independente do resultado das compras e vendas de energia. Algo análogo aos contratos por disponibilidade com termoelétricas seria adequado.
- É preciso montar um **portfólio de projetos** aptos a serem leiloados. Isso requer uma regulação para estudos de inventário, análoga à existente para as UHRs.
- Há desafios relevantes na **engenharia de projetos**: como desenhar usinas que maximizem tanto a potência firme como a energia armazenável?

Obrigado!

robertobrandao@gmail.com

GESEL - UFRJ

(21) 2051-5177 / 3577-3953