

Cenários de Expansão da Geração e Impactos de Subsídios na Competitividade da Indústria Eólica

M. D. P. Coelho, J.T. Saraiva,
Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
Porto, Portugal

Adelino J. C. Pereira
ISEC – Instituto Superior de Engenharia de Coimbra
Coimbra, Portugal

Resumo — A grande maioria das metodologias de planejamento de expansão de geração (PEG) desenvolvidas sob a estrutura monopolística do setor elétrico baseiam-se em modelos de otimização que levam em consideração descrições estáticas e detalhadas de equipamentos, custos e condições de operação do sistema de energia elétrica. Muitas dessas técnicas ainda estão em uso na nova estrutura de mercado, embora o planejamento em um ambiente liberalizado seja afetado por um conjunto de incertezas e dinâmicas que os modelos tradicionais não conseguem capturar. Nesse cenário, esta pesquisa descreve uma abordagem de PEG que usa *System Dynamics* (SD) para construir uma ferramenta de simulação para fornecer a agentes de regulação, planejamento, políticos e tomadores de decisão intuição e pensamento estratégicos e mais amplos sobre políticas a serem aplicadas no setor. A ferramenta desenvolvida modela os quatro submercados de eletricidade brasileiro, fornecendo preços de eletricidade e cenários de expansão em cada região.

Palavras chave - Planejamento de Expansão de Geração, Análise de longo prazo, *System Dynamics*, sistema de elétrico brasileiro.

I. INTRODUÇÃO

O planejamento do sistema de energia tornou-se uma tarefa mais complexa nos últimos anos apesar das maiores capacidades computacionais, o desenvolvimento de heurísticas avançadas e da grande disponibilidade de dados. A liberalização dos mercados introduziu a concorrência entre diferentes agentes e tecnologias no lado da geração [1]. Por outro lado, o aquecimento global estimulou a implantação de fontes de energia renováveis com maior intermitência, menor capacidade de controle e menor inércia [2]. A geração distribuída e o advento da figura do “prosumidor” contribuem tanto para reduzir a demanda líquida vista pelo sistema de transmissão quanto para mudar a direção tradicional do fluxo nas redes [3].

O problema do PEG cresceu em dimensão e complexidade nas últimas décadas. O problema evoluiu da visão de minimização de custos das companhias verticalizadas do passado para um problema multi-objetivo com a consideração da consciência ambiental [4]. A incerteza quanto aos custos de combustível após os choques do petróleo também fomentou o desenvolvimento de uma série de metodologias, como observado por Foley [5] e Ford [6]. A desregulamentação do setor contribuiu para a implantação de ferramentas que

aplicaram a teoria dos jogos, *agent based models* e heurísticas bio-inspiradas [7] - [10].

No Brasil, devido ao grande parque hidrelétrico o PEG é muito influenciado pela incerteza dos padrões de precipitação. A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) é a agência governamental que desenvolve estudos com horizontes temporais de 10 e 30 anos. Esses planos são elaborados com modelos de otimização baseados em programação dinâmica dual estocástica para minimizar o preço dos custos de eletricidade, otimizando o uso da água ao longo do horizonte de planejamento [11] - [13]. No entanto, mesmo com ferramentas de planejamento sofisticadas, existem grandes diferenças entre o planejamento e a evolução real do setor elétrico. Isso ocorre porque, em um ambiente competitivo, a evolução do setor é muito determinada pelas dinâmicas de mercado e políticas implementadas no setor, que não são adequadamente capturadas pelas ferramentas mencionadas [14]. Reconhecendo estas questões, esta pesquisa está focada no desenvolvimento de uma ferramenta baseada em SD para apoiar estudos de planejamento de expansão.

De acordo com essas ideias, a Seção II apresenta alguns dos desafios e mudanças que estão sendo enfrentados pelo setor elétrico brasileiro. Essas mudanças aumentam a motivação e relevância deste trabalho, pois promovem um sistema elétrico mais liberalizado [15]. A Seção III apresenta uma explicação geral das modificações no modelo e dinâmica de operação de curto prazo, fornecendo, ao mesmo tempo, em detalhes, a formulação desenvolvida do módulo de expansão. A Seção III também descreve a lógica de disponibilidade de recursos e o loop da curva de aprendizado. A Seção IV exibe alguns dos resultados e cenários de expansão de geração obtidos usando essa ferramenta. Finalmente, a Seção V apresenta as conclusões e sugestões trabalho futuro.

II. MOTIVAÇÃO E REVISÃO DO SETOR

A crise do setor elétrico em 2001 levou a uma mudança estrutural do mesmo. O modelo que surgiu após essa crise funcionou por mais de uma década. No entanto, à medida que o sistema evoluiu, a natureza física do sistema de energia mudou (com relativamente menos armazenamento e crescimento da energia eólica). Além disso interesses políticos influenciaram as decisões no setor de energia. Esses fatores combinado com uma sequência de anos com pouca chuva,

levou o setor elétrico para uma nova crise. Atualmente, uma nova estrutura está sendo proposta [15].

A. Modelo Atual

O mercado de eletricidade está atualmente dividido em dois ambientes. No Ambiente de Contratação Regulada (ACR), distribuidoras de energia compram eletricidade em leilões centralizados por órgãos do governo. Esta eletricidade é vendida a preços regulados a pequenos consumidores (carga inferior a 500 kW) e a empresa goza de um monopólio sobre uma determinada área geográfica [8]. Por outro lado, no Ambiente de Contratação Livre (ACL), os preços são livremente negociados entre os agentes do mercado. Este mercado (que consiste principalmente de indústrias, empresas e grandes cargas) é onde 29% da eletricidade é comercializada no país. Uma das principais características do mercado livre é que os contratos devem ser registrados ex-ante na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e eventuais diferenças entre volumes contratados e consumo/geração física são liquidados com base no Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). O PLD é estabelecido para os quatro submercados de energia e considerando três patamares de carga de acordo com um resultados otimizados de operação do NEWAVE e Decomp. Os modelos otimizam o despacho elétrico para a semana seguinte, considerando todos os diferentes cenários de afluências para um período de cinco anos. O PLD para cada patamar de carga em cada semana é correspondente ao custo marginal de operação [12].

B. Problemas do modelo atual

O cálculo de otimização realizado para a operação do sistema de energia e precificação de eletricidade foi projetado décadas atrás [8]. Naquela época, a maior quantidade de eletricidade produzida no país vinha de hidrelétricas com grandes reservatórios. No entanto, recentemente, a maioria das hidrelétricas construídas são a fio d'água, devido a restrições ambientais. Além disso, grande parte da capacidade instalada recentemente foi oriunda de outras usinas renováveis e intermitentes, como eólica e térmicas que utilizam bagaço de cana-de-açúcar. Portanto, os reservatórios perderam parte de sua capacidade de lidar com a carga durante longos períodos. Entre os anos de 2012 e 2014, o país enfrentou uma seca que fez com que os reservatórios fossem drenados e os PLDs atingissem seu pico. Durante vários meses PLDs permaneceram em seus níveis mais altos provocando grandes perdas para empresas do setor que estavam descobertas ou sofreram com o GSF.

Outro ponto fraco do modelo atual é que o PLD é calculado para três perfis de carga diferentes, sendo a carga pesada estabelecida por três horas consecutivas, das 18 às 22 horas, dependendo do horário de verão. No entanto, o perfil de carga vem mudando no país e os horários de pico de carga estão ocorrendo por volta das 14h, quando a temperatura é mais alta. Desta forma os preços da eletricidade não são altos nos períodos de pico de demanda, quando deveriam estar, e os custos de operação para atendimento ao pico de carga não são monetizados de forma direta.

Adicionalmente contratos devem ser registrados um mês antes do consumo / geração. Esse mecanismo deixa os

geradores renováveis expostos, uma vez que eles idealmente devem ter previsões de médio prazo muito precisas para efetivar a geração registrada na CCEE. Especialmente durante a recente crise em que os preços da energia permaneceram em seus níveis mais altos, as eventuais diferenças entre as quantidades nos contratos registrados e a geração / consumo geraram faturas caras para vários agentes do setor.

A operação em tempo real é comandada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). O despacho ótimo é calculado para fornecer o menor custo operacional e garantir a segurança do fornecimento. Portanto, o ONS é responsável por determinar a produção física das grandes usinas de energia enquanto esses geradores gerenciam seus contratos dentro da CCEE. Isso significa que muitos agentes não estão livres para gerar sua energia conforme os contratos determinam ou como os recursos estão disponíveis, o que significa, em última análise, que os agentes não têm a possibilidade de gerir seus próprios riscos e também fazer ofertas no mercado.

C. Novo Marco Regulatório

O Ministério de Minas e Energia, por meio da Consulta Pública 33, debateu com a sociedade alguns dos principais elementos para um novo marco no setor elétrico [15]. A consulta foi finalizada e depende de aprovação no congresso, mas inclui alguns dos principais vetores de mudanças no setor elétrico brasileiro, conforme detalhado a seguir.

1) *Nova precificação da energia:* A proposta estabelece que os preços horários de eletricidade a partir de 2019. Os preços deverão se tornar resultado de ofertas horárias de quantidades e preços por geradores e consumidores ou através de um algoritmo com código aberto. É importante mencionar que os atuais algoritmos estão protegidos por direitos de propriedade intelectual [8]. O preço horário contribuirá para resolução do problema de precificação do pico de carga. Ele também permitirá que agentes a utilizem previsões de curto prazo para lances no mercado e programação da geração. Além disso, deve fornecer aos agentes maior flexibilidade para gerenciar seus próprios riscos e ativos. Além disso, a flexibilidade do modelo permite usar um intervalo de tempo diferente para os preços da eletricidade sem esforços computacionais significativos.

2) *Criação de mercado de capacidade:* No modelo atual, o único produto comercializado no mercado de eletricidade é a energia. A segurança do fornecimento é garantida pelo governo no longo prazo através dos leilões centralizados para o ACR que garantem que novas usinas sejam construídas para atender o crescimento da demanda. No curto e médio prazo é garantido pelo gerenciamento dos recursos hídricos, através do despacho centralizado. Ao criar um mercado de capacidade, pretende-se criar um mecanismo de mercado que possa remunerar diretamente o atributo de segurança do sistema, que pode ser de curto ou longo prazo.

3) *Diminuição das barreiras de entrada no mercado livre de eletricidade:* Atualmente, o mercado livre no Brasil é limitado a grandes consumidores (mais de 500 kW de demanda). A nova proposta, estabelece que no futuro consumidores conectados à média tensão poderiam acessar o mercado livre, independente da demanda. Ao aumentar o

ambiente de contração livre, espera-se que a dinâmica do mercado tenha um papel mais importante na expansão da capacidade de geração no do sistema de energia elétrica. Com a diminuição das restrições de acesso ao ACL a parcela desse mercado no consumo de eletricidade poderia chegar até 50% do total consumido no país.

III. MODELO DE EXPANSÃO DA GERAÇÃO

A. Loops de operação de curto prazo

O diagrama causal na Fig. 1 fornece uma visão geral do funcionamento do modelo criado utilizando *System Dynamics*. A referência [14] detalha os *feedback loops* negativos do lado superior direito do diagrama. Os *loops* representam a dinâmica de operação de curto prazo e o mercado de eletricidade. O *loop* associado ao balanço de demanda descreve o comportamento do mercado de eletricidade e o equilíbrio entre oferta e demanda. A demanda de referência em cada região do país é retirada do valor histórico. Essa demanda de referência cresce durante a simulação com uma taxa de 2,5% ao ano em todos os subsistemas. A demanda real é então calculada de acordo com a elasticidade preço da demanda, na qual preços altos contribuem para diminuir a demanda de eletricidade. No *loop* de operação de curto prazo, o modelo simula o despacho do sistema de energia. A oferta deve atender a demanda em todos os quatro submercados de eletricidade. Na lógica de programação da operação, as fontes de energia não despacháveis são usadas para suprir a demanda (unidades eólica, solar e a fio d'água) e as unidades térmicas são despachadas de acordo com seus custos de operação. O programa despacha todas as unidades com custos abaixo dos atuais preços da eletricidade. No final, a energia hidrelétrica dos reservatórios fechará a lacuna que permanece entre a demanda e as outras fontes. A transmissão de eletricidade entre as regiões do país é calculada considerando a diferença de preços e a demanda em cada região. O preço varia, basicamente, de acordo com o equilíbrio entre oferta e demanda e este saldo está associado às mudanças nos reservatórios de cada subsistema.

Duas novas variáveis foram introduzidas para representar as usinas a fio d'água e solares. A pesquisa usou dados históricos de energia natural afluyente para determinar índices para fluir em usinas hidrelétricas com reservatório e a fio d'água e índices de desvio padrão. Com a introdução de variáveis para representar as usinas solares e a fio d'água, a formulação para o despacho elétrico é agora dada por (1). A energia hidrelétrica despachada da hidrelétrica com reservatórios, $P_{Hyd,t,r}$, fechará a lacuna entre a demanda em cada região, r , e as gerações de energia eólica, solar, térmica e a fio d'água, $P_{w,t,r}$, $P_{s,t,r}$, $P_{th,t,r}$, $P_{ror,t,r}$, e a transmissão de eletricidade entre regiões.

$$P_{Hyd,t,r} = Dem_{t,r} - P_{w,t,r} - P_{s,t,r} - P_{th,t,r} - P_{ror,t,r} - T(l)$$

Para determinar o fluxo de água em usinas com reservatórios e a fio d'água utilizou-se dados históricos. Os dados apresentam um valor médio para divisão da energia afluyente em cada subsistema de energia entre usinas com reservatórios e a fio d'água, $perc_{t,r}$, com uma distribuição normal, $std_{t,r}$, em torno desse valor (2). A quantidade de água fluindo em usinas a fio d'água, $P_{ror,t,r}$, é calculada em (3). A energia solar, $P_{s,t,r}$, foi modelada com um fator de capacidade constante, cf , para capacidade instalada, $Capacity_{s,t,r}$. Foi utilizado um fator de capacidade de 0,25 baseado em dados das usinas que venceram os leilões mais recentes do país. O fator de capacidade é considerado razoável mesmo para estudos de longo prazo, pois se por um lado as localidades com melhores índices de irradiação serão utilizadas num primeiro momento no país, por outro lado o progresso tecnológico tem melhorado a eficiência dos painéis solares.

$$P_{res,t,r} = Hist_{t,r} * normal(perc_{t,r}, std_{t,r}) \quad (2)$$

$$P_{ror,t,r} = Hist_{t,r} * (1 - normal(perc_{t,r}, std_{t,r})) \quad (3)$$

$$P_{s,t,r} = Capacity_{s,t,r} * cf \quad (4)$$

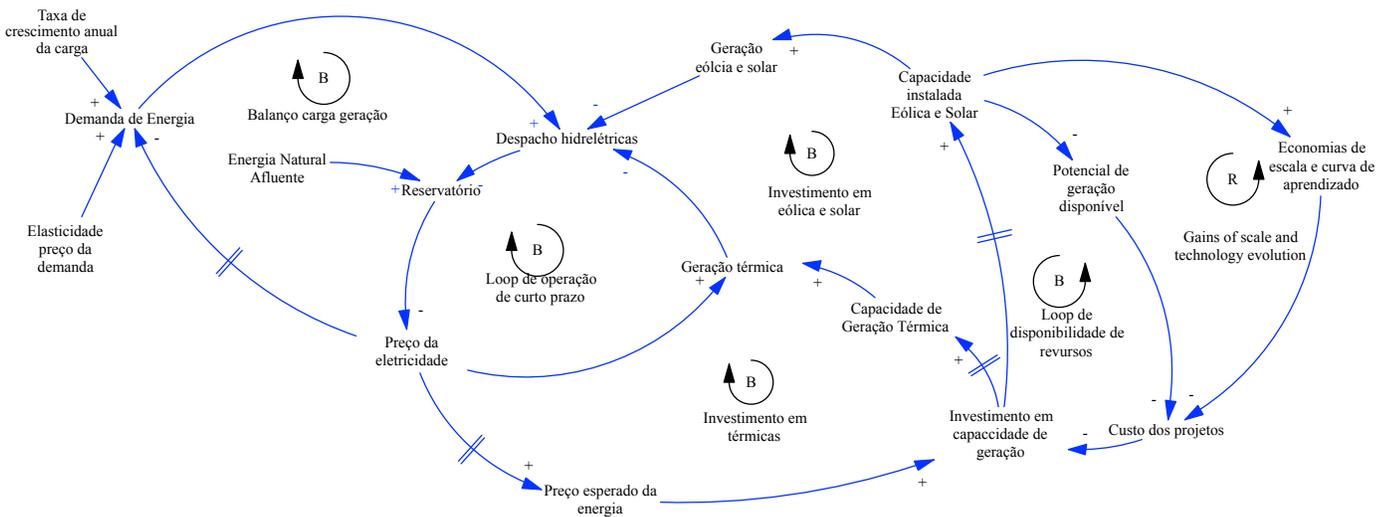


Figura 1. Diagrama Causal do modelo de expansão da geração desenvolvido.

Para além da introdução de centrais solares e a fio d'água, o funcionamento principal da dinâmica de precificação da energia e a transmissão de eletricidade entre submercados mantém-se inalterada em relação ao que foi relatado em [14]. Os novos *loops* adicionados ao modelo anterior são a inclusão do *loop* de investimento, *loop* de a disponibilidade de recursos e *loop* de economias de escala, detalhados nas próximas seções.

B. Loop de Investimento

Em estudo de caso anteriores, a pesquisa explicada utilizou o modelo para avaliar evolução dos preços nos submercados de energia elétrica considerando a matriz de geração contratada nos leilões passados. Entretanto, para estudos de a longo prazo o preço da eletricidade é baseado nos custos marginais de expansão da geração. Esta seção descreve a formulação utilizada no módulo de expansão da geração.

Os investimentos em geração em mercados competitivos são baseados em expectativas de preços futuros. Nesse sentido, o módulo de expansão de geração monitora os preços médios anuais da eletricidade para cada região conforme indicado em (5). Preços futuros da eletricidade em cada região são então estimados usando uma função de extrapolação para três anos no futuro baseada na evolução de preços dos últimos dois anos como nas equações (6) e (7).

$$avg \pi_{t,r} = \frac{\int_{t-1yr}^t \pi_{t,r}.dt}{1yr} \quad (5)$$

$$Forecast \pi_{t,r} = avg \pi_{t,r} + avg \pi_{t,r} * trend * 3yr \quad (6)$$

$$trend = \frac{(avg \pi_{t,r} - \int_{t-2yr}^t avg \pi_{t,r}.dt)}{2yr * \int_{t-2yr}^t avg \pi_{t,r}.dt} \quad (7)$$

Os preços previstos são então comparados com os custos marginal de expansão para cada tecnologia, descontados eventuais incentivos, para cada tecnologia, em cada *time-step*, para cada região. Ao introduzir incentivos diferentes para cada região do país, pretende-se simular cenários de 'guerra-fiscal', nos quais políticas públicas são desenvolvidas em diferentes estados e regiões para estimular certa tecnologia. Com base na relação entre preços e custos, equação (8), foi criada uma função que simula o efeito dessa relação na atratividade e investimentos em novos projetos. A função tem como entrada a razão entre preços e custos de cada tecnologia em cada região e como saída a fornece uma taxa percentual de novos investimentos, como mostrado em (9). A taxa de investimento pode variar de taxas negativas, quando a relação custos são maiores que o preço levando à desativação projetos até investimentos a uma taxa de 8%/ano para a carteira de projetos disponível. Novos projetos terão diferentes tempos de construção para cada tecnologia.

$$PC \ ratio_{t,r,tec} = \frac{Forecast \pi_{t,r}}{Cost_{tec} - inc_{t,r,tec}} \quad (8)$$

$$inv_rate = f(PC \ ratio_{t,r,tec}) \quad (9)$$

É importante destacar neste ponto que a expansão da matriz hidrelétrica não é considerada neste módulo. Como a maior

parte do potencial hidrelétrico no país encontra-se na região norte, com diferentes restrições socioambientais o próprio governo não prevê a construção de grandes projetos nos próximos anos [11], [16].

As usinas construídas (10) são adicionadas à capacidade instalada, em cada submercado do país de acordo com a equação (11). A taxa de depreciação, será uma função da capacidade atual e da vida útil de cada tecnologia como mostrado em (12).

$$Const_{t,r,tec} = \min (Port_{t,r,tec} * delay_{tec}(inv_rate), \max_const_{t,r,tec}) \quad (10)$$

$$Cap_{t,r,tec} = Cap_{0,r,tec} + \int_0^t Const_{t,r,tec} - dep_{t,r,tec}.dt \quad (11)$$

$$dep_{t,r,tec} = \frac{Cap_{t,r,tec}}{Lifetime_{tec}} \quad (12)$$

A construção de nova usinas aumenta a oferta de energia, influenciando na redução dos preços da eletricidade no longo prazo. Por outro lado, a construção de novas usinas reduz o portfólio de projetos viáveis, criando um feedback negativo que controla o número e a possibilidade de investimento em novos projetos, conforme explicado na próxima seção.

C. Loop de Disponibilidade de recursos

O loop de disponibilidade de recursos é um dos controles de primeira ordem mais simples no modelo. Na representação da Figura 2, projetos são divididos em grupos de usinas de energia sem viabilidade econômica, portfólio de usinas viáveis e capacidade instalada.

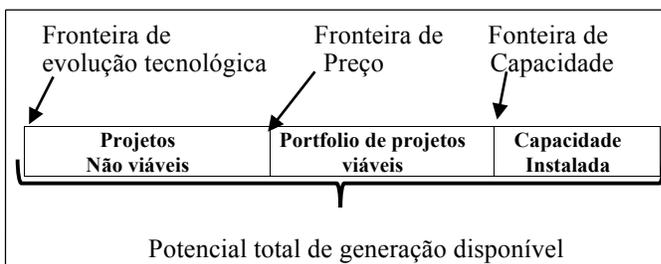


Figura 2. Divisão de grupos de projectos/usinas

Uma usina participará do estoque de projetos não econômicos quando seus custos marginais são mais altos do que os preços futuros de eletricidade, e será incluída no grupo de projetos viáveis quando seus custos são mais baixos do que o preço previsto. Usinas nunca podem ser movida do estoque de capacidade instalada para os demais estoques do sistema. A fração de plantas economicamente viáveis é dada pela equação (13).

Em uma explicação objetiva do funcionamento do modelo é que, preços futuros de eletricidade muito altos (ou os custos de uma certa tecnologia baixos), indica que todos os recursos energéticos disponíveis se tornam economicamente viáveis para investimento. Nesse caso, a fronteira dinâmica de preço, mostrada na Figura 2, se desloca para a esquerda e todos os recursos disponíveis são economicamente viáveis. Por outro lado, a construção de novas usinas também desloca a fronteira de capacidade instalada, diminuindo o estoque de projetos

viáveis. Desta forma para um preço futuro fixo, à medida que novas unidades são construídas o portfólio disponível de projetos é reduzido, tratando-se de um feedback loop negativo. A fronteira de evolução tecnológica por sua vez contribui para expandir a quantidade de recursos energéticos disponíveis, representando que uma tecnologia nova tem a habilidade de utilizar recursos energéticos ainda não recuperáveis no atual estado tecnológico.

O portfólio de projetos viáveis, $ind_{t,r,tec}$, é calculado utilizando fração de plantas viáveis, $fra_{t,r,tec}$, multiplicada pelo total de recursos disponíveis, $TAR_{t,r,tec}$ (14). O portfólio de projetos economicamente viáveis é formulado em (15), no qual $AT_potential$ representa uma constante de tempo e $inst\&pot_{t,r,tec}$ é a soma do portfólio e da capacidade instalada.

$$fra_{t,r,tec} = \max(0, \min\left(1, \frac{Forecast \pi_{t,r} - (Cost_{t,tec} - inc_{t,r,tec})}{Forecast \pi_{t,r}}\right)) \quad (13)$$

$$ind_{t,r,tec} = fra_{t,r,tec} * TAR_{t,r,tec} \quad (14)$$

$$new_feas_{t,r,tec} = \frac{\max(-Port_{t,r,tec}, ind_{t,r,tec} - inst\&pot_{t,r,tec})}{AT_potential} \quad (15)$$

Uma das principais incertezas e variáveis exógenas do modelo está trata-se do total de recursos energéticos disponíveis para cada fonte e região. Para determinar uma capacidade de geração (em GW) disponível em cada região do país, utilizou-se estudos sobre o potencial solar e eólico [17], [18], bem como projeções do setor [11] com o objetivo de se obter estimativa de implantação de projetos em cada submercado coerentes com as projeções oficiais. Outra entrada para o módulo é o custo iniciais de cada tecnologia. Foram utilizados valores dos últimos leilões de eletricidade no país, onde a energia solar foi contratada a valores em torno de R\$300 R\$/MWh e a energia eólica e térmica à 200R\$/MWh.

D. Loop de Economias de Escada e curva de aprendizado

Um dos principais vetores da rápida implantação e adoção de uma tecnologia é economia de escala e aprendizado da indústria. Para reproduzir esse efeito, o modelo incorpora uma nova formulação, representada no lado esquerdo da Figura 1 e modelo detalhado na Figura 3. O modelo adotado é baseado na representação de curvas de aprendizado detalhada por Sterman [19] na qual a construção de novas usinas gera o acúmulo de experiência e economia de escala. Para cada tecnologia, experiência é acumulado, $Cum_exp_{t,tec}$, conforme novas usinas são instaladas no país (16). Com base na razão entre a experiência acumulada e inicial, Ini_exp_{tec} , e considerando a força da curva de aprendizado, LCS_{tec} , um efeito de redução de custos é observado (17). O custo de cada tecnologia, é calculado em (18) usando o custo inicial, $Cost_{0,tec}$ e LC_{ef} . O LCS_{tec} , é calculado usando (19) e o termo $Cost_red_{tec}$, refere-se à redução de custo esperada a cada vez que se dobra a capacidade instalada. Essa redução de custos é estimada em cerca de 20% para a indústria fotovoltaica

$$Cum_exp_{t,tec} = \sum_r \int_0^t Const_{t,r,tec} . dt \quad (16)$$

$$LC_{ef_{tec}} = \left(\frac{Cum_exp_{t,tec}}{Ini_exp_{tec}}\right)^{LCS_{tec}} \quad (17)$$

$$Cost_{t,tec} = Cost_{0,tec} * LC_{ef_{tec}} \quad (18)$$

$$LCS_{tec} = \ln(1 - Cost_red_{tec}) / \ln(2) \quad (19)$$

Nesta nova estrutura, apenas o efeito endógeno do aumento da capacidade instalada é representado. É reconhecido o fato que os custos da energia solar e eólica são dependentes dos mercados globais e que no caso das usinas térmicas, custos de produção são dependentes dos preços de combustíveis fósseis. Todavia a abrangência do modelo é limitada para demonstrar essa dinâmica.

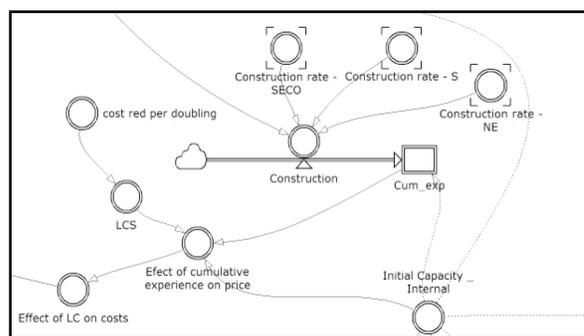


Figura 3. Detalhe do modelo da curva de aprendizado

IV. SIMULAÇÕES, CENÁRIOS DE EXPANSÃO E DISCUSSÃO

O modelo detalhado nas seções anteriores foi implementado no software Powersim [20]. Algumas das principais entradas da simulação são dados fornecidos pelo ONS, como energia afluenta média mensal em cada submercado, a carga em cada submercado, a geração de energia eólica sazonal e a capacidade de transmissão entre as regiões. O único parâmetro de entrada modificado entre simulações dentro do módulo de operação dos subsistemas foi a taxa de crescimento demanda.

Dentro módulo de investimento estão as maiores incertezas com relação a variáveis que governam o comportamento do modelo. As principais variáveis utilizadas no módulo são o potencial de cada fonte de geração (eólica, solar e térmica) em cada região do país. A curva de aprendizado implementada simula 10% de redução de custos para cada vez que a capacidade instalada eólica ou solar dobra no país.

Dados do mercado mostram que os custos da energia solar estão diminuindo em um ritmo mais acelerado do que os custos da energia eólica nos últimos anos. Portanto, é razoável usar a mesma curva de aprendizado para ambas as fontes, visto que a energia solar tem uma capacidade instalada inicial bem menor.

Para energia termoeletrica, uma redução de custo de 3% foi assumida, por se tratar de uma indústria muito mais estável em todo o mundo. Foi introduzida ainda uma variável para representar subsídios por tecnologia e por submercado. Desta forma é possível avaliar impacto de políticas regionais no mercado como um todo; entretanto, para melhor compreensão

do comportamento geral do modelo, não são analisados cenários com subsídios diferentes por região.

Abaixo, detalha-se as principais variáveis utilizadas nos cenários de expansão. Na comparação entre cenários destaca-se a principal modificação introduzida em cada cenário em comparação com o cenário anterior. A Tabela I apresenta um resumo dos resultados nas variáveis: preço médio da eletricidade e capacidade instalada em cada submercado, para os anos 2026 e 2036. A parte inferior da tabela exibe os totais para todo o país para comparação com as projeções do Plano Decenal [11].

1) *Cenário 1:* As simulações foram realizadas considerando um horizonte temporal de 20 anos. Na primeira simulação, observou-se um pequeno crescimento nos ativos de geração em 2026 e preços de eletricidade relativamente baixos.

2) *Cenário 2:* O principal motivo identificado para as diferenças nas projeções de [11] e os resultados do Cenário 1 foi a taxa de crescimento da demanda. Portanto, a taxa de crescimento da demanda foi aumentada para 4,5% ao ano (como em [11]) e observou-se que os preços da eletricidade subiram, influenciando a instalação de novas unidades.

3) *Cenário 3:* Um subsídio é introduzido para energia solar em todo o país, a fim de observar o impacto dessa política no crescimento da fonte. Foi introduzido um subsídio com valor decrescente partindo de 100 R\$/MWh no ano de 2017, até reduzir a zero em 2022. Os resultados mostram uma pequena diferença no valor final de capacidade instalada de energia solar.

4) *Cenário 4:* No último cenário, o potencial de expansão no país foi dobrado. No resultado observa-se que a energia eólica e térmica substitui a instalação de unidades solares na primeira metade da simulação, enquanto os preços de eletricidade a longo prazo diminuíram consideravelmente graças à maior quantidade de geração disponível.

Os cenários foram desenvolvidos para uma avaliação da sensibilidade modelo como um todo. Do Cenário 1 para o 2, observou-se como o crescimento da demanda influencia os preços no longo prazo e, conseqüentemente, os investimentos em novas usinas. Do Cenário 2 para o 3, pode-se verificar como os incentivos podem ser usados para promover a implantação de uma tecnologia. Os subsídios influenciam a instalação de energia solar desde o início da simulação e iniciando num período inicial da simulação o efeito das economias de escala. A Figura 4 mostra os custos de cada tecnologia para o Cenário 3, destacando a redução de custos de energia eólica e solar. Do Cenário 3 para o 4, pode-se observar o efeito do aumento do portfólio de projetos na redução dos preços no longo prazo. No entanto, o *insight* mais valioso diz respeito à influência do loop de disponibilidade de recursos energéticos. Como há uma disponibilidade maior de recursos, o investimento em energia solar não ocorre nos primeiros dez anos de simulação, e todo o investimento é feito em energia eólica. A energia eólica é mais competitiva desta forma enquanto os recursos são abundantes, a influência do loop de disponibilidade não eleva os preços.

TABELA I. RESULTADOS OBTIDOS PARA OS DIFERENTES CENÁRIOS

		Ano 0		CENÁRIO 1		CENÁRIO 2		CENÁRIO 3		CENÁRIO 4	
		2017	2026	2036	2026	2036	2026	2036	2026	2036	
Preços (\$/MWh)	Norte	\$ 200,00	\$ 195,26	\$ 253,52	\$ 242,69	\$ 371,85	\$ 242,14	\$ 370,96	\$ 216,24	\$ 286,36	
	Nordeste	\$ 200,00	\$ 210,57	\$ 241,20	\$ 246,62	\$ 330,40	\$ 246,03	\$ 329,75	\$ 220,13	\$ 263,16	
	SECO	\$ 200,00	\$ 223,93	\$ 270,88	\$ 274,28	\$ 395,42	\$ 273,59	\$ 394,49	\$ 244,02	\$ 306,75	
	Sul	\$ 200,00	\$ 224,66	\$ 264,12	\$ 269,19	\$ 378,69	\$ 268,63	\$ 377,92	\$ 236,87	\$ 287,32	
CAPACIDADE INSTALADA (GW)	Norte	Eólica	0,0	0,4	2,2	1,3	3,9	1,3	3,8	1,6	6,2
		Solar	0,0	0,0	0,0	0,3	2,7	0,5	2,9	0,0	1,5
		Térmica	4,0	3,7	4,9	4,8	8,5	4,8	8,4	4,9	10,1
	Nordeste	Eólica	10,0	14,8	31,0	26,8	57,7	26,5	57,5	29,5	63,1
		Solar	0,5	0,4	0,4	0,9	6,6	1,7	7,3	0,4	2,6
		Térmica	6,0	5,3	5,1	6,2	8,2	6,2	8,2	6,3	8,8
	SECO	Eólica	1,0	1,4	2,8	2,5	4,6	2,4	4,6	3,3	7,3
		Solar	0,5	0,4	0,4	2,0	9,0	2,8	9,6	0,5	5,5
		Térmica	11,3	10,4	11,9	13,4	19,5	13,3	19,4	15,0	24,1
	Sul	Eólica	1,0	3,7	10,2	8,2	17,9	8,1	17,9	10,8	27,6
		Solar	0,0	0,0	0,0	0,5	2,7	0,8	2,9	0,0	1,2
		Térmica	3,5	4,9	7,8	7,9	14,9	7,9	14,9	8,9	17,6
	TOTAL	Eólica	11,9	20,3	46,3	38,7	84,2	38,4	83,9	45,3	104,2
		Solar	1,0	0,9	0,8	3,7	21,1	5,8	22,7	1,0	10,7
		Térmica	24,7	24,2	29,7	32,3	51,1	32,2	50,9	35,1	60,5
PDE [11]	Eólica	11,9	38	-	38	-	38	-	38	-	
	Solar	1,0	10	-	10	-	10	-	10	-	
	Térmica	24,7	41	-	41	-	41	-	41	-	

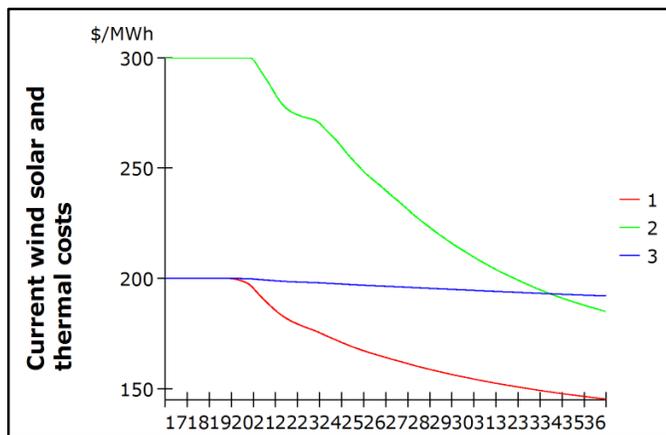


Figura 4. Evolução dos custos da energia eólica (vermelha), solar (verde) e térmica (azul)

V. CONCLUSÃO

Em primeiro lugar, é importante destacar que não é objetivo desta pesquisa realizar previsão real dos preços da energia e ou da matriz elétrica brasileira para os próximos 20 anos. Durante o projeto de pesquisa em desenvolvimento sempre teve uma visão crítica com relação aos PDEs desenvolvidos no Brasil até 2015, quando o "PDE 2024" foi lançado. Os PDE's anteriores foram desenvolvidos com uma lógica de otimização e uma abordagem de planejamento centrar que fornecia uma previsão enviesada da evolução do setor elétrico. A pesquisa atual, desenvolvida desde 2015, defende que os agentes de elaboração de políticas públicas e planejamento do sistema elétrico devem desenvolver regras e incentivos para a evolução desejada do setor - considerando a estrutura de mercado livre e competitivo.

A visão dos autores parece estar alinhada com o novo entendimento da Empresa de Pesquisa Energética que em julho de 2017 publicou o novo PDE [11]. O novo PDE ao invés de estabelecer um cenário futuro para o setor elétrico, comunica com os agentes, mostrando várias opções para a evolução do setor. Desta forma o PDE fornece diferentes cenários, listando diferentes políticas públicas que levarão a diferentes matrizes elétricas. A presente pesquisa corrobora essa visão e procura abordar o problema de planejamento da expansão da geração em uma perspectiva alternativa. A ferramenta desenvolvida fornece insights e dados qualitativos e quantitativos dos mecanismos de mercado que podem ser utilizados para influenciar o sistema de energia elétrica numa determinada direção.

Os resultados obtidos até então indicam que, em um horizonte de médio prazo, subsídios para a energia solar não devem propiciar um crescimento vertiginoso da fonte ao mesmo tempo que promovem a competição da fonte com projetos de energia eólica por contratos e financiamento. O estudo indica ainda que investir em P&D para novas tecnologias para aumentar o portfólio de projetos tecnicamente viáveis (fronteira de evolução tecnológica) trata-se de uma política promissora para redução dos preços da eletricidade no longo prazo, como observado no Cenário 4.

O modelo utilizado na pesquisa está sendo continuamente aprimorado. Alguns dos trabalhos futuros previstos são uma

melhor calibração de cada módulo do projeto, tentando fornecer o melhor ajuste entre os resultados do modelo, considerando os dados históricos. Além disso, pesquisas futuras e em andamento visam modelar a influência da evolução da tecnologia no crescimento do pool de usinas de energia, juntamente com a inclusão de mecanismos de limitação orçamentária que para a instalação de nova capacidade.

AGRADECIMENTO

O primeiro autor agradece ao CNPq - Brasil, que está fornecendo o apoio e financiamento necessários para o desenvolvimento do trabalho. O primeiro autor também reconhece o departamento de System Dynamics do MIT Sloan School of Management, onde desenvolveu parte do trabalho e recebeu ideias críticas de colegas e professores.

REFERENCIAS

- [1] A.J.C. Pereira, J.T. Saraiva, "A decision support system for generation expansion planning in competitive electricity markets," *Electric Power Syst. Res.*, vol. 80, no. 7, pp. 778–787, 2010.
- [2] A. Borghetti, M. Bosetti, S. Grillo, S. Massucco, M. Nucci, C. A. Paolone, and F. Silvestro, "Short-term scheduling and control of active distribution systems with high penetration of renewable resources," *IEEE Syst. J.*, vol. 4, no. 3, pp. 313–322, Aug. 2010.
- [3] R. S. Maciel, M. Rosa, V. Miranda, and A. Padilha-Feltrin, "Multi-objective evolutionary particle swarm optimization in the assessment of the impact of distributed generation," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 89, pp. 100–108, Aug. 2012.
- [4] Hobbs B.F., Meier P., "Energy Decisions and the Environment: A Guide to the Use of Multicriteria Methods", Kluwer Academic Publishers, 2000.
- [5] A.M. Foley, B.P. Ó Gallachóir, J. Hur, R. Baldick, E.J. McKeogh, "A strategic review of electricity systems models", *Energy*, vol. 35, pp. 4522–4530. 2010.
- [6] A. Ford, "System Dynamics and the Electric Power Industry", *System Dynamics Review*, vol. 13, pp. 57–85. 1997.
- [7] M. Hruby, J. Toufar, "Modelling the Electricity Markets using Mathematical Game Theory". *Proceeding (522) Applied Simulation and Modelling*, 2006.
- [8] F. A. Calabria, "Enhancing Flexibility and Ensuring Efficiency and Security: Improving the Electricity Market in Brazil Using a Virtual Reservoirs Model," PhD Thesis, University of Porto, 2016.
- [9] J.B. Park, Y. M. Park, J.R. Won, K.Y. Lee, "An improved genetic algorithm for generation expansion planning", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 15, N.o 3, pp. 916–922, August 2000.
- [10] J. Cai, X. Ma, L. Li, H. Peng. "Chaotic particle swarm optimization for economic dispatch considering the generator constraints." *Energy Conversion and Management* 2007;48(2):645e53.
- [11] MME/EPE, "Ten Year Energy Expansion Plan 2026", Ministry of Mines and Energy & Energy Research Company, Brasília, 2017 (in Portuguese).
- [12] H. Luz, "Long-Term Brazilian electricity expansion planning methodology with endogenous environmental costs and demand-supply Interaction", PhD Thesis, UFRJ/COPPE/ Energy Planning Program, 2017. (in Portuguese).
- [13] C. Unsihuay-Vila, J.W. Marangon-Lima, A.C.Z. De Souza, I.J. Perez-Arriaga, P.O. Balestrassi, "A model to long-term, multiarea, multistage, and integrated expansion planning of electricity and natural gas systems". *IEEE Transaction on Power Systems*, 2010;25(2):1154–68.
- [14] M. D. P. Coelho, J. T. Saraiva, A. J. C. Pereira, "Analyzing the Influence of Climate Change in Brazilian Electricity Markets", in Proc. of the *14th European Energy Market Conference*, EEM 2017, Dresden, Germany.
- [15] MME, "Public Consultation 33: Enhancing the milestone of the electricity sector", Ministry of Mines and Energy, Brasília, 2017 (in Portuguese). [Online]. Available at the Ministry's web site: <http://www.mme.gov.br>
- [16] E. M. Latrubesse et al., "Damming the rivers of the Amazon basin", *Nature*, vol. 546, pp 363–369, June 2017.
- [17] CEPEL, "Atlas of Brazilian Wind Power Potential: Simulations 2013", Center for Electricity Research, CEPEL. Rio de Janeiro, 2017. (in Portuguese)

- [18] M. Jacobson, et al., “100% Clean and Renewable Wind, Water, and Sunlight All-Sector Energy Roadmaps for 139 Countries of the World”, *Joule* 1, 108–121, September 6, 2017.
- [19] J. D. Sterman. *Business Dynamics: Systems Thinking and Modeling for a Complex World*. Boston. Irwin/McGraw-Hill, 2000, pp. 334-339.
- [20] L. A. Malczynski, “Best Practices for System Dynamics Model Design and Construction with Powersim Studio”, Prepared by Sandia National Laboratories, 2011. Available online at: http://www.powersim.com/main/services/simulation_services/user_communities/white-papers/powersim-studio-best-practices-manual/. Z.