

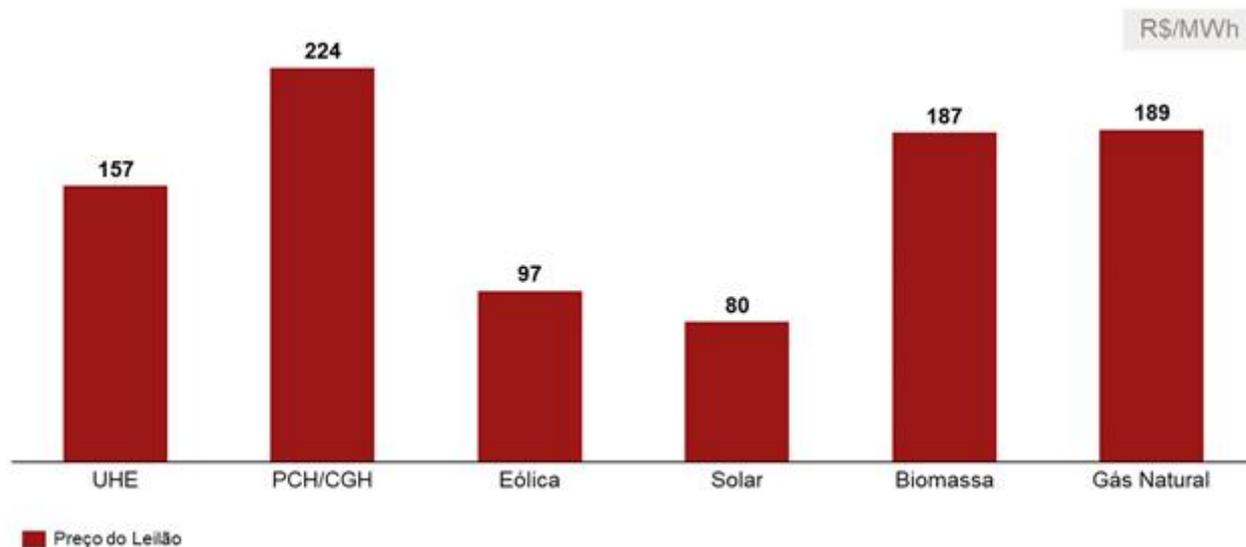
Simulação do custo real de diferentes fontes energéticas no Sistema Integrado Nacional, em cenário de isonomia e maior competitividade de Pequenas Centrais Hidrelétricas

GONÇALVES, Gustavo. “Simulação do custo real de diferentes fontes energéticas no Sistema Integrado Nacional, em cenário de isonomia e maior competitividade de Pequenas Centrais Hidrelétricas”. Agência CanalEnergia. Rio de Janeiro, 05 de maio de 2020.

A expansão e evolução da matriz energética brasileira é baseada, majoritariamente, na contratação de energia por meio do Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Por conta disso, alavancado pelo critério de busca do menor custo para viabilização de empreendimentos elétricos, os preços praticados por cada fonte energética em leilões acabam se tornando o principal parâmetro de avaliação e de comparação entre fontes. Tais preços são compostos pela definição do valor de viabilização de um empreendimento, considerando o investimento necessário para operação e a garantia física assegurada para a geração de energia. Entretanto, existem aspectos que agregam custos adicionais ao sistema, mas não são refletidos no preço no momento da contratação de energia, gerando uma visão parcial do custo-benefício gerado pelas fontes.

A matriz energética brasileira tem evoluído para uma maior participação de usinas de fontes renováveis, com o desenvolvimento, além de fontes hídricas, de eólicas e solares. Para isso, a avaliação comparativa entre fontes de energia deve também buscar incorporar outros aspectos além do preço de viabilização como, por exemplo, impactos ambientais. As fontes alternativas de energia apresentam outras vantagens, hoje não representadas financeiramente, que aumentam a sua competitividade perante outras fontes. Assim, buscando trazer de forma aproximada um ajuste ao preço base dos leilões, propõe-se aqui uma alternativa de simulação do custo real das fontes energéticas no Sistema Integrado Nacional (SIN), focada, principalmente, na análise comparativa entre renováveis.

Para estimar o custo real que as fontes energéticas agregam ao SIN, a metodologia proposta parte dos preços de venda dos leilões de energia nova do último ano (2019), iniciando a estimativa a partir dos cenários de investimentos mais recentes em empreendimentos de geração. Com o objetivo de estimar o custo total no SIN, os preços de venda são escolhidos como base por representarem o preço que a energia será comprada em todo o período de concessão de uma usina. Assim, a partir de dados da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), vê-se preços médios que variam de 80 a 224 R\$/MWh.



Simulação do custo real de cada fonte de energia elétrica (A)

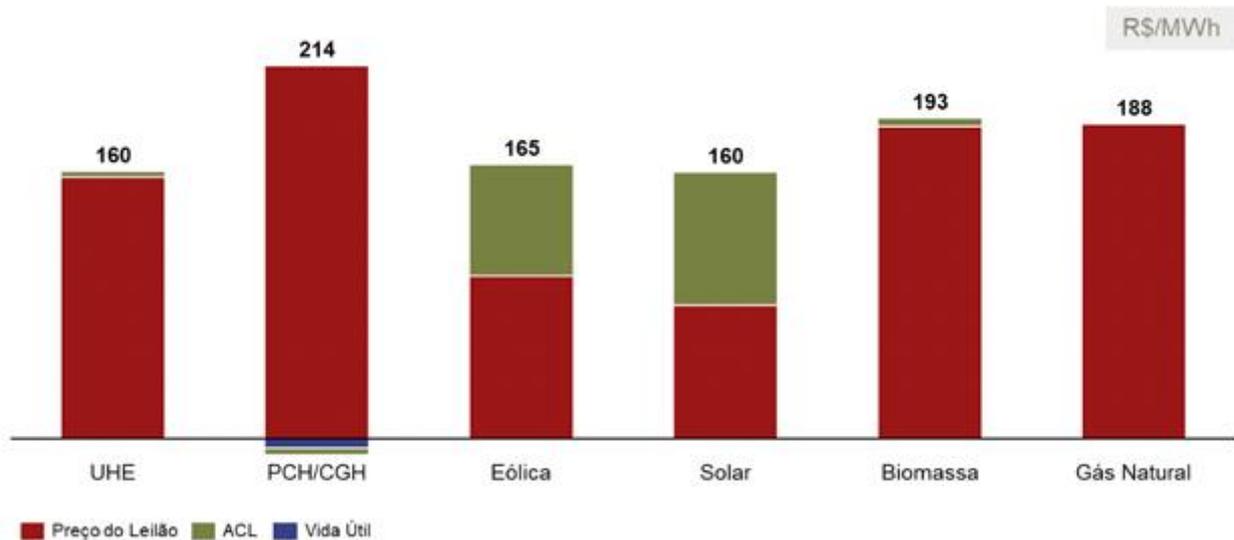
Apesar da maior quantidade da energia que circula na matriz energética brasileira hoje ser oriunda da venda de energia em leilões, existe uma grande e crescente parcela sendo negociada no Ambiente de Contratação Livre (ACL). Para se obter uma visão completa e não distorcida dos custos que cada fonte gera ao SIN, considerar o valor e a quantidade de energia negociada no ACL se torna essencial. Isso ocorre porque algumas fontes negociam valores bastante abaixo do preço de referência para viabilização de empreendimentos no ACR. Porém, isso apenas se torna possível por negociarem energia no ambiente livre, a preços mais elevados. Para isso, a análise proposta considera um cenário em que toda a energia assegurada pela garantia física de uma usina não vendida em leilões é negociada no ACL a um preço análogo ao Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), previsto para um período de longo prazo para os próximos quatro anos e separado entre energia incentivada e convencional, índice calculado a partir do pool de preços apurados no ACR por meio da curva forward de energia elétrica de agentes comercialmente ativos. Isso promove ajustes significativos ao preço base dos leilões, principalmente para as fontes eólica e solar.

Para chegar-se a uma análise comparativa igualitária entre fontes, é importante se considerar um cenário de isonomia, especialmente entre renováveis, foco da análise. Pensando nisso, é idealizado um cenário de maior competitividade de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), com potencial gerador inferior a 30 MW, e de Centrais Geradoras Hidráulicas (CGH), com potencial de até 5 MW. Estas, apesar de renováveis, enfrentam desafios específicos para seu maior desenvolvimento no Brasil, representando apenas uma pequena parcela de energia na expansão da matriz energética, especialmente nos últimos anos. Por isso, a análise aqui se divide em duas etapas, sendo a primeira a quantificação de um cenário em que desafios específicos do segmento PCH/CGH são extintos, e a segunda a quantificação de um cenário imparcial, de maior isonomia entre as diferentes fontes de geração de energia.

A primeira etapa busca reajustar os preços do segmento PCH/CGH para um cenário de maior competitividade das fontes, simulando o impacto que a eliminação de três desafios específicos promoveria em seu preço. O primeiro está relacionado a um reajuste no tempo de concessão dessas usinas, que hoje está estabelecido no Brasil como 30 anos. Usinas hidrelétricas possuem uma vida útil cujas previsões já alcançam 100 anos, em contraste aos de 25 a 55 anos para outras fontes. Essa discrepância entre a vida útil real e o tempo autorizado para concessão no Brasil tem impactos no preço de viabilização. Por isso, simula-se um cenário em que o investimento é amortizado ao longo da vida útil e tem-se uma concessão renovada por mais 30 anos ao final da primeira, considerando um capital de reinvestimento de 18 R\$/MWh após a primeira concessão e um valor residual proporcional ao investimento não depreciado ao final da segunda, ajustando o preço base com base nesse valor.

O segundo desafio específico do segmento PCH/CGH que é quantificado é o impacto do licenciamento ambiental mais longo (duração média de 7 a 11 anos), complexo e oneroso para instalação de uma pequena central hidrelétrica hoje no Brasil, devido à natureza das instalações hídricas, que envolvem obras civis e áreas de alagamento associadas. Simula-se um cenário de redução de 2 anos no tempo entre o início dos estudos para licenciamento ambiental e a operação da usina. O último desafio para

a competitividade de PCHs/CGHs aqui simulado é o elevado CAPEX a ser investido no empreendimento para sua viabilização, devido ao perfil de customização para o rio em que será instalada e o grande capital para construção da usina (enquanto as outras fontes renováveis, em geral, possuem a maior parte do capital investido em equipamentos). Uma redução no CAPEX dependeria da redução do custo de equipamentos, que, por sua vez, depende de uma produção em maior escala em um cenário de retomada de mercado. Por isso, simula-se um cenário de redução de 5% do investimento total e de 7 meses do tempo de instalação de uma usina por desenvolvimento e padronização de tecnologias. Inclui-se ainda um aumento de 5% no fator de capacidade, hoje em 56% médios, considerando um cenário de maior aproveitamento hídrico.



Simulação do custo real de cada fonte de energia elétrica (B)

A segunda etapa busca quantificar um cenário imparcial de maior isonomia entre as diferentes fontes de geração de energia. O estudo é conduzido eliminando-se benefícios e incentivos específicos que fontes possuem hoje e que as contrastam com outras e verificando o impacto, positivo ou negativo, no preço base.

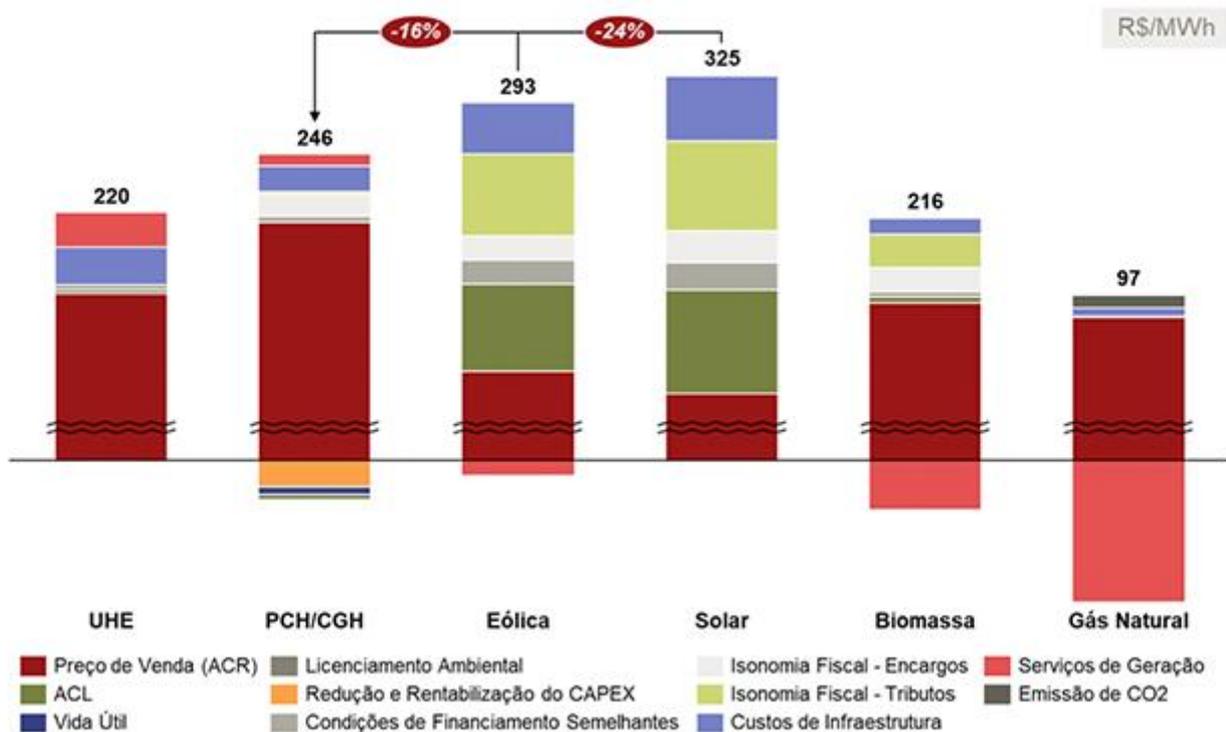
O ponto de partida é a simulação de um cenário com condições padrão de financiamento estimadas a partir de entrevistas com importantes agentes do setor, com uma taxa de juros média de 9,90% (considera CDI de 4,50% somado a um spread de 4,90%), em um prazo de amortização de 24 anos com uma carência de 6 meses para início do pagamento. Simula-se que 70% do capital investido seja financiado. Hoje, o Banco Nacional do Desenvolvimento (BNDES) é a principal fonte de financiamento do setor e apresenta taxas de juros mais competitivas para solar e biomassa (considerado em 7,37%) e para as demais fontes (7,80%). Além disso, projetos de usinas localizadas na região Nordeste acessam financiamentos pelo Banco do Nordeste (BNB), que podem chegar a uma taxa de juros de 6,50%, com um pagamento em 20 anos após 8 anos de carência.

Por outro lado, hoje existem uma série de incentivos e subsídios em impostos e em encargos setoriais, que beneficiam principalmente as fontes de origem renovável. É o caso das tarifas por Uso do Sistema de Distribuição e de Transmissão (TUSD e TUST), incentivadas em 50% para renováveis, e da isenção de gastos em Pesquisa & Desenvolvimento para renováveis. Além desses encargos, quantifica-se o impacto de isenção do pagamento do Uso do Bem Público (UBP), destinado a hídricas, e da Contribuição para a ONS por parte do segmento PCH/CGH. Dos impostos, além da isenção do Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI)² para todas as renováveis, existem incentivos em Imposto de Importação (II) e em Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) para eólicas e solares. O último e talvez mais importante incentivo que afeta o setor energético é o Lucro Presumido, a qual usinas de pequeno porte (com faturamento menor que R\$ 78 milhões por ano) estão sujeitas. O benefício, por ser bastante significativo, acaba atraindo investidores de grandes projetos de geração a os separarem em segmentos, de forma a garantir que cada segmento se enquadre às alíquotas do regime. As PCHs e CGHs, usinas já de pequeno porte, se enquadram naturalmente ao regime.

Além do impacto de incentivos e subsídios no custo para o sistema, e conseqüentemente para o consumidor final, existem custos que acabam sendo incorridos ao sistema ou ao ambiente durante à

geração de energia. É o caso dos custos incorridos associados à geração de energia que não atende ao perfil de demanda no sistema ou do impacto ambiental da emissão de gases poluidores, por exemplo. Para quantificar esses aspectos, busca-se valorar os atributos, de forma a quantificar um custo, negativo ao sistema, ou um benefício, positivo ao sistema, segmentados em:

- (1) Atributos dos custos de infraestrutura³, que consideram os custos de infraestrutura para: alocação da rede de transmissão ou distribuição e do suporte de reativo associados ao gerador, equipamentos de resposta rápida para uma reserva probabilística de geração, equipamentos com inércia, além das perdas na rede de transmissão ou distribuição;
- (2) Atributos dos serviços de geração³, que consideram a capacidade do gerador de: atender ao perfil horário de demanda do contrato, produzir energia acima do requerido no despacho econômico (para reserva estrutural) e injetar potência no sistema para evitar interrupções no fornecimento;
- (3) Atributos da emissão de CO₂, escolhida como uma aproximação para o impacto ambiental, que considera fatores de emissão de carbono por MWh de energia gerada, valorando a tonelada de carbono emitida a um preço de 5 US\$.



Simulação do custo real de cada fonte de energia elétrica (C)

O resultado obtido funciona como uma aproximação do patamar de custo ao sistema que cada fonte de energia promove, considerando as premissas definidas e o período de tempo analisado, e proporciona uma análise comparativa entre as fontes focada em renováveis. A discrepância entre o custo final obtido e o preço de venda inicial em leilões evidencia a visão parcial que a referência do leilão indica. Em relação ao segmento PCH/CGH especificamente, nota-se o impacto que um cenário de maior competitividade e isonomia traz ao preço: o preço da energia elétrica de PCHs/CGHs se torna menor que o de eólicas e solares, em contraste ao cenário atual, em que seu valor é um impeditivo para a expansão do segmento na matriz energética brasileira.

Cláudio Gonçalves é sócio responsável pela prática de Energia na Kearney Brasil