

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO
DEPARTAMENTO DE ECONOMIA MONOGRAFIA DE FINAL
DE CURSO



ESTUDO SOBRE A MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA E SEU
POTENCIAL SUSTENTÁVEL

Lucas Roberti de Oliveira Matrícula: 1713001

Orientadora: Amanda Motta Schutze

RIO DE JANEIRO, 2022

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO
DEPARTAMENTO DE ECONOMIA MONOGRAFIA DE FINAL
DE CURSO



ESTUDO SOBRE A MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA E SEU
POTENCIAL SUSTENTÁVEL

Lucas Roberti de Oliveira Matrícula: 1713001

Orientadora: Amanda Motta Schutze

RIO DE JANEIRO, 2022

Declaro que o presente trabalho é de minha autoria e que não recorri para realizá-lo, a nenhuma forma de ajuda externa, exceto quando autorizado pelo professor tutor.

As opiniões expressas neste trabalho são de responsabilidade única e exclusiva do autor.

1- Introdução

As primeiras discussões sobre o aquecimento dos oceanos devido a emissão de CO₂ aconteceram entre o final da década de 30 e o início da década de 40. Desde 1965, o comitê de assessoria presidencial dos EUA reconheceu que o aquecimento global consistia em uma ameaça real¹. Mas apenas no século XXI os mercados começaram a incorporar esse risco em seus modelos. Hoje em dia ESG é uma palavra presente em muitas discussões de governança empresarial, sendo o “E” representando environment, a palavra da língua inglesa para meio-ambiente.

O fato é que, devido a excessiva demora da nossa sociedade para reagir aos alertas da comunidade científica, o processo de aquecimento global já é praticamente inevitável. Um aumento de pelo menos 1,5°C até o final do século 21 na temperatura média global já é considerado certo pelos especialistas e a meta é manter esse aumento abaixo do limiar considerado crítico de 2°C, acima do qual as mudanças atingiriam potenciais catastróficos². Alguns entre os muitos efeitos esperados pelo aquecimento global são: Aumento do nível dos oceanos, aumento do número de enchentes, alagamento, secas, ondas de calor, menor disponibilidade de água, além de mudanças radicais em biomas terrestres e marítimos causando extinção de diversas espécies de vegetais e plantas. Isto acarretará um impacto não apenas em termos de perdas de vidas humanas, mas também econômico que será sentido por todos os países do planeta. E essas consequências se tornarão radicalmente mais dramáticas ao ultrapassar a meta mais limite defendida pela comunidade científica de +2°C de aumento na temperatura média do planeta. Portanto a necessidade de reduzir as emissões de carbono é um imperativo global. Para poder atingir essa meta de 2°C, todos os países do mundo terão que alterar profundamente seus métodos de produção, eletrificando sua economia e diminuindo a dependência de fontes fósseis e aumentando sua eficiência energética.

O Brasil, é hoje um país que emite muito menos carbono do que a média global. Dono da matriz elétrica com a maior participação de renováveis do planeta, com mais de 80% de participação de fontes renováveis, o Brasil é um dos poucos países do mundo cujo maior volume das emissões são oriundas de desmatamento. Embora a fiscalização do desmatamento seja muito complexa em um país com a maior floresta tropical do planeta e com vários fatores culturais e políticos que dificultem a erradicação deste problema, do ponto de vista puramente de investimento, é muito mais barato reduzir emissões associadas ao desmatamento do que associadas a produção energética uma vez que o primeiro envolve investimento em treinamento e fiscalização enquanto o segundo envolve investimento massivo em capital e em

novas tecnologias, portanto caso o país consiga resolver seus problema políticos, diminuir drasticamente o desmatamento, deveria ser um objetivo não muito custoso.

Por outro lado, a demanda energética se encontra em constante crescimento. Apesar de a pandemia da covid-19 ter freado temporariamente esse processo, o EPE, a empresa de pesquisa energética, responsável pelo planejamento do setor energético brasileiro, ainda projeta um crescimento da demanda energética de 27, 59% na demanda energética e de 40,67% na demanda de energia elétrica entre 2021 e 2031 no país¹. Com um crescimento tão acentuado da demanda, a oferta precisa aumentar proporcionalmente. Como o potencial hidroelétrico de crescimento da oferta hidroelétrica do país se encontra depletado, este crescimento será necessariamente oriundo de fontes fósseis ou de tecnologias renováveis como energia solar fotovoltaica, Energia eólica, Hidrogênio, biomassa e outras tecnologias nascentes que têm se mostrado competitivas do ponto de vista econômico e muito menos poluentes. Dependendo do caminho que o país decida trilhar, a emissão de carbono por parte da matriz energética pode se tornar um problema mais relevante.

Portanto o objetivo deste trabalho é avaliar o cenário em que o Brasil se encontra atualmente, neste contexto de um mundo que demanda uma economia mais neutra em carbono. Focando mais especificamente na expansão da demanda de energia elétrica brasileira, pois a matriz energética como um todo daria um trabalho muito abrangente, cujo desafio se encontra muito além das minhas atuais capacidades. No capítulo dois, apresentarei a expansão planejada da demanda e da oferta nacional de eletricidade segundo o plano da EPE e discutirei as características do sistema interligado nacional o SIN, focando em determinar a situação do Brasil no contexto da mudança no paradigma mundial devido à crise climática. Então, pretendo discutir qual sobre o papel de cada fonte dentro matriz elétrica brasileira no capítulo três. No capítulo quatro farei uma breve análise da economicidade das principais fontes que irão compor a expansão da oferta elétrica do país utilizando um modelo de custos na EPE que serve como referência para o desenvolvimento de projetos de geração elétrica e analisar como a precificação do carbono pode afetar a atratividade de cada fonte. No capítulo cinco discutirei como funcionam as regras do leilão de energia elétrica, como elas podem favorecer a contratação de determinadas fontes. Por fim irei analisar previsões sobre a economicidade dos 8GW previstos em contrações de usinas termoelétricas, previstas pela MP da Eletrobras.

Se nossos planejadores de políticas públicas agirem rápido, aproveitando o grande potencial de oferta de energia renovável que temos e investir em diminuir ainda mais a pegada

de carbono da nossa economia, podemos ter vantagens comparativas em relações aos demais países, por termos uma matriz elétrica singular no planeta atualmente, principalmente caso um acordo de precificação do carbono seja firmado pelas principais economias mundiais, fazendo com que os preços fossem impactados de forma significativa a proporção da emissão de carbono envolvida no processo.

Agora se devido a ineficiência do nosso sistema político e lobby dos setores econômicos envolvidos, o país se apoie em combustíveis fósseis mais do que o necessário, principalmente nos derivados de petróleo e carvão, podemos acabar perdendo ainda mais competitividade no comércio internacional, além de contribuir para um cenário de catástrofe climática que afetaria profundamente todo o país, e o resto do mundo.

2- O Brasil e seu potencial sustentável:

2.1 Preservação Ambiental x Progresso: Falsa Dicotomia

Quando acusado por cortar recursos do meio ambiente, em especial do Ibama, principal órgão fiscalizador do desmatamento no Brasil, os governistas- inclusive o presidente- se defendem dizendo que o Brasil é o país mais sustentável do mundo e apontando alguns dos excelentes indicadores que o país possui nessa área. O argumento para justificar o afrouxamento na fiscalização e redução das verbas destinadas a preservação do meio ambiente, geralmente gira em torno da seguinte lógica: Os países desenvolvidos chegaram a seu status atual emitindo CO₂ desenfreadamente ao longo da história, quando a questão ambiental ainda era massivamente desconhecida ou ignorada pela maioria das nações. O Brasil para crescer precisaria então, seguir pelo mesmo caminho. Os que levam essa lógica ao extremo, defendem que sejam extintas reservas indígenas e áreas de proteção ambiental para que se dê local a atividades produtivas como o garimpo, caça, pesca e principalmente agricultura e pecuária pois o país já possui a maior floresta tropical do planeta. Segundo esta lógica também não existiria problema em importar Diesel importado a preços subsidiados, pois o país já emite CO₂ muito menos do que a média mundial e da OCDE, teria então um passe livre para desmatar e utilizar combustível fóssil. Já fazemos a nossa parte em questão de sustentabilidade- temos gordura para queimar e deveríamos usá-la se quisermos nos tornar uma nação desenvolvida.

Essa noção não poderia estar mais equivocada. Foi estabelecido anteriormente neste trabalho, a necessidade de reduzir emissões de carbono é um imperativo global. As consequências irão afetar, com diferentes graus de intensidade todos os países. E para atingir a meta de zerar as emissões líquidas de carbono global até 2050, todos os países terão que reduzir sua pegada de carbono, aumentar sua eficiência energética e investir em tecnologia de captura de carbono. É justo que se exija das nações desenvolvidas ajuda financeira e tecnológica para viabilizar a transição energética nos países com menos condições. Existem, mesmo que insuficientes, mecanismos de solidariedade internacional que transferem renda dos países desenvolvidos para países com menos condições, um exemplo aqui no Brasil é o fundo Amazônia que é uma transferência de renda condicionada para o Brasil, tendo como requisito manter algumas metas na prevenção do desmatamento, visando criar um incentivo financeiro para a preservação da floresta. A insuficiência da ajuda internacional não pode ser desculpa para o descaso com a política ambiental. Mesmo porque no mundo de hoje a lógica de que é preciso poluir e ou desmatar para se desenvolver não se sustenta. O sistema

financeiro internacional cada vez mais precifica o impacto ambiental dos projetos no risco de seus portfólios. Um sistema de precificação de carbono que torne projetos mais poluentes menos atraentes é apenas uma questão de tempo. Portanto, se o Brasil quiser se desenvolver e se industrializar e ganhar tração no cenário econômico internacional, sua única alternativa é investir em potencializar sua capacidade de geração renovável e aumentar sua eficiência energética, permitindo produzir emitindo a menor quantidade possível de CO₂ o que irá se traduzir em competitividade.

2.2 Os indicadores de sustentabilidade da matriz energética brasileira.

O que define um país como sustentável? Existe um extenso debate, tanto no campo político, tanto no campo acadêmico, sobre quais seriam os indicadores mais eficientes em determinar o quanto um país é e ou, principalmente, não é sustentável. Alguns acusam países como China, EUA e Rússia, por serem, nesta ordem, os três maiores países em emissões líquidas de CO₂ por ano. Alguns apontam as emissões per capita como a métrica mais justa. Outros afirmam que seria o estoque de emissões desde a industrialização. De qualquer forma, o Brasil apresenta números muito satisfatórios por [quase] qualquer métrica que se utilize.

Primeiramente olharemos a emissão per capita de CO₂ do Brasil, considerando a totalidade das fontes energéticas. Emissões anuais de CO₂ per capita, e como esta evoluiu na última década. Depois olharemos para o setor elétrico, comparando as emissões líquidas com os países da OECD e da América do sul. Veremos então qual a participação de cada fonte nesse volume de emissão e como esta participação vem mudando na última década. Por fim, olharemos as emissões por MW/h e por unidade do PIB, comparando com os países da OECD.

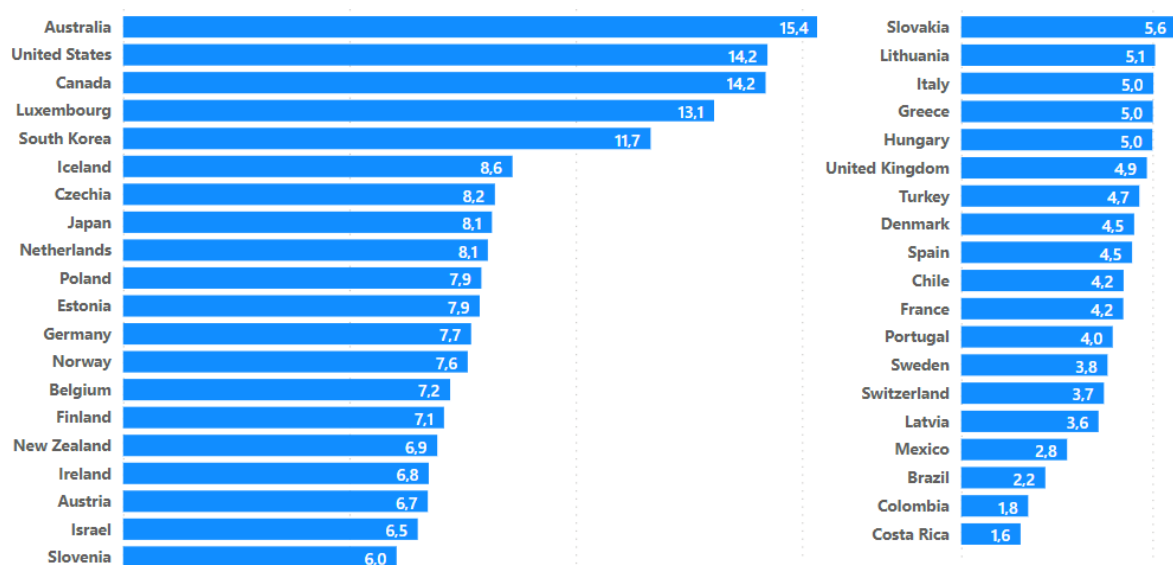
2.2.1 x Comparação do Setor Energético

A figura 2.1 mostra o volume de emissão em toneladas de CO₂ de cada país da OECD e do Brasil per capita, durante o ano de 2020. Neste ranking de 39 países, os 38 membros de OECD mais o Brasil, o país aparece em 37º, emitindo mais apenas do que a Colômbia e a Costa Rica por habitante. A Austrália e os Estados Unidos, respectivamente primeiro e segundo colocados no Ranking, emitem respectivamente 7 e 6,4 vezes mais carbono do que o Brasil para cada pessoa.

Ao olhar na figura 2.2, para a trajetória do Brasil desde 2010, podemos observar que uma trajetória de aumento até 2014 e desde então uma leve tendência de queda, exceto em

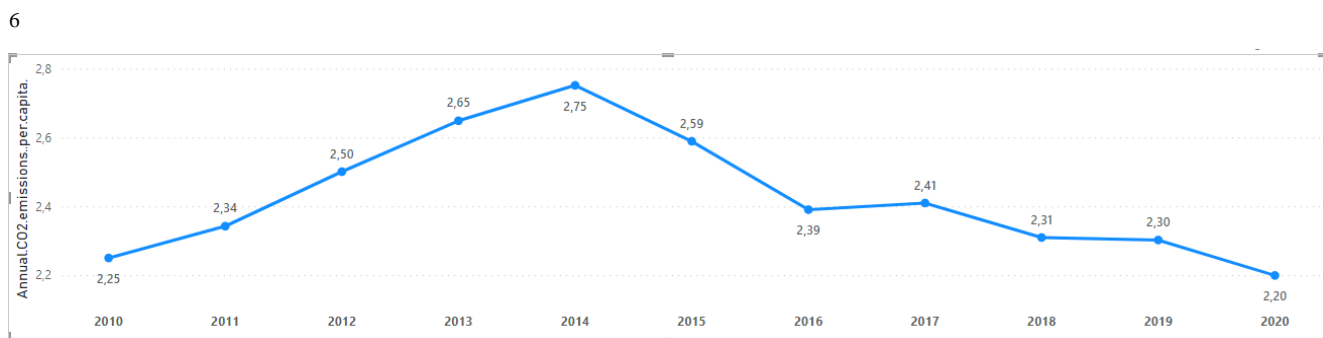
2017 com um leve aumento. Esta diminuição poderia potencialmente ter ocorrido de maneira mais acelerada, caso não houvesse ocorrido o aumento do desmatamento no país, consequência do enfraquecimento das entidades responsáveis pela fiscalização ambiental. Investindo mais em fiscalização ambiental e em energia renovável, o país pode acelerar essa trajetória de redução, mesmo com o aumento projetado da demanda elétrica per capita pelo PDE 2031⁸

Figura 2.1 Ranking de emissões de tCO₂ per capita- Países da ODCE + Brasil no ano de 2020⁶



Fonte: Dados: Our World in Data Gráfico: Elaboração Própria

Figura 2.2 Evolução da Emissão de CO₂ per capita brasileira entre 2010 e 2020. Em tCO₂/ano



Fonte: Dados: Our World in Data Gráfico: Elaboração Própria

2.2.2 Emissões anuais líquidas de CO₂ Setor elétrico

Como podemos ver na figura 2.3, o setor elétrico brasileiro foi responsável por emitir 71 bilhões de toneladas de CO₂ e no ano de 2020. O equivalente a 23,43% do total das

emissões dos países da América do sul. Levando em conta que o país contava com quase metade, 48,6% da população da subregião⁴ e 50,61% do PIB em 2020⁵, esses números são relativamente baixos.

Ao acompanhar a figura 2.4, que mostra a evolução dos números por fonte no Brasil, podemos observar que a tendência geral na década passada foi de crescimento até 2014, quando o país teve um ano hidrológico muito ruim isso ocasionou um aumento de dos despachos, mas desde 2016, as emissões estavam estáveis em torno do 80 toneladas anuais, até o mínimo de 71, do ano de 2020, marcado pela retração econômica forte, consequência da pandemia da COVID 19, que diminuiu a demanda por energia no país. Em 2021, tivemos um outro ano de hidrologia ruim, o que novamente ocasionou aumento dos despachos.

A maior variância nas emissões entre os anos aparece exatamente em duas fontes: Gás natural e nos demais fósseis. Isso se deve pelo fato de que a maior parte das termoeletricas Brasileiras são a base de gás natural ou óleo diesel, que na base de dados utilizada, está caracterizada como demais fósseis (Other Fossil no inglês). Nos capítulos 3 e 4, falaremos mais sobre as termoeletricas e como é determinado seu despacho.

Comparando com os países da OECD, no ano de 2020, olhando a figura 2.5, podemos ver que o Brasil aparece em 13º lugar dentre 39 países, em volumes de emissão líquida do setor elétrico. Dentre os 12 países que emitiram mais do que o Brasil, apenas os Estados Unidos possuíam uma população maior que o Brasil no ano de 2020. 329,5 milhões de habitantes estadunidenses comparado a 212,2 milhões de brasileiros. Os EUA tinham 1,55 vezes a população, mas seu setor elétrico emitiu 56,9 vezes mais carbono em 2020.

Figura 2.3: Emissão de carbono no setor elétrico – Países da América do Sul entre 2010 e 2020⁷

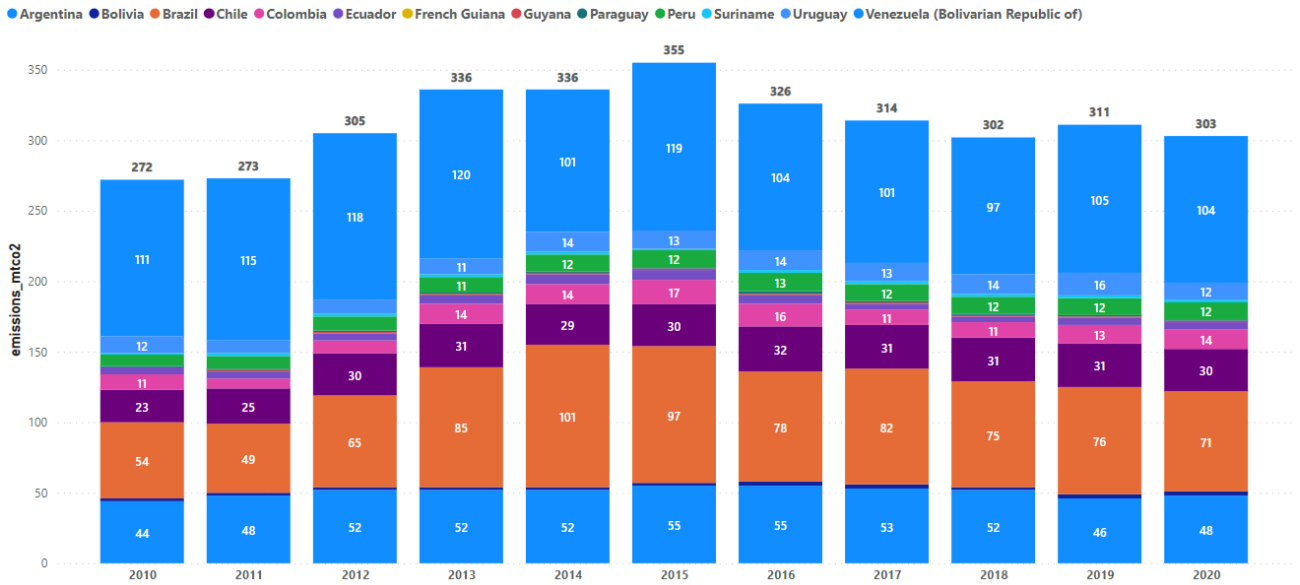


Figura 2.4: Emissão de carbono do setor elétrico Brasileiro por ano e setor entre 2011 e 2021⁷

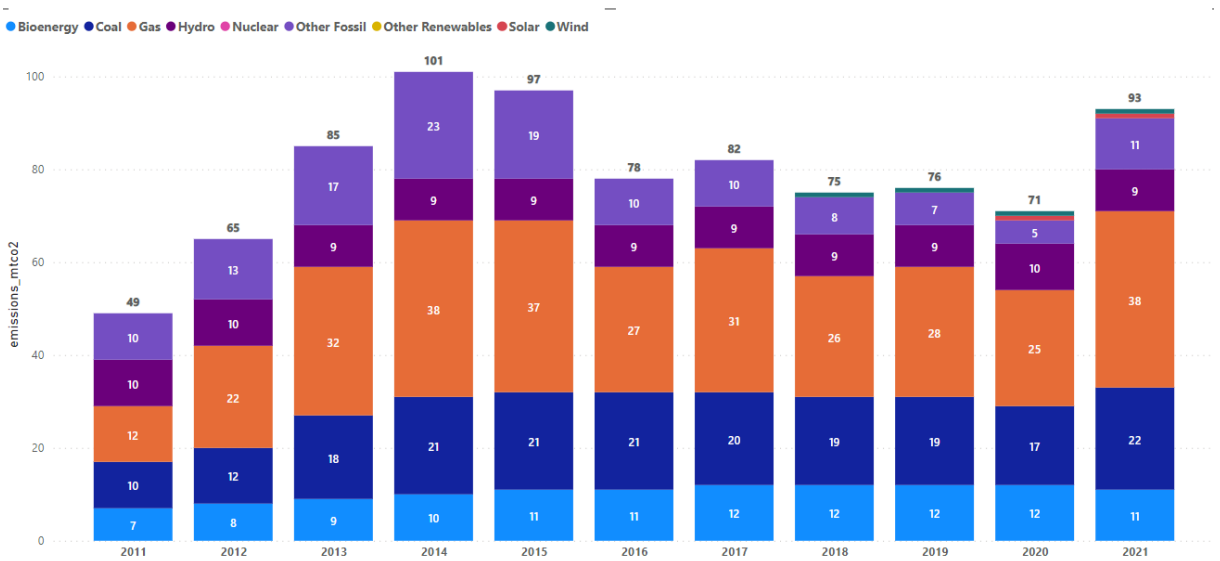
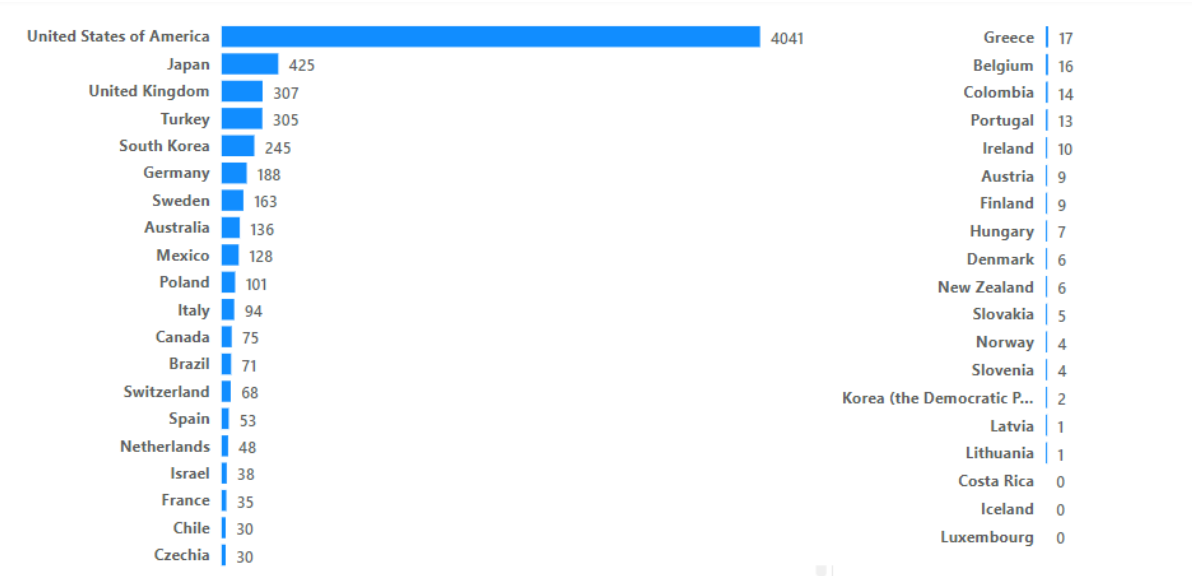


Figura 2.5 Emissão de carbono do setor elétrico em 2020. Países da OCDE e Brasil.⁷



Fonte: Dados: Ember Gráfico: Elaboração Própria

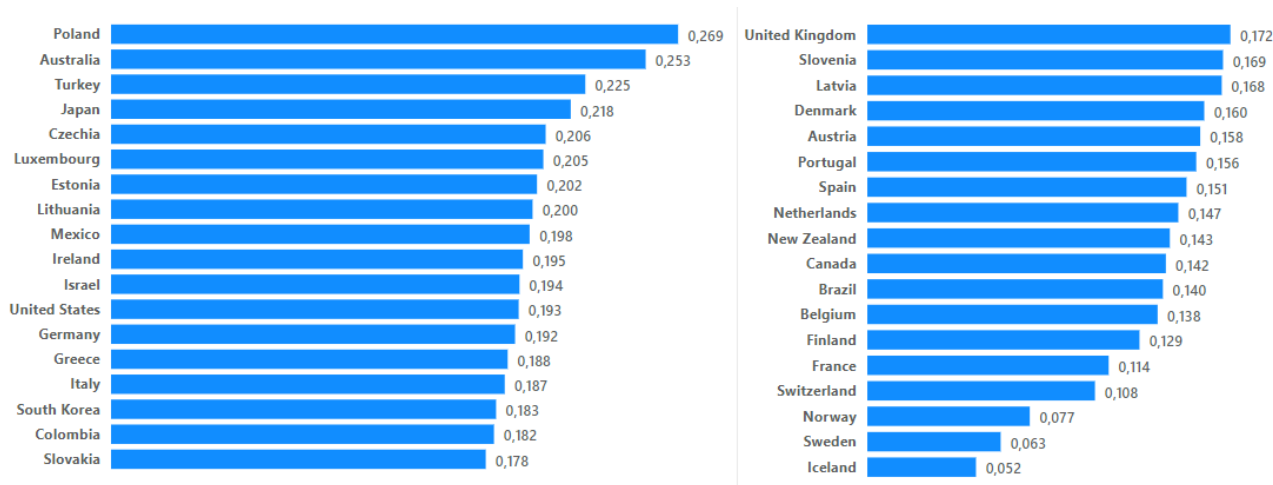
2.2.3 Emissões por kw/h e por unidade do PIB

Para encerrar essa análise, é importante olhar pra métricas que medem a eficiência energética. Ou seja, a capacidade do país produzir poluindo o menos possível, ao olhar a emissão de CO2 por kw/h, podemos avaliar quais países tem o sistema elétrico mais limpo e como o Brasil se encontra comparado aos demais países.

Como podemos ver na figura 2.6, O Brasil tem um coeficiente de emissão de CO2 por kw/h de 0,14. O que o coloca atrás apenas de 7 países, todos eles da Europa e com indicadores socioeconômicos muito melhores que os brasileiros. Isso é uma forte evidência do quão eficiente é o nosso sistema elétrico. Embora uma matriz baseada em hidroelétrica traga alguns problemas associados a incerteza hidrológica, nos permite produzir energia elétrica de extremamente limpa. E existe potencial latente para melhorar ainda mais estes indicadores.

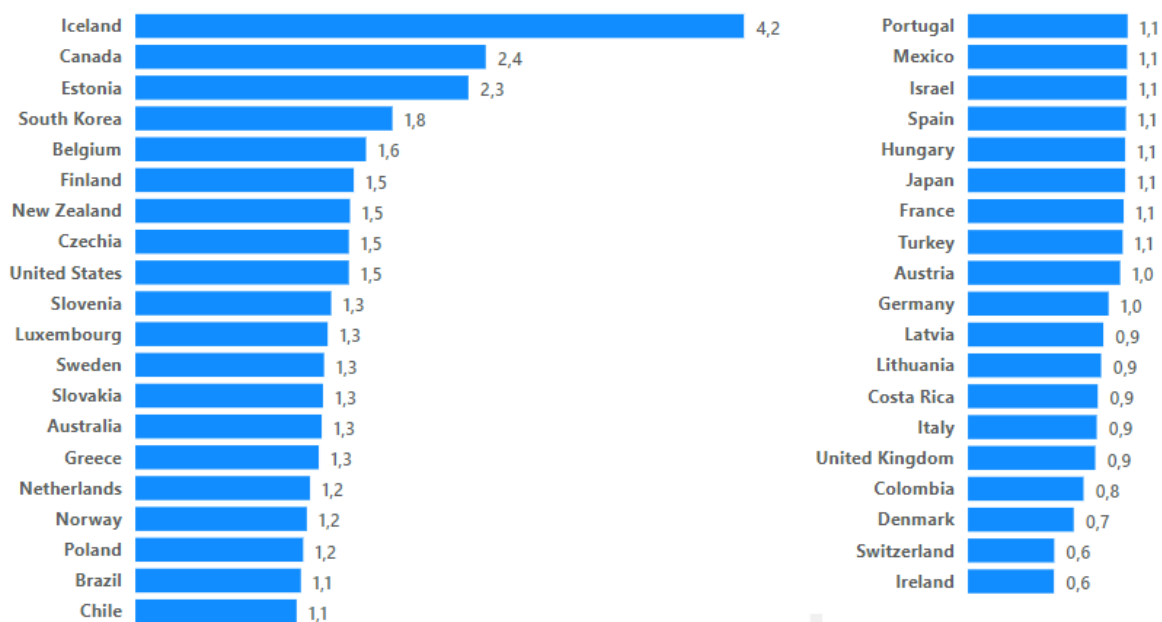
Por fim, na figura 2.7, temos os números de emissões por unidade do PIB considerando a paridade do poder de compra, podemos ver que o Brasil se encontra no meio da tabela, junto de vários países com uma razão de 1,1 dólar/ kw/h. Podemos interpretar estes dois dados conjuntamente da seguinte forma. O Brasil produz energia elétrica de maneira bastante limpa, mas seu processo produtivo consome energia de maneira semelhante aos países medianos da OECD. Melhorar a eficiência energética pode ser um caminho para ampliar o potencial renovável do país e se preparar para as mudanças econômicas oriundas de um novo paradigma sustentável.

Figura 2.6: Emissão de Carbono por unidade energética Brasil e países da OECD (sem a Costa Rica) em 2020 em kg de CO₂ por kw/h₉.



Fonte: Dados: Our world in data Gráfico: Elaboração Própria

Figura 2.7: Consumo de energia para cada unidade do pib em 2018. Medida em kw/h por Dólar americano de 2011(PPP)₆.



Fonte: Dados: Our World in Data Gráfico: Elaboração Própria

2.3 Planejamento da expansão da oferta elétrica

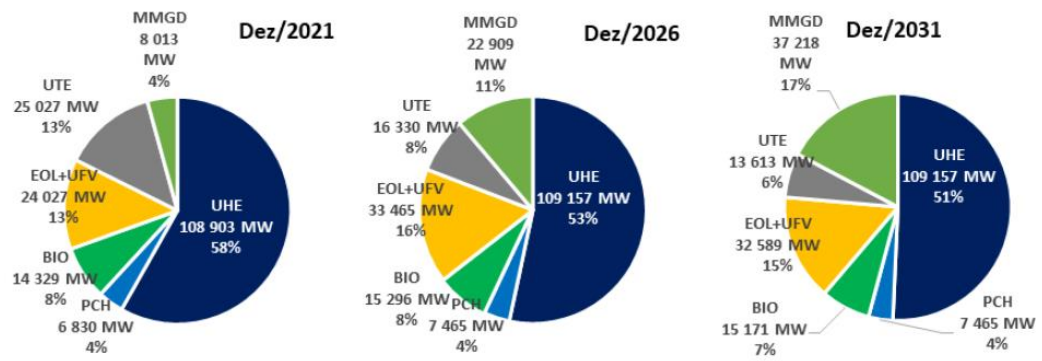
Planejar a expansão da geração elétrica do país é uma tarefa muito árdua. Requer projetar o crescimento da demanda e escolher os projetos de geração que apresentem mais vantagens do ponto de vista econômico, mas também do ponto de vista ambiental. Somando

isso a imprevisibilidade das fontes hídricas e a enorme extensão do território brasileiro e sua necessidade constante de investimento em linhas de transmissão, torna a tarefa ainda mais hercúlea. A EPE, empresa de planejamento energético é o órgão responsável por fazer os estudos e elaborar os planos decenais de energia, que desenhar o panorama energético para próxima década e servem de base para os tomadores de decisão montarem os leilões de energia elétrica, que decidem quais projetos serão contratados para fornecer energia elétrica ao SIN.

Na versão mais recente do documento, o PDE 2031 a empresa faz uma projeção sobre a participação de cada fonte na capacidade instalada do sistema elétrico brasileiro. Entre as fontes analisadas estão as Usinas Hidroelétricas, as PCH- abreviação para pequenas centrais hidroelétricas, térmicas a base de biomassa, energia eólica e solar fotovoltaica, usinas termoelétricas e microgeração distribuída ou apenas MMGD que não é uma fonte propriamente dita, mas refere-se a pequenas centrais geradoras de diversas fontes, a maioria a base de energia solar fotovoltaica, mas algumas eólicas, ou térmicas, com capacidade menor ou igual a 75KW. O gráfico com detalhamento entre as fontes e o gráfico de detalhamento das fontes de MMGD encontram reproduzidos respectivamente nas figuras 2.8 e 2.9.

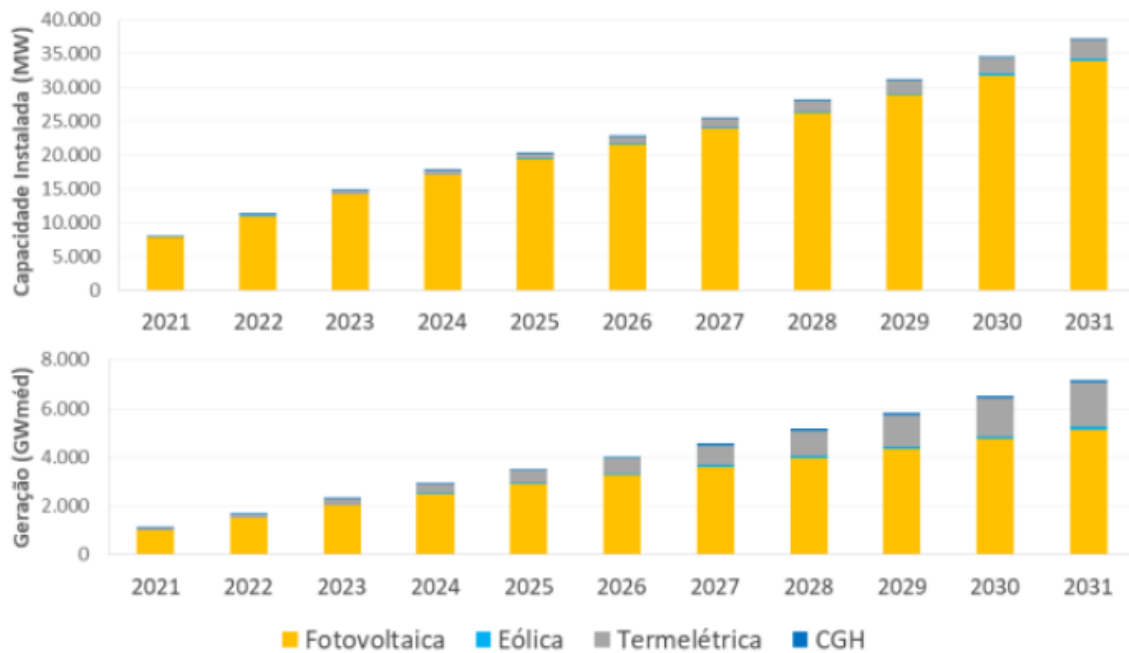
A análise do gráfico revela que dentre as fontes, a que mais se prevê expansão é a solar fotovoltaica seguido da eólica que predominam a expansão em MMGD e das usinas de maior porte também. A participação das fontes hidroelétricas, se manterá praticamente estável em níveis absolutos o que reflete o depletamento do potencial hidroelétrico do sistema e faz com que sua participação no total caia, mas ainda irá corresponder a 51% do total. As usinas de biomassa também se manterão constantes, perdendo participação de 8 para 7%. As UTEs é que tem a maior perda de participação na capacidade instalada do sistema, caindo de 13% em 2021 para 6%, segundo a previsão para 2031.

Figura 2.8: Projeção de crescimento da capacidade instalada do SEB por fonte entre 2021 até 2031₁₀.



Fonte: EPE

Figura 2.9: Projeção de expansão da capacidade instalada em MMGD, por fonte entre 2021 até 2031₁₀.



Fonte: EPE

Essas previsões de queda da capacidade instalada em UTEs teve como premissa a não renovação da concessão de nenhuma das usinas térmicas a base de carvão e derivados de petróleo e o papel das UTEs a gás como mecanismo de backup do sistema em momentos de hidrologia crítica, mas sem crescimento expressivo de sua participação. Mas tal cenário

difícilmente irá se concretizar diante da aprovação pelo congresso da 14.182/2021. O assunto original do qual o PL se dispõe sobre a tratar é privatização da Eletrobras, mas em uma manobra política típica do nosso sistema eleitoral, foi incluso um texto que obriga a contratação até 2030 de 8 GW de capacidade instalada de termelétricas a gás natural pelo SIN, sendo 1 GW no Nordeste, 2,5 GW no Centro-Oeste, 2,5 GW no Norte e 2 GW no Sudeste. Discutiremos com mais detalhes no capítulo 5 as contradições e ineficiências econômicas previstas nesse projeto. Neste momento o importante é frisar como os interesses políticos distintos podem fazer com que o a expansão do setor elétrico não seja como planejam os estudos da EPE.

Neste capítulo o objetivo foi apresentar alguns dados para mostrar como a matriz elétrica brasileira emite pouco CO₂, comparada ao resto do mundo e falar um pouco de suas características. No próximo capítulo irei mergulhar mais a fundo na composição do sistema elétrico brasileiro, ficará mais evidente o porquê de o país ter números tão satisfatórios e quais são as características e limitações de cada fonte.

3- A Composição da matriz elétrica Brasileira

3.1 Participação relativa das fontes geradoras

Ao estudar o sistema elétrico brasileiro, é importante avaliar a importância de cada fonte, para a o sistema como um todo. Além do potencial de desenvolvimento de novas unidades geradoras para o país. No capítulo anterior, analisei uma projeção da EPE para os próximos dez anos. É importante para esta análise entender também os números históricos e verificar como a participação de cada fonte evoluiu ao longo do tempo, visando entender os principais fatores socioeconômicos por trás dessa evolução. Irei explicar também em linhas gerais, como funciona cada uma destas tecnologias.

Tabela 3-1 Matriz por origem de combustível- empreendimentos em operação¹¹.

Origem	Tipo	Combustível	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	% Potência Outorgada
Hídrica	Potencial hidráulico	Potencial hidráulico	1378	109.498.429,69	59,10%
Eólica	Cinética do vento	Cinética do vento	821	21.827.908,86	11,78%
Fóssil	Gás natural	Gás Natural	167	17.095.682,39	9,23%
Biomassa	Agroindustriais	Bagaço de Cana de Açúcar	415	11.993.614,20	6,47%
Solar	Radiação solar	Radiação solar	10913	5.203.947,56	2,81%
Fóssil	Petróleo	Óleo Diesel	2241	4.531.298,19	2,45%
Fóssil	Petróleo	Óleo Combustível	48	3.307.449,28	1,79%
Biomassa	Floresta	Licor Negro	21	3.285.441,00	1,77%
Fóssil	Carvão mineral	Carvão Mineral	13	3.202.740,00	1,73%
Nuclear	Urânio	Urânio	2	1.990.000,00	1,07%
Fóssil	Petróleo	Outros Energéticos de Petróleo	16	985.108,00	0,53%
Biomassa	Floresta	Resíduos Florestais	69	642.210,00	0,35%
Fóssil	Petróleo	Gás de Refinaria	7	419.530,00	0,23%
Fóssil	Carvão mineral	Gás de Alto Forno - CM	7	351.690,00	0,19%
Biomassa	Resíduos sólidos urbanos	Biogás - RU	24	199.887,60	0,11%
Fóssil	Outros Fósseis	Calor de Processo - OF	4	165.970,00	0,09%
Biomassa	Floresta	Lenha	10	163.075,00	0,09%
Biomassa	Floresta	Gás de Alto Forno - Biomassa	12	127.705,05	0,07%
Biomassa	Agroindustriais	Casca de Arroz	13	53.333,00	0,03%
Fóssil	Gás natural	Calor de Processo - GN	1	40.000,00	0,02%
Biomassa	Floresta	Carvão Vegetal	7	38.197,00	0,02%
Biomassa	Agroindustriais	Biogás-AGR	4	31.867,00	0,02%
Biomassa	Agroindustriais	Capim Elefante	2	31.700,00	0,02%
Fóssil	Carvão mineral	Calor de Processo - CM	2	28.400,00	0,02%
Biomassa	Resíduos sólidos urbanos	Resíduos Sólidos Urbanos - RU	7	23.413,00	0,01%
Biomassa	Resíduos sólidos urbanos	Carvão - RU	3	8.250,00	0,00%
Biomassa	Biocombustíveis líquidos	Óleos vegetais	4	5.630,40	0,00%
Biomassa	Floresta	Biogás - Floresta	1	5.000,00	0,00%
Biomassa	Resíduos animais	Biogás - RA	16	4.891,20	0,00%
Fóssil	Petróleo	Gás de Alto Forno - PE	1	1.200,00	0,00%
Biomassa	Biocombustíveis líquidos	Etanol	1	320,00	0,00%
Undi-Elétrica	Cinética da água	Cinética da água	1	50,00	0,00%
Total			16231	185.263.938,42	100,00%

Fonte: ANEEL (Sistema SIGA)

O sistema elétrico brasileiro é diferente da maior parte das matrizes elétricas ao redor do mundo, por ser um sistema cuja base é a energia hídrica e não a térmica, como acontece no resto do mundo. As termoeletricas teriam um papel secundário, porém vital de serem acionadas em momentos de pico de demanda e em momentos de baixa no nível dos reservatórios, agindo então como um backup do sistema. Até 10 anos atrás, em 2012. Estas duas fontes correspondiam por 97% da capacidade instalada do sistema. Em 2020, ainda correspondiam a 87% o que ainda é um número bastante expressivo, no entanto, é notório nos últimos 10 anos, o ganho de importância relativa de outras fontes geradoras, em especial a eólica e solar. A evolução tecnológica vem fazendo com que os custos dessas fontes se

tornem cada vez mais competitivos e acessíveis. Mas os desafios da implantação das novas fontes não se trata apenas de comprovar sua viabilidade técnica e econômica, mas também de romper com os interesses de agentes estabelecidos que tem muito a perder com a diminuição da importância de fontes fósseis.

3.2 Usinas Hidroelétricas

O sistema elétrico brasileiro é conhecido por suas grandes hidrelétricas, construídas principalmente durante a década de 70, no período da ditadura brasileira, em especial, dois de seus maiores empreendimentos hidrelétricos: Itaipú e Tucuruí, foram construídos durante esse período, o investimento em hidrelétricas, no entanto se mostra uma constante no país desde muito antes... Mesmo antes do período Vargas, no início do século, a hidroeletricidade, juntamente com os derivados de petróleo, eram as fontes que ganhavam mais importância relativa no país. A lenha era na época, a principal fonte energética e em segundo lugar o carvão. Que no Brasil nunca teve o papel central que tivera outrora em países europeus. A hidroeletricidade apresentou crescimento no Brasil durante todo o século XX. ¹¹

Como funciona afinal uma usina hidroelétrica? A água de um rio é represada em uma barragem e são instaladas turbinas, que giram conforme a força da passagem da água, essas turbinas é que produzem a energia elétrica que é então captada e enviada via linhas de transmissão para o sistema interligado nacional. Para realizar este tipo de empreendimento, além de necessário um longo tempo de construção e planejamento é necessário realizar uma grande intervenção no meio ambiente. Em alguns casos é necessário alagar grandes áreas o que afeta a fauna e flora das regiões adjacentes além de comunidades que estejam situadas nos arredores. Portanto é necessário antes de construir este tipo de usina, avaliar os impactos e ver se os ganhos em questão de energia gerada compensam os danos ambientais e sociais do projeto. Quando se diz que o potencial hídrico do Brasil está esgotado, não quer dizer que não seja mais possível construir hidrelétricas em território nacional, mas sim que não existem mais, segundo a avaliação de especialistas em planejamento energético, locais nos quais seja possível construir uma hidrelétrica em que o custo ambiental compense pela capacidade instalada do empreendimento. A própria construção da Usina de Belo Monte, durante o governo da ex-presidente Dilma Rouseff, foi muito contestada, exatamente por esse motivo. Os custos de CAPEX do investimento + os custos ambientais não compensariam os ganhos em termos de energia e a obra só teria sido efetuada por motivos políticos e não econômicos.

Não existem previsões para novos empreendimentos hídricos para os próximos anos, mas é importante entender o funcionamento destes empreendimentos, pois eles compõem a maior parte da capacidade instalada do sistema. Uma das características mais importantes a serem abordadas é dependência das séries hidrológicas. Ou colocando de maneira mais simples, das chuvas. Períodos de pouca ou nenhuma chuva nas regiões dos reservatórios prolongados, podem ocasionar a baixa nos reservatórios o que pode fazer com que as usinas térmicas tenham que ser despachadas, aumentando o custo da energia para o consumidor final.

3.3 Usinas Termoelétricas

As usinas termoelétricas são usinas que funcionam a base de queima de algum tipo de combustível para gerar energia a base do calor. Existem diversos tipos de usinas termoelétricas que funcionam a base de diversos combustíveis. No Brasil as mais comuns são usinas que queimam gás natural e biomassa. Mas também possuímos a base de muitos outros combustíveis como usinas a base de carvão, óleo diesel e óleo combustível.

As usinas termoelétricas possuem uma vantagem com relação as demais fontes que é a possibilidade de serem acionadas sob demanda. Uma UTE de ciclo simples de gás natural pode ficar desligada, incorrendo um custo de operação próximo de zero e ser acionada pelo sistema e gerar energia em até duas horas. Além disso, os custos de capex de uma UTE são menores em média em comparação as demais fontes. A maior parte do seu custo é referente ao custo variável justamente pela aquisição de combustível para queima. Estas duas características fazem com que sejam candidatos ideais para cumprir o papel de reserva do sistema. Esta configuração de sistema é o principal fator que explica as bandeiras tarifárias, conhecidas de todos os consumidores. Em momentos de hidrologia boa, em que as térmicas são despachadas apenas seus fatores de inflexibilidade, temos uma bandeira tarifária verde, mas conforme os níveis dos reservatórios abaixam e UTEs são acionadas, seu elevado custo com combustível é repassado ao consumidor final na conta de energia, na forma de uma bandeira tarifária mais elevada: amarela ou vermelha.

Nos próximos anos, com o crescimento da demanda e o depletamento do potencial hídrico é preciso entender qual papel caberá as UTEs desempenhar no sistema. E quais combustíveis serão utilizados. O papel das térmicas a carvão e diesel vem diminuindo. Recentemente, uma liminar da justiça impediu que térmicas que venceram o leilão de

potência de 2021 de fato se sagrassem vencedoras. Isto se deve ao fato de essas fontes serem altamente emissoras de CO₂. O Gás Natural, por ser uma fonte fóssil menos poluente, é a fonte que vem cumprindo o papel de abastecer a maioria das térmicas do SIN. Além disso, uma demanda de gás natural térmica mais constante poderia ajudar a ancorar a demanda do gás natural nacional viabilizando projetos e reduzindo incertezas dos produtores. É preciso ressaltar, porém, que o gás natural ainda é um combustível emissor de carbono e que sua utilização envolve custos consideráveis. Outra ressalva a ser feita é que o sistema dos leilões de energia adotado atualmente tem feito com que térmicas conectadas a terminais de GNL sejam mais competitivas do que térmicas conectadas ao sistema de transporte de gás nacional, o que atrapalharia esta sinergia entre o gás nacional e a geração térmica. No capítulo 4, iremos analisar a estrutura de custos das diversas fontes e veremos como a precificação do carbono torna as opções fósseis menos atrativas e como as regras do leilão impactam na competitividade dos projetos.

3.4 Usinas Eólicas

Usinas eólicas geram eletricidade através de turbinas que giram de acordo com a velocidade dos ventos. Os primeiros projetos deste tipo foram instalados no país na década de 20, mas foi na primeira década do século XX que este tipo de empreendimento decolou, hoje compõe cerca de 12% da capacidade instalada do sistema, sendo a segunda maior fonte em participação na análise por combustível, superando o gás natural.

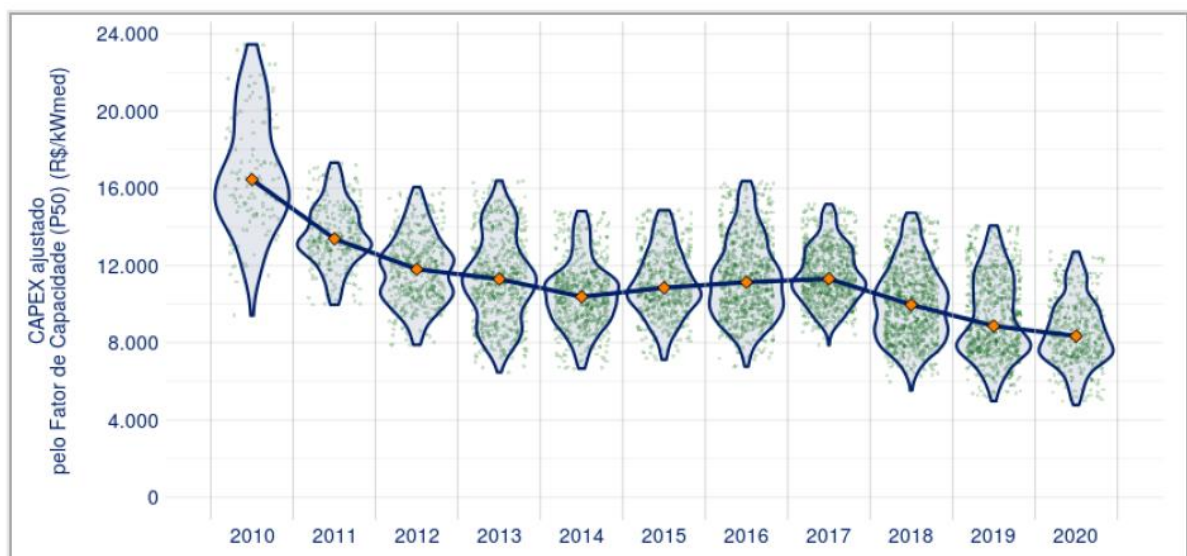
O aumento do emprego desta tecnologia nas últimas décadas não se deve apenas a busca por fontes menos poluentes de geração. Conforme a tecnologia é aperfeiçoada, os custos de desenvolvimento dos projetos vêm apresentando uma tendência de queda, a figura 3-2, retirada do caderno de preços de geração da EPE, mostra a evolução dos preços de capex em reais por kw. Podemos observar que a média dos preços caiu de R\$/KW 8000 em 2010 para um pouco acima dos R\$ 5000 em 2020. Uma redução por si só já bastante expressiva. Quando observamos o valor do CAPEX ajustado pelo fator de capacidade, que considera melhor a intermitência da geração eólica em relação a disponibilidade de vento, podemos observar que essa melhora foi ainda mais expressiva, vide o gráfico 3-3. Caindo da faixa dos R\$ 16.000 para R\$ 9000.

Figura 3-2: Evolução dos valores de CAPEX da fonte eólica ¹².



Fonte: EPE

Figura 3-3 Evolução dos valores de CAPEX ajustado da fonte eólica em R\$/kWmed₁₂.



Fonte: EPE

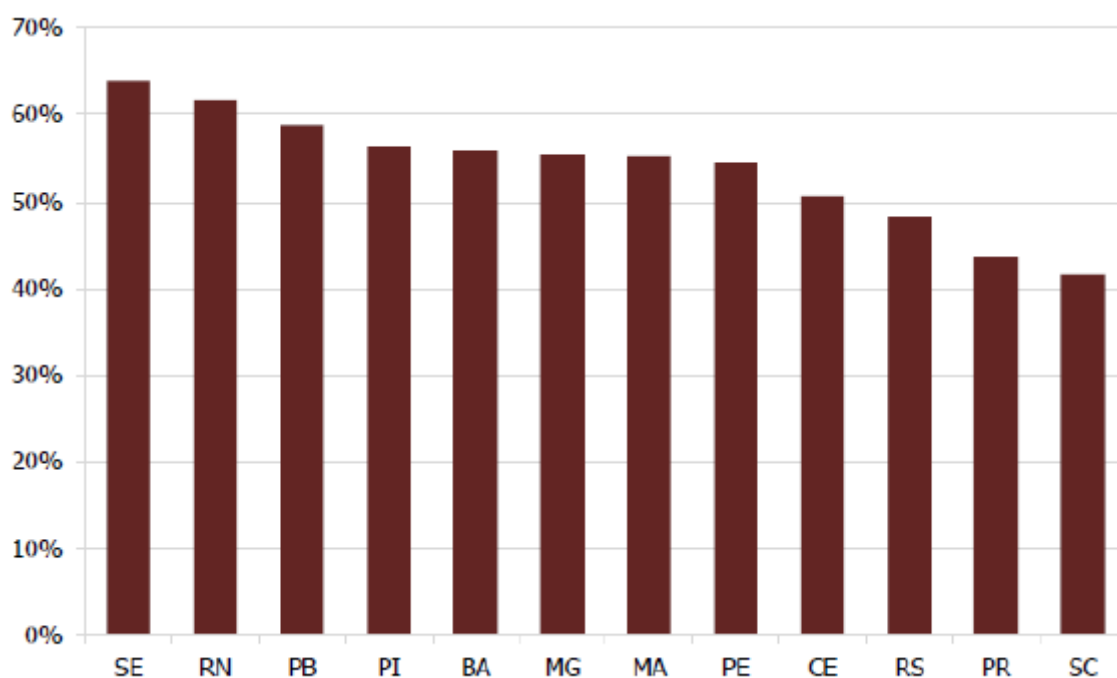
A Evolução no modelo dos aerogeradores, tem feito com que os modelos tenham maior altura com o passar nos anos. Altitudes maiores proporcionam a captura de recursos eólicos menos turbulentos e muitas vezes mais fortes¹⁴. O diâmetro dos rotores também vem aumentado em tamanho, buscando capturar uma área maior.

Outra característica que favorece o emprego da tecnologia no país é o fator de capacidade muito acima da média mundial de 28%¹⁵. O país mostra um fator de capacidade médio, obtido através da média de geração dos empreendimentos cadastrados de 40% no sul e sudeste e de 47% no Norte e no Nordeste do país¹⁶. Fator de capacidade é essencial para

analisar a competitividade de um projeto uma vez que refletem o quanto em média o projeto irá gerar de fato, dado uma disponibilidade de vento. Note que esse fatores de capacidade são considerando o P50. Temos na figura 3-4 o fator de capacidade médio de 12 estados, com base no p50, a partir de 2016. Os cinco primeiros colocados na lista: Sergipe, Rio Grande do Norte, Paraíba, Piauí e Bahia são estados da região Nordeste, todos acima de 55%. Temos 1 estado do sudeste, MG na sexta posição, os três estados do Sul e outros três estados do Nordeste completando a lista, em um total de oito estados da região.

Um dos fatores que impedem uma maior penetração da geração eólica no sistema é a imprevisibilidade na geração. A imprecisão com relação a quantidade de energia gerada no curto prazo pela usina eólica dificulta a harmonização entre oferta e demanda de energia, essencial para o bom funcionamento do sistema elétrico. Um outro problema é a disponibilidade reduzida do recurso justamente nos horários de pico de demanda do sistema. A utilização de outras fontes de rápido acionamento é essencial para minimização dessa restrição. Uma medida adotada pelo governo, publicada na nota técnica EPE-DEE-NT-072, fez com que a garantia física dos projetos seja calculada a partir do P90 ao invés do P50, a partir de julho de 2013, o que aumentaria a confiabilidade da energia gerada, por utilizar um valor mais conservador¹⁷. Em 2018, uma decisão do governo alterou o tipo de contrato para um contrato por quantidade, onde o empreendedor se compromete a produzir uma certa quantidade de energia e assume o risco da variabilidade da produção, tendo que negociar eventuais sobras ou faltas relativas as quantidades contratadas no mercado livre¹⁸.

Figura 3-4 Média dos fatores de capacidade, com base no P50, por estado entre 2016 e 2018¹⁹.



Fonte: EPE

3.5 Geração Solar Fotovoltaica

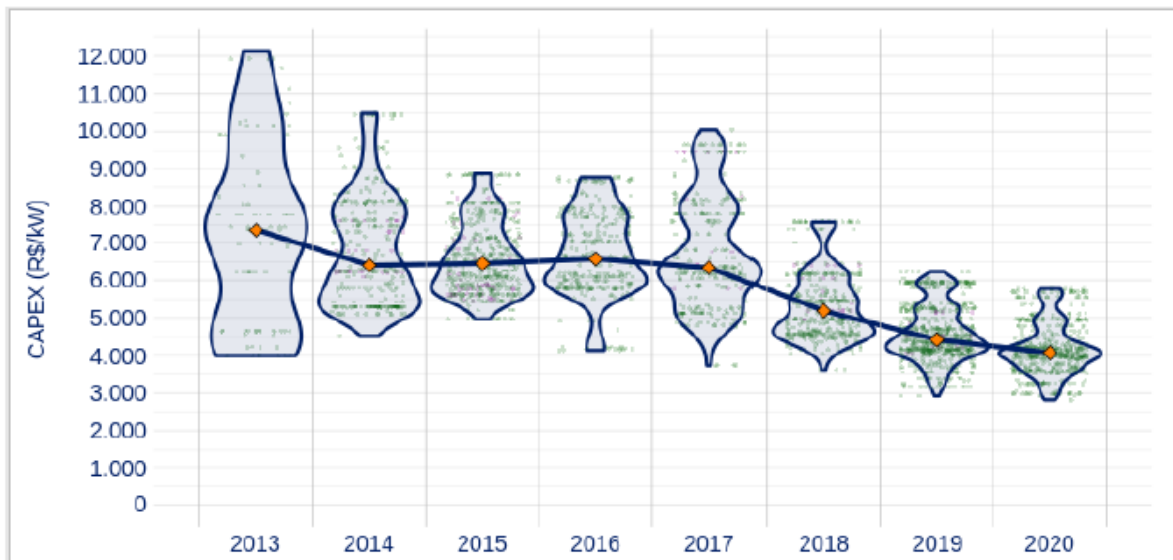
A Geração solar fotovoltaica é feita a partir de placas que conseguem absorver as partículas de luz solar e transformá-las em eletricidade. O material mais preponderante nessas placas atualmente é o silício¹⁹. Uma das características da geração solar é a possibilidade de instalar pequenas unidades em diversas localizações residenciais, comerciais ou industriais. Como foi mencionado no capítulo anterior, 90% dos projetos de microgeração distribuída utilizam essa energia como fonte.

Por concorrer diretamente com a geração eólica nos leilões de energia, a energia solar durante muito não conseguiu ser competitiva, o primeiro projeto de geração solar brasileiro foi em 2010, mas apenas em 2017, os projetos se proliferaram, passando de 24 em 2016 para 935 projetos em 2017. Em junho de 2022, na confecção desse trabalho, eram 10913 projetos cadastrados como mostra a figura 3-1 no início do capítulo.

O que permitiu uma melhor competição com as fontes eólicas foi o aprimoramento da tecnologia e barateamento dos custos, ainda mais acelerado do que a rival. As figuras 3-5 e 3-6 mostram a evolução dos custos de CAPEX em R\$/kW e em R\$/kWmed dos projetos solares fotovoltaicos. Podemos observar uma drástica redução de 2013 até 2020. O CAPEX por kW passou do patamar de R\$ 7.500 para abaixo de R\$ 5.000 e o CAPEX ponderado por fator de

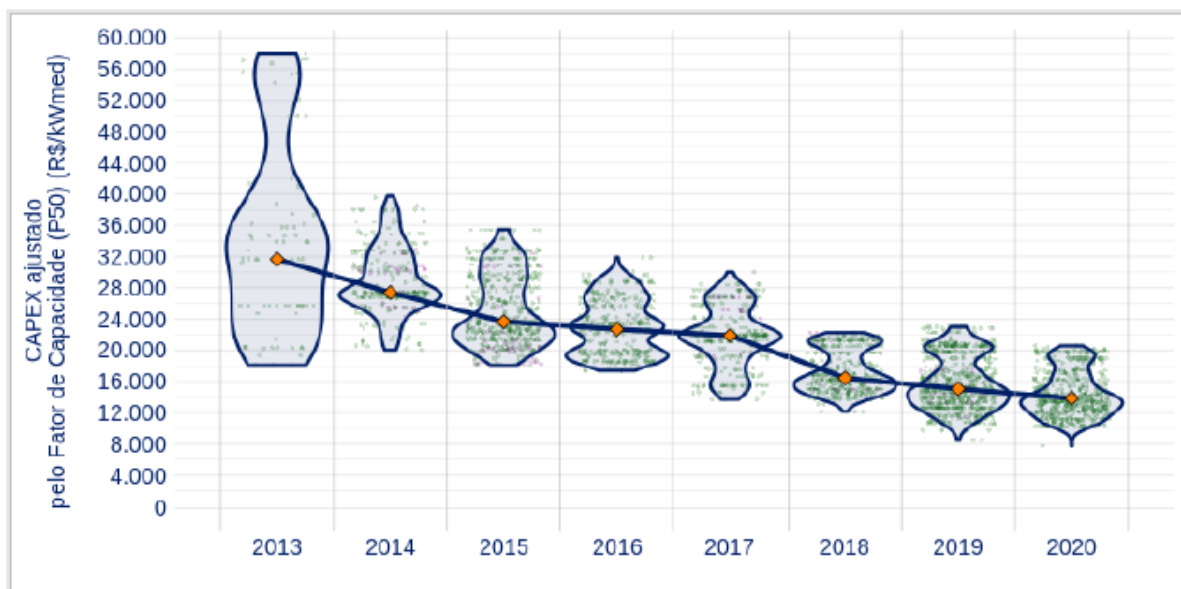
capacidade foi de R\$32.000, para algo em torno de R\$14.000. Uma redução de uma ordem de 56%.

Figura 3-5 Evolução dos custos de CAPEX dos projetos solares fotovoltaicos em R\$/kW₂₀.



Fonte: EPE

Figura 3-6 Evolução dos custos de CAPEX ajustado dos projetos solares fotovoltaicos em R\$/kW med₂₁.

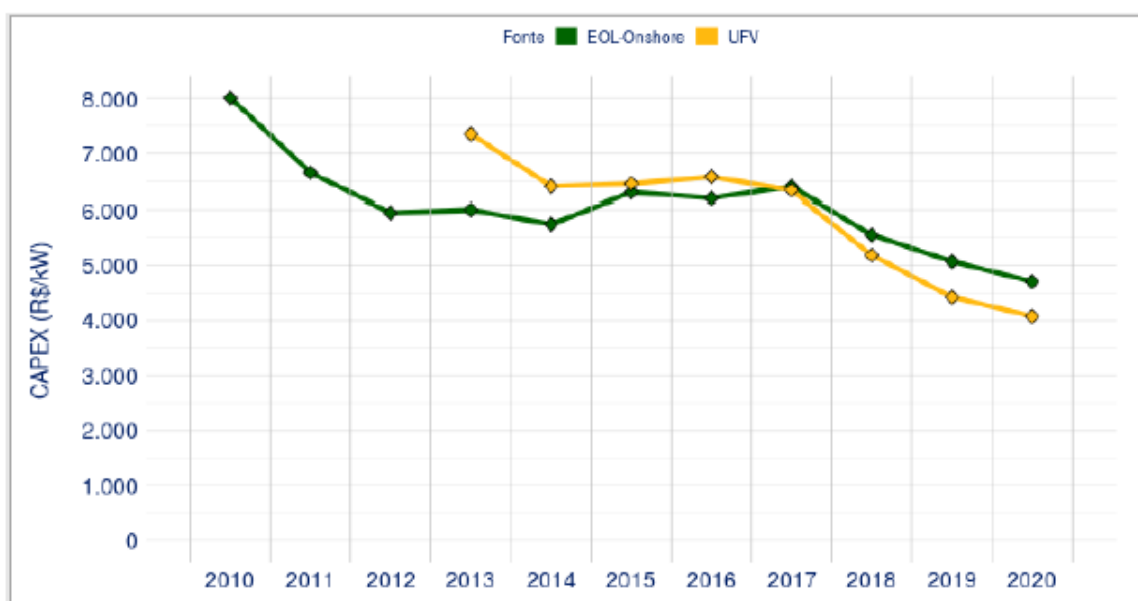


Fonte: EPE

Já as figuras 3-7 e 3-8 mostram comparações entre os custos de CAPEX de projetos eólicos e projetos solares, podemos observar que os custos da geração solar inicialmente

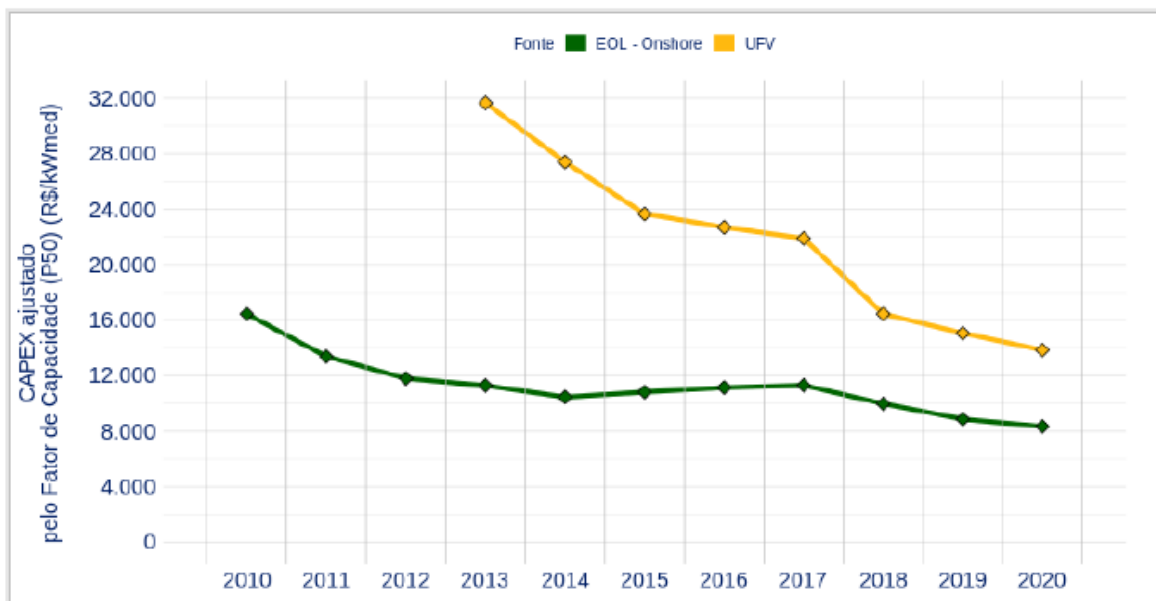
maiores, foram se aproximando dos patamares da geração eólica até igualarem os custos em 2017 e se tornando mais baratos atualmente. Em contrapartida, os custos de CAPEX ajustados ainda são mais baratos na geração eólica. Porém essa relação que era de 37,5% do custo eólico sobre o solar agora é de algo em torno de 61%. Estudos do MME apontam que o custo de investimento em módulos solares se reduza em mais de 30% entre 2020 até 2050 o que pode tornar a tecnologia ainda mais competitiva.

Figura 3-7 Comparativo dos custos de CAPEX entre projetos de geração solar fotovoltaica e eólica Onshore²².



Fonte: EPE

Figura 3-8 Comparativo dos custos de CAPEX ajustado entre projetos de geração solar fotovoltaica e eólica Onshore²³.



Fonte: EPE

Um entrave que dificulta a propagação da energia solar é a intermitência. O fator de capacidade médio de geração solar distribuída, atinge 30% segundo estudos do governo. Além disso, a energia não está disponível nos horários de pico. Embora seja possível prever a quantidade de energia gerada no médio/longo prazo com bastante precisão, a geração de curto prazo está sujeita a alta variância devido a incidência de nuvens que afetam a captação da luz. E como foi explicado, é muito importante para o sistema elétrico manter uma sintonia entre oferta e demanda. Uma solução em potencial para esta alta variabilidade seria o desenvolvimento de tecnologia de armazenamento dessa energia em baterias, que poderiam ajudar a manter a geração mais constante, absorvendo energia excedente nos momentos de alta incidência solar e liberando a energia nos momentos de baixa, auxiliando então no planejamento do sistema.

3.6 Térmicas de Biomassa

Térmicas a Biomassa são térmicas que geram eletricidade a partir da queima de resíduos orgânicos. Muitas podem ser as fontes: Lenha, cavaco de madeira, casca de arroz, resíduos urbanos entre outros tipos de resíduos. Mas no Brasil, o mais popular é o bagaço da cana. Com a maior malha sucroenergética do mundo o Brasil possui quase 12.000 MW de capacidade instalada em térmicas sucroenergéticas o que corresponde a quase 6,5% da capacidade instalada do sistema. Outros resíduos comumente utilizados são o licor negro, resultante da produção de celulose e restos florestais o chamado cavaco de madeira, resíduo

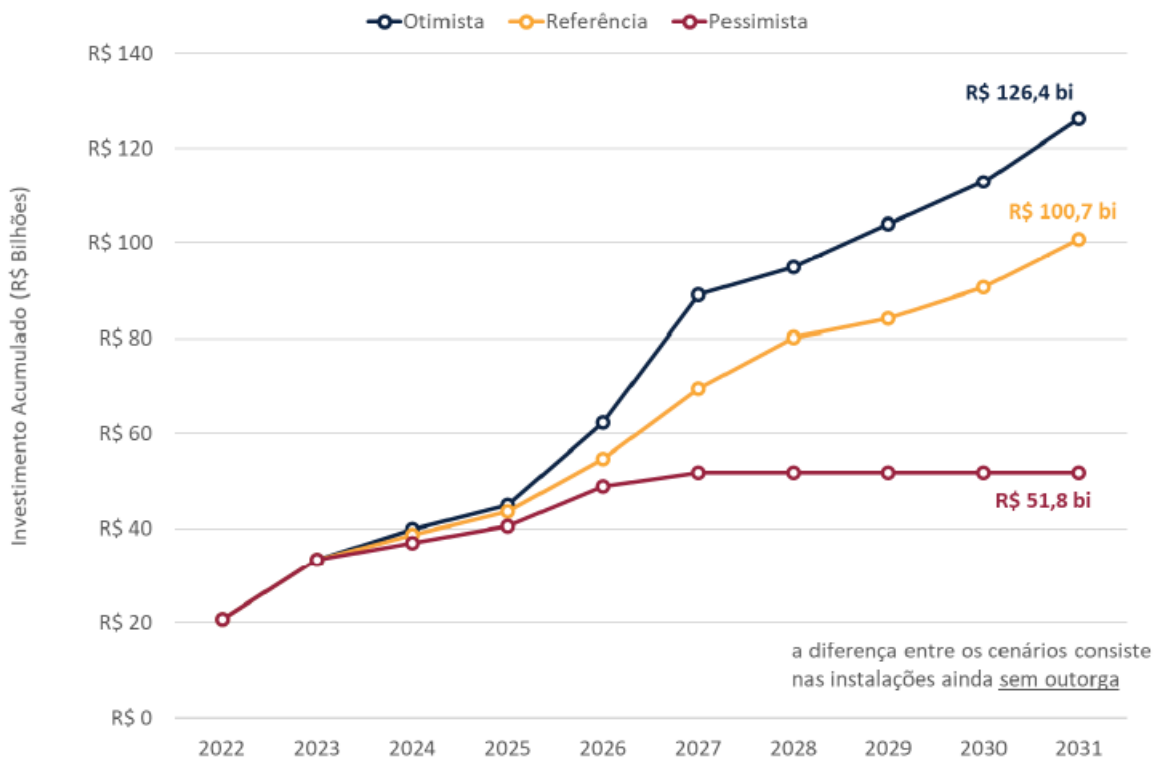
da produção madeireira. O PDE 2031 não projeta um aumento expressivo na capacidade instalada das UTEs a base de biomassa. Em parte, isto se deve a concorrência de fontes renováveis já citadas como a eólica e solar fotovoltaica. Mas em parte isso se deve pois o mesmo material pode ser utilizado para criação do biogás, o que pode se mostrar uma alternativa mais viável. No capítulo 5 irei explicar melhor as regras para leilões de térmicas, os quais as usinas de biomassa participam, e existem regras especiais para usinas com custo de combustível zero, que é o caso das usinas de bagaço de cana. As usinas a base de cavaco de madeira, tem um custo de combustível bem pequeno, mas não zerado, que se refere ao custo de oportunidade da venda do material.

3.8 Linhas de transmissão

Devido as características do sistema interligado nacional, o Brasil sempre precisou investir muito em linhas de transmissão. A extensão dos seu território além da localização de suas unidades geradoras, cuja maioria são, historicamente, usinas hidroelétricas localizadas longe dos grandes centros consumidores. O sistema elétrico brasileiro chegou em uma nova fase cuja expansão da oferta deve ser feita primariamente por pequenas e grandes unidades geradoras renováveis. Empreendimentos de curto prazo de construção, 3 anos comparado aos 5 anos que é o tempo médio de construção de um empreendimento em linhas de transmissão, traz uma nova dificuldade para o planejamento da expansão coordenada dos sistemas de transmissão e geração²⁴. Uma dificuldade adicional se deve ao fato de que cada vez mais esta energia está sendo contratada também no ambiente livre. Planejar linhas de construção para ligar grandes centrais hidrelétricas, desenvolvidas pelo estado ao sistema era fácil, embora não fosse barato, interligar milhares de pequenos empreendimentos sendo contratados em diversos ambientes configura um desafio muito maior.

A EPE projeta 3 cenários de investimento no sistema de transmissão para 2031. O Cenário inferior é de 51,8 bi, o de referência é de 100,7 bi e o otimista 126,4 bi. Os valores estão reproduzidos na figura 3-9 abaixo. Os valores expostos no cenário de referência estão estratificados da seguinte forma: 69,9 bi em linhas de transmissão e 30,8 bi em subestações.

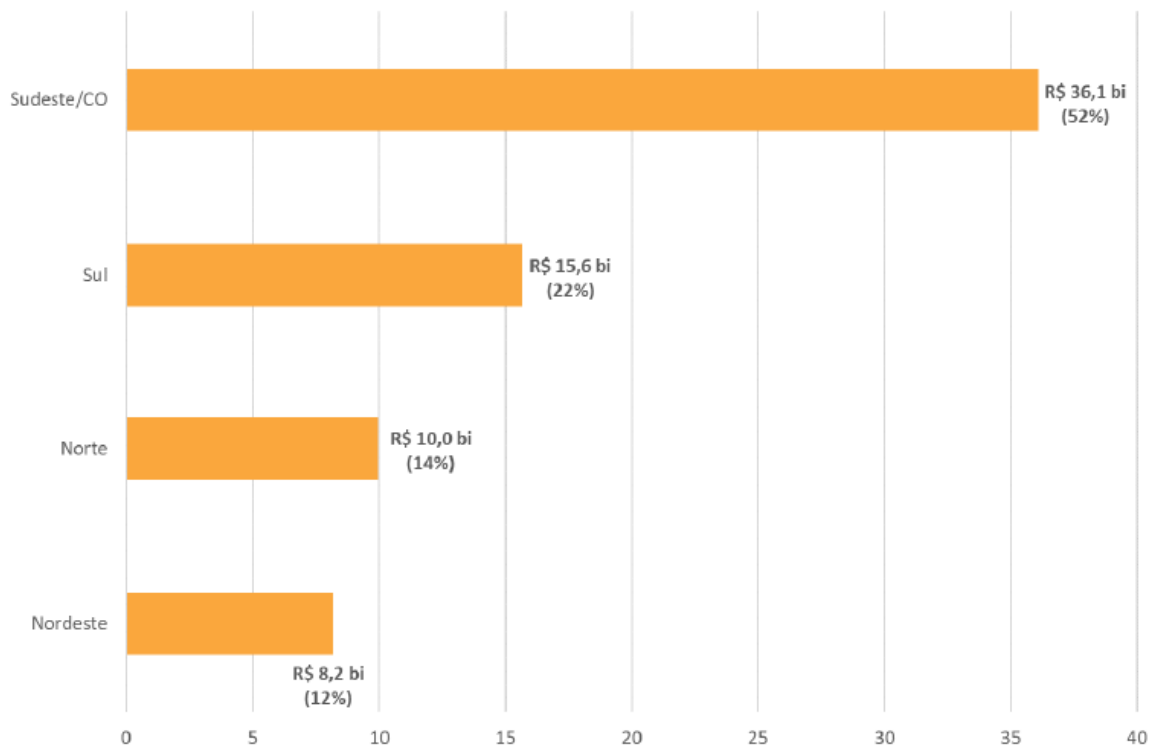
‘ Figura 3-9 Cenários de investimento no sistema de transmissão²⁵.



Fonte: EPE

O Gráfico 3-10 mostra como o investimento em linhas de transmissão está estratificado por submercados, lembrando que as regiões sudeste e centro-oeste constituem um único submercado. E é este setor justamente que irá demandar a maior parte, 52% dos investimentos por ter o maior consumo de energia dentre as regiões.

Figura 3-10 Investimentos em linhas de transmissão em cada submercado²⁶.



Fonte: EPE

O Objetivo deste capítulo 3 foi dar um panorama geral das principais fontes que compõem o sistema elétrico Brasileiro e falar um pouco das especificidades de cada um. Para contextualizar a discussão. No próximo capítulo, tratarei mais especificamente de métricas que comparam os custos dos investimentos e também do impacto da emissão de carbono de cada uma das fontes.

4- A Economicidade das principais fontes do sistema elétrico brasileiro.

O objetivo deste capítulo é tentar comparar os custos de geração das principais fontes que podem compor a expansão da oferta de energia do sistema elétrico brasileiro. Para tanto escolhi uma métrica internacionalmente utilizada: A LCOE (Levelized Cost of Energy) ou custo nivelado de energia. É uma métrica bastante simples utilizada para comparar diferentes tecnologias. A equação 1 mostra a fórmula utilizada para calcular o custo em R\$/mW/h. O numerador consiste no somatório dos custos anuais do projeto com investimento (CAPEX), custos fixos de manutenção (O&M) e CVU que é composto pelo custo do combustível (Ccomb) utilizado para a geração + a parcela de O&M variável. t é o ano em questão. Note que devem ser considerados todos os anos desde a construção até o fim da vida útil do projeto. O denominador reflete a energia gerada pelo projeto a cada ano em mW/h, baseada na potência nominal do projeto e do fator de capacidade de cada fonte. A equação 2 explicita de forma mais clara o cálculo deste denominador

(1)

$$\frac{\sum \frac{Capex_t + O\&M_t + CVU_t}{(1 * tx)^t}}{\sum \frac{(mWh_t)}{(1 * tx)^t}}$$

(2)

$$mWh_t = CN * FC * 8760$$

Onde:

CN é a capacidade nominal do projeto. Para analisar as fontes de maneira geral ao invés de um projeto específico, usa-se 1 kW/h como referência para fins de normalização.

FC é o fator de capacidade médio de cada fonte

8760 é o número de horas em um ano.

Antes de expor a métrica é importante discutir as limitações dela. O custo nivelado de energia, não consegue captar outros benefícios que as fontes trazem para o sistema. A capacidade de ser despachada de forma célere ou o benefício de serviços ancilares que as termoeletricas podem realizar são fatores cuja métrica não é capaz de quantificar.

Primeiramente, irei expor o modelo de custo nivelado de energia calculado no caderno de preços de geração de energia da EPE de 2021. Então irei apresentar um modelo que é a

réplica deste, inserindo custos de carbono no CVU das fontes térmicas e analisar o impacto do mesmo nos custos.

4.1 Escolha das fontes

Durante esta análise, irei focar nas seguintes fontes: Eólica Onshore, solar fotovoltaica, gás ciclo simples, gás ciclo combinado e biomassa de cana de açúcar. Como vimos em capítulos anteriores, solar e eólica onshore são as fontes com maior previsão de crescimento na próxima década, apesar das UTEs em geral terem uma previsão de diminuição na participação da oferta, a MP responsável pela privatização da Eletrobrás prevê a contratação de 8 GW de usinas térmicas a gás natural. Além disso, não existe um consenso entre os formuladores de política em qual o gás natural deve ter na transição energética. Por fim, a biomassa de cana de açúcar, que é uma fonte que poderia expandir caso viável e atualmente corresponde a mais de 6% da capacidade instalada total do sistema, no entanto o PDE 2031 não prevê uma expansão significativa de capacidade instalada de usinas de biomassa.

4.2 Modelos LCOE

Os gráficos e tabelas apresentados nesta subsecção, foram apresentados no caderno de preços de geração da EPE de 2021. Os valores de referência de CAPEX para fontes solar fotovoltaica e eólica onshore foram retirados do sistema AEGE₂₇, onde os empreendedores podem cadastrar seus projetos para participar de leilões de geração de energia. A única exceção é a tabela 4-2 que foi elaborada por mim, mas foi feita a partir dos dados da tabela 4-1.

Para as demais fontes foram utilizados dados do sistema AEGE e de fontes e relatórios internacionais, devido a quantidade insuficiente de número de projetos cadastrados para gerar uma estimativa robusta apenas com dados nacionais. Os valores de licenciamento ambiental para fins dessa análise estão inclusos em gastos de CAPEX. Todos os projetos tiveram seu valor trazido a reais de dezembro de 2020, utilizando o IPCA acumulado como índice de inflação.

Tabela 4-1 Valores de CAPEX, O&M, CVU, FC e vida útil para as diferentes tecnologias, considerados para cálculo de LCOE₂₈.

Fontes	CAPEX (R\$/kW)		O&M (R\$/kW.ano)	CVU (R\$/MWh)		Fator de Capacidade	Vida Útil
	Mín	Máx		Mín	Máx		
Biogás:	7.500	23.000	500	-	-	80%	20
Biomassa:	3.000	8.000	90	-	-	30%	20
Carvão:	8.000	13.500	160	120	300	80%	25
Eólica (<i>onshore</i>):	3.800	5.500	90	-	-	50%	20
Eólica <i>Offshore</i> :	9.800	18.600	490	-	-	60%	20
Fotovoltaica:	2.800	4.500	50	-	-	30%	25
Fotovoltaica Flutuante:	3.500	5.625	65	-	-	25%	25
Gás Natural (Ciclo Simples):	2.900	4.700	80	250	500	30%	25
Gás Natural (Ciclo Combinado):	3.600	6.100	80	120	300	70%	25
Nuclear:	22.000	29.400	490	30	50	80%	30
PCH:	6.000	11.000	90	-	-	50%	30

Fonte: EPE

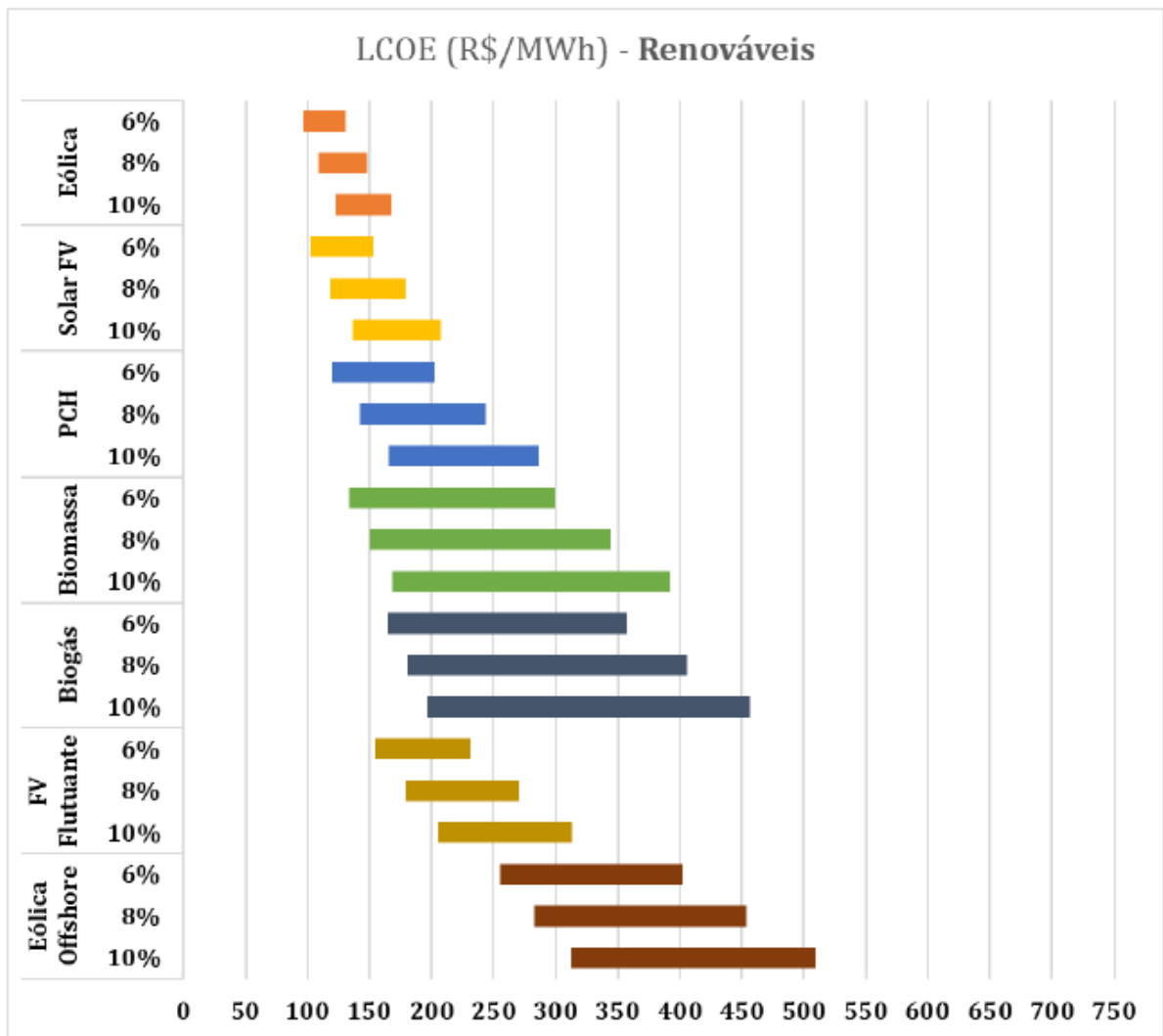
Tabela 4-2 Valores de CAPEX em R\$ por kW médio para as diferentes tecnologias²⁹.

Fontes	Capex(R\$/kWmed)	
	Min	Máx
Biogás	9.375	28.750
Biomassa	10.000	26.667
Carvão	10.000	16.875
Eólica onshore	7.600	11.000
Eólica offshore	16.333	31.000
Fotovoltaica	9.333	15.000
Fotovoltaica Flutuante	14.000	22.500
Gás Natural (Ciclo Simples)	9.667	15.667
Gás Natural (Ciclo Combinado)	5.143	8.714
Nuclear	27.500	35.500
PCH	12.000	22.000

Fonte: Dados: EPE Gráfico: Elaboração Própria

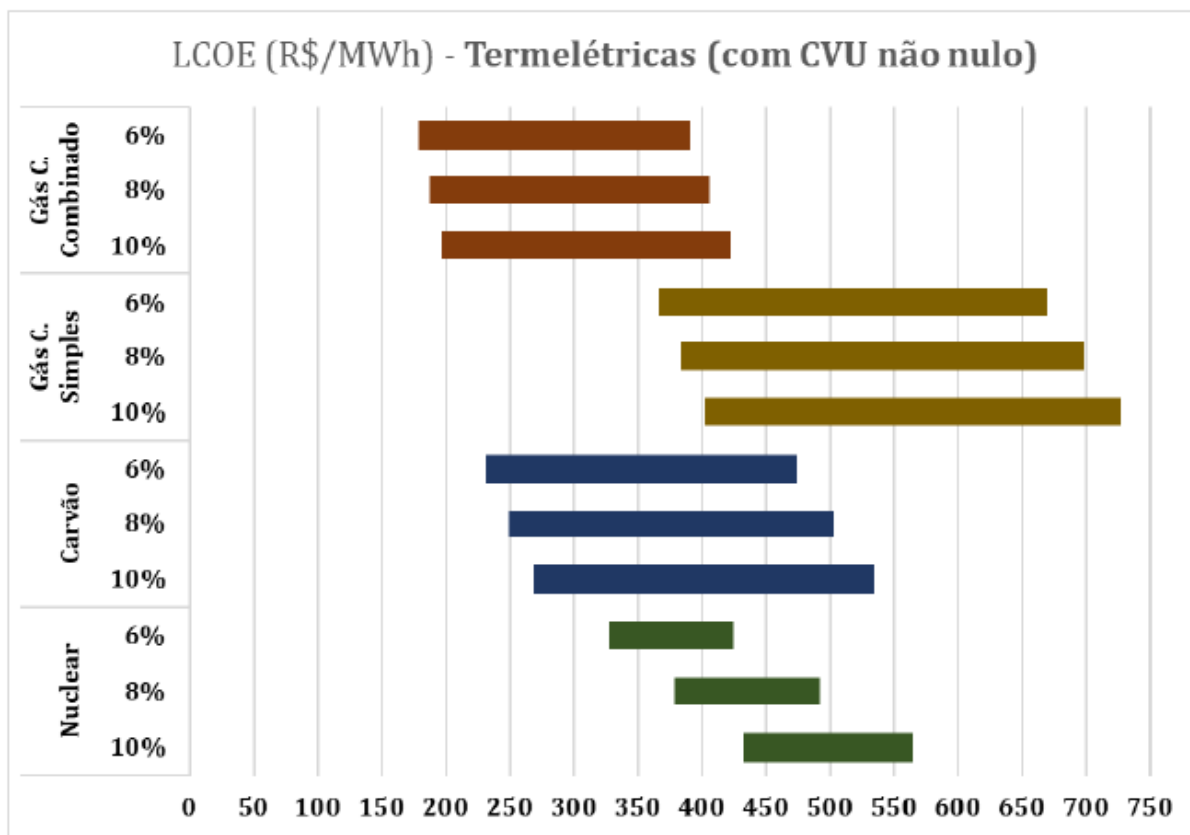
A tabela 4-1, resume as premissas utilizadas para a construção do modelo. O Range de CAPEX, mínimo e máximo dos projetos, valor de O&M fixo, CVU mínimo e máximo e o fator de capacidade. Além da vida útil de cada tipo de projeto. A tabela 4-2 mostra os valores de CAPEX ajustados pelo fator de capacidade médio e permite comparar melhor os custos fixos das diferentes fontes. Considerando o valor de capacidade, podemos observar que de fato as usinas de gás natural de ciclo combinado possuem o menor valor de capex por kWh médio, variando entre R\$: 5.143 e R\$: 8.714. Em segundo lugar estão as usinas eólicas (R\$:7.600-R\$:11.000) e em terceiro as usinas solares fotovoltaicas (R\$:9.333-R\$:15.000). A análise muda bastante, porém ao inserir o custo do combustível no cálculo. As figuras 4-3 e 4-4 mostram os resultados do modelo completo, com todos os custos inclusos. As figuras incluem 3 cenários de taxa de desconto: 6%, 8% e 10%

Figura 4-3 Faixas de Valores de LCOE para as fontes renováveis³⁰.



Fonte: EPE

Figura 4-4 Faixas de Valores de LCOE para as fontes térmicas³¹.



Fonte: EPE

Analisando conjuntamente os gráficos, podemos observar que as fontes térmicas são menos competitivas do que as fontes renováveis mesmo antes de inserir a precificação de carbono no modelo. Logo o investimento em energia renovável é primordial não apenas pela ótica da descarbonização, mas também pela ótica econômica. Dentre as fontes térmicas o gás natural é a mais economicamente viável, contanto que sejam utilizadas usinas térmicas de ciclo combinado. Pode-se concluir também que as fontes com o menor custo nivelado de energia são a eólica onshore e a solar fotovoltaica. Apesar de menos competitivas que as demais fontes renováveis, usinas a base de biomassa e biogás são mais baratas do que usinas térmicas tradicionais. A mais cara entre as fontes renováveis analisadas foram as usinas eólicas offshore.

4.3 Breve discussão sobre precificação de carbono

A literatura que sobre a discussão sobre qual o preço deve ser dado a tonelada do carbono é muito vasta. Basicamente existem duas abordagens principais: A primeira abordagem é a do cálculo do carbono pelo seu custo social. Ou seja, tentar precificar os

impactos que uma tonelada de carbono a mais teria para a sociedade. Uma espécie de cálculo de externalidade. (...) A segunda abordagem tenta identificar um custo marginal de mitigação de uma unidade de carbono e tenta estipular qual a trajetória de preços de carbono necessária para atingir determinado nível de redução no índice de emissões³³.

Na prática existem duas formas de precificar carbono. Pode-se estabelecer um preço implícito, taxando produtos como combustíveis fósseis que emitem carbono, o que acaba taxando o carbono de forma indireta ou de forma explícita, cobrando um imposto diretamente sobre o carbono. A forma explícita ainda pode ser realizada de duas formas. Na forma de uma taxa direta ou estabelecendo limites de emissão que podem ser comercializados através de mecanismos de mercado³⁴. Existe uma ampla discussão sobre qual forma seria mais apropriada a vir eventualmente a ser adotada no caso do Brasil. Cada uma com seus prós e contras.

Devido ao imenso potencial de ampliação em energia renovável, é mais provável que um mecanismo de créditos de carbono (Cap and trade) fosse ser mais eficiente. O sistema de créditos faz com que a redução possa se dar primeiro em setores com custo marginal de reduzir a emissão menor que podem vender seus créditos para setores com custo maior de redução, permitindo que a redução seja atingida a um nível de custos menor. Além disso é mais fácil determinar uma meta de emissão de CO₂ uma vez que o número de licenças disponíveis a cada momento no tempo é fixo. Por outro lado, um imposto fixo sobre o carbono traria maior certeza sobre a trajetória de preços uma vez que o mercado de créditos se comporta de maneira mais errática. Com um imposto sobre carbono é mais difícil controlar o volume de emissões pois os agentes podem adiar a redução das emissões quando o custo marginal de reduzir emissões for maior do que o preço do imposto. Não faz parte do escopo do trabalho definir qual o tipo de mecanismo e preço ideais para o país. Ao invés disto, será definido um preço inicial do carbono e este terá uma taxa de aumento real a cada ano que chamarei de g . Para fazer uma análise de sensibilidade, farei uma análise alterando g entre 1 e 3%.

4.4 Modelos LCOE com precificação de carbono

Os resultados a seguir foram obtidos a partir do seguinte processo: Eu repliquei os modelos da EPE utilizando os dados da tabela 4-1 e as taxas de desconto definidas no trabalho original de 6%, 8% e 10%. Utilizei como o t da fórmula do LCOE o número de anos de vida útil da tabela e mais um tempo de construção. O tempo de construção utilizado foi igual a 1

ano para usinas solares fotovoltaicas e 2 anos para as demais tecnologias. Como uma hipótese simplificadora, o desembolso de CAPEX total foi dividido igualmente entre os anos 1 e 2. Este foi o único parâmetro relevante que não pude encontrar especificado no caderno de preços de geração.

Tabela 4-5 Valores mínimos e máximos de LCOE, replicados a partir dos dados da EPE₃₅.

Resultados Réplica do modelo da EPE			
Tipo	Taxa	LCOE _{min}	LCOE _{max}
Wind	6%	98,46	133,31
Wind	8%	112,45	153,56
Wind	10%	127,55	175,42
Solar	6%	102,94	153,55
Solar	8%	119,27	179,87
Solar	10%	136,73	207,99
GCS	6%	369,4	674,5
GCS	8%	388,0	704,7
GCS	10%	408,1	737,3
GCC	6%	180,3	343,2
GCC	8%	190,2	360,0
GCC	10%	201,0	378,1
Biomassa	6%	136,76	307,61
Biomassa	8%	155,17	356,70
Biomassa	10%	175,04	409,69

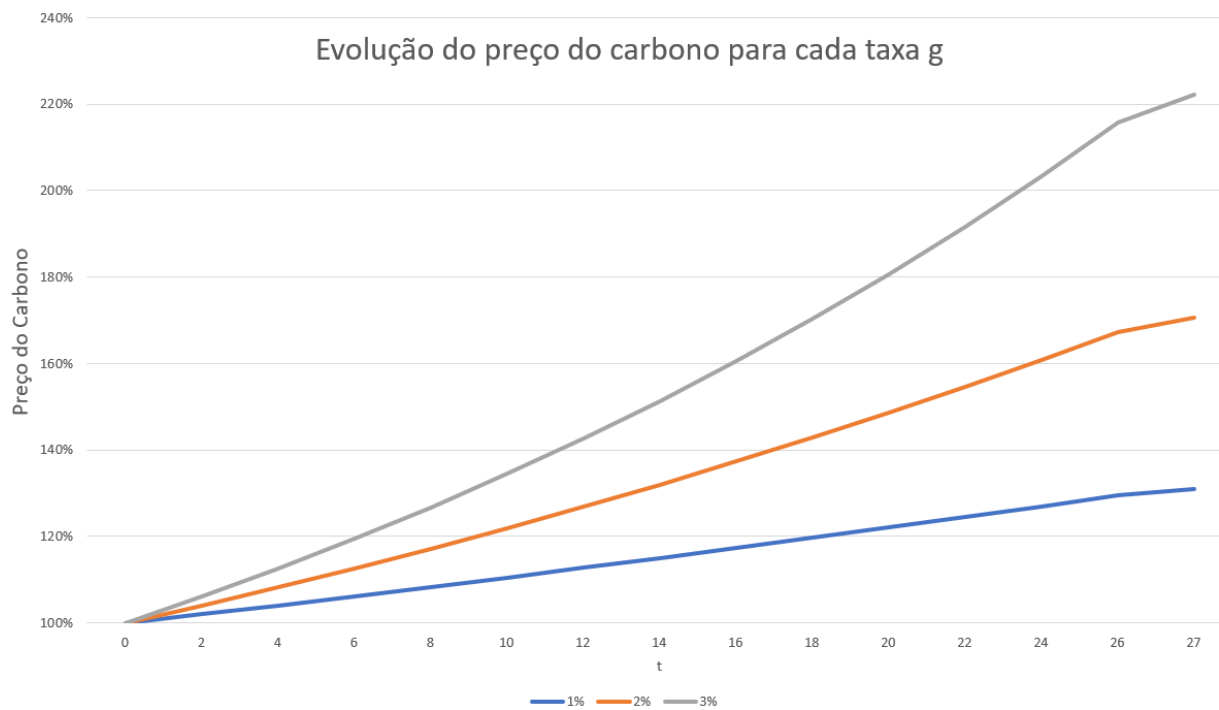
Fonte: Elaboração Própria

Os Resultados da tabela 4-5 se aproximam bastante dos resultados dos gráficos das figuras 4-3 e 4-4. O Próximo passo foi inserir a precificação de carbono no modelo. Como discutido na sessão anterior a literatura sobre precificação de carbono é muito vasta e é extremamente difícil precisar quanto seria um preço adequado para o carbono no país o que iria variar bastante de acordo com a política utilizada: Imposto x Cap and trade. Decidi então,

fazer uma análise de sensibilidade para determinar o efeito de cada real de imposto sobre o preço da tonelada do CO₂e sobre o preço da energia.

A precificação do carbono seguiu uma premissa de aumento real do preço a cada ano, refletindo um crescimento gradual do preço do imposto, ou diminuição da oferta de créditos de emissão, fazendo com que a cada ano fique mais custoso poluir. A figura 4-6 mostra a evolução do preço do carbono, do ano inicial até o fim do projeto. Para cada R\$ 1,00 de preço de carbono inicial, o preço irá aumentar à uma taxa g ao ano chegando a um valor final de R\$: 1,31 para $g=1\%$, R\$:1,71 para $g=2\%$ e R\$:2,22 para $g=3\%$. Logo se o preço inicial da tonelada de CO₂e era R\$:10,00 e o $g = 2\%$, ao fim do período, o preço será R\$:17,10. Para calcular o consumo de carbono por cada fonte usei os fatores presentes na tabela 4-7

Tabela 4-6 Evolução do preço do carbono de acordo com a duração do projeto³⁶.



Fonte: Elaboração Própria

Tabela 4-7 Fatores de emissão de CO₂ para geração elétrica- Brasil³⁷.

Combustível	Fatores de Emissão de CO ₂ na Geração de Eletricidade	Unidade	Fonte
Eletricidade – SIN*	0,090	t.CO ₂ /MWh	MCTI, 2019a
Gás natural ciclo simples	0,532	t.CO ₂ /MWh	IPCC, 2006
Gás natural ciclo combinado	0,367	t.CO ₂ /MWh	IPCC, 2006

Fonte: UFSC

Tabela 4-8 Impacto de cada R\$:10,00 do preço da tonelada de carbono no LCOE das fontes térmicas³⁸.

1%			2%			3%		
Tipo	tx	Dif Média	Tipo	tx	Dif Média	Tipo	tx	Dif Média
Gás CS	6%	1,26%	Gás CS	6%	1,43%	Gás CS	6%	1,63%
Gás CS	8%	1,19%	Gás CS	8%	1,34%	Gás CS	8%	1,51%
Gás CS	10%	1,13%	Gás CS	10%	1,26%	Gás CS	10%	1,40%
Gás CC	6%	2,54%	Gás CC	6%	2,88%	Gás CC	6%	3,28%
Gás CC	8%	2,39%	Gás CC	8%	2,69%	Gás CC	8%	3,04%
Gás CC	10%	2,25%	Gás CC	10%	2,51%	Gás CC	10%	2,81%

Fonte: Elaboração Própria

A tabela 4-8 mostra o impacto de cada R\$:10 reais de preço inicial do carbono no LCOE. As tabelas 4-9 e 4-10 mostram os novos valores de LCOE inserindo respectivamente valores de R\$ 50 e 100 no preço da tonelada de carbono emitida por estas fontes

Os resultados mostram que a precificação de carbono, mesmo a um nível baixo, R\$:50,00 aos níveis atuais é aproximadamente US\$:10,00 dólares. O que corresponde a um preço de carbono inferior ao menor dos mercados de crédito de carbono obrigatórios em vigor no mundo atualmente, o da Coreia do sul tem a capacidade de impactar de maneira significativa os LCOE das fontes térmicas, diminuindo ainda mais sua competitividade frente as fontes renováveis. O impacto é ainda mais significativo se o preço inicial da tCO₂e for de R\$:100,00 podendo aumentar em média o LCOE de projetos térmicos de ciclo combinado em mais de 30% assumindo $g=3\%$.

Os projetos são menos afetados pela precificação de carbono quanto maior o valor da taxa de desconto do projeto. Isso acontece por ao inserir uma taxa g de aumento real do valor do carbono, o modelo aumenta a importância do imposto a cada ano subsequente. O que a

taxa de desconto do projeto faz é justamente diminuir o valor presente dos fluxos futuros do projeto. Fazendo que esse custo mais elevado do carbono nos anos finais empurre menos a tarifa para cima.

Outro resultado que pode parecer a princípio contraintuitivo é o fato de que o preço do carbono impacta mais as usinas de ciclo combinado, que possuem um fator de consumo de CO₂ por mW/h menor do que as de ciclo simples. O que ocorre é que a emissão de carbono anual é baseada no fator médio de capacidade FC. Uma usina de ciclo combinado consegue se manter operacional por mais tempo em média do que a de ciclo simples 70% contra 30% portanto dado uma mesma capacidade instalada X a usina de ciclo combinado irá gerar em um ano $8760 * 0,7 * X$ enquanto a de ciclo simples apenas $8760 * 0,3 * X$. O que resulta em $6132 X$ e $2628 X$ mW/h ao multiplicar esse valor pelo fator de emissão de cada uma da tabela 4-7 obtém-se 2250t CO₂e e 1398t CO₂e respectivamente emitido para cada mW de capacidade instalada da usina. Em resumo, apesar da usina de ciclo combinado ser mais eficiente emitindo cerca de 31% de CO₂e para cada mW gerado. Por funcionar anualmente 2,3 vezes mais em média sob uma premissa de LCOE de inflexibilidade total, acaba emitindo cerca de 61% a mais anualmente, logo o peso das emissões de carbono seria maior segundo essa simulação.

Tabela 4-9 Custo nivelado de energia das térmicas, preço inicial da tCO_{2e} = R\$:50,00₃₉.

g	Tipo	Taxa	LCOE _{min}	LCOE _{max}	Diff _{min}	Diff _{max}	Avg Diff
1%	GCS	6%	399,4	704,6	8,14%	4,46%	6,30%
	GCS	8%	417,8	734,5	7,68%	4,23%	5,96%
	GCS	10%	437,7	766,9	7,25%	4,01%	5,63%
	GCC	6%	210,4	373,3	16,67%	8,76%	12,72%
	GCC	8%	220,1	389,8	15,67%	8,28%	11,97%
	GCC	10%	230,5	407,7	14,72%	7,82%	11,27%
	Tipo	Taxa	LCOE _{min}	LCOE _{max}	Diff _{min}	Diff _{max}	Avg Diff
2%	GCS	6%	403,5	708,6	9,23%	5,06%	7,14%
	GCS	8%	421,5	738,2	8,64%	4,76%	6,70%
	GCS	10%	441,1	770,3	8,08%	4,47%	6,28%
	GCC	6%	214,5	377,3	18,91%	9,94%	14,42%
	GCC	8%	223,8	393,5	17,62%	9,31%	13,46%
	GCC	10%	233,9	411,1	16,41%	8,72%	12,57%
	Tipo	Taxa	LCOE _{min}	LCOE _{max}	Diff _{min}	Diff _{max}	Avg Diff
3%	GCS	6%	408,2	713,4	10,51%	5,75%	8,13%
	GCS	8%	425,8	742,5	9,75%	5,37%	7,56%
	GCS	10%	445,0	774,2	9,04%	5,01%	7,02%
	GCC	6%	219,2	382,0	21,52%	11,31%	16,42%
	GCC	8%	228,1	397,8	19,87%	10,50%	15,19%
	GCC	10%	237,9	415,0	18,36%	9,76%	14,06%

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 4-10 Custo nivelado de energia das térmicas, preço inicial da tCO_{2e} = R\$:100,00₄₀.

g	Tipo	Taxa	LCOE _{min}	LCOE _{max}	Diff _{min}	Diff _{max}	Avg Diff
1%	GCS	6%	429,5	734,7	16,28%	8,91%	12,60%
	GCS	8%	447,6	764,3	15,37%	8,46%	11,91%
	GCS	10%	467,2	796,5	14,50%	8,02%	11,26%
	GCC	6%	240,5	403,3	33,34%	17,52%	25,43%
	GCC	8%	249,9	419,6	31,34%	16,56%	23,95%
	GCC	10%	260,1	437,3	29,44%	15,64%	22,54%
	Tipo	Taxa	LCOE _{min}	LCOE _{max}	Diff _{min}	Diff _{max}	Avg Diff
2%	GCS	6%	437,6	742,7	18,47%	10,11%	14,29%
	GCS	8%	455,0	771,7	17,28%	9,51%	13,40%
	GCS	10%	474,1	803,3	16,17%	8,95%	12,56%
	GCC	6%	248,6	411,4	37,82%	19,87%	28,85%
	GCC	8%	257,3	427,0	35,23%	18,62%	26,93%
	GCC	10%	266,9	444,1	32,83%	17,45%	25,14%
	Tipo	Taxa	LCOE _{min}	LCOE _{max}	Diff _{min}	Diff _{max}	Avg Diff
3%	GCS	6%	447,0	752,2	21,02%	11,51%	16,26%
	GCS	8%	463,6	780,3	19,49%	10,73%	15,11%
	GCS	10%	481,9	811,1	18,09%	10,01%	14,05%
	GCC	6%	258,0	420,8	43,05%	22,62%	32,83%
	GCC	8%	265,9	435,6	39,75%	21,01%	30,38%
	GCC	10%	274,8	451,9	36,73%	19,52%	28,13%

Fonte: Elaboração Própria

A falta de competitividade das térmicas frente as renováveis já é um fato mesmo antes de se levar em consideração a precificação do carbono, que apenas potencializa ainda mais este efeito. É necessário manter um certo nível de usinas termoelétricas em regime de despacho para garantir a segurança do sistema e poder acionar em momentos em que as fontes renováveis, que estão sujeitas as aleatoriedades do clima, estejam em baixa produção. Mas expandir a oferta utilizando uma matriz termoelétrica como base irá ter impactos negativos além da catástrofe climática. No próximo capítulo, falarei sobre os leilões de energia e as

repercussões da privatização da Eletrobras tentando estimar potenciais impactos dessa decisão para o futuro do país.

5- Análise dos leilões de energia recentes e da MP da Eletrobras.

No capítulo anterior, pudemos observar o custo nivelado de energia das diversas fontes e comparar como elas performam sob as óticas dos custos. Neste capítulo, o objetivo é entender como é feito a seleção dos projetos na prática, entendo como funcionam os leilões de energia. Além disso, é importante avaliar as prováveis repercussões da MP da Eletrobras e sua determinação de contratação de novas usinas térmicas.

5-1 Os tipos de leilão de energia

A contratação de energia é feita de duas formas: Pode ser feita pelo ambiente de contratação livre (ACL) ou pelo ambiente de contratação regulada (ACR) também conhecido como mercado cativo. O Mercado livre está aberto para consumidores com demanda mensal acima de 0,5 mW adquirindo energia de fontes renováveis ou acima de 1mW podem adquirir com demais fontes. Os demais consumidores, adquirem energia por meio de mercado regulado que tem os preços e condições de fornecimento determinadas pelo governo através dos leilões de energia. Os usuários finais pagam uma tarifa única mensalmente que inclui todos os custos pela distribuição e pela geração de energia. Já os consumidores livres pagam separadamente pela distribuição e geração tendo que negociar individualmente cada contrato. É possível que mais de uma empresa se junte para poder compor o volume de demanda mínimo necessário para contratar no ambiente de contratação livre.

Dentre os tipos de leilão de energia temos três tipos principais: Os Leilões de energia existente, Os Leilões de energia nova e os leilões de oferta de capacidade. Os leilões de energia existente, são organizados para atender as demandas das distribuidoras no ano seguinte a sua contratação(A-1) os leilões de energia nova são destinados a novos empreendimentos que deverão entrar em operação de 3 a 6 anos após a contratação da energia (A-3 até A-6) e são responsáveis por determinar como será dada expansão do sistema. Os leilões de reserva de capacidade são uma nova modalidade de leilão com as regras definidas pela portaria N°20 /GM/MME, de 16 de agosto de 2021, que regula a contratação de produto de potência a partir de termoelétricas. Nesta modalidade a remuneração é dada apenas pelos custos fixos dos projetos, que ficam de standby, para serem despachados apenas em momentos de picos de demanda. Neste modelo de contratação, a remuneração do CVU só é paga conforme as usinas forem sendo utilizadas, diferentemente dos modelos tradicionais.

5-2 Contratos de quantidade de energia x contratos de disponibilidade

Contratos de energia no ambiente regulado podem ser configurados de duas formas. Contratos por quantidade x contratos por disponibilidade.

Nos contratos por quantidade, são vendidas quantidades fixas de energia e o vendedor deve arcar com as incertezas inerentes do processo de geração. Logo caso a usina gere mais do que o previsto pela sua garantia física, poderá vender este excedente no mercado de curto prazo e ter um ganho adicional, mas caso produza uma quantidade inferior a garantia física, deve comprar a energia excedente no mercado de curto prazo para suprir as distribuidoras de energia para calcular o preço da energia deve se apenas dividir os custos de geração pela garantia física do empreendimento em mW/h. A contratação de energia de usinas hidrelétricas é feita nesta modalidade. Desde 2018, esta modalidade tem sido utilizada para a energias de fontes eólicas e desde 2019 para fontes solares fotovoltaicas.

Já nos contratos por disponibilidade os riscos relativos à volatilidade da geração são incorporados pelo sistema e repassado ao consumidor final por meio de bandeiras tarifárias. Esta modalidade é atualmente utilizada para contratações de usinas termoeletricas a combustível e a biomassa e utiliza o ICB como uma forma de calcular o custo provável da energia, considerando todas as possibilidades de despacho prevista pelo modelo hidrológico utilizado pelo MME o NEWAVE.

O Cálculo do ICB

O índice de custo-benefício, ou ICB foi desenvolvido de forma a tentar contratar energia de forma mais barata mesmo dada toda a complexidade de manter equilíbrio entre oferta e demanda no sistema elétrico Brasileiro.

O ICB é calculado da seguinte forma⁴⁰:

(1)

$$ICB = \frac{Custos\ Fixos + E(Custo\ de\ Operação) + E(Custo\ Econ.\ Curtoprazo)}{Garantia\ Física}$$

Fonte: EPE

Nos custos fixos entram todos os custos de investimento, conexão ao sistema de distribuição, licenciamento ambiental, além de contratos de fornecimento de combustível fixo (“Take or pay”) e contratos de conexão com transporte de gás via gasoduto (“ship or pay”). A inclusão dessa tarifa de transporte no custo fixo é o que gera a reclamação de competição desigual por parte das termoeletricas conectadas ao sistema de transporte, comparada àquelas conectadas a malha interligada. Essa controvérsia também vem estimulando projetos de ligação direta da usina a fonte de suprimento (gás-to-wire) e vem preocupando as empresas transportadoras de gás que enxergam a possibilidade de êxodo de agentes termoeletricos conectados ao seu sistema dado o fim dos contratos cativos a partir de 2026.

O custo de operação é baseado na quantidade esperada de combustível gasto com despacho da usina, acima de sua inflexibilidade, baseado em 2000 modelos hidrológicos criados pelo NEWAVE. Além disso entram também os custos de O&M variável das usinas. Uma térmica será despachada quando o CMO, o custo marginal de operação do sistema for maior do que seu CVU. Quando o CMO for menor do que o CVU, não será despachada a térmica.

O custo econômico de curto prazo se dará pela diferença entre a garantia física da usina e o despacho efetivo x PLD, que é o preço de liquidação de diferenças, calculado pela média de preço de contratos de curto prazo em cada subsistema. Caso a geração da usina seja maior do que sua garantia física em determinado cenário esse valor será negativo, mas caso geração seja menor que a GF da usina, o valor será positivo. Isto pode ser intuitivamente analisado da seguinte forma. Nos cenários em que o $CVU < CMO$ não vale a pena despachar a usina, então será comprada energia de outro empreendimento para poder compensar a energia não gerada e utilizada pelo agente de distribuição que utilizou aquela energia. Mas caso $CMO > CVU$ valerá a pena despachar a usina para evitar despachar outra mais cara na ordem de mérito. O valor que entra no custo final do ICB é um valor esperado de COP e CEC considerando os 2000 cenários hidrológicos e suas respectivas probabilidades mais o valor de custo fixo, que não depende de nenhuma sazonalidade. Para as usinas a base de biomassa a inflexibilidade é sempre igual a disponibilidade da usina, sendo assim o COP será zero⁴¹. No denominador, entra a garantia física, que é a energia máxima que um projeto pode vender no ambiente regulado.

5.3 Cálculo das garantias físicas- solar x eólica

Todo ano a EPE publica as regras para o cálculo das garantias físicas dos leilões, que é a quantidade de energia firme que poderá ser contratada por cada investimento as regras para UTEs são extremamente complexas e baseadas em modelos hidrológicos do NEWAVE. As fórmulas para cálculo das garantias físicas de projetos solares e eólicos são bem mais simples e análogas e estão expostas nas equações 2 e 3. E foram retiradas dos manuais publicados aos empreendedores interessados em participar dos leilões de energia de 2021.

P_{50ac} e P_{90ac} são a produção anual certificada de uma dada usina que ocorre com respectivamente 50% e 90% de probabilidade. Logo para um mesmo empreendimento $P_{50} > P_{90}$. TEIF significa a taxa equivalente de indisponibilidade forçada de um empreendimento, e IP é a indisponibilidade programada, em geral por conta de manutenções do sistema. Finalmente ΔP corresponde a quantidade de energia utilizada internamente pelo sistema. Como vimos, a EPE espera que nos próximos anos, as fontes eólicas e solares sejam a que mais apresente crescimento. Ao fazer com que uma fonte utilize o P50 para calcular sua garantia física e a outra P90, está alterando as condições de competição entre elas. Levando em conta que os contratos de energia destas fontes são feitos por quantidade, o que joga o risco da oscilação da geração para o próprio empreendedor. A única justificativa para tal decisão seria talvez a segurança energética do sistema. O que neste caso, implicaria que seria melhor aplicar o P90 para os dois tipos de empreendimento. Além disso, as fórmulas utilizadas para cálculo de garantia física das fontes renováveis tendem a retornar valores menores do que os próprios utilizados pelo EPE em seus estudos de LCOE, enquanto as fórmulas de cálculo de garantia física de usinas térmicas, de biomassa ou fósseis, tendem a retornar valores maiores do que suas estimativas, o que pode implicar um certo viés na hora de impor as condições de competição. Mesmo isso, não muda o fato de que as fontes renováveis apresentaram os valores mais baratos de MW/h nos leilões de energia nova de 2021. Como ficará claro na próxima sessão. No entanto, as fontes solares apresentaram valores ligeiramente mais baratos em média do que as fontes eólicas, o que difere um pouco do que o modelo teórico sugeriu, no capítulo anterior.

Cálculo de garantia física, Projetos Fotovoltaicos⁴²

(2)

$$GF = \frac{P50_{ac} \times (1 - TEIF) \times (1 - IP) - \Delta P}{8760}$$

Fonte: EPE

Cálculo de garantia física, Projetos Eólicos⁴³

(3)

$$GF = \frac{P90_{ac} \times (1 - TEIF) \times (1 - IP) - \Delta P}{8760}$$

Fonte: EPE

5.4 Resultados de leilões em 2021

Os números apresentados a seguir são uma compilação dos resultados dos 3 leilões de energia nova realizados em 2021. Os leilões a-3 e a-4 realizados em julho e o leilão a-5, realizado em setembro. Nestes, podemos observar bastante diferença entre as fontes contratadas em cada subsistema. No Sul, a maior parte da energia contratada foi oriunda de PCHs (Pequenas centrais hidroelétricas) Localizadas no Rio Grande do Sul e em Santa Catarina. Uma usina térmica de biomassa foi contratada no Paraná e nenhum empreendimento solar fotovoltaico ou eólico foi contratado na região, no ano de 2021. Já no Nordeste, as Usinas eólicas predominaram. Todas as 17 usinas eólicas contratadas nos 3 leilões de energia nova de 2021 foram contratadas na região, o que mostra o potencial eólico do litoral do nordeste, confirmando as pesquisas teóricas da EPE. 7 Usinas solares também foram contratadas no sub mercado e uma usina de Biomassa. Já no submercado sudeste/centro-oeste, a Biomassa foi a fonte mais contratada na região em termos de garantia física, com 9 usinas sendo contratadas no total. Além disso, a maior parte das usinas solares contratadas pelos leilões foi no Sudeste, 16, todas elas no estado de São Paulo. também no estado de São Paulo, foi contratada uma usina de resíduos sólidos urbanos. No Mato Grosso, foi contratada ainda a energia de uma PCH.

Tabela 5-1 Quantidade de projetos por fonte e subsistema⁴².

Subsistema	Fonte				
	Hidro	Eólica	Solar	Biomassa	RSU
Nordeste	0	17	7	1	0
Sudeste-Centro Oeste	1	0	16	9	1
Sul	6	0	0	1	0
Total	7	17	23	11	1

Fonte Dados: ANEEL e ePowerBay Gráfico: Elaboração Própria

Analisando a tabela 5-2, podemos observar os números em termos de potência e garantia física vendida em 2021. A fonte eólica teve a maior quantidade de potência e de garantia física na soma dos três leilões e o segundo melhor preço MWh, R\$ 147,66, menos de 2 reais a mais do que as fontes solares.

As usinas solares fotovoltaicas, ficaram com o menor preço médio no agregado dos leilões, no valor de R\$:145,78 MW/h e a segunda maior quantidade de potência. No quesito garantia física, ficou atrás das usinas de biomassa, que tiveram um resultado surpreendente no leilão de energia a-5 de setembro.

A fonte mais contratada no leilão a-5, as usinas de biomassa ficaram com a segunda maior quantidade de garantia física vendida entre as fontes na soma dos três certames, com um preço de MWh de R\$:233,30. Em termos de potência ficou atrás das fontes eólicas e solares. Além das térmicas de biomassa. Uma usina térmica a base de RSU foi contratada no leilão a-5 pelo preço de R\$:549,40 reais por MWh, com uma garantia física vendida de 16 MWmed.

Por fim as pequenas centrais hidrelétricas corresponderam no leilão, a cerca 18,53% da garantia física vendida total, o que mostra que apesar do potencial de construção de grandes hidrelétricas esteja esgotado, pequenas centrais energéticas ainda tem uma relevância na expansão da oferta. O preço médio de energia desta fonte foi de R\$ 195,44 MW/h

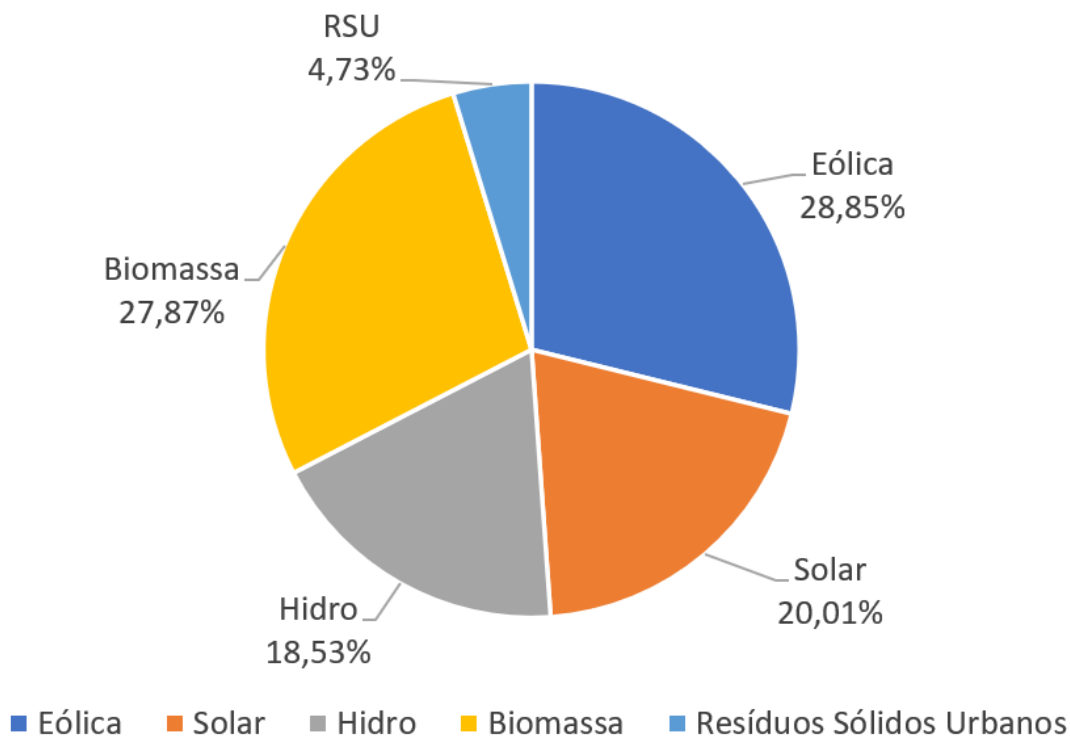
Tabela 5-2 Resumo dos resultados dos leilões de energia nova de 2021⁴³.

Fonte	Total 2021		
	Potência (MW)	GF Vendida (MWmed)	Preço Médio (R\$/MWh)
Eólica	580,8	97,6	R\$ 147,66
Solar	505,7	67,7	R\$ 145,78
Hidro	254,17	62,7	R\$ 195,44
Biomassa	484,84	94,3	R\$ 233,30
Resíduos Sólidos Urbanos	20	16	R\$ 549,40
Total	1845,51	338,3	R\$ 201,06

Fonte: Dados: ANEEL, CCEE e EPE Gráfico: Elaboração Própria

Gráfico 5-3 Garantia Física contratada nos leilões de energia nova de 2021 por fonte⁴⁴.

GF Vendida nos Leilões de Energia nova em 2021

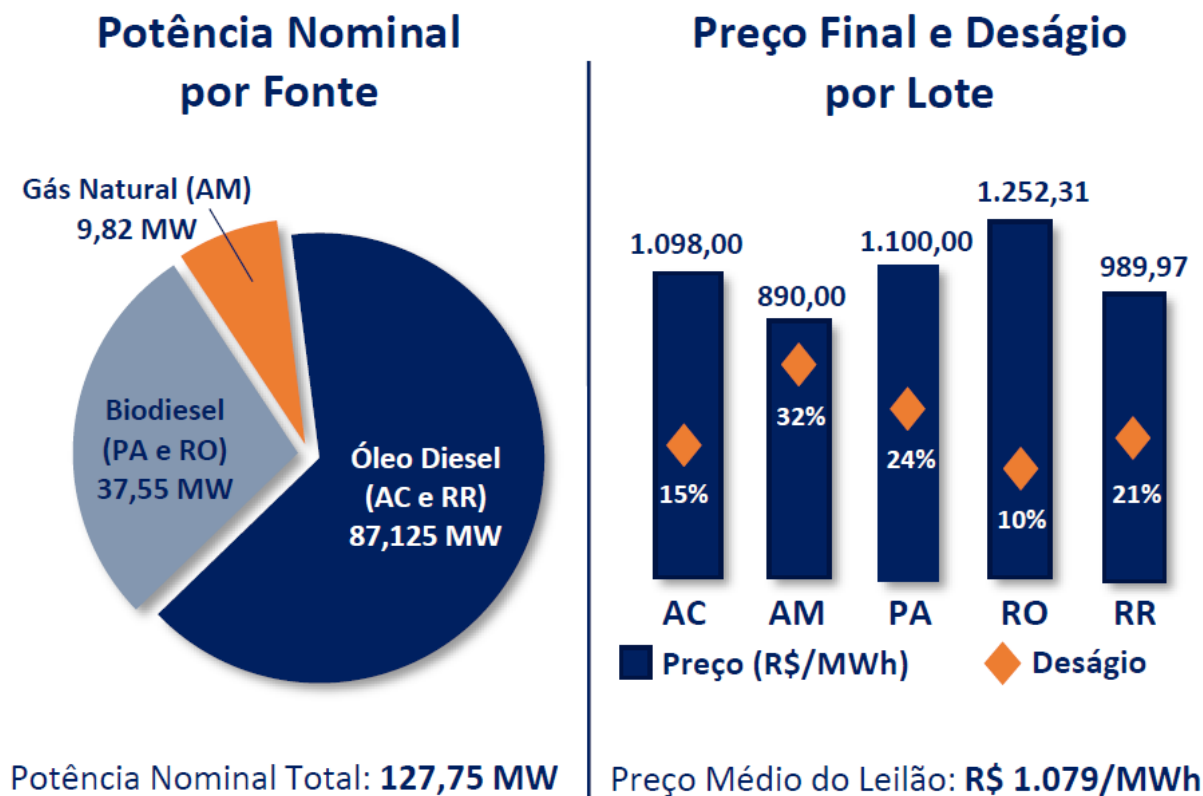


Fonte: Dados: CCEE e EPE, Gráfico: Elaboração Própria

Para avaliar o que acontece na região norte, é preciso avaliar o resultado do leilão dos sistemas isolados de 2021. Se nos leilões de energia nova do sistema integrado as fontes

fósseis estiveram completamente ausentes, no sistema isolado elas corresponderam a 75,88% da potência contratada nos leilões. Dos 127,75 MW contratados, 87,13 MW foram de usinas a base de óleo diesel e 9,82 MW de UTE a base de gás natural, aproveitando a existência do gasoduto Urucu-Coari/Manaus. Por este motivo, o preço médio do lote 2, relativo ao estado do Amazonas foi menos elevado dentre os 5 lotes R\$:890,00 por MW/h. O preço médio da energia contratada no leilão foi de R\$:1079 por MW/h o corresponde a 537% do preço médio dos leilões de energia nova de 2021. A diferença gritante entre os preços e a dependência de usinas fósseis altamente poluentes como o Óleo Diesel reforça a necessidade urgente de desenvolver novas soluções renováveis para a região, bem como conectar as áreas que ainda não estão conectadas ao SIN.

Gráfico 5-4 Resumo do resultado do leilão dos sistemas isolados de 2021⁴⁵.



Em 2021 também tivemos a realização do leilão de capacidade baseado em Estudos da EPE que apontavam para a necessidade de potência adicional para o sistema para garantir a estabilidade do sistema nos próximos anos, considerando o aumento do uso de fontes intermitentes e o crescimento da demanda. Neste leilão, foi utilizada uma nova metodologia de contratação. O produto potência, no qual as térmicas são remuneradas apenas pelo seu custo fixo e recebem seu CVU apenas de acordo com seu despacho. Estas térmicas irão agir

efetivamente como um seguro para o sistema. O leilão a princípio definia um teto no CVU de R\$:600 reais o que na prática impediria a participação de térmicas a óleo combustível e óleo diesel. Mas devido a uma decisão judicial, este limite foi removido e estas térmicas puderam participar do certame e 7 delas acabaram se sagrando vencedoras, no leilão que foi realizado em dezembro de 2021. Mas em abril de 2022 o STJ derrubou a liminar que garantiu a participação destas térmicas. Confirmando a validade do teto de CVU. Logo, estas térmicas não serão mais contratadas⁴⁶.

A Tabela 5-5 mostra o resumo dos projetos vencedores do leilão por fonte. O preço em R\$/MW.ano reflete o custo de investimento e O&M fixo para manter a usina operacional. Ao converter o valor médio para MW/h temos o valor de R\$ 94,13.

Tabela 5-5 Projetos vencedores do Leilão de capacidade por fonte antes da decisão liminar que anulou a vitória das térmicas a Óleo⁴⁷.

Combustível	Qtd de Projetos	Disponib. de Potência (MW)	Preço Médio (R\$/MW.ano)	Deságio (%)
Gás Natural	9	3.762,85	812.658,85	16,6%
Óleo Comb.	5	710,38	876.173,15	10,0%
Diesel	2	94,05	873.761,40	10,3%
Bagaço de Cana	1	65,60	877.321,16	9,9%
TOTAL	17	4.632,88	824.553,83	15,34

Fonte: CCEE (EPE)

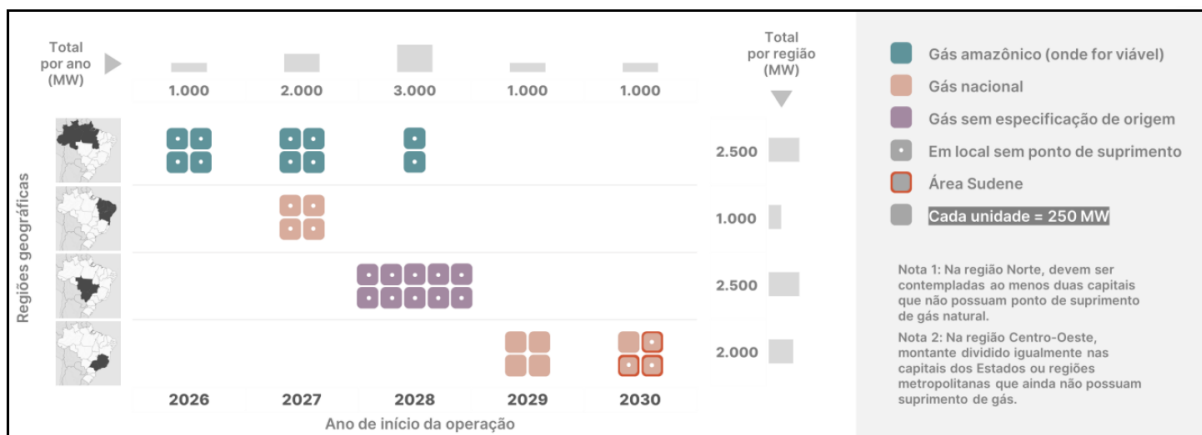
A modalidade de contratação do produto potência, gerou bastante reclamação entre os setores da cadeia de gás nacional, mas especialmente entre as transportadoras de gás. Por apenas considerar os custos fixos para definir os vencedores do leilão e como a tarifa de transporte que remunera a estrutura de gasodutos entra como um custo fixo. A tarifa é cobrada atualmente na modalidade 100% ship or pay. O que significa que o agente contrata uma

capacidade de transporte de entrada em um ponto do gasoduto e capacidade de saída em uma zona da malha e paga por 100% desta capacidade, independente se usar ou não. Esta cobrança adicional, beneficiaria projetos interligados diretamente a fonte de suprimento gas-to-wire como o UTE azulão, pertencente a ENEVA ou projetos conectados ao GNL. O que poderia inclusive fazer com que agentes termoelétricos que atualmente estão conectados a sistema, decidissem deixar de utilizar o sistema de transporte e criar suas próprias conexões às fontes de suprimento. O êxodo destes agentes, conhecido como by-pass físico do sistema iria acarretaria um aumento na tarifa de transporte para os demais usuários e afetaria especialmente os consumidores cativos, clientes das distribuidoras de gás, que não tem essa opção de sair do sistema. Uma vez que a estrutura existe e precisa ser remunerada com base na sua receita máxima permitida, estipulada pelos reguladores, o ideal seria que o máximo possível de agentes utilizasse o sistema o que faria com que a tarifa de transporte fosse mais baixa. Além disso, regras que favorecem térmicas a base de GNL prejudicam os produtores nacionais. Dentre as 9 térmicas a gás que se sagram vencedoras na disputa, apenas 4 delas estão conectadas a malha integrada de transporte: UTE LORM (ES), UTE Termopernambuco (PE), UTE William Arjona (MG) e UTE Trombudo (SC). Pelo baixo valor de MW.ano declarado nos leilões, é possível que estes empreendimentos estejam planejando algum tipo de bypass do sistema ou estejam contando com o desenvolvimento de alguma tarifa diferenciada que diminua o custo de conexão com o transporte por parte de usinas térmicas como por exemplo um produto de curto prazo que permita a contratação de capacidade de transporte em períodos mais curtos.

5.5 MP da Eletrobras

A lei nº 14.182/2021 dispõe sobre a privatização da Eletrobras, que foi concluída no início do mês de junho de 2022, com a oferta das ações da empresa na bolsa de valores. Na mesma lei que dispõe sobre esta privatização, foi inserido um trecho sobre a construção de 8000 MW de termoelétricas a gás natural. Sendo 2500 MW na região norte, utilizando gás amazônico aonde for possível, 1000 MW na região na região nordeste, necessariamente próximo a capitais que não possuam fonte de suprimento atualmente que devem necessariamente ser supridos por gás nacional, 2500 MW na região centro oeste, onde não existe estrutura nenhuma de gasoduto atualmente e 2000 MW na região sudeste, que também deve ser suprido por gás nacional, dos quais 750 MW devem também ser em áreas onde não existe suprimento de gás atualmente⁴⁷.

Figura 5-6 Resumo das Usinas termoeletricas previstas pela lei n° 14.182/2021⁴⁸.



Fonte: EPE

A lei ainda dispõe que estas termoeletricas devem ser contratadas em um regime mínimo de 70% de inflexibilidade, o que difere de maneira gritante da forma de contratação de térmicas mais recente, via leilão de capacidade. Como vimos no capítulo anterior, as térmicas a gás têm um custo de energia muito alto comparado com fontes renováveis e térmicas a biomassa. Térmicas utilizando gás amazônico possam ser uma boa opção para substituir usinas a base de óleo que predominam nos sistemas isolados amazônicos, construir térmicas a gás no Nordeste e centro oeste implicará na construção de gasodutos novos de transporte de gás, cujo custo será repassado via tarifa de transporte e acabará sendo pago pelo consumidor final.

Utilizando o modelo da EPE, apresentado na seção 4.2 deste trabalho podemos ter uma noção de qual seria o custo nivelado de energia 8000 MW que térmicas a gás com 70% de inflexibilidade teriam para o sistema. Os custos ficariam entre R\$180,3 e R\$378 por mW/h utilizando os valores para térmicas de ciclo combinado e entre R\$ 369,4 e R\$ 737,30 para térmicas de ciclo simples. Por tanto os custos iriam variar entre 12,6 à 51,7 bilhões por ano. Estes cálculos são extremamente conservadores e desconsideram o custo com construção de gasoduto e impostos. Utilizando o preço médio do lote 2 dos leilões de sistemas isolados, de R\$: 890,00 teríamos um valor de 19,431 bilhões por ano para os 2500 MW previstos para região norte. Utilizando as premissas de emissão de carbono utilizadas para montar o modelo essas usinas emitiriam por ano algo entre 11 e 26 milhões de toneladas de CO₂ e por ano, dependendo do tipo de usina utilizada.

É importante notar que a lei da privatização da Eletrobras faz parte da plataforma do governo atual, e que sua aprovação era considerada muito importante dentro de seu projeto político. Inserir projetos que nada tem a ver com o texto original, para forçar a aprovação, uma vez que caso fosse rejeitado a construção destas térmicas, também não seria aprovada a lei de privatização, é uma estratégia política recorrente utilizada no cenário político Brasileiro conhecida como Jabuti. Este Jabuti da lei da Eletrobras não aparenta ter como objetivo a expansão da oferta de energia elétrica nacional de maneira barata e sustentável, uma vez que levará a contratação de energia cara e poluente. O objetivo parece ser criar uma demanda âncora para a produção de gás natural nacional e sobretudo para a construção de novos gasodutos. Se esse for o objetivo, a lei foi muito eficiente, uma vez que 8000 MW de térmicas precisará de um suprimento de gás natural de aproximadamente 9,3 milhões de m³ dia, apenas para atender a sua inflexibilidade.

6- Conclusão

Referências Bibliográficas (vou colocar no formato certo posteriormente)

- 1- <https://www.bbc.com/news/science-environment-15874560>
- 2- <https://climate.nasa.gov/news/2865/a-degree-of-concern-why-global-temperatures-matter/>
- 3- PDE 2031- páginas 36 e 52
- 4- <https://www.worldometers.info/world-population/south-america-population/>
- 5- <https://www.statista.com/statistics/802640/gross-domestic-product-gdp-latin-america-caribbean-country/>
- 6- Dados: <https://ourworldindata.org/co2/country/brazil> Gráficos: Elaboração Própria
- 7- Dados: <https://ember-climate.org/data/data-explorer/> Gráficos: Elaboração Própria
- 8- do PDE 2031, página 52
- 9- Dados: <https://ourworldindata.org/co2/country/brazil> Gráficos: Elaboração Própria
Dados da Costa Rica não constavam na base.
- 10- PDE 2031, página 70, figura 3-3.
- 11- <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNjc4OGYyYjQtYWVhZmM2ZC00YjllLWJlYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2IiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiJlR9> Sistema SIGA da ANEEL Acessado dia 02/06/2021
- 12- Caderno de preços de geração, página 15
- 13- Caderno de preços de geração, página 16
- 14- Caderno de preços de geração, página 15
- 15- NT PR 007-2018 Premissas e Custos de Oferta de Energia Elétrica, página 39
- 16- NT PR 007-2018 Premissas e Custos de Oferta de Energia Elétrica, página 46
- 17- NT PR 007-2018 Premissas e Custos de Oferta de Energia Elétrica, página 42
- 18- NT PR 007-2018 Premissas e Custos de Oferta de Energia Elétrica, página 45
- 19- NT PR 007-2018 Premissas e Custos de Oferta de Energia Elétrica, página 51
- 20- Caderno de preços de geração, página 21, figura 16
- 21- Caderno de preços de geração, página 22, figura 17
- 22- Caderno de preços de geração, página 28, figura 29
- 23- Caderno de preços de geração, página 28, figura 30
- 24- PDE 2031, página 116
- 25- PDE 2031 página 134
- 26- PDE 2031, página 136
- 27- Caderno de preços de geração, página 59
- 28- Caderno de preços de geração, página 60, tabela 13
- 29- Dados: Caderno de preços de geração, página 60, tabela 13 Elaboração Própria
- 30- Caderno de preços de geração, página 61, figura 78
- 31- Caderno de preços de geração, página 62, figura 80
- 32- Baseado em dados da NT PR 007-2018 Premissas e Custos de Oferta de Energia Elétrica
- 33- BEIS Carbon Values Literature review 2021/049, página 4
- 34- EPE: Precificação de carbono: Riscos e Oportunidades para o Brasil, página 17
- 35- Elaboração Própria Dados: Caderno de preços de geração
- 36- Elaboração Própria
- 37- CB3E UFSC: Relatório: Fatores de conversão de energia elétrica e térmica em energia primária e em emissões de dióxido de carbono a serem usados na etiquetagem de nível de eficiência energética de edificações
- 38- Elaboração Própria Dados: Caderno de preços de geração
- 39- Elaboração Própria Dados: Caderno de preços de geração

- 40- Metodologia do cálculo do ICB_R2, página
- 41- ICB_ NT EPE-DEE-RE-038-2018-r0.
- 42- <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2022/aneel-homologa-resultado-do-leilao-de-geracao-a-5-de-setembro-de-2021> e <https://www.epowerbay.com/single-post/resultados-dos-leiloes-a-3-e-a-4-de-2021>
- 43- Informe LEN A5, ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO SIN e <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2022/aneel-homologa-resultado-do-leilao-de-geracao-a-5-de-setembro-de-2021>.
- 44- Informe LEN A5 e ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO SIN
- 45- EPE Informe VENCEDORES LRC, página 01
- 46- <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53207126/stj-derruba-liminar-que-garantiu-usinas-a-oleo-em-leilao-de-capacidade>