SARA REGINA BORO

Análise da complementaridade entre fontes renováveis não convencionais como
mecanismo de proteção para mitigação de riscos de mercado

São Paulo

2014

SARA REGINA BORO

Análise da complementaridade entre fontes renováveis não convencionais como mecanismo de proteção para mitigação de riscos de mercado

Dissertação apresentada ao Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Mestre em Sistemas de Potência

São Paulo

2014

SARA REGINA BORO

Análise da complementaridade entre fontes renováveis não convencionais
como mecanismo de proteção para mitigação de riscos de mercado

Dissertação apresentada ao Departamento
de Engenharia de Energia e Automação
Elétricas da Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo para obtenção do
título de Mestre em Sistemas de Potência

Área de Concentração: Sistemas de Potência
- Energia

Orientador: Prof. Dr. Dorel Soares Ramos

São Paulo

2014

Dedico este trabalho ao meu marido, Luiz Eduardo, aos meus pais, Regina e Oriovaldo, e a todos os verdadeiros amigos que sempre me apoiaram e acreditaram no meu sucesso ao enfrentar esse desafio.

AGRADECIMENTOS

Ao professor Dr. Dorel Soares Ramos, pelo compartilhamento de sua experiência, orientação, incentivo e ensinamentos.

Ao meu esposo, por todo incentivo, companheirismo e compreensão durante todo o período dedicado ao desenvolvimento desse trabalho.

À banca de Qualificação, Dra. Élbias Melo e Dr. Donato, pelas orientações que aprimoraram o conteúdo e garantiram maior objetividade ao trabalho.

À CPFL Renováveis, pelo fornecimento dos dados de geração hidrelétrica, solar e eólica, fundamentais na composição do banco de dados para realização das simulações.

A todos os amigos e colegas que estiveram presentes nessa fase, em especial ao Eng. MSc. Ewerton Guarnier, por toda ajuda e orientação no desenvolvimento das simulações utilizadas nesse trabalho.

“É apenas através do trabalho e do esforço penoso,
da energia inflexível e da coragem resoluta que
avancamos para coisas melhores.”

(Theodore Roosevelt)

RESUMO

A motivação para o desenvolvimento desse trabalho surge em um momento em que se verifica uma participação cada vez mais significativa das fontes energéticas renováveis não convencionais no País. Não obstante, o cenário de evolução evidencia que o arcabouço regulatório e as regras de mercado não acompanharam as especificidades inerentes à exploração dessas fontes. Como consequência, temos um setor elétrico moldado para a exploração de usinas de grande porte, como hidrelétricas e termelétricas convencionais, cuja expansão aponta para modicidade tarifária baseada em preço de venda de energia calculado de forma isolada, sem considerar os custos indiretos e as externalidades de cada fonte. Por essa razão, para que se mantenha adequado ritmo de inserção na matriz energética, devem ser buscadas opções para que fontes renováveis não convencionais sejam cada vez mais competitivas na atual configuração do mercado energético. A contribuição dessa pesquisa, portanto, centra-se na identificação do comportamento energético complementar, com suporte de estudos e simulações envolvendo a sazonalidade na produção e as características particulares de cada fonte, permitindo incrementos de produção e receita, sem aumentar o risco de perdas. Tal ganho é possível em virtude das compensações energéticas feitas entre as diferentes fontes em um portfólio combinado, mitigando a receita em risco decorrente das variações que existem nos preços de curto prazo e na produção energética. As simulações foram divididas em três etapas, de forma evolutiva e complementar. A primeira considera quatro fontes distintas: biomassa, eólica, solar e pequena central hidrelétrica (PCH), combinadas em diferentes portfólios, com o objetivo de identificar o arranjo com maior receita, dada a probabilidade de valores abaixo de um mínimo estabelecido. A segunda analisa a complementação entre uma PCH e quatro diferentes parques eólicos com histórico de geração reconstituído a partir de velocidades de vento desde 1948, obtidas a partir de modelo de Mesoescala, caracterizando uma evolução em relação à primeira simulação, onde foram considerados dados determinísticos, além da utilização do CVaR como critério de risco. Finalmente, a última etapa considerou a entrada gradual de uma fonte renovável em um portfólio hidráulico existente, com o objetivo de analisar o comportamento do risco.

Palavras-chave: Energia Renovável; Risco; Complementaridade; Geração.

ABSTRACT

The motivation to write this thesis has arisen at a time when the participation of non-conventional renewable sources in the Brazilian electric energy matrix has become more significant. However, the scenario of the regulatory framework and market rules has not followed the specificity of the nature of these sources. Therefore, the electric sector is shaped for the exploitation of large power plants, such as the conventional hydro and thermal; at the same time, the expansion aims at tariff reduction based on energy selling prices alone, putting aside indirect costs and externalities of each source. In order to maintain a higher growth rate in the national electric matrix, non-conventional renewable sources must find alternatives to the current electric market. Therefore, the purpose of this study is to identify a complementary pattern for these sources by means of studying and simulating seasonality of energy production and specific features of each one. This allows revenues increase while mitigating risks in a scenario where spot prices and energy production vary greatly. Such gains are possible due to differences amongst each source considered in the simulations, compensating the results in a diversified portfolio. Simulations were divided into three stages and carried out in an evolutionary and complementary manner. The first stage involves four different renewable sources: biomass, wind, solar and small hydro power. All of these sources were combined in different portfolios in order to identify an arrangement that provides the best revenue giving an acceptance of risk, measured by probability of revenue under a minimum settled value. The second stage has analysed the complementation between a small hydro and four different fields of wind power plants. In addition, the wind generation data was a reconstruction of wind speed data validated since 1948, with the aid of Mesoscale Models; an evolution in comparison to the first stage, which has used deterministic information. Another improvement was that the risk was measured using the CVaR (Conditional Value at Risk). Finally, an increasing amount of renewable source was added into an existing hydraulic portfolio, in order to analyse the risk effects of the combination.

Key-words: Renewable Energy. Risk. Complementary. Electric Power.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	10
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	16
3	O MODELO DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....	24
3.1	Estrutura Regulatória do Modelo Vigente.....	24
3.2	Ambiente de Contratação Regulada	26
3.2.1	Leilões de Energia Nova.....	27
3.2.2	Leilões de Energia Existente	28
3.2.3	Leilões de Reserva	30
3.2.4	CCEARs por quantidade e por disponibilidade.....	33
3.2.5	Apuração dos montantes contratados	34
3.3	Ambiente de Contratação Livre.....	39
3.3.1	O mercado de energia incentivada	40
3.3.2	Comercialização de Energia Incentivada.....	44
3.4	A expansão da energia renovável não convencional no ACL	49
3.5	As Regras e o Processo de Contabilização e Liquidação Financeira	51
3.5.1	O processo de contabilização e liquidação financeira	51
3.5.2	Garantia Física	53
3.5.3	Mecanismo de Realocação de Energia	54
3.5.4	Preço de Liquidação das Diferenças	57
4	ENERGIA RENOVÁVEL NÃO CONVENCIONAL: ESTADO DA ARTE.....	59
4.1	Desenvolvimento da Energia Renovável Não Convencional	59
4.2	Capacidade instalada e expansão	61
4.3	Energia Renovável Não Convencional no ACR	65
4.4	A Energia Renovável Não Convencional no ACL	71

5	COMPLEMENTAÇÃO ENTRE AS FONTES RENOVÁVEIS NÃO CONVENCIONAIS COM POTENCIAL DE EXPLORAÇÃO NO BRASIL	74
5.1	Perfil de geração das PCH's	77
5.2	Geração usinas a biomassa.....	79
5.3	Geração Eólica.....	82
5.4	Geração Solar Fotovoltaica.....	83
5.5	Análise da complementação das fontes renováveis não convencionais	86
6	DESCRIÇÃO DO MODELO MATEMÁTICO DE COMPLEMENTAÇÃO	89
6.1	Introdução à Modelagem.....	90
6.2	Simulação I: aferição da complementaridade através de séries históricas ..	91
6.2.1	Construção do modelo.....	92
6.2.2	Modelo de otimização.....	101
6.2.3	Equacionamento matemático	104
6.3	Simulação II: incremento do modelo de complementaridade utilizando séries de vento reconstituídas e critérios de risco.....	111
6.3.1	Construção do modelo.....	113
6.3.2	Modelo de otimização.....	120
6.3.3	Equacionamento matemático	122
6.4	Simulação III: acoplamento de fontes renováveis não convencionais a um bloco existente de fonte hidráulica.....	127
6.4.1	Construção do modelo.....	128
6.4.2	Modelo de sensibilidade	129
6.4.3	Equacionamento matemático	130
7	SIMULAÇÕES E RESULTADOS	132
7.1	Análise e resultados da simulação I: simulações “lúdicas” para aferição da complementaridade através de séries históricas	132
7.1.1	Configurações iniciais e premissas.....	133

7.1.2	Estrutura das simulações	140
7.1.3	Resultados e discussões	141
7.2	Análise e resultados da simulação II: incremento do modelo de complementaridade utilizando séries sintéticas critérios de risco medido através do CVaR	165
7.2.1	Configurações iniciais e premissas.....	165
7.2.2	Estrutura das simulações	170
7.2.3	Resultados e discussões	171
7.3	Análise e resultados simulação III: acoplamento de fontes renováveis não convencionais a um bloco existente de fonte hidráulica	188
7.3.1	Configurações iniciais e premissas.....	188
7.3.2	Estrutura das simulações	188
7.3.3	Resultados e discussões	189
8	CONCLUSÕES	192
9	BIBLIOGRAFIA	196
	ANEXO A: Principais Atribuições e Competências dos Agentes e Instituições do Setor Elétrico Brasileiro	203
	ANEXO B - Resolução ANEEL nº 409/2010 e Portaria MME nº 463/2009	210
	ANEXO C – Leilões de Energia.....	214
	ANEXO D – Garantia Física do Sistema	219

1 INTRODUÇÃO

No Brasil, cerca de 80% do consumo de energia elétrica é suprido por fontes renováveis de energia, com significativa participação das grandes Usinas Hidrelétricas. Tal característica permitiu que o País, durante muitas décadas, estivesse em uma posição vantajosa em relação aos demais no tocante do desenvolvimento sustentado por uma base energética não poluente. Entretanto, as grandes usinas hidrelétricas são alvo de críticas socioambientais por questões como deslocamento de populações ribeirinhas, alagamento de grandes extensões de terra sem o devido remanejamento da fauna e flora locais, assoreamento dos leitos dos rios dada a interferência no fluxo das correntes, alteração da paisagem natural, entre outras. Frente às pressões exercidas em decorrência destes problemas e, ainda, por questões que envolvem o cenário econômico mundial e de estratégias energéticas, o Brasil vem buscando a diversificação de sua matriz, de forma a acompanhar o crescimento econômico e atender ao incremento no consumo de energia elétrica.

Um ponto que evidencia a necessidade de diversificação da matriz energética nacional está atrelado ao fato de que o Grau de Regularização do SIN vem diminuindo a cada ano, e essa tendência deve se manter pela próxima década em virtude da construção de Usinas Hidrelétricas (UHEs) cujos reservatórios possuem baixa ou nenhuma capacidade de regularização anual. De acordo com dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), a capacidade de armazenamento entre 2013 e 2017 deverá crescer apenas 0,4%, versus um crescimento na carga de 20% para o mesmo período.

Em termos de Grau de Regularização, este deve cair de 5,4 para 4,7 meses nesse horizonte. Tal fato torna o Sistema cada vez mais dependente de períodos chuvosos para reenchimento de seus reservatórios, com variações nos níveis de armazenamento cada vez maiores ao final dos períodos de seca. Por isso, as fontes renováveis irão representar um papel fundamental na manutenção das condições de fornecimento e na segurança do suprimento energético (1).

Por essa razão, identificou-se a necessidade de um aprofundamento nos estudos que envolvem as fontes renováveis alternativas às grandes usinas hidrelétricas e que são exploradas no país: Pequena Central Hidrelétrica (PCH), Biomassa (BIO), Eólica (EOL) e, em um estágio mais inicial, Solar (SOL), por meio de uma análise detalhada da complementação entre essas as fontes, destacando os ganhos energéticos e, conseqüentemente, financeiros, para uma carteira composta de fontes de geração alternativas diversificadas. Para o investidor, este ganho é essencial, pois representa um mecanismo de proteção no mercado de energia brasileiro, onde são verificadas grandes flutuações na oferta energética e nos preços. O objetivo central deste estudo é, portanto, a identificação dos ganhos advindos do sinergismo existente entre os perfis de produção, resultado das especificidades de cada fonte considerada no estudo, apontando para o investidor uma alternativa que lhe traga mais competitividade por meio da mitigação de riscos.

Até o início da década de 1990, as energias renováveis não convencionais eram pouco difundidas no país, destacando-se as PCHs como alternativa de geração em sistemas isolados. A primeira iniciativa de introdução de energia renovável na matriz energética nacional, alternativa às grandes UHEs, ocorreu nos anos de 2002 e 2003, através do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (Proinfa), programa do governo que buscou a diversificação através de subsídios a Produtores Independentes (PIEs)¹ cujas fontes não eram competitivas naquela época. O Proinfa foi criado pela Lei Federal 10.438, de 26 de abril de 2002, e previa a entrada de energia proveniente de fontes alternativas de energia, num total de 3.300 MW de capacidade instalada, que deveriam entrar em operação até dezembro de 2008. As usinas, depois de instaladas, seriam responsáveis por uma redução de aproximadamente 2,8 milhões de toneladas de CO²/ano (2). Apesar de o programa ter enfrentado diversos atrasos em virtude de embargos ambientais e dificuldades de financiamento, pode ser considerado como o primeiro marco na corrida pela introdução de energia limpa não convencional na matriz energética nacional (3).

¹ Produtor Independente de Energia (PIE): de acordo com a Lei 9.074 de 1995, é considerado Produtor Independente a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam do poder concedente concessão ou autorização para produzir e negociar energia elétrica por sua conta e risco, sujeito às regras de comercialização.

O Brasil, dada sua grande extensão territorial e consequente diversidade geográfica e de climas, apresenta uma complementaridade natural na oferta de energia, o que o coloca em posição de destaque frente aos demais países desenvolvidos e em desenvolvimento. As fontes renováveis não convencionais possuem disponibilidades de geração que variam entre as regiões e sazonalmente. Quando a complementaridade acontece, o sistema ganha em termos de confiabilidade e os empreendedores podem mitigar exposições ao mercado de curto prazo, que podem representar importante risco financeiro se as plantas tivessem sua garantia física negociada individualmente. Essa característica é importante para as empresas detentoras de portfólio composto de usinas de fontes renováveis distintas, pois funciona como um mecanismo extra de proteção perante flutuações que ocorrem na disponibilidade energética, algumas em caráter anual, outras com maior tempo de recorrência, mas que prejudicam a oferta, representada através da celebração de contratos de venda de energia.

Dessa forma, para os agentes de geração investidores em fontes renováveis não convencionais, faz-se necessária uma análise sobre a decisão de se investir em um determinado projeto que vai além de suas características técnicas isoladas, pois a complementaridade com outras usinas já existentes no portfólio podem trazer uma vantagem econômica extra, que precisa ser mensurada antes da tomada de decisão. A seguir, serão apresentadas as características de oferta das fontes alternativas mais exploradas no país, objetivando simulações que tragam uma melhor percepção da característica complementar.

Para auxiliar na compreensão do tema central abordado nesta dissertação, no Capítulo 2, é realizado um levantamento bibliográfico a respeito dos estudos desenvolvidos que abordaram o tema complementaridade em diferentes perspectivas, enquanto no Capítulo 3 são apresentadas as formas de negociação nos ambientes de contratação livre e regulada, o princípio dos leilões de energia e dos contratos resultantes, além da fundamentação por trás dos principais conceitos e Regras de mercado.

O Capítulo 4 mostra a evolução das fontes renováveis não convencionais no Brasil, desde as primeiras iniciativas de introdução dessas fontes na matriz energética nacional, passando pelos marcos regulatórios primordiais para sua evolução e consolidação. Essas fontes têm a característica de serem de porte menor do que as convencionais exploradas no País² e, no caso da fonte solar, ainda em fase de estruturação da cadeia produtiva, razão pela qual são necessários subsídios do governo, ou incentivos, para torná-las comercialmente atrativas. Por essa razão, existe um mecanismo de descontos associado à negociação da energia proveniente de tais fontes, o qual será explorado nesse trabalho sob o tema “Energia Incentivada”.

O principal destino dessa energia são os Consumidores Especiais, tipo de consumidor livre que deve, obrigatoriamente, adquirir energia especial³ caso opte por negociar energia no mercado e não mais ser atendido pela Concessionária de Distribuição local, através de tarifa regulada. Existe, portanto, um mercado específico onde ocorrem as negociações de energia incentivada, também administrado pela CCEE, cuja operacionalização é praticamente idêntica ao mercado de energia convencional, salvo algumas particularidades, as quais serão amplamente discutidas neste trabalho.

A complementação entre as fontes renováveis não convencionais exploradas comercialmente e aquelas com potencial de crescimento no país, tema essencial deste trabalho, será discutida no Capítulo 5. Para dar embasamento técnico, serão apresentadas as características de geração e sazonalidade de oferta de energia das PCHs, BIO, EOL e SOL. A partir dessas características, será possível identificar potenciais de complementação em diferentes arranjos.

Existe hoje uma concentração de tipos específicos de fontes em algumas regiões do país, o que confere uma parcela significativa de incerteza à energia disponível, pois

² As grandes usinas como as tradicionais Hidrelétricas e Termelétricas apresentam uma economia de escala, o que favorece na diminuição do custo do megawatt-hora gerado. Dessa forma, as fontes renováveis não convencionais, por serem tipicamente de menor porte, não possuem tal vantagem e demandam algum outro tipo de incentivo para se tornarem atrativas do ponto de vista comercial.

³ Energia Especial: as usinas a biomassa, solar, eólica e hidrelétricas com capacidade instalada maior que 30MW e igual ou menor que 50MW não são consideradas fontes incentivadas nem convencionais. A energia gerada por essas fontes confere lastro aos consumidores especiais (pois não é convencional), porém não confere desconto na tarifa de energia (pois não é incentivada). Na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, são identificadas pelo símbolo I0, que se lê “incentivada com desconto 0”.

um evento atmosférico ou climático adverso locacional pode comprometer a oferta energética da região, exigindo manobras de cunho emergencial e sobrecarregando os sistemas de transmissão, podendo ocasionar custos adicionais ao sistema. Dessa forma, não apenas a complementaridade entre regiões, mas também a possibilidade de diversificação dentro do mesmo submercado e entre regiões vizinhas, podem trazer ganhos energéticos para os sistemas e, conseqüentemente, financeiros à operação. Pelo fato da energia advinda dessas fontes não poder ser armazenada (seja em um reservatório ou em combustíveis), a geração é diretamente descontada da carga.

Entretanto, medidas de amplitude nacional, que incentivem a diversificação, podem surgir em uma velocidade diferente daquela que o investidor necessita. Dessa forma, é natural que a iniciativa de investir em fontes complementares venha do próprio investidor, o qual pode se beneficiar da redução do risco e ganho de retorno propiciados por um portfólio diversificado (4).

Em seguida, no Capítulo 6, será feita a descrição da modelagem matemática utilizada na simulação da complementação. Para desenvolvimento das simulações, foram utilizados modelos computacionais desenvolvidos em linguagem de programação VBA, com interface através do software Microsoft Office EXCEL, através do qual os dados foram tratados para, então, serem apresentados os resultados.

A modelagem do problema utilizou como dados de entrada a Potência Instalada das usinas renováveis e as séries sintéticas obtidas do modelo Newave para obter a melhor alocação de cada fonte em um portfólio, de forma a maximizar a receita do agente no período de estudo, dado um nível de aceitação de risco, medido pelo CVaR (*Conditional Value at Risk*). Adicionalmente, foram utilizados dados específicos de cada fonte, quais sejam eólica, biomassa, solar ou PCH, tais como fator de capacidade, perfil sazonal da geração e, especificamente no caso da eólica, séries históricas de vento reconstituídas.

Neste modelo de otimização foi empregada a técnica de Algoritmo Genético, dada a característica de se estar buscando a solução de um problema combinatório de

grande dimensão, fato esse que configura vantagem para a técnica de AGS (Algoritmo Genético Simples) em termos de redução no tempo de processamento.

As simulações e os resultados do modelo de complementaridade estão no Capítulo 7. Os resultados obtidos através das combinações buscaram demonstrar os ganhos obtidos em termos de receita esperada ao longo do ano, bem como sugerir medidas que poderiam incrementar tal disponibilidade, como maiores investimentos em uma determinada fonte já explorada e os benefícios incrementais fornecidos pela energia solar, por exemplo. Uma geração que tenha um comportamento estável, ou *flat*, proporciona ao investidor uma vantagem em relação aos demais agentes vendedores do mercado, pois este se protege de oscilações que acontecem no preço de energia do mercado, mais bruscamente no curto prazo, mas também perceptível em contratos de longo prazo. Essa proteção é decorrente da possibilidade de complementar a oferta energética sazonal com usinas do próprio portfólio, independentemente de terceiros, permitindo a tomada de iniciativas mais arrojadas e que trazem maiores ganhos à empresa, sem se expor aos riscos ocasionados por fatores de pouca ou nenhuma gestão, tais como atraso do período chuvoso e atraso na entrega de subestações.

Finalmente, no Capítulo 8, são relatadas as conclusões, com foco nos resultados mais relevantes apresentados no Capítulo anterior onde das simulações. Também constam desse documento ANEXOS, cujo conteúdo vem a complementar alguns pontos brevemente discutidos ao longo da dissertação, mas que, de alguma forma, contribuem para a formação do arcabouço técnico e regulatório daqueles que venham a consultar este documento.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A complementaridade das fontes renováveis, dada sua relevância para o SEB, tem sido objeto de estudo e podem ser encontrados artigos de nível internacional que tratam do assunto, bem como algumas teses de Mestrado e Doutorado. Apesar de um tema conhecido, dada sua complexidade, recente abordagem e diferentes perspectivas, ainda há carência de referências bibliográficas. As primeiras abordagens substanciais do assunto foram realizadas em Projetos de Fim de Curso (PFC), orientados pelo Prof. Dr. Dorel S. Ramos, para alunos de engenharia da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (USP).

Um projeto de formatura desenvolvido em 2007, referenciado em (5), apresentou um estudo de complementaridade envolvendo as fontes hidrelétrica, representada por uma PCH, e termelétrica a biomassa de bagaço de cana. A análise, feita do ponto de vista econômico, objetivou mostrar que, por meio da sinergia existente entre os perfis de geração, era possível estabelecer um mecanismo de proteção, ou *hedge*⁴, às variações de preço de curto prazo e de produção energética, permitindo ganhos em termos de mitigação de risco financeiro.

A simulação foi realizada utilizando-se duas usinas balanceadas em potência; adicionalmente, para o contrato de venda, foram consideradas duas possibilidades, um flat e outro sazonal, levando em consideração os períodos úmido e seco do SIN. Os resultados obtidos mostraram que, quando considerado um portfólio com ambas as fontes, há um retorno financeiro maior do que se analisadas separadamente. Além disso, o contrato com perfil sazonal também obteve os melhores resultados, pois explora de forma mais significativa o binômio produção energética e expectativa de preço.

⁴ Hedge: denominação comumente usada no mercado financeiro que significa proteger ou cobrir um determinado ativo contra perda de valor no futuro devido a oscilações no mercado. O termo tem sido usado também pelo mercado de energia, dada a semelhança com mercados financeiros em algumas de suas operações, em especial na mitigação de risco no mercado de curto de prazo, em virtude de exposições contratuais ou perda de lastro. Também pode ser interpretado como "margem de comercialização".

Outro projeto de formatura, referenciado em (6), explorou a complementaridade entre três fontes: PCH, biomassa e eólica. A abordagem avaliou a probabilidade de receita abaixo de um limite mínimo em relação a uma receita livre de risco, representada pela alocação de toda a garantia física disponível em um contrato de longo prazo, sem exposições ao mercado de curto prazo. A partir de um nível de aceitação de risco determinado, foram simuladas combinações envolvendo as três fontes, buscando aquela que provê ao investidor a maior receita.

As simulações utilizaram séries históricas de vazão e dados determinísticos de geração eólica e biomassa. Nesse trabalho foi simulada a possibilidade de contrato “gangorra”, ou sazonal, que aloca percentuais diferentes ao contrato de longo prazo para as épocas de ano “úmida” e “seca”, as quais, notadamente, apresentam tendências de comportamento distintos de preço e disponibilidade hídrica.

O modelo desenvolvido nesse projeto de formatura foi utilizado como base para a primeira etapa as simulações dessa dissertação, com o acréscimo da fonte solar, além de alguns aprimoramentos no cálculo de risco e na disponibilização de dados da fonte eólica, além do incremento da fonte solar. Apesar de ambos os trabalhos descritos abordarem a possibilidade de contrato “gangorra”, este não foi utilizado nas simulações dessa dissertação, pois julgou-se que, na prática, os contratos flat são aqueles com maior valor de mercado e mais comumente negociados entre as partes.

Em (7) foi estudada a complementação entre pequenas centrais hidrelétricas e usinas eólicas, considerando incertezas em cenários futuros de geração. Foi feita uma análise das possibilidades de contratação de geradores hidrelétricos e de usinas eólicas, por meio da simulação de diversos cenários de receita e risco de exposição. Esse estudo apresentou uma ênfase maior na análise da produção eólica, com dados de curva potência para um tipo específico de turbina, e dados de medição diária consolidados de quatro anos. Para ajuste dos dados de medição, consideram-se os dados de rugosidade do terreno na região de coleta dos dados.

As conclusões do trabalho indicam que, para resultados das eólicas com grandes desvios em relação à média, o mecanismo se torna muito arriscado do ponto de vista

da PCH é muito vantajoso do ponto de vista da eólica, pois as compensações entre as fontes ficam desbalanceadas, uma vez que a PCH fornece uma segurança à geração eólica na maior parte do tempo. Esse resultado é alinhado com aqueles obtidos nessa dissertação para análise de uma eólica cuja garantia física foi dada pelo critério de P50 versus a mesma eólica pelo critério de P90.

Em (8) foi avaliado o risco de receita financeira que incide sobre uma PCH e um Parque Eólico, em função da exposição ao mercado de curto prazo, quando a energia é comercializada no mercado livre. O artigo considera a complementaridade energética entre fontes e indica diretrizes ao investidor para formação de um portfólio de usinas diversificado, maximizando a receita esperada e minimizando o risco de exposição a receitas reduzidas. Foi desenvolvido um modelo econômico-financeiro para realizar a projeção de preços e de geração e os resultados foram extraídos de três etapas distintas de simulação.

Primeiramente, avaliou-se o impacto da modelagem dos ventos da usina eólica para (i) fatores de capacidade mensais baseados na média do histórico utilizado no estudo; (ii) dados do histórico e; (iii) fatores de capacidade probabilísticos, baseados em distribuições de probabilidade de fatores de capacidade mensais. Os resultados mostram que a simulação por fatores médios pode mascarar os riscos aos quais o investidor está exposto. Esse resultado está aderente à Simulação 1 da presente dissertação, onde são comparados os resultados da eólica média com a eólica de dados históricos reconstituídos. Nesse caso, o maior valor de risco associado ao portfólio que utiliza a eólica com dados históricos reconstituídos é um claro sinalizador de que um ponto ótimo de investimentos norteados por dados médios pode não estar aderente à realidade da fonte. O artigo também apresentou estudos referentes a um mecanismo de mitigação de risco de geração para a fonte eólica, similar ao que hoje existe para as hidrelétricas. Além disso, traz resultados de risco e retorno do portfólio formado pelas fontes eólica e hidráulica, ressaltando o benefício do “hedge” resultante da sinergia que estas fontes têm entre si.

Um recente trabalho de P&D desenvolvido em parceria com ANEEL e CESP (9), explora os aspectos da complementaridade das fontes sazonais exploradas no Brasil,

através da estruturação de uma carteira mista com o auxílio de algoritmos genéticos como ferramental de apoio à tomada de decisão. Nesse estudo, são utilizados como dados de entrada, o lastro, fornecido pela Garantia Física sazonalizada das usinas pertencentes ao portfólio, e o montante total alocado em contratos de venda, os quais, ao serem comparados mensalmente, fornecem o montante ao qual o agente estará exposto no MCP. Somando-se à receita advinda do contrato o valor da liquidação no MCP, obtêm-se a receita total, que é o objeto de otimização do estudo, dado um determinado valor de risco limite ao qual o agente está sujeito, medido através do CVaR (Conditional Value at Risk).

Adicionalmente, o trabalho propõe uma análise financeira, que irá verificar a atratividade de investimento, baseada no cálculo do custo unitário das fontes Eólica, Biomassa e PCH, para então maximizar o Valor Líquido Presente (VPL), dada a vida útil dos empreendimentos e uma taxa de desconto pré-determinada. São analisados cenários distintos em termos de custo unitário dos empreendimentos (iguais ou distintos) e do tipo de contrato de venda (flat e gangorra), buscando uma maior similaridade e reproduzindo situações enfrentadas pelos agentes de geração na gestão do risco e tomada de decisão.

Outro recente trabalho, desenvolvido por (10), desenvolve um modelo de negócio para incentivar as empresas que hoje possuem Hidrelétricas em seu portfólio a investirem em usinas a Biomassa e Eólicas, como medida de mitigação de riscos de negociação no mercado de energia brasileiro, dado o sinergismo que existe entre as fontes.

Os dados eólicos foram obtidos de dois modelos, o NOAA (National Oceanic and Atmospheric Administration) e o Vestas Mesoescala Modelo 1. Este trabalho mostra uma interessante análise financeira, na qual é formada uma Sociedade de Propósito Específica (SPE), destinada exclusivamente à negociação da energia advinda de um portfólio diversificado.

Neste caso, a empresa que negocia fontes complementares apresenta um menor fator de risco do que um agente de geração puramente hidrelétrica, o que torna o fluxo de caixa da empresa mais estável e, conseqüentemente, facilita a obtenção de créditos

a menores taxas de juros para investimentos em novas plantas ou aquisição de empreendimentos em construção ou operação.

O trabalho considera o CAPEX (sigla em inglês para Despesas de Capital) do investimento e a vida útil dos projetos para a determinação da Receita Anual Equivalente, a um determinado fator de recuperação de capital. Novamente, os resultados demonstram que o melhor benefício financeiro existe quando as duas fontes, biomassa e eólica, são acrescidas ao portfólio contendo apenas a usina hidrelétrica.

Em (11) é apresentado um estudo analisando a mitigação de riscos em mercados de energia tipicamente hidrotérmicos, como é o caso do SIN. Nesse trabalho foi desenvolvido um modelo de programação linear estocástica de dois estágios para explorar a sinergia entre a sazonalidade da oferta de energia de PCHs e BIOS, de forma a reduzir o risco e maximizar a receita de uma empresa tipicamente comercializadora de energia elétrica. A receita é o resultado do montante advindo do contrato de venda, somada à exposição ao mercado Spot, seja esta positiva, no caso do lastro ser maior do que a venda, ou negativa, caso o volume de contrato de venda seja maior do que o lastro.

O lastro, nesse estudo, é composto pela garantia física das usinas PCH e BIO, cujas parcelas foram determinadas pelo modelo de otimização estocástica. A aversão ao risco é calculada através da linearização do CVaR, com um nível de aceitação entre 95% e 99%. O estudo compara o lucro líquido de dois casos típicos: um onde apenas é contratada energia de fonte BIO e outro onde é feito um balanço entre BIO e PCH para lastrear os contratos de venda. Os resultados apresentaram valores de CVaR muito mais elevados no primeiro caso do que no segundo, onde houve uma combinação das fontes.

Uma evolução em relação ao artigo anterior, disponível em (12), inclui a fonte eólica no estudo, conferindo uma análise de risco através do CVaR para um portfólio combinado dadas as configurações do mercado de energia nacional e a característica de produção de cada fonte. No caso da eólica, a expectativa de geração média foi

obtida com base na curva de capacidade de uma planta típica da região Nordeste do país para geração de cenários.

Um estudo desenvolvido por (13) analisa a mitigação dos riscos de mercado através da contratação de um portfólio diversificado de fontes renováveis. Através de um modelo de programação linear estocástica de dois estágios, buscou-se a solução ideal que maximiza o retorno dado um determinado nível de risco aceitável. As simulações levaram em consideração perfis de geração das fontes BIO, EOL e PCH.

Os resultados apresentaram maiores retornos e menores riscos quando duas ou mais fontes foram combinadas em um portfólio, enquanto os maiores riscos estão associados a portfólios contendo apenas uma fonte. Uma comparação com o artigo apresentado por Street et al. mostra que em ambos os estudos, os maiores retornos estão associados a carteiras contendo apenas a fonte BIO, porém com os maiores riscos associados.

Tal fato pode ser explicado pelo perfil de geração típico desse tipo de usina, cujo período de safra e, conseqüentemente, de geração de energia, coincidem com o período de seca no país, que tende a apresentar preços mais elevados no mercado de energia, seja no curto prazo, de maneira mais expressiva, ou no longo prazo, menos expressiva. Entretanto, dada a grande volatilidade dos preços, esse cenário de alta nos preços no período de safra pode não se consolidar em alguns períodos, sequenciais ou não, expondo o agente que utiliza como lastro apenas esse tipo de energia a um risco muito elevado, inviabilizando o negócio. Nesse artigo também foi abordado o tema da diversidade de portfólios utilizando como base a Teoria dos Jogos. É assumido um jogo cooperativo, onde cada jogador representa uma unidade de geração, com uma determinada garantia física, no qual deve-se tomar a melhor decisão entre vender sua energia através de um contrato de médio prazo, com preço fixo, ou deixar uma parcela de sua garantia física descontratada, buscando maiores ganhos com a liquidação no curto prazo ao PLD.

Com o objetivo de maximizar a aversão ao risco, assumiu-se que conjuntos de jogadores podem formar alianças, de forma que suas garantias físicas se complementem, gerando produtos cuja negociação trará benefícios para ambos. Tais alianças, quando formadas por jogadores cuja geração tem perfil complementar,

possuem um produto mais robusto, podendo oferecer preços mais agressivos no mercado, o que significa uma grande vantagem sobre as alianças com portfólios menos complementares. Isso é evidenciado por combinações EOL e PCH, bastante complementares, versus BIO e EOL, pouco complementares em um determinado período de tempo “t”, normalmente caracterizado por um ano.

A inserção de energia eólica em matrizes energéticas tem sido objeto de estudo em diversos países e entidades ligadas a pesquisa e desenvolvimento tecnológico. Nesse contexto, foi publicado por (14) um artigo que propunha uma adaptação do modelo brasileiro de mitigação de risco hidrológico, o MRE, para usinas eólicas no mercado spot Britânico, como mecanismo de mitigação de exposição de parques que negociam energia isoladamente. O artigo investigou como a produção energética de usinas eólicas em um sistema unificado pode fornecer hedge às operações por meio de compensações de sobras e déficits energéticos entre usinas, de maneira similar ao que acontece no sistema brasileiro para as usinas hidrelétricas. Tal troca permite otimizar os níveis de contratação das empresas envolvidas, pois mitiga os riscos de exposição que ocorrem em virtude das variações na produção energética. Tal reconhecimento reflete a necessidade de adaptação da fonte eólica à realidade de mercados de energia, inclusive de países onde o setor elétrico já está consolidado.

Uma importante contribuição sob essa ótica também foi feita em (15), analisando dois casos específicos, onde um é a introdução de um MRE apenas entre usinas eólicas e outro é um MRE entre as hidráulicas e as eólicas. O estudo mostra que o benefício existe em ambos os casos, mas que é maior para as eólicas quando a fonte hidráulica é introduzida. Entretanto, o benefício envolvendo as duas fontes é válido somente se as capacidades instaladas forem semelhantes, situação essa ainda muito longe da realidade do país.

Outro ponto de destaque do trabalho é a importância da inserção de fatores de risco ao ser calculada a Garantia Física dos empreendimentos eólicos, uma vez que a geração média não é capaz de capturar os eventos extremos de geração (tanto positivos quanto negativos), que são fundamentais para uma correta análise de ganhos em termos energéticos e financeiros que um MRE poderia trazer. Finalmente,

é importante destacar que a qualidade dos dados de vento utilizada na elaboração do artigo contribuiu significativamente para os bons resultados obtidos.

Em (16), a geração de cenários de vento foi feita através de simulações utilizando-se o método de Monte Carlo para a obtenção de uma curva de distribuição de probabilidades, baseando-se em dados de vento obtidos o modelo de mesoescala WRF3.3 (Weather Research and Forecasting Model), do NCEP (National Center for Environmental Prediction), correlacionado com os dados históricos obtidos de observações na região de estudo do Brasil. A metodologia resultou em dados que puderam ser usados com a série histórica de vento que, cruzada com a curva de produção de uma turbina padrão, fornece os cenários de geração.

3 O MODELO DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

A primeira tentativa de se estabelecer um modelo sustentável para a comercialização de energia no país, assegurando os investimentos em expansão necessários para atender, de forma segura, ao crescimento da carga, foi projeto RE-SEB⁵. Este projeto fazia referência à necessidade de ampliação do parque gerador e da capacidade de transmissão para o período de 1998 a 2001. Porém, ao longo deste período, foram verificados diversos pontos desfavoráveis ao abastecimento e ao planejamento energético do país, tais como (17):

- Atrasos nos projetos referenciados nos Planos Decenais da época;
- Garantia Físicas de usinas hidrelétricas superdimensionadas, devido à falta de critérios específicos para cálculo desses valores;
- Períodos de chuva críticos recorrentes nos anos de 1999 e 2000, os quais, apesar de não serem determinantes isolados para a crise de abastecimento que se configurou no ano de 2001, tiveram sua parcela de contribuição;
- Fraca atuação do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) frente ao iminente cenário de crise.

A associação desses fatores levou a um deplecionamento excessivo dos reservatórios e, em 2001, foi oficialmente decretado o racionamento de energia elétrica. O racionamento de 2001 e, em seguida, a mudança de governo resultante das eleições presidenciais de 2002, indicando o fim da era FHC e início da era Lula, foram os pontos que determinaram o início de um novo período para o setor elétrico.

3.1 Estrutura Regulatória do Modelo Vigente

As premissas do modelo institucional vigente foram publicadas em 2003 na Medida Provisória (MP) 144, que dispunha sobre a comercialização de energia elétrica, e na MP 145, que criava a Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

⁵ Projeto RE-SEB: Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, que aconteceu entre os anos de 1996 e 1998, e que forneceu as bases para o Modelo Institucional Brasileiro.

A MP 144 foi transformada na Lei Federal 10.848, que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, e a MP 145 foi transformada na Lei Federal 10.847, ambas de 2004. Os objetivos deste modelo, de acordo com a Lei 10.848, são:

- Promover a modicidade tarifária;
- Garantir a segurança do suprimento de energia elétrica;
- Assegurar a estabilidade regulatória;
- Promover a inserção social no Setor Elétrico Brasileiro, através de programas de universalização do atendimento.

A regulamentação da comercialização de energia elétrica foi estabelecida pelo Decreto 5.163 de 2004. Na comercialização de energia elétrica, algumas condições devem ser obedecidas, objetivando o atendimento das premissas estabelecidas pela Lei 10.848. Uma dessas condições é a apresentação de cem por cento de lastro para todos os agentes do mercado.

Os agentes vendedores, sejam estes geradores de serviço público, produtores independentes, autoprodutores ou comercializadores, devem apresentar lastro de energia e potência para garantia de seus contratos. O lastro será constituído por garantia física de empreendimentos de geração próprios ou de terceiros, neste caso comprovada através da celebração de contratos de compra de energia ou de potência, nas condições estabelecidas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Adicionalmente, os agentes de distribuição deverão garantir o atendimento a cem por cento de seus mercados cativos de energia através de contratos registrados na CCEE. Também os consumidores livres e especiais deverão garantir o atendimento a cem por cento de suas cargas de energia e potência, através de geração própria ou de contratos de compra registrados na CCEE.

Outro ponto determinante apresentado no Decreto é a separação da comercialização de energia em dois ambientes distintos, o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

No ACR são realizadas as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição, com vistas a atender ao mercado

cativo dentro das premissas de garantia de suprimento de energia elétrica e modicidade tarifária estabelecidas. O ACL é o segmento do mercado no qual acontecem as operações de compra e venda de energia elétrica livremente negociadas, firmadas através de contratos bilaterais. As negociações nos dois ambientes devem ocorrer conforme as regras e procedimentos de comercialização específicos da CCEE, regulamentados através de resoluções da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (18).

Uma das características do modelo vigente é a separação das atribuições e deveres pertinentes ao setor elétrico nacional em diferentes instituições, com especial atenção para a regulação do setor elétrico que, em sua essência, é feita por uma autarquia independente. Além disso, as atividades de operação do sistema físico e de administração do mercado são feitas separadamente. Para pronta referência, um resumo das atribuições dos principais Agentes e Instituições do Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro é apresentado no ANEXO A.

3.2 Ambiente de Contratação Regulada

O ACR é destinado à comercialização de energia elétrica entre geradores, importadores, comercializadores de energia e concessionárias de distribuição, que adquirem energia visando atender à carga dos consumidores cativos. A Lei 10.848 estabelece que as distribuidoras podem adquirir energia das seguintes formas:

- Contratos de leilões regulados promovidos pela ANEEL, denominados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR);
- Contratos de Geração Distribuída, limitados a 10% da carga da distribuidora;
- Contratos do PROINFA;
- Contratos de Itaipu;
- Contratos antigos, firmados antes da promulgação da Lei 10.848/2004.

O mercado cativo representa, hoje, cerca de 75% do total de consumo do SIN. O repasse do preço de aquisição dos contratos das distribuidoras no ACR à tarifa paga pelo consumidor final será o resultado do preço pago pela aquisição de energia,

acrescido dos tributos e encargos estabelecidos pelos governos Federal e Estaduais. Visto que a busca pela modicidade tarifária está entre as bases desse novo modelo, medidas de contratação que garantam tal premissa precisaram ser adotadas pelo governo. Dentre essas, a principal forma se materializa através dos leilões regulados, nos quais é adotado o critério de contratação conjunta pelas distribuidoras, pelo menor preço de venda.

Os leilões são a principal medida para promover a expansão da oferta e garantir o atendimento do consumo de energia e, através desse dispositivo, é possível dar consequência ao planejamento energético, contemplando as diretrizes de expansão da matriz energética. Dessa forma, desde 2005, até 1º de agosto de cada ano, as previsões dos mercados ou cargas para os cinco anos subsequentes devem ser informadas ao Ministério de Minas e Energia (MME), para que este, juntamente com a ANEEL, possa promover os leilões adequados para atender à demanda. Os leilões podem ser de energia existente, energia nova ou de fontes alternativas. De maneira geral, os Leilões são de compra de energia, onde os vencedores são aqueles que ofertam o menor lance pelo produto em questão. Este tipo de leilão também é conhecido por leilão reverso. No Setor Elétrico Brasileiro (SEB), a dinâmica dos leilões pode ser resumida conforme apresentado no ANEXO C.

3.2.1 Leilões de Energia Nova

Os leilões de energia nova são promovidos nos anos A-5 e A-3, sendo “A” o ano de entrega da energia. Dessa forma, um leilão do tipo A-5 é aquele que acontece cinco anos antes do início do fornecimento e um leilão A-3 é aquele que acontece com três anos de antecedência ao ano de fornecimento. A antecedência é equivalente ao tempo médio necessário para a construção do empreendimento de geração que está sendo licitado para o certame em questão. Em geral, leilões A-5 são para licitação de usinas hidrelétricas e, eventualmente, de térmicas convencionais de grande porte.

Já os leilões A-3 são voltados para as usinas térmicas de pequeno e médio porte, PCHs e demais fontes com menor tempo de construção, tais como as eólicas e biomassa. Os leilões de fontes alternativas podem acontecer entre os anos A-1 e A-5, porém geralmente ocorrem no ano A-3, dadas as características das fontes

licitadas. Por meio dos resultados dos leilões de energia nova, em especial do A-5, a EPE pode avaliar os rumos da expansão do SEB, uma vez que considera como certa a entrada da energia que foi negociada nesses leilões. Dessa forma, tem-se um cenário bem definido de capacidade instalada e dos preços médios a serem repassados ao consumidor final no horizonte dos cinco anos à frente, mediante projeções de índices de correção dos preços praticados nos leilões.

Do ponto de vista do planejamento energético, é conveniente que a maior parcela da energia nova seja adquirida nos leilões A-5, partindo-se do pressuposto de que o maior prazo de maturação dos empreendimentos, característica desse Leilão, se reflete em maior número de opções de expansão da oferta e maior competição no certame, permitindo, em teoria, auferir preços mais reduzidos em média do que no Leilão A-3.

Para participação em um leilão, o empreendimento deve ser habilitado pela EPE, a qual é responsável por estudo que considerará o melhor arranjo técnico e econômico do sistema hidrotérmico do SIN. Em paralelo, também são de responsabilidade da EPE os estudos para escoamento da energia, com vistas à otimização do sistema de transmissão. Hoje, o critério para determinação dos vencedores de um certame restringe-se ao preço de lance, em Reais por Megawatt-hora e, em caso de empate, o sistema normalmente adota um caráter randômico para escolha do vencedor. Tal premissa ignora fatores como o escoamento da energia, diretamente ligado ao planejamento da expansão do sistema de transmissão, e o custo real de geração para o Sistema, que engloba, por exemplo, um menor acionamento de térmicas no longo prazo e a capacidade de atendimento de carga no horário de ponta. Tais pontos geram benefícios ao sistema que não são mensurados em favor de um ou outro empreendimento ou grupo de usinas, ficando apenas o fator preço responsável pela determinação dos vencedores.

3.2.2 Leilões de Energia Existente

Nos Leilões de Energia Existente, os agentes de distribuição podem comprar energia de empreendimentos de geração existentes no ano anterior ao ano de fornecimento

(chamado também de Leilão A-1, onde “A” é o ano de entrega da energia), em montante equivalente à reposição de contratos vencidos ou de contratos onde há previsão de redução no montante contratado para o ano seguinte. É previsto, adicionalmente, que os agentes de distribuição possam comprar até 0,5% da sua carga verificada no ano “A-1” acima do montante de reposição, a seu exclusivo critério, bem como adquirir energia para suprir a compra frustrada em outros leilões de energia existente. A vigência dos contratos celebrados nesses leilões é de no mínimo um e no máximo quinze anos, conforme especificado em cada edital. Também são considerados como energia existente os Leilões de Ajuste, que possuem a característica de acontecerem no próprio ano de fornecimento da energia, ou seja, no ano “A”, cuja duração pode de até dois anos e cujo montante a ser contratado está limitado a 1% da carga da distribuidora contratada no ano. O Decreto 8.213, de 2014, alterou o inciso II do parágrafo 1º do artigo 19 do Decreto 5.163, de 2004, passando a admitir a promoção de leilões para compra de energia existente também no ano “A”, mantendo a possibilidade de ocorrência no ano “A-1”.

Eventualmente, o volume a ser contratado nesses leilões pode ser revisto para corrigir distorções na contratação das distribuidoras decorrentes de fatores alheios ao gerenciamento das mesmas, tal como ocorreu nos anos de 2008 e 2009, onde foi permitida a aquisição de até 5% da carga contratada em virtude da revisão das cotas de Itaipu⁶ e do Proinfa⁷ e de compras frustradas⁸ em leilões anteriores.

Nos anos de 2004 e 2005 aconteceram os dois primeiros leilões de energia existente, cujos produtos possuíam características diferenciadas dos demais, conforme previsto no Decreto 5.163 de 2004. No primeiro leilão de energia existente, foram negociados três produtos distintos, com início de suprimento em 2005, 2006 e 2007, todos com

⁶ Cotas de Itaipu: são frações da potência e respectiva energia de Itaipu Binacional, representada na CCEE pela Eletrobrás, contratadas por todas as distribuidoras dos subsistemas Sul e Sudeste/Centro-Oeste que comercializem energia em quantidade igual ou superior a 300GWh/ano, de forma compulsória.

⁷ Cotas do PROINFA: compromisso de entrega entre a Eletrobrás, representante das usinas pertencentes ao programa na CCEE, e os agentes consumidores livres e especiais, bem como as distribuidoras do SIN, da parcela de energia gerada pelo conjunto das usinas, de forma proporcional ao consumo da unidade. É feito de forma compulsória para aqueles agentes englobados pela REN 127/2004 (CCEE, 2012).

⁸ Compra Frustrada: denominação adotada para situações em que a oferta de energia em um leilão é inferior à demanda das distribuidoras, resultando em um montante contratado inferior à declaração de necessidade.

oito anos de duração, em um total de energia contratada de 17.008 MWmed. No segundo, foi negociado um produto, com início de vigência em 2008, também com oito anos de duração, com 1.325 MWh de energia contratada. Grande parte da energia vendida nesses dois leilões pertence às empresas federais e estaduais detentoras de concessão para exploração de usinas hidrelétricas, cujo término da concessão é coincidente com o término dos CCEARs, tais como Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF), Companhia Energética de São Paulo (CESP), Furnas Centrais Elétricas S/A (FURNAS), Cemig Geração e Transmissão S.A. (CEMIG) e Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica (CEEE).

3.2.3 Leilões de Reserva

A contratação de energia de reserva é feita através de Leilões promovidos pela ANEEL, direta ou indiretamente, de acordo com diretrizes do MME, com vistas em garantir a segurança e continuidade do fornecimento de energia elétrica, foi prevista em 2004, na Lei Federal 10.848. A regulamentação veio em janeiro de 2008, através do Decreto 6.353. Apesar de toda energia de reserva contrata no Brasil advir de empreendimentos novos de geração, o Decreto também prevê que esta energia pode vir de empreendimentos existentes, desde que acrescentem garantia física ao SIN, ou que sejam empreendimentos que não tenham entrado em operação comercial até a data de publicação do referido Decreto.

A ideia da energia de reserva é anterior ao atual modelo e foi assunto do projeto RE-SEB, de 1997/1998. Foi sugerido o conceito de comprador de última instância, que consistia na oferta de energia em montante superior à demanda, através de cotas de garantia física que poderiam ser negociadas no curto prazo. A sobreoferta descontratada, no caso de não existirem negociações de curto prazo, seria liquidada integralmente no mercado Spot.

Apesar de tal ideia não ter evoluído para uma real implementação, tal preocupação já sinalizava a necessidade de se encontrar uma solução para o problema do desequilíbrio conjuntural entre oferta e demanda devido à falta de lastro. Adicionalmente, foi constatado que o consumo, entre os anos de 1998 e 2001 estava 100% contratado, não havendo espaço para introdução de energia nova. Por outro

lado, em termos energéticos, a plenitude da contratação não significava garantia de fornecimento, dada uma distorção entre a garantia física negociada e a real capacidade de gerar essa energia (19).

Conceitualmente, a energia de reserva não pode servir de lastro para venda para nenhum agente do SIN e deve ser contabilizada e liquidada exclusivamente no Mercado de Curto Prazo (MCP) da CCEE, não sendo objeto de contratos bilaterais. A Resolução Normativa nº 377, de 11 de novembro de 2008, determina que todos os agentes vendedores de energia de reserva devem firmar um Contrato de Energia de Reserva (CER) com a CCEE, que representa todo o mercado na aquisição dessa energia. Essa energia é ressarcida através do Encargo de Energia de Reserva (EER), cobrado de todos os agentes consumidores livres, especiais e cativos (neste caso, através da concessionária de distribuição local). É previsto que todos os usuários de energia de reserva firmem um contrato com a CCEE, denominado Contrato de Uso da Energia de Reserva (CONUER), cujo objetivo é disciplinar as relações entre os usuários dessa energia e a CCEE.

Figura 3-1 - Esquema de comercialização do LER

Fonte: Proposta para a Expansão da Geração Eólica no Brasil (20)

A dinâmica da energia de reserva prevê que todos os vendedores desta energia recebam uma receita fixa anual, dividida em doze parcelas mensais, que é o valor resultante do montante negociado no leilão pelo preço final de venda da energia do empreendimento. Essa receita fixa deve ser suficiente para cobrir todos os custos de operação e manutenção da usina, bem como providenciar o retorno do investimento, dentro dos parâmetros estabelecidos pelo próprio empreendedor. Toda a energia

gerada ao longo do ano, portanto, não pertence ao empreendedor e é liquidada no MCP ao PLD. O valor gerado por esta liquidação é retido em uma conta específica para este fim, a Conta de Energia de Reserva (CONER), administrada pela CCEE, de forma a atenuar o valor do EER pago pelos consumidores. Caso o compromisso de entrega de energia anual seja cumprido antes do final do período de apuração, a energia passa a ser do gerador. É importante destacar que a garantia física do empreendimento permanece comprometida durante toda a vigência do contrato, por isso não pode ser comprometida em contratos bilaterais sem que o empreendedor não incorra em penalidade por lastro de venda, conforme previsto nas Regras de Comercialização da CCEE.

Figura 3-2 - Alocação da Energia de Reserva.

Fonte: Treinamento Agentes de Geração (21)

Do ponto de vista energético, os Leilões de Energia de Reserva ajudam a mitigar a vulnerabilidade a desequilíbrios conjunturais no Sistema, pois a energia advinda das usinas que venderam nesses leilões entra na formação de preços, contribuindo para a redução sistemática do PLD, entretanto não compõe lastro para os agentes consumidores, de forma que não existe requisito contratual dessa energia.

Da mesma forma como outros custos de geração, que são repassados ao consumidor final na forma de encargos, visando à segurança energética, a energia de reserva também segue esse princípio, pois a injeção dessa energia no sistema poupa a geração hidrelétrica e, conseqüentemente, contribui para um maior armazenamento de água nos reservatórios. Essa medida traz maior segurança em termos de mitigação de riscos hidrológicos e o custo dessa geração é repassado aos consumidores finais.

através do Encargo de Energia de Reserva. A alocação da energia de reserva é ilustrada conforme Figura 3-2.

3.2.4 CCEARs por quantidade e por disponibilidade

Existem duas modalidades de CCEARs, os por quantidade e os por disponibilidade. Os CCEARs por quantidade são aqueles nos quais os riscos hidrológicos associados à operação são assumidos pelo vendedor. Estes contratos ficam registrados no submercado do vendedor, portanto os riscos decorrentes da eventual diferença de preços entre os submercados do agente de distribuição comprador e do agente de geração vendedor são assumidos pelo agente de distribuição. As Regras da CCEE tratam essas exposições como involuntárias, por isso existem mecanismos de atenuação dos valores resultantes dessas diferenças, positivas ou negativas.

Os CCEARs por disponibilidade dão tratamento às usinas térmicas que venderam energia nos Leilões de Energia Nova. Nessa modalidade de contrato, o lastro associado é a garantia física das usinas comprometidas com o contrato, disponibilizada pelo gerador, e os riscos hidrológicos são assumidos pelos agentes de distribuição compradores. É dado tratamento distinto às térmicas convencionais com Custo Variável Unitário (CVU) daquelas térmicas sem CVU, normalmente representado pelas usinas a Biomassa. Em um CCEAR por disponibilidade, onde a contraparte é uma usina térmica com CVU, a parcela de receita referente ao custo esperado com geração não faz parte da receita fixa do contrato, pois se assume o pressuposto de que, ao longo do ano, na maior parte do tempo, o atendimento à carga das distribuidoras seja feito mediante o uso energia mais barata, como aquela fornecida pelas hidrelétricas e nucleares, por exemplo.

Apenas quando uma usina térmica convencional é chamada a gerar, ou seja, é despachada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), é que as distribuidoras pagam ao vendedor responsável por esta usina a parcela de receita variável, que contempla o CVU dessa usina. Em contrapartida, em um contrato por disponibilidade de uma biomassa sem CVU, é esperado que a usina entregue uma quantidade de energia anual, porém as aferições desse montante não são realizadas

em base mensal como nos contratos por quantidade, mas sim em base anual. Nesse caso, a receita fixa já contempla essa geração e não há parcela variável associada (22). O conceito de contrato por disponibilidade utilizado para as térmicas sem CVU foi estendido para as usinas eólicas que negociam energia nos leilões de energia nova. Apesar de existir um compromisso de entrega de energia, este é apurado em base anual, portanto, os riscos decorrentes da variação mensal de geração versus o compromisso contratual são assumidos pela parte compradora.

3.2.5 Apuração dos montantes contratados

Do ponto de vista do empreendedor, os contratos resultantes dos leilões no ambiente regulado constituem a principal forma de obtenção dos chamados PPAs (Power Purchase Agreement), que são, na maioria dos casos, o principal requisito para a obtenção de financiamento. Para novos empreendimentos, os contratos resultantes do ACR representam à entidade financiadora uma garantia de receita por 30 anos, no caso de empreendimentos hidrelétricos, e de cerca de 20 anos para empreendimentos a biomassa e eólicos, com baixo risco de inadimplência, pois o montante negociado é pulverizado entre diversas distribuidoras do SIN.

No setor de energia elétrica, o financiamento para novas usinas varia de acordo com as características de cada empreendimento e de acordo com a distribuição do portfólio total da empresa. Porém, é possível encontrar financiamentos do Banco Nacional de Desenvolvimento (BNDES) de cerca de 85% do valor do investimento total. De acordo com o próprio BNDES, entre os anos de 2003 e 2007, cerca de R\$2,9 bilhões foram empregados no financiamento de 55 projetos de PCHs, o que representou cerca de 67% do custo total desses empreendimentos (23).

Um outro exemplo ocorreu com o financiamento de 8 parques eólicos no Estado do Rio Grande do Sul, com capacidade total de 150MW, onde foram financiados cerca de 61% de um total de R\$725,2 milhões previstos de investimento. Todos os parques tinham contratos de 20 anos provenientes de leilões regulados (24).

Algumas características das regras para apuração do compromisso contratual dos agentes vendedores pode resultar em problemas relacionados ao financiamento dos

projetos. Em virtude ao atraso nos sistemas de transmissão necessários ao escoamento da energia, em especial da energia eólica resultante dos leilões onde essa fonte tem participado ativamente desde 2009, a ANEEL tem proposto a postergação do início do período de suprimento. Tal medida é questionável do ponto de vista do empreendedor, uma vez que a usina depende do recebimento da Receita Fixa para honrar com os pagamentos do empréstimo junto à financiadora do Empreendimento. Essa proposta é fundamentada no ônus imputado às distribuidoras, que devem arcar duas vezes com os custos da energia: primeiro referente à receita fixa paga às usinas vencedoras dos leilões; segundo referente os custos de exposição ao PLD, pois o lastro das usinas não é computado devido à inexistência da transmissão. Esse problema culminou em uma mudança significativa nos leilões de energia nova a partir de 2013, conforme será explicado a seguir.

3.2.5.1 Contratos de leilões de energia nova (LEN)

Nos contratos de energia nova provenientes dos leilões A-5, A-3 e de Fontes Alternativas (LFA), o lastro dos empreendimentos é fornecido por meio da garantia física definida pelo MME. Nos contratos por disponibilidade, a sazonalização é flat e as diferenças mensais apuradas são assumidas pelas Distribuidoras. O faturamento das usinas é fixo, equivalente a 1/12 do valor do contrato anual. Para as renováveis não convencionais, a denominação “disponibilidade” não exige o empreendimento de uma entrega anual de energia. Uma vez que as penalidades previstas para o não atendimento desse montante podem ser severas do ponto de vista financeiro, um vendedor que possua parte da garantia física do empreendimento alocada para o ACL poderá destinar até 100% dessa garantia física ao atendimento do leilão, com vistas a garantir o suprimento do montante contratado anual.

Para energia de fonte eólica, a usina deve entregar às Distribuidoras a totalidade da energia correspondente à garantia física associada ao contrato. Em caso de atraso ou descasamento da entrada em operação comercial das unidades geradoras em relação ao início de suprimento do CCEAR motivados pelo vendedor, este deverá recompor o

lastro de acordo com as premissas estabelecidas pela Resolução Normativa ANEEL 595⁹, de 17 de dezembro de 2013.

Até os leilões ocorridos em 2012, o atraso da entrada em operação comercial das instalações de distribuição e transmissão, necessárias para o escoamento da energia produzida pela usina, não eximia o comprador do pagamento da Receita Fixa, desde que a usina estivesse apta a operar comercialmente. Nesses casos, o atraso não caracteriza insuficiência de lastro para atendimento do contrato e, por essa razão, não há necessidade de compra de contrato bilateral para suprir a não entrega de energia. De acordo com tais premissas, o ônus é absorvido pelas Distribuidoras, que, além de pagar a Receita Fixa, ficam expostas negativamente ao PLD, resultando em um aumento da tarifa cobrada do consumidor final.

Figura 3-3 – Efeito nas distribuidoras dos contratos por disponibilidade

Fonte: Confecção própria, com base nas Regras de Comercialização (CCEE)

Essa realidade mudou a partir do LER de 2013, onde a capacidade de escoamento da energia tornou-se um fator determinante para a negociação no leilão.

Os próximos leilões que se seguiram, A-3 e A-5 de 2013, não previam em seus contratos o recebimento de receita fixa em caso de atrasos não imputáveis ao vendedor. Dessa forma, a conexão agora fica por conta e risco dos empreendedores e, caso o sistema de Transmissão e de demais instalações não caminhe conforme o

⁹ A REN 595 foi oficialmente publicada no Diário Oficial da União (DOU) em 02 de janeiro de 2014 e trata da contratação de energia elétrica em caso de atraso do início da operação comercial de unidade geradora ou empreendimento de importação de energia. Essa resolução revogou a REN 165 de 2005, cujas premissas foram vigentes até 31 de janeiro de 2014.

planejamento e não haja linhas, subestações ou ICGs¹⁰ necessárias ao escoamento, o agente vendedor deverá recompor o lastro da distribuidora através da compra de contratos bilaterais no caso de energia no caso de A-3 ou A-5, e está sujeito a revisão contratual e ressarcimento no caso de LER¹¹.

No caso da usina de fonte eólica, o montante compreendido entre o limite mínimo e máximo de cada ano do quadriênio é apurado no ano seguinte, cumulativamente. O limite máximo é de 30% do total negociado para o primeiro ano de cada quadriênio, 20% para o segundo, 10% para o terceiro e 0% para o quarto. Portanto, ao final de cada quadriênio, a geração acima do montante contratado é valorada diretamente ao PLD médio anual, não podendo ser utilizada como lastro para o quadriênio seguinte, conforme ilustrado na Figura 3-4.

Fonte: Confecção própria, com base no CCEAR

3.2.5.2 Contratos de energia de reserva

A dinâmica de apuração do compromisso com o CER para fonte eólica prevê a subdivisão do prazo de suprimento de 20 anos em cinco períodos de conciliação

¹⁰ ICGs são instalações de transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada para acesso à Rede Básica. Essas instalações são contratadas através de chamadas públicas para processos licitatórios. A partir de 2013, a Aneel passou a restringir a participação de empresas inadimplentes multadas por não executarem as obras de transmissão nos prazos previstos.

¹¹ Para as eólicas que entraram nos leilões a partir do estabelecimento do critério de P90, em 2013, não está mais prevista a revisão do montante contratado.

quadrienal para efeitos de contabilização e liquidação de diferenças. A produção média anual (e não mensal, como ocorre nas fontes convencionais) é comparada com a obrigação contratual, obtendo-se o saldo de cada ano. Com base no saldo anual, tem-se o seguinte encontro de contas: se o saldo anual for inferior a 90% da obrigação contratual, o vendedor de energia deve ressarcir à CCEE o montante de energia não entregue, até o limite inferior de 90%, no preço do contrato acrescido de 15%; se o saldo anual for superior a 130% da obrigação contratual, o vendedor receberá da CCEE o montante de energia acima do limite superior a 70% do preço do contrato; o saldo anual entre 90% e 130% da obrigação contratual é carregado para o ano seguinte.

Ao final de cada quadriênio é realizado um encontro final de contas: a energia gerada entre 90% e 100% é ressarcida ao valor do contrato, acrescido de penalidade de 6%; a energia gerada entre 100% e 130% pode (i) utilizada como crédito para o próximo período ou; (ii) recebida pelo valor do contrato ou; (iii) transferida para outro parque através de cessão. Até o 4º LER, ocorrido em 2012, quando o critério para cálculo de garantia física das eólicas era o P50, era prevista a revisão do montante contratado para o próximo quadriênio quando da ocorrência de geração de energia ao longo do quadriênio inferior à contratada.

Em resumo, a tolerância estabelecida dentro de uma banda, que fica entre 90% e 130% da quantidade contratada, permite a previsibilidade do fluxo de recursos por parte do investidor. O gerador, num ano em que houve pouco vento, poderá compensar a baixa geração de energia no ano seguinte, sem impacto na receita fixa, dentro de um quadriênio.

Figura 3-5 - Apuração anual da energia eólica no CER e reajuste quadrienal

Fonte: Confecção própria, com base no CER

No caso da biomassa, não há apuração quadrienal. O compromisso de entrega de energia é anual e, caso o montante gerado fique entre 90% e 100% do compromisso contratual, o valor deve ser ressarcido à CONER ao preço de venda. Caso a geração anual fique abaixo de 90% do compromisso, é prevista uma penalidade de 15% sobre o preço de venda no ressarcimento. Em contrapartida, as Regras da CCEE, de acordo com as premissas do CER, preveem a liberação da energia gerada a partir do momento em que o compromisso de com o leilão é atingido. A geração excedente ao valor contratado é então valorada ao PLD e o saldo financeiro passa a ser do agente vendedor e não mais da CONER. Vale ressaltar que o lastro referente a essa energia não é liberado, ou seja, a energia excedente ao montante contratado não será passível de alocação em contratos bilaterais, mas apenas valorada no mercado Spot.

3.3 Ambiente de Contratação Livre

Fazem parte do ACL os agentes de geração concessionários, permissionários e autorizados de serviço público e privado, comercializadores, importadores, exportadores de energia elétrica e consumidores livres e especiais. As negociações que ocorrem no ACL são pactuadas entre os agentes e regidas por contratos bilaterais de compra e venda de energia elétrica cujas cláusulas são livremente acordadas, inclusive prazos, volumes, preços e multas rescisórias.

No Brasil, a opção de migração para um ambiente de contratação livre é facultativa ao consumidor, desde que este possua as características mínimas de demanda

contratada e nível de tensão. Dessa forma, o encorajamento para a migração ao ACL é de cunho financeiro, ocorrendo sempre que verificada a possibilidade de economia no insumo energético para o consumidor. O consumidor potencialmente livre que optar por deixar de adquirir energia através de tarifa regulada e migrar para o ACL deve formalizar esse pedido junto à concessionária de distribuição local pelo menos seis meses antes do término do contrato de fornecimento de energia. Caso não o faça, o contrato é automaticamente renovado e cabe à distribuidora atender ou não ao pedido fora do prazo.

O conceito de consumidor livre surgiu no mercado de energia brasileiro no início do processo de abertura do mercado, em 1995, através da Lei Federal 9.074. Uma real ascensão do número de consumidores livres, porém, somente pode ser observada a partir de 2003, com a adesão de 49 consumidores livres ao então Mercado Atacadista de Energia (MAE), entidade antecessora da CCEE. Isso foi possível quando o governo federal decidiu separar a tarifa de energia em parcelas distintas referente a consumo e demanda, tornando possível uma maior isonomia nas tarifas e fornecendo o sinal econômico necessário para a opção de migração (25).

O consumidor potencialmente livre deve ter uma demanda mínima contratada de 3,0 MW junto à distribuidora e deve estar conectado em um nível de tensão maior ou igual a 69kV, caso sua conexão tenha ocorrido até 08 de julho de 1995, data da Lei Federal 9.074; caso sua conexão seja posterior a essa data, não há exigência de nível de tensão mínimo de fornecimento. Os consumidores livres em novembro de 2013 somavam 612 agentes de um total de 2.562 no SIN.

3.3.1 O mercado de energia incentivada

Em 1998, por meio da Lei 9.427, foi introduzido o conceito de consumidor especial, qual seja o consumidor cuja demanda mínima é de 500 kW, que pode ser atendido em qualquer nível de tensão, desde que a energia adquirida para lastrear 100% de seu consumo seja proveniente de fontes primárias incentivadas.

Para a negociação envolvendo tais empreendimentos, ficou estipulado que a ANEEL deverá determinar um percentual de desconto nas tarifas de uso dos sistemas de

transmissão (TUST) e distribuição (TUSD), não inferior a 50%, tanto para os produtores quanto para aqueles que adquiram energia proveniente dessas fontes.

A Resolução Normativa 77, de 18 de agosto de 2004, complementa o disposto na Lei 9.427, e estabelece que os empreendimentos farão jus a percentuais de desconto de 50%, 80% ou 100%, determinados pela ANEEL através de ato autorizativo. Terão direito a 100% de desconto os empreendimentos que atenderem às seguintes condições: percentual de redução já estabelecido em ato autorizativo e que iniciaram a operação comercial até 31 de dezembro de 2003; PCHs que iniciaram a operação comercial entre 1º de outubro de 1999 e 31 de dezembro de 2003 (26); fonte eólica, biomassa e cogeração qualificada que iniciaram a operação comercial no período entre 23 de abril de 2003 e 31 de dezembro de 2003 (27); e aqueles que utilizem um percentual mínimo de 50% de biomassa composta de resíduos sólidos urbanos, biogás de aterro sanitário ou biodigestores de resíduos vegetais ou animais, bem como lodo de estações de tratamento de esgoto (28).

Somente a partir da Resolução Normativa 247, de dezembro 2006, as condições para a comercialização de energia incentivada entre empreendimentos de geração que utilizam fontes primárias incentivadas e consumidores especiais foram regulamentadas. Através dessa Resolução foi estabelecido que o Consumidor Especial deve pertencer ao Grupo de Tensão “A”¹², podendo reunir cargas em comunhão de interesse de fato ou de direito para atingir a demanda mínima de 500 kW, desde que as cargas sejam pertencentes ao mesmo submercado.

A reunião de cargas por interesse de fato ou de direito está condicionada à localização destas cargas em áreas contíguas ou estarem cadastradas sob o mesmo Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica (CNPJ).

Ainda de acordo com a REN 247/2006, a comercialização de energia dos consumidores especiais está condicionada à aquisição de energia oriunda de PCHs,

¹² Grupo A: unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária, caracterizado por tarifa binômia.

de empreendimentos com capacidade instalada igual ou inferior a 1.000 kW e de empreendimentos a biomassa, energia eólica ou solar, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 30.000 kW.

A comprovação de lastro dessas usinas deverá ser feita através da Garantia Física estabelecida pelo MME para o empreendimento. No caso de empreendimento sem Garantia Física, o lastro mensal do gerador de energia incentivada é a própria geração apurada na CCEE no mês. Isso significa que, caso o gerador gere menos energia do que seu contrato de venda exige no período, deverá recompor seu lastro com energia incentivada, caso contrário o repasse será prejudicado. Para manutenção do percentual de desconto estabelecido pela ANEEL, o limite de injeção de 30MWmed nos sistemas de transmissão e distribuição deve ser respeitado.

Adicionalmente, convém ressaltar que uma efetiva participação dos consumidores especiais no mercado somente foi verificada após a publicação da Resolução Normativa 286, de 6 de novembro de 2007, onde são aprovadas as Regras da CCEE aplicáveis à negociação de energia incentivada para o horizonte 2008. Foi realizada a Audiência Pública 005/2007, no período de 08 a 23 de março de 2007, na qual importantes contribuições dos agentes, de suas associações e de demais entidades foram feitas às Regras 2008 no que concerne a comercialização de energia incentivada. Tal fato é evidenciado pela evolução dessa classe, que evoluiu de conforme pode ser observado na Figura 3-6 a seguir.

A grande mudança nas Regras 2008, que viabilizaram uma maior participação dos consumidores especiais no mercado, foi a extinção da limitação de uma única intermediação do agente comercializador entre o gerador da energia e a carga. Tal medida trouxe maior liquidez à comercialização de energia incentivada, criando a ponte que faltava entre a geração e o consumo. Adicionalmente, foram criados perfis distintos para comercializadoras negociarem energias com percentuais de desconto distintos.

Figura 3-6 - Evolução dos Consumidores Especiais

Fonte: Elaboração própria, baseado em dados dos relatórios mensais InfoMercado (29)

A versão 2010 das Regras da CCEE trouxe uma nova mudança à comercialização de energia com os consumidores especiais, criando o conceito de energia convencional especial. Tal mudança foi embasada na ampliação da oferta de energia para os consumidores especiais, prevista pela Lei 11.943 de 2009, que permite aos geradores com potência injetada entre 30 e 50 MW comercializarem energia com estes consumidores, concedendo-lhes lastro de energia, porém sem desconto associado. A partir desse momento, a energia que pode ser adquirida por um consumidor especial precisou ser desvinculada do conceito de incentivada, uma vez que não necessariamente existe um desconto atrelado à energia que compõe o lastro desses consumidores (30). Assim, a energia é dividida nas seguintes categorias, em termos de desconto e de composição de lastro:

- Energia Incentivada: proveniente dos empreendimentos com desconto associado, conforme REN 247/2006, e que conferem lastro aos consumidores especiais;
- Energia Convencional Especial: proveniente dos empreendimentos com potência injetada entre 30 e 50 MW, que confere lastro aos consumidores especiais, porém não incide desconto na TUST/TUSD para os envolvidos;

- Cogeração Qualificada: proveniente de empreendimentos que obedecem ao disposto na REN 235/2006; confere lastro e desconto a consumidores livres, mas não pode ser negociada com consumidores especiais;
- Energia Convencional: sem desconto e não confere lastro ao consumidor especial.

Figura 3-7 - Comercialização de energia incentivada

Fonte: CCEE, Treinamento Agentes de Geração (21)

3.3.2 Comercialização de Energia Incentivada

Para os agentes de geração e comercialização de energia incentivada, o desconto associado aos seus contratos de venda será a média global dos descontos de suas usinas associadas e contratos de compra de energia incentivada especial, ponderada pelo máximo valor entre (i) a garantia física apurada mais contratos de compra de energia incentivada especial, e (ii) os contratos de venda de energia incentivada especial em um determinado mês. Este cálculo será alvo de exemplos ao longo deste Capítulo, o que tornará o entendimento do mecanismo mais claro. Para comercializadores sem usinas associadas, a aferição é feita utilizando-se apenas contratos de energia incentivada. Isso significa que pode ocorrer perda no repasse do desconto quando o vendedor negocia energia sem lastro suficiente para cobrir suas operações envolvendo energia incentivada. Tal assunto foi amplamente discutido em (31) e as premissas do citado trabalho ajudaram a compor a referência para a elaboração deste conteúdo.

É permitido ao vendedor de energia incentivada registrar contratos de recomposição de lastro de fontes também incentivadas, de forma a garantir a natureza da energia entregue e, conseqüentemente, seu desconto associado. O vendedor de energia incentivada pode registrar contratos de compra de energia convencional, limitado a 49% de sua garantia física, com o intuito de evitar exposições ao Mercado Spot da CCEE. Porém, essa energia não compõe lastro para a negociação de energia incentivada e, ainda, pode acarretar na perda integral do repasse do desconto da usina caso o montante ultrapasse o limite estipulado. Neste caso, o gerador mantém o desconto da usina, prejudicando apenas o repasse de desconto na matriz de comercialização de energia incentivada.

A perda de desconto para o gerador de energia incentivada, exceto PCHs e CGHs, está associada à ultrapassagem do limite de potência injetada, de 30 MW por período de comercialização (uma hora). A CCEE é responsável por fazer essa aferição mensal e, em caso de ultrapassagem do limite em um período de comercialização, é disparado um sinalizador, denominado Sinalizador Horário de Ultrapassagem da Potência Injetada. Caso o limite horário seja desrespeitado três ou mais vezes em um mês, é disparado outro sinalizador, o Sinalizador Mensal de Ultrapassagem da Potência Injetada. Uma vez disparado o sinalizador mensal, a usina perderá seu status de incentivada caso exista reincidência de ultrapassagem mensal do limite de potência injetada nos próximos 12 meses, contados a partir da primeira incidência mensal.

Operacionalmente, a CCEE modela esse agente de geração sob um perfil convencional especial, que é aquele que fornece lastro ao consumidor especial, porém sem desconto associado. Essa condição tem duração de um ano, podendo o gerador então voltar ao status de incentivado. São desconsiderados na aferição os primeiros 90 dias posteriores à entrada em operação comercial da usina.

Para os agentes consumidores livres e autoprodutores, o desconto associado ao uso dos sistemas de transmissão ou distribuição será o valor da média global dos descontos fornecidos pelos contratos de energia incentivada, ponderado pelo maior valor entre o montante total de energia incentivada adquirida e o consumo mensal.

Para os consumidores especiais, são utilizados no cálculo os contratos de energia incentivada especial. Caso a quantidade de energia incentivada adquirida seja inferior ao consumo em um determinado mês, este agente perderá uma parte do desconto, proporcional ao montante descoberto.

Figura 3-8 - Operacionalizações de energia incentivada

Fonte: CCEE, Treinamento Operação dos Consumidores Livres (32)

Adicionalmente, o consumidor poderá perder parte do desconto caso o fornecedor de energia incentivada repasse um percentual de desconto reduzido. A Figura 3-8 ilustra as transações permitidas entre os agentes da CCEE nos universos de energia convencional e incentivada.

A comercialização de energia incentivada permite diversas operações entre os agentes envolvidos. Com a finalidade de calcular os repasses dos descontos, levando em consideração as restrições de limite de potência injetada e de composição de lastro, foi adotada a técnica de solução de sistemas de equações lineares via abordagem matricial. O processo de construção da matriz de descontos envolve a solução do seguinte problema: $d = A^{-1} \times b$, onde A é a matriz onde constam os agentes e seus respectivos valores de lastro e requisito, A^{-1} é a matriz inversa, d é o vetor de descontos e b é o vetor de possibilidade de descontos. Seja um cenário com três agentes, conforme esquema a seguir:

Figura 3-9: Comercialização de Energia Incentivada

Fonte: Confeção própria, baseado em (31)

Matriz de desconto:

$$A = \begin{matrix} & \begin{matrix} \text{Gerador} & \text{Comercializador} & \text{Consumidor} \end{matrix} \\ \begin{matrix} \text{Gerador} \\ \text{Comercializador} \\ \text{Consumidor} \end{matrix} & \begin{pmatrix} 10 & 0 & 0 \\ -4 & 4 & 0 \\ -6 & -4 & 10 \end{pmatrix} \end{matrix}$$

$$A^{-1} = \begin{pmatrix} 0,1 & 0 & 0 \\ 0,1 & 0,25 & 0 \\ 0,1 & 0,1 & 0,1 \end{pmatrix}$$

O vetor de desconto possível b é dado por:

$$b = \begin{pmatrix} 5 \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix}$$

O vetor de desconto final d é dado por:

$$d = \begin{pmatrix} 0,1 & 0 & 0 \\ 0,1 & 0,25 & 0 \\ 0,1 & 0,1 & 0,1 \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} 5 \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0,5 \\ 0,5 \\ 0,5 \end{pmatrix}$$

Para exemplificação da metodologia de apuração dos descontos, sejam os seguintes casos ilustrativos:

Caso 1: cálculo do repasse de desconto de um gerador de energia incentivada I5, que comprou energia especial convencional (I0), sem desconto, para recomposição de lastro (CC = Total Contratos de Compra; CV = Total Contratos de Venda).

Figura 3-10 - Apuração de desconto Caso 1

Fonte: Elaboração própria, com base nos treinamentos CCEE

Caso 2: cálculo do repasse do desconto de um agente gerador que possui uma usina com desconto de 50%, com Garantia Física inferior ao lastro necessário de energia incentivada, que não efetua contratos de recomposição de lastro de energia incentivada, e apresenta um total de 30 MWmed de contratos de venda. No caso 2, o desconto repassado foi de 33,3%.

Figura 3-11 - Apuração de desconto Caso 2

Fonte: Elaboração própria, com base nos treinamentos CCEE

Caso 3: supondo um caso onde um Consumidor adquiriu energia do gerador do Caso 2, cujo desconto repassado foi de 33,3%, além de energia incentivada I5, de outro vendedor, sem perda de desconto.

Figura 3-12 - Apuração de desconto Caso 3

Fonte: Elaboração própria, com base nos treinamentos CCEE

O repasse do desconto é dado pela soma da garantia física da usina com os contratos de compra, multiplicados pelo respectivo desconto associado, dividida pelo máximo entre o lastro de energia incentivada e o requisito de lastro incentivado do gerador. Neste caso, o agente não estaria sujeito à penalidade por lastro de venda, uma vez que a Energia Convencional Especial também fornece lastro ao Consumidor Especial. Mais detalhes sobre essa apuração serão abordados em capítulo específico sobre as penalidades previstas nas Regras da CCEE.

3.4 A expansão da energia renovável não convencional no ACL

A expansão do mercado das fontes renováveis não convencionais no ACL pode ser analisada por pontos de vista distintos. Do ponto de vista do empreendedor, um dos maiores desafios relacionados à expansão via ambiente livre diz respeito à obtenção de financiamento. A atual dinâmica do setor elétrico, produto das recentes mudanças regulatórias, tem imputado muitas incertezas a todo o mercado, tornando menos atrativa a assinatura de contratos de longo prazo. Conforme mencionado anteriormente, os contratos de longo prazo são o principal instrumento para obtenção de crédito junto às entidades financiadoras. Pesquisas em fontes públicas relacionadas à obtenção de financiamento para novas usinas via BNDES mostram que, quando os empreendimentos não são objetos de leilões regulados, estes têm, necessariamente, um grande grupo adquirindo contratos de longo prazo ou fazem parte de algum programa de desenvolvimento do próprio governo Federal ou Estadual.

Dentre as mudanças que afetaram a dinâmica do mercado, uma das que trouxe maior impacto aos geradores foi a Resolução CNPE nº 03/2013, que definiu a adoção de mecanismos de aversão a risco nos modelos computacionais. Durante uma fase denominada “transitória”, que foi desde abril de 2013 até o desenvolvimento do modelo em agosto de 2013, o custo do despacho das térmicas fora da ordem de mérito foi rateado 50% entre todos os agentes na proporção da energia transacionada nos últimos 12 meses e 50% pelos os agentes de mercado que expostos no mercado Spot, através do acréscimo de um Delta ao PLD¹³.

A fase definitiva, em vigência a partir de setembro de 2013, incorporou o CVAR como modelo de aversão ao risco nos modelos de despacho e preço utilizados pelo ONS e CCEE, aumentando o valor do PLD e, conseqüentemente, o referencial para negociações de energia no curto e médio prazo. Eventual despacho térmico adicional será rateado por todos os agentes de mercado.

Um problema que até meados de 2013 era exclusivo da expansão via ACL é a questão dos atrasos nas Instalações Compartilhadas de Geração (ICGs) e linhas de transmissão para dar escoamento à energia produzida pelas usinas eólicas, em especial na região Nordeste do país. Essa questão, conforme mencionado em 3.2.5.1, passou a ser pré-requisito também para os parques que negociam via leilões regulados.

Estudos da expansão da Rede Básica desenvolvidos pela EPE apontam diversos reforços necessários para tornar o sistema de transmissão mais robusto e capaz de atender ao potencial de cada região. Entretanto, a licitação de cada trecho deve passar por processos de audiência pública para publicação do edital e posterior execução do leilão. Muitas vezes, a velocidade desses processos não está em linha com a real necessidade de expansão do potencial de geração.

¹³ O delta PLD foi um valor acrescido ao PLD, estipulado pela Resolução CNPE nº3/2013, durante a fase transitória, em que o modelo de aversão ao risco não havia sido implementado nos modelos de despacho. A soma do PLD com o delta resultava no PLD final, que era utilizado apenas na valoração das exposições negativas ao Mercado de Curto Prazo, enquanto as exposições positivas recebiam apenas o PLD, sem delta. O dinheiro arrecadado equivalente à energia valorizada ao delta era repassado às geradoras para pagamento de metade do custo de geração, enquanto a outra metade vinha do Encargo cobrado de todos os agentes.

Outro mecanismo de incentivo à expansão do mercado de fontes não convencionais é através do chamado *net metering* para usinas de pequeno porte na geração distribuída, recentemente regulamentado pela ANEEL por meio da Resolução 482 de 2012. O *net metering* é um mecanismo que consiste em regular a troca de energia entre o consumidor e a concessionária de distribuição local, onde créditos são acumulados com as concessionárias quando há excedentes de energia e os débitos são acumulados quando o consumo local supera a geração. O faturamento da conta de energia para o consumidor final considera o balanço entre os créditos e os débitos (33).

A criação de uma tarifa especial para cada tipo de fonte, denominada *Feed In Tariff* (FIT), é um mecanismo de incentivo tarifário que visa à rápida expansão da geração distribuída. Esse mecanismo obteve sucesso em diversos países da Europa, como meio de alavancagem à cadeia produtiva de fontes como a eólica e a solar, por exemplo. No Brasil, um exemplo FIT similar ao empregado na Europa é o Proinfa, para o qual a existe a garantia de compra da energia produzida por um período de 20 anos, a preços acima daqueles praticados no mercado.

3.5 As Regras e o Processo de Contabilização e Liquidação Financeira

Toda a comercialização de energia é dada no âmbito da CCEE, tanto proveniente do ACR quanto do ACL. Alguns conceitos de como funciona a apuração de recurso e requisito para os agentes vendedores e compradores e quais as regras associadas a tais processos, bem como suas consequências, são de suma importância para determinação das estratégias comerciais.

3.5.1 O processo de contabilização e liquidação financeira

Conforme premissas estabelecidas no Decreto 5.163 de 2004, todos os agentes devem apresentar lastro para cobertura de 100% de suas transações comerciais dentro do SIN. Operacionalmente, a CCEE faz essa apuração para todo o mercado, em base horária, através de um sistema de contabilização que engloba todos os agentes.

Para dar procedimento à contabilização, a CCEE precisa de três informações básicas: dados de medição de todos os agentes em base horária (geração e consumo), dados dos contratos firmados (ACL e ACR, com contrapartes, volumes e vigência) e o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). Para cada período de comercialização, o sistema apura as diferenças entre a energia verificada e a energia contratada e valora essas diferenças ao PLD no mercado de curto prazo.

A apuração ilustrada através da Figura 3-13 é feita para todos os agentes, para cada período de comercialização dentro do mês de apuração. A CCEE então consolida os valores referentes ao Spot em um valor final, positivo ou negativo. Fontes como biomassa e eólica não possuem um mecanismo de proteção como o MRE (explicado no item 3.5.3) e, portanto, a disponibilidade de energia pode variar significativamente entre as horas do dia e os meses, no caso das eólicas, e entre os meses, no caso da biomassa (resultado do período de safra).

Esse comportamento pode acarretar em grandes diferenças, positivas ou negativas, em relação ao montante contratado, uma vez que a maioria dos contratos são do tipo flat (mesma quantidade MW_{méd} alocado a todos os meses). Soma-se a isso a grande instabilidade do preço que valora essas diferenças, o PLD. Dessa forma, mesmo que no longo prazo as diferenças positivas compensem as negativas, grandes exposições valoradas a PLDs extremos podem gerar um efeito insustentável no caixa das empresas, por isso devem ser evitadas. Não apenas as exposições ao Spot constituem o processo de contabilização da CCEE, mas sim um conjunto de deveres e obrigações traduzidos nas Regras e Procedimentos de Comercialização, tais como penalidades, encargos, apuração de garantia física, Mecanismo de Realocação de Energia, entre outros.

A liquidação financeira da CCEE é um processo multilateral, não sendo identificadas as contrapartes no processo. A posição credora ou devedora de um agente, resultante do processo de contabilização, é tida em relação ao mercado e não a um determinado agente.

Figura 3-13 - Apuração das diferenças

Fonte: Elaboração própria, com base nas Regras da CCEE

A liquidação financeira das relações contratuais pactuadas entre os agentes é realizada diretamente entre as partes, não havendo participação da CCEE. Mensalmente, portanto, a CCEE operacionaliza as compensações financeiras através de uma instituição contratada especificamente para este fim, autorizada pelo Banco Central. O papel da CCEE é o de viabilizar a liquidação, não sendo contraparte no processo. Uma eventual inadimplência é refletida para todo o mercado credor. Por isso, a constituição de garantias financeiras deve ser efetuada mensalmente pela CCEE, com base na análise da exposição de cada agente no mercado de curto prazo. O aporte de garantias financeiras é uma obrigação do agente da CCEE, e seu descumprimento acarreta multa e pode ser motivador de desligamento do agente da Câmara.

3.5.2 Garantia Física

A garantia física do SIN é a máxima quantidade de energia que esse sistema pode suprir, dado um critério de garantia de suprimento. Cada agente de geração representa uma parcela desse total e o valor de garantia física associado representa, no mercado de energia, o lastro que desse agente para negociar energia. O valor de garantia física é fornecido para cada agente de geração pelo MME através de uma portaria específica. Para aquelas usinas que não possuem garantia física definida pelo MME, seu lastro passa a ser a própria geração. No processo de contabilização da CCEE, eventuais contratos de compra de energia são somados à garantia física ou à geração para composição do lastro total do agente no período em questão.

No caso de agente com garantia física definida pelo MME, a apuração do recurso necessário para cobertura do compromisso contratual do agente vendedor leva em conta a garantia física alocada àquele mês em contabilização. Uma vez que o requisito (compromisso de venda) esteja igual ou abaixo do recurso, o agente não está sujeito a penalidades por falta de lastro de energia. Entretanto, caso a geração efetiva seja diferente da garantia física alocada, isso levará a uma exposição no mercado Spot.

Para um empreendimento no ACL, cuja apuração difere do ACR por ser feita em base mensal e não anual, tais variações colocam o agente em risco devido à exposição ao PLD. Caso a geração seja superior à garantia física alocada e o PLD esteja abaixo do preço de contrato, o agente poderia ter alocado essa energia em outro momento e ganhar a diferença entre o preço do contrato e o PLD. De forma análoga, caso a geração fique abaixo da garantia física alocada e o PLD esteja mais alto que o preço do contrato, o agente perde a diferença entre este e o preço do contrato. Detalhes a respeito do cálculo da garantia física de um novo empreendimento são fornecidos pela EPE em sua nota técnica “Metodologia de Cálculo da Garantia Física das Usinas”, e constam no ANEXO D.

3.5.3 Mecanismo de Realocação de Energia

O Mecanismo de Realocação da Energia (MRE) foi implementado para tratar os riscos hidrológicos aos quais as usinas hidrelétricas do SIN estão sujeitas. Este mecanismo funciona como uma compensação entre as usinas que estão em cascata e cuja operação impacta na produção energética das demais. Isso fica claro quando é analisado o caso de usinas localizadas em um mesmo rio, onde aquelas à jusante captam os benefícios de toda a água despachada a montante, enquanto que as usinas a montante, que são as reais responsáveis pela regularização da cascata, sairiam prejudicadas. Esse problema não existiria caso todas as usinas pertencessem a um mesmo agente, pois o ganho global seria captado.

Porém, no sistema brasileiro, ocorre que diversas usinas compartilham um mesmo rio, cada uma em um ponto distinto da cascata, tornando necessária essa compensação para que não haja benefício de um agente em detrimento de outro.

Figura 3-14 - Usinas em cascata

Fonte: CCEE, treinamento Agentes de Geração (21)

Vale ressaltar que o despacho é feito de forma centralizada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), que busca a otimização do recurso energético disponível, sem identificar as contrapartes detentoras das concessões de geração.

O MRE, por tratar-se de um mecanismo que funciona como um clube onde os riscos hidrológicos são compartilhados, pode ser considerado um mecanismo de hedge. O MRE está regulamentado apenas para fontes hidrelétricas e a participação de usinas com capacidade instalada acima de 30MW ou aquelas abaixo, mas que são despachadas centralizadamente, é obrigatória. Às demais usinas, no caso PCHs e CGHs, a participação é facultativa. A permanência no mecanismo, entretanto, é condicionada a critérios de geração mínima, de acordo com o estabelecido na Resolução Normativa 409/2010. A operacionalização do MRE consiste em fazer com que cada usina atinja a quantidade de garantia física alocada naquele período de comercialização. Uma vez que o despacho é centralizado e existem variações sazonais entre as diversas regiões do SIN, a quantidade de energia gerada por uma usina será, na grande maioria das vezes, diferente do valor de garantia física alocada para o período em questão. Ocorre, portanto, uma alocação contábil de energia entre as usinas participantes do mecanismo: em um dado período de comercialização, as usinas que geram acima da sua Garantia Física transferem energia para aquelas que geram abaixo.

A garantia física é a quantidade firme que uma usina produz em um cenário hidrológico desfavorável, por isso, é esperado que, no longo prazo, a usina produza a sua garantia física. Conforme ilustrado na Figura 3-15, quando a energia total produzida pelas

usinas do SIN é superior à garantia física total, esse superávit de energia é denominado Energia Secundária e é rateado entre todas as usinas participantes do mecanismo, na proporção de sua garantia física.

Figura 3-15 - Apuração do MRE para dois submercados em situação de superávit de geração

Fonte: Confeção própria, com base nas Regras de Comercialização da CCEE

Isso significa que, mesmo que uma usina gere abaixo de sua garantia física, caso o sistema apresente uma sobra, essa usina também receberá a energia secundária, na proporção de sua garantia física. Em contrapartida, caso o sistema como um todo

apresente déficit, mesmo uma usina superavitária irá ter sua garantia física para fins de contabilização da CCEE reduzida proporcionalmente.

Figura 3-16 - Curva do MRE

Fonte: CCEE, InfoMercado (29)

Um dos principais benefícios do MRE é atenuar as exposições e reduzir a volatilidade dos pagamentos a PLD no mercado Spot da CCEE. A Figura 3-16, extraída do relatório Info Mercado da CCEE, de setembro de 2013, ilustra o comportamento da geração versus a alocação de garantia física entre os meses de setembro de 2012 e setembro de 2013.

À exceção de um fato atípico que ocorreu na sazonalização de 2013, onde os agentes puderam inserir seu perfil de sazonalização depois de conhecido o PLD de janeiro, devido a um problema operacional no sistema da CCEE, o MRE contribui na atenuação dos riscos aos quais os agentes estariam expostos caso esse mecanismo não existisse.

3.5.4 Preço de Liquidação das Diferenças

O PLD é um valor calculado semanalmente pela CCEE, para cada patamar de carga e submercado, com base no Custo Marginal de Operação (CMO) e limitado por um preço máximo e mínimo vigentes atualizados a cada ano. Na CCEE, são utilizados os mesmos modelos adotados pelo ONS para programação e despacho da geração do sistema, com as adaptações e restrições necessárias para refletir a formação dos preços.

O cálculo baseia-se em informações previstas, anteriores à operação real do sistema, considerando-se as disponibilidades declaradas de geração e o consumo de cada submercado, por isso, denominado “ex-ante”. Além de valorar as diferenças apuradas no mercado Spot da CCEE, o PLD é um balizador dos preços negociados nos contratos de curto prazo. A dinâmica das operações do mercado permite que os agentes possam fechar suas posições de forma ex-post (depois de conhecida a medição e o PLD médio mensal)¹⁴, de forma que sobre o valor médio de PLD os agentes pratiquem um prêmio sobre esse preço, diretamente relacionado à oferta e demanda por energia naquele período. Quando mais de longo prazo for o contrato, menor será a influência do PLD e mais próximo dos custos esperados de expansão do sistema será o valor¹⁵.

¹⁴ A publicação das Portarias 455/2012 e 185/2013 preveem que o registro dos contratos passe a ser feito em base semanal, antes da semana operativa vigente (ex-ante). É esperado que, com a implementação das disposições dessas portarias, toda a dinâmica do mercado seja afetada. Até a conclusão do presente trabalho, as regras que operacionalizarão o mercado de curto prazo ex-ante ainda não haviam sido divulgadas.

¹⁵ De acordo com nota técnica da EPE sobre a Metodologia de Cálculo do Custo Marginal de Expansão (CME), este representa o acréscimo de custo para suprir um aumento unitário na demanda considerando a expectativa de custo da expansão do parque de geração de energia elétrica. A metodologia de cálculo proposta objetiva estimar o custo futuro de expansão da geração levando em consideração não somente os preços de energia previstos, mas também quais fontes de energia devem ser instaladas. Dentre diversas metodologias estudadas para determinação desse valor, aquela que vem se mostrando mais eficiente é a utilização dos preços dos empreendimentos vencedores dos leilões de energia nova.

4 ENERGIA RENOVÁVEL NÃO CONVENCIONAL: ESTADO DA ARTE

O conceito de energia alternativa é bastante amplo e muitas vezes se confunde com o conceito de energia renovável. Energia alternativa pode ser definida como qualquer forma de energia que não seja de origem fóssil.

No Brasil, seu uso é um pouco mais específico do que em outros países, excluindo, além dos derivados fósseis, as grandes usinas hidrelétricas do conceito de energia alternativa, a despeito do enquadramento dessa fonte no conceito internacional. Essa especificidade é consequência do fato de as usinas hidrelétricas serem, historicamente, a maioria absoluta na geração de energia elétrica no país, por isso não faria sentido denominar hidrelétricas de “fonte alternativa”.

O termo “energia renovável” é utilizado para caracterizar fontes de energia que são inesgotáveis à percepção humana, sendo continuamente produzidas e disponibilizadas pelo meio ambiente. Uma correta separação entre energia renovável e não renovável deve considerar apenas a energia primária, como a solar, eólica e hidrelétrica, além dos seus transportadores também primários, como biomassa e resíduos orgânicos¹⁶.

A partir do momento que a matéria sofre qualquer tipo de processo de intervenção humana, ela passa a ser uma fonte transportadora secundária como, por exemplo, energia elétrica e biodiesel, por isso não pode ser considerada como renovável (34). Em paralelo com o conceito de “alternativa”, denominar as fontes como PCH, Biomassa, Solar e Eólica simplesmente como “renováveis”, remeteria à questão das UHEs. Por isso, convencionou-se denominá-las “renováveis não convencionais” no presente estudo, para deixar clara a separação entre esse nicho e aquele tradicionalmente explorado no País.

4.1 Desenvolvimento da Energia Renovável Não Convencional

¹⁶ Transportadores primários caracterizam-se por carregar a energia derivada diretamente da fonte primária (sol, geotermia, vento). O melhor exemplo é a biomassa vegetal, cuja energia liberada dos processos de combustão, fermentação ou gaseificação é originária da absorção da luz solar pelo processo de fotossíntese ao longo da vida da planta.

A busca por fontes alternativas aos combustíveis fósseis para atender ao crescimento da demanda energética mundial é uma questão que vem sendo largamente discutida e estudada nas últimas duas décadas. A Europa espera substituir 20% da geração que hoje provém de combustíveis fósseis por fontes renováveis, como solar, biomassa, resíduos, geotérmica, eólica e hidrelétrica (35), enquanto a China estabeleceu um programa que busca uma participação de 15% de energia renovável na matriz energética do país para o mesmo horizonte (36).

O destaque tem sido a busca por introdução de parques eólicos em larga escala, em virtude, principalmente, das pressões ambientais exercidas pelos principais comitês internacionais, uma vez que a energia eólica tem se mostrado a melhor alternativa para atingir as metas de redução na emissão de CO²(37). Seguindo essa tendência mundial e, dadas algumas condições político-econômicas específicas, o Brasil tem investido em medidas de incentivo à introdução de fontes renováveis no país, alternativas às tradicionais usinas hidrelétricas de grande porte.

Hoje, as principais fontes exploradas em escala comercial com as características de serem renováveis não convencionais são as pequenas centrais hidrelétricas (PCH), as usinas térmicas movidas a biomassa (BIO) e as centrais eólicas (EOL). A energia solar (SOL), conforme será apresentado ao longo deste trabalho, ainda é pouco explorada no país, apesar de seu grande potencial, principalmente pelo fato de que seu custo de produção não é ainda competitivo com as demais opções.

Em termos energéticos, um parque gerador tipicamente hidrelétrico e interligado como o do Brasil deve dispor de um despacho centralizado, que prime pelo pleno atendimento à carga, utilizando a capacidade de produção de forma ótima, ou seja, maximizando o uso da água ao menor custo global. Isso significa que não apenas o custo e as condições imediatas devem ser considerados, mas também a capacidade de atendimento à demanda futura, uma vez que existe grande variação na energia produzida ao longo do tempo, devido à sazonalidade das afluições.

Por isso, usinas térmicas representam um papel fundamental em sistemas com grande participação de fontes cuja disponibilidade é sazonal, complementando a

produção de energia em situações adversas, garantindo o suprimento energético em períodos de baixas afluências, ou, ainda, na complementação da potência em horários de ponta.

Entretanto, a utilização de usinas térmicas como única alternativa às fontes hidrelétricas significa caminhar no sentido contrário das atuais políticas energéticas mundiais e pode trazer diversas consequências, tais como aumento do preço da energia devido ao preço do combustível, incremento das emissões de poluentes, dependência de importações de gás de países vizinhos e necessidade de ampliação da rede dos gasodutos. Por isso, as térmicas têm sua função, que é a de fornecer segurança na complementação de energia do sistema; porém, a expansão da matriz deve primar pela diversificação das fontes e pela preservação do meio ambiente.

4.2 Capacidade instalada e expansão

A capacidade instalada do Brasil, em dezembro de 2013, era de 126.743 MW, um incremento de 4,8% em relação ao ano de 2012. Desse total, 68% são compostos pelas grandes usinas hidrelétricas. Em termos de produção de energia, o incremento total em 2013 foi de 3,2%, com destaque para a produção termelétrica, cujo crescimento foi de 31%, proveniente principalmente dos derivados do petróleo e gás natural.

Das fontes renováveis, o destaque foi a energia eólica, que aumentou sua produção em mais de 30% em relação 2012. Esses valores são um reflexo do cenário de escassez hidrológica que o País vem enfrentando desde o final de 2012, e que fez com que a geração hidráulica diminuísse 6% em 2013, comparativamente ao ano anterior, sendo substituída, principalmente, por fontes não renováveis (38).

A carga de energia do SIN em 2013 era de 64.371 MWmed¹⁷, dos quais 60% estão no subsistema Sudeste/Centro-Oeste. É esperado um crescimento médio anual na

¹⁷ MWmed: A unidade MWmed (megawatt-médio) é comumente utilizada no Brasil para simbolizar a energia elétrica gerada ou consumida em uma unidade de tempo, neste caso, em uma hora (h). Assim, 1MWh/1h = 1MWmed.

carga do Sistema Interligado Nacional de 3.060 MWmed no horizonte 2013-2022, o que representa 3,7% ao ano, totalizando aproximadamente 92.000 MWmed em 2022. Uma importante parcela desse acréscimo é em virtude das interligações com os sistemas isolados de Macapá e Manaus a partir de 2013.

Para atender a este crescimento dentro dos padrões de confiabilidade e garantia de suprimento determinados pelo Conselho Nacional de Política Energética, com critérios que prescrevem otimalidade econômica, estabelecendo que a expansão deve ter sua trajetória ajustada a pontos onde o Custo Marginal de Expansão é igual ao Custo Marginal de Operação, contemplando ainda uma restrição de confiabilidade de suprimento, retratada por restrição de risco de qualquer déficit de no máximo 5% da carga (39), a capacidade instalada do país deverá crescer, em média, 4,25% ao ano na próxima década, um acréscimo total de 6.300 MWmed ao ano até o ano de 2022 (40).

O último levantamento da capacidade da matriz energética, obtido do Banco de Informações da Geração (BIG) da ANEEL, em junho de 2014, aponta para a seguinte distribuição da capacidade instalada: 60,0% proveniente de usinas hidrelétricas com capacidade instalada acima de 30 MW (UHE); 18,4% são usinas térmicas convencionais, que utilizam algum derivado fóssil como combustível (UTE); 6,0% do total o Brasil importa de outros países, inclusive a parcela de Itaipu não consumida pelo Paraguai; a energia termonuclear representa 1,4%; e 14,3% são as fontes renováveis não convencionais, proveniente das Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), usinas térmicas a biomassa (BIO) e centrais de geração eólica fotovoltaica (EOL). Houve um acréscimo de aproximadamente 2.300 MW de capacidade instalada entre o último dado oficial, divulgado pela EPE, referenciado em dezembro de 2013 (38), para o levantamento da ANEEL, de junho de 2014 (41).

Dentre as fontes renováveis não convencionais exploradas comercialmente no Brasil, o destaque nos últimos quatro anos tem sido a energia eólica, a qual, a partir de 2009, com o 2º Leilão de Reserva, exclusivo para fontes EOL, tem observado um significativo incremento da capacidade instalada. Ao final de 2012, já havia ultrapassado 1,5% da Matriz de Energia Elétrica, com 1.805 MW instalados. Em 10

anos, é esperado que a fonte passe a representar 9,5% da matriz, o equivalente a 17.463 MW instalados. Grande parte do florescimento da energia eólica é devido aos preços de venda competitivos nos leilões de energia, premissa que determina os empreendimentos vencedores, deixando as demais fontes renováveis fora da competição, como as PCH e as BIO, devido aos limites mínimos de custo não serem compatíveis, hoje, com as EOL.

A energia gerada por parques eólicos é uma das que apresenta menor impacto ambiental. Entretanto, a exploração dessa fonte requer alguns arranjos elétricos e energéticos que compensem o fato de serem totalmente inflexíveis, tais como complementação com fontes de geração que apresentem sazonalidades opostas e reserva girante, contribuindo, assim, com uma energia disponível mais regularizada e, consequentemente, trazendo maior confiabilidade para a operação energética.

O planejamento da expansão prevê que as fontes renováveis não convencionais atinjam 38.137 MW de capacidade instalada em 2022, passando então a representar 20,8% da matriz energética nacional. No horizonte 2013-2022, já se encontravam contratados nos leilões ACR, em dezembro de 2012, 14.115 MW de potência.

A Tabela 4-1 a seguir apresenta a expansão das fontes biomassa, eólica e PCHs já contratadas para os anos 2013 a 2018. No total, 12,8% são Biomassa, 7,5% PCH e 79,8% Eólica. Além disso, foram contratados mais 4.700 MW de eólica nos leilões de 2013, além de 481 MW de PCH e mais 800 MW de biomassa.

Existem em 2014 cerca de 700 empreendimentos de fonte EOL habilitados tecnicamente na EPE, que somam uma potência de mais de 17 GW. A maioria desses projetos localiza-se na região Nordeste, em especial na costa dos Estados do Ceará e Rio Grande do Norte e no interior da Bahia, bem como no Rio Grande do Sul, em sua costa e na divisa com o Uruguai.

Tabela 4-1 - Expansão da oferta de fontes renováveis. Confeção própria, baseado no PDE 2022 (EPE), tabela 43, página 83.

Tipo	Região	Potência (MW)						Total
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Biomassa	Sudeste	693	99	0	0	100	397	1.289
	Sul	4	0	0	0	0	0	4
	Nordeste	78	0	0	0	0	350	428
	Norte	80	0	0	0	0	0	80
	TOTAL	855	99	0	0	100	747	1.801
PCH	Sudeste	202	99	26	0	90	162	579
	Sul	229	25	0	0	30	68	352
	Nordeste	0	0	0	0	0	5	5
	Norte	0	19	38	0	33	30	120
	TOTAL	431	143	64	0	153	265	1.056
Eólica	Sudeste	0	0	0	0	0	200	200
	Sul	330	565	174	526	528	400	2523
	Nordeste	1.763	2.098	2.362	1099	552	400	8274
	Norte	0	0	0	58	203	0	261
	TOTAL	2.093	2.663	2.536	1.683	1.283	1.000	11.258
TOTAL		3.379	2.905	2.600	1.683	1.536	2.012	14.115

De outro lado, a maior parte das usinas térmicas a biomassa utilizam como combustível o bagaço da cana-de-açúcar. É esperado que até 2022 a capacidade de produção da biomassa a cana-de-açúcar seja superior a 10 GW, dos quais aproximadamente 1,8 GW já foram contratados em leilões no ACR até 2016.

Um dos principais pontos de alavancagem das usinas renováveis não convencionais decorre do surgimento de espaço na matriz energética, dada uma demanda a ser suprida e previsão de entrada de energia convencional insuficiente para o atendimento dessa demanda. A Tabela 4-2 retirada do PDE 2022, mostra as novas usinas convencionais que oficialmente entrariam dentro dos próximos cinco anos.

Somando-se térmicas e usinas hidrelétricas, haveria um total de 32.612 MW de potência dessas fontes até 2016 no SIN. Entretanto, uma análise crítica desses valores, retirando desse total as térmicas que já tiveram suas autorizações revogadas e aquelas que estão em processo avançado de revogação, com base no status em fevereiro de 2012, resulta no acréscimo de 29.821 MW, uma diferença negativa de 2.791, em particular no Submercado Nordeste.

Tabela 4-2 - Expansão Hidrotérmica contratada e em construção 2013-2018. Confeção própria, baseado no PDE 2022 (EPE), tabela 44, página 84

Tipo	Região	2014	2015	2016	2017	2018	Total
UHE	Sudeste	0	0	0	0	0	0
	Sul	175	0	485	0	0	660
	Nordeste	0	0	0	0	0	0
	Norte	583	13.975	45	219	400	15.222
	TOTAL	758	13.975	530	219	400	15.882
UTE	Sudeste	530	0	0	0	1.405	1935
	Sul	0	0	0	0	0	0
	Nordeste	0	201	0	0	0	201
	Norte	0	0	0	0	0	0
	TOTAL	530	201	0	0	1.405	2.136
TOTAL		1.288	14.176	530	219	1.805	18.018

4.3 Energia Renovável Não Convencional no ACR

A primeira ação efetiva de introdução da energia alternativa¹⁸ na matriz energética nacional foi feita através da instituição do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (PROINFA), criado pela Lei Federal 10.438, de 26 de abril de 2002. A primeira etapa do programa previa a entrada de 3.300 MW de capacidade instalada até 30 de dezembro de 2006, distribuídos igualmente entre as fontes PCH, BIO e EOL. A Centrais Elétricas Brasileiras S/A (ELETROBRÁS) seria a responsável pela celebração dos contratos de 20 anos e representação da energia perante o mercado.

Em virtude de atrasos ocasionados por problemas de cunho ambiental e de financiamento, o programa precisou ser revisado algumas vezes, postergando a data limite para entrada em operação dos projetos para 30 de dezembro de 2008; entretanto, ainda hoje há usinas que não entraram em operação e é esperado que ao final de 2014 estejam instalados 2.911 MW de potência, número ainda aquém do planejamento inicial.

¹⁸ Optou-se pelo termo “energia alternativa” nesse trecho porque este foi o nome dado às fontes do programa. Com a evolução dessas fontes na matriz e consolidação das tecnologias, o termo “renovável não convencional” é o empregado nesse estudo para fazer referência às renováveis excetuando-se a hidrelétrica de grande porte.

A energia elétrica gerada pelas usinas do programa é distribuída entre todos os agentes consumidores, através de cotas proporcionais ao montante consumido. A energia é paga, também de forma proporcional, através de um encargo cobrado na Tarifa pelo Uso do Sistema de Transmissão/Distribuição (TUST/TUSD), de forma compulsória.

A regulamentação dos leilões de energia alternativa foi dada pelo Decreto 6.048, de 27 de fevereiro de 2007, que alterou as premissas do Decreto 5.163/2004 em relação à contratação de fontes alternativas no ACR. A nova redação prevê que, para dar cumprimento à obrigação de atendimento a 100% da demanda dos agentes de distribuição, a ANEEL poderá promover leilões de compra de energia proveniente de fontes alternativas, independentemente da data de outorga, de acordo com as diretrizes do Ministério de Minas e Energia (MME).

Em seguida, em junho de 2007, foi promovido o primeiro Leilão exclusivo para fontes alternativas de energia, cujo início de suprimento foi em 1º de janeiro de 2010. Neste leilão, a energia alternativa foi dividida em empreendimentos “Hidro”, no qual venderam exclusivamente PCH, e empreendimentos “Outras Fontes”, que contou com a participação de usinas a biomassa de bagaço de cana e uma usina a biomassa de criadouro avícola. No total, foram negociados 186 MWmed, dos quais 140 MWmed são provenientes de usinas a biomassa e, o restante, de PCHs.

O próximo leilão de fontes alternativas aconteceu somente em 2010, entretanto, durante esse intervalo, a contratação de energia de reserva impulsionou o crescimento da energia renovável não convencional.

O primeiro Leilão de Energia de Reserva, que aconteceu em agosto de 2008, contratou exclusivamente energia proveniente de usinas a biomassa, em um total de 509 MWmed, com início de suprimento em 2009 e 2010, e duração de 15 anos a partir do início de fornecimento.

O segundo Leilão de Energia de Reserva aconteceu em 2009, exclusivo para energia eólica¹⁹. Esse leilão foi de grande importância para determinar o rumo da energia eólica no país, servindo como um sinalizador dos preços e da competitividade que essa fonte teria nos próximos anos. Foram negociados 753 MW em contratos de 20 anos de duração, cujo início do fornecimento estava previsto para 1º de julho de 2012. Uma característica desse leilão foi a obrigatoriedade de negociação de 100% da garantia física habilitada pela EPE no leilão, não sendo possível alocação de parcela da garantia física para o ACL. Este leilão foi considerado pelo governo e por demais entidades do setor como um grande sucesso, pois apresentou uma alta competitividade entre os proponentes vendedores e os preços negociados ficaram abaixo do esperado.

Em 2010 aconteceram o 3º Leilão de Energia de Reserva e o 2º Leilão de Fontes Alternativas. Em ambos, estavam habilitadas as fontes EOL, PCH e BIO e os proponentes vendedores poderiam cadastrar seus empreendimentos nos dois leilões. De acordo com a sistemática estabelecida à época de realização dos leilões, o leilão de reserva aconteceu primeiro, seguido pelo Leilão de fontes alternativas. Caso um empreendimento habilitado para ambos os leilões vendesse no de Reserva, estaria automaticamente desabilitado para o de fontes alternativas. No 3º LER estavam previstos os seguintes produtos:

- Produto Biomassa 2011: energia de reserva proveniente de Empreendimento Biomassa com início de suprimento em 2011 e prazo de duração de 15 anos;
- Produto Biomassa 2012: energia de reserva proveniente de Empreendimento Biomassa com início de suprimento em 2012 e prazo de duração de 15 anos;

¹⁹ O segundo Leilão de Energia de Reserva ocorreu em 14 de dezembro de 2009, com contratação específica de geradoras eólicas. Foram cadastrados 441 projetos, totalizando uma potência de 13.341 MW. Conforme colocado anteriormente, a forma como o governo solucionou a questão da sazonalização da geração e incertezas da produção foram primordiais para atração dos investidores, posto que a sistemática estabelecida permite mitigar em grande parte o risco financeiro associado à intermitência da geração eólica e ao histórico reduzido de séries temporais de velocidade de vento.

- Produto Biomassa 2013: energia de reserva proveniente de Empreendimento Biomassa com início de suprimento em 2013 e prazo de duração de 15 anos;
- Produto Eólico 2013: energia de reserva proveniente de Empreendimento Eólico com início de suprimento em 2013 e prazo de duração de 20 anos;
- Produto Hidroelétrico 2013: energia de reserva proveniente de Empreendimento Hidrelétrico com início de suprimento em 2013 e prazo de duração de 30 anos.

Apesar de existir uma aparente separação por tipo de fonte negociada, a quantidade total demandada no leilão agrega todos os tipos, ou seja, não há distinção entre fontes com graus de competitividade e tecnologia diferentes. Adicionalmente, o preço teto estabelecido pelo MME para as PCH e BIO, considerado baixo pelos proponentes vendedores, foi determinante para o pequeno volume negociado, quando comparado com a energia eólica participante do mesmo leilão.

A baixa atratividade para as fontes PCH e BIO fica ainda mais evidenciada quando analisados os volumes negociados em cada produto. No total, o 3º LER trouxe um acréscimo de 445,10 MW_{méd} de energia alternativa à matriz nacional. A Tabela 4-3 indica a relação entre o preço teto inicial do leilão, por fonte, e o valor médio final negociado, sem reajuste.

Tabela 4-3 - Preços resultantes do 3º Leilão de Energia de Reserva

Produto	Preço Inicial (R\$/MWh)	Preço Final (R\$/MWh)	Deságio médio (%)	Volume Negociado (MW _{méd})
BIO 2011-15	156,00	154,18	1,16	74,8
BIO 2012-15	156,00	145,37	6,81	31,4
BIO 2013-15	156,00	134,47	13,8	62,1
PCH 2013-30	155,00	130,73	16,12	21,70
EOL 2013-20	167,00	122,69	26,53	255,10

O 2º LFA, que aconteceu na sequência, possuía dois produtos: Disponibilidade, das fontes BIO e EOL, com início de suprimento em 01/01/2013 e duração de 20 anos e Quantidade, de fonte PCH, com início de suprimento em 01/01/2013 e duração de 30 anos. Da mesma forma como no 3º LER, todas as fontes competiam entre si para atender à demanda total a ser contratada. Foram vendidos 48,1 MWmed de PCHs, 22,3 MWméd em apenas uma usina BIO e 643,9 MWméd de EOL.

O 4º LER aconteceu em 18 de agosto de 2011, e deixou ainda mais evidente o desinteresse e a falta de competitividade pelas PCHs, pois foram previstos apenas produtos de fonte eólica e biomassa. Os resultados apontam mais uma redução no valor da energia negociada, com preço médio de venda do produto BIO em R\$100,40/MWh e do produto EOL em R\$99,54/MWh. Em termos de volume de energia negociado, as BIO representaram 8,32% e as EOL 91,68%, de um total de 460,40 MWméd contratados para o período de 2014 a 2034.

A participação das usinas de fontes alternativas não é restrita aos Leilões de Energia de Reserva e aos Leilões de Fontes Alternativas, pois existem participações dessas fontes em diversos leilões dos tipos A-3 e A-5, porém de forma menos expressiva. A exceção é o Leilão A-5 de 2012, no qual foram contratadas duas UHEs e dez EOLs, em montantes praticamente iguais. Entretanto, o contexto desse leilão foi muito específico e não pode ser utilizado como balizador do mercado de energia pós MP 579/2012, pois foi um leilão onde a demanda contratada foi muito inferior à oferta (foram contratados 574MW versus 14GW inscritos para o referido leilão), o que acarreta em preços abaixo da realidade do mercado.

Adicionalmente, alguns importantes parques eólicos que venderam nesse leilão são expansão de parques já existentes, por isso, o resultado desse leilão não pode ser utilizado como referência, uma vez que não reflete os reais custos de implementação de um parque eólico (42).

Alguns estudos apontam que o custo de instalação do kW de uma PCH cresce a uma taxa de 10% ao ano desde 2008, enquanto que o das eólicas diminuiu 15% para o mesmo período.

Parte dessa diferença pode ser explicada pelo grau de maturidade atingido pela tecnologia das centrais eólicas, bem como pelos benefícios fiscais concedidos e nacionalização de uma parcela dos componentes, ademais da crise na Europa, que atraiu muitos fabricantes para o Brasil e, como consequência direta disso, a competição nos certames para expansão da oferta se acirrou sobremaneira. Além disso, o licenciamento ambiental é uma barreira à viabilização de PCHs. De acordo com dados da ANEEL, em junho de 2012, 563 MW dessas usinas estavam em construção, 983 MW apresentavam impedimentos de diversas naturezas e 991 MW não dispunham, ao menos, de licença para instalação. Da mesma forma, as usinas a Biomassa possuem um perfil de geração bastante previsível, favorecendo a operação do sistema.

A geração de energia eólica, em contrapartida, está suscetível a interrupções em virtude do efeito denominado “calmaria”, durante o qual os ventos cessam ou têm velocidade insuficiente para acionar as turbinas. Em países com elevada participação da fonte eólica e reduzida participação hidrelétrica, tal característica requer reforços nos sistemas de transmissão e o acionamento de térmicas de prontidão, que precisam manter-se “prontas” para a entrada em operação em alguns minutos e que, para isso, mantêm suas caldeiras aquecidas através da queima de uma parcela de combustíveis fósseis. Esse não é o caso ainda do sistema brasileiro, mas convém frisar que particularmente para a região Nordeste, já se visualiza a eventual sobremotorização de hidrelétricas existentes como, por exemplo, Itaparica e Xingó, ao mesmo tempo em que pode ser necessário reforço na geração térmica.

Dessa forma, analisar apenas o preço de venda em um determinado certame é algo muito superficial, pois cada fonte tem sua particularidade em termos de custos e benefícios para o Sistema. Apesar de suas individualidades, uma característica das fontes renováveis não convencionais exploradas no país é a sua diversidade, que independe de características temporais e de relação entre os submercados. Além desse ponto, existe a complementaridade na sazonalidade da geração típica das regiões, o que traz benefícios econômicos, sociais e técnicos à operação do SIN.

Hoje, os leilões regulados não apresentam uma ponderação levando tais aspectos em consideração, entretanto, é possível extrair os benefícios da diversidade e da complementaridade, explorando as particularidades de cada fonte mediante a liberdade dada ao investidor no ACL.

4.4 A Energia Renovável Não Convencional no ACL

Desde 2007, a partir do primeiro leilão regulado exclusivo para fontes alternativas, o 1º Leilão de Fontes Alternativas, o mercado brasileiro vem criando condições para a introdução e consolidação dessas fontes na matriz energética nacional. Isso foi possível devido à determinação de uma demanda mínima a ser contratada e a um preço competitivo, além de incentivo, na forma de desconto, no pagamento das tarifas de transmissão e distribuição, desde que a potência injetada não ultrapasse os 30 MW.

Os leilões de reserva que ocorreram em 2008 e 2009 também garantiram uma demanda mínima contratada e foram exclusivos para biomassa e eólica, respectivamente, limitando a competição entre usinas da mesma fonte. Entretanto, a partir de 2010, devido a fatores econômicos externos, ao nível de evolução tecnológica e às características técnicas, a fonte eólica tem se destacado em relação às outras renováveis não convencionais, atingindo preços muito mais competitivos. Além disso, diversas fontes passaram a competir entre si em um mesmo certame, sendo unicamente o preço final de venda o fator determinante para classificar os empreendimentos vencedores. Isso tem deixado muito estreita a margem de negociação para algumas empresas, em especial PCH e biomassa, inviabilizando a construção de novos empreendimentos baseados na receita esperada dos contratos de longo prazo resultantes desses leilões. Dessa forma, investidores passaram a enxergar no mercado livre uma alternativa para viabilizar seus projetos, com preços mais atrativos e oportunidades de negócio mais flexíveis.

No mercado livre, conforme apresentado no Capítulo 3.3, há um nicho reservado para a energia renovável com potência até 30 MW (no mercado, denominadas fontes incentivadas), composto pela demanda dos consumidores especiais.

O desconto nas tarifas de transmissão e distribuição (TUST e TUSD) é mantido para o gerador e, além disso, é repassado aos compradores, o que confere competitividade na negociação dessas fontes frente às convencionais. Em geral, o preço de venda da energia das fontes incentivadas é maior do que aquele oferecido pelas fontes convencionais; por outro lado, as fontes incentivadas garantem ao comprador no ACL um desconto na TUST ou TUSD, que compensa a diferença de preço na energia.

Uma forma de incentivo fiscal fundamental à viabilidade de empreendimento no ACL é o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI), que reduziu para zero a cobrança de PIS-Cofins para toda a infraestrutura, sendo o segmento de geração de energia eólica um dos beneficiários mais importantes (33). Recentemente, a Portaria MME nº 310, de 12 de setembro de 2013, determina que os benefícios do regime serão estendidos às usinas do ACL. Os benefícios do REIDI podem representar até 9,25% dos custos de construção dos empreendimentos (43).

O principal entrave, porém, é o financiamento para projetos que negociam exclusivamente no ACL. Hoje, as taxas de financiamento mais competitivas são aquelas oferecidas pelo BNDES. Entretanto, a exigência de contratos de longo prazo não condiz com a prática no mercado livre, o que aumenta a incerteza perante o ente financiador. De acordo com dados do BNDES, cerca de 700 MW de energia eólica foram contratados recentemente no ACL pelas empresas Renova, Tractebel e CPFL Renováveis, o que reforça a questão da presença de grandes grupos integrados para darem sustentação a essa evolução. Algumas das vantagens que os grandes grupos possuem em relação aos demais investidores são a assunção dos riscos decorrentes do perfil sazonal da geração frente às flutuações de preço e de instabilidades regulatórias, e a presença de parte de seu portfólio comprometido em contratos de longo prazo no ACL. Ainda assim, o montante no ACL ainda é muito pequeno se comparado com o total de energia negociada nos leilões regulados. Em recente levantamento realizado pela ABEEólica (Associação Brasileira de Energia Eólica), existem hoje 4.200 MW de eólicas instaladas no Brasil, em um total de 175 parques, dos quais apenas 327 MW, ou 22 parques, estão no ACL.

Uma alternativa ao financiamento é a possibilidade da emissão de debêntures para projetos contratados por meio do ACL. A Portaria MME 47, de 2012, estabelece, entre

outros, que os titulares de projetos de geração, que tenham participado de licitação por meio de leilões, e que estejam interessados na aprovação do empreendimento como prioritário para fins tributários na emissão de debêntures, deverão encaminhar ao MME documentos específicos para candidatura. Permitir o benefício da emissão de debêntures para os projetos do ACL poderia representar um incentivo providencial de fomentar a robusta consolidação desse mercado.

Em termos de risco associado à produção energética, tanto a energia eólica quanto a biomassa negociadas nos leilões regulados são apuradas em base anual, ficando a cargo das distribuidoras as exposições mensais ao mercado Spot. Quando se trata de negociação bilateral no ACL, uma das partes deve assumir o risco de exposição, arcando com os custos e riscos decorrentes das já mencionadas flutuações de preço de curto prazo e de geração. Portanto, vendedores que possuam formas de mitigação das exposições impõem uma vantagem econômica em relação aos demais, podendo ofertar um produto livre de risco à parte compradora, sem a necessidade de um grande grupo que assuma tais riscos. Uma das formas de se conseguir essa mitigação é através da diversificação do portfólio com fontes complementares entre si, fornecendo um mecanismo de proteção contratual, ou *hedge* dentro do próprio portfólio do agente, que, conforme já citado, são o objeto central de estudo do presente trabalho.

5 COMPLEMENTAÇÃO ENTRE AS FONTES RENOVÁVEIS NÃO CONVENCIONAIS COM POTENCIAL DE EXPLORAÇÃO NO BRASIL

Em uma matriz tipicamente hidrotérmica como a brasileira, onde aproximadamente 16% da capacidade instalada provém de fontes térmicas convencionais, enquanto as grandes UHEs representam quase 70%, o papel das térmicas é proporcionar maior flexibilidade de geração às hidrelétricas, otimizando a utilização do recurso hídrico e garantindo o atendimento à carga ao menor custo global. Isso é possível devido ao aspecto complementar das térmicas, que fornecem energia firme em momentos de adversidades hidrológicas ou picos de demanda. Para que um sistema hidrotérmico seja seguro, as térmicas devem ser dimensionadas de forma a suprirem a energia não gerada pelas usinas hidrelétricas nos cenários mais adversos, dados os critérios de segurança aceitos pela política energética nacional. Assim, o sistema ganha em termos de energia firme disponível, aumentando a capacidade de fornecimento.

Dado o perfil estocástico das vazões e a absoluta dependência de energia hidrelétrica para atender à demanda energética, a combinação das fontes hidráulica e térmica deve acontecer de forma a garantir o suprimento energético em um horizonte pré-determinado de cinco anos, fazendo o uso ótimo da capacidade de armazenamento dos reservatórios. Isso significa que a operação energética realizada no presente, seja através do despacho térmico para poupar água nos reservatórios, seja gerando através das UHEs atendendo a uma ordem de despacho econômico, irá influenciar na capacidade de geração e no atendimento à carga futuros e, conseqüentemente, nos custos futuros. Assim, as decisões que o Operador toma em relação ao despacho e as possíveis conseqüências podem ser ilustradas na Figura 5-1.

Nesse contexto, a introdução de fontes renováveis não convencionais e não despachadas gera um novo cenário para o operador do sistema, o qual deve buscar extrair o aspecto complementar dessas fontes, de forma a dar continuidade à política energética de geração ao menor custo, dado um critério de aceite de risco.

Por isso, apesar de não ser objeto específico de estudo deste trabalho, é importante entender como as fontes renováveis não convencionais são complementares entre si

e com todo o sistema, gerando benefícios em termos energéticos e econômicos que ultrapassam a esfera de um empreendedor isolado.

Figura 5-1 - Decisão do operador em sistemas hidrotérmicos

Fonte: CCEE, Treinamento Visão Geral (adaptado)

O próprio conceito de energia de reserva existe no sentido de que a geração das fontes negociadas nesses leilões poupa a geração das grandes hidrelétricas e, conseqüentemente, poupa a água dos reservatórios para que esta possa ser utilizada em despachos futuros. O maior problema é como modelar tais usinas de forma a determinar a geração esperada de cada uma, em especial as PCHs e as Eólicas, dada a estocasticidade da geração associada a essas fontes. Entretanto, a possibilidade de substituição de fontes térmicas convencionais por energia eólica, em termos de complementaridade com a fonte hidráulica, torna-se bastante evidente quando comparado o despacho térmico com a geração eólica em um mesmo período.

Um levantamento da curva de geração de parques eólicos localizados no Estado do Ceará entre os anos de 2010 e 2012, comparado com o despacho térmico no mesmo período no SIN, mostra que é possível identificar uma semelhança entre o comportamento das curvas, com a existência de um fator de correlação de 67%, conforme demonstrado na Figura 5-2.

Tal correlação significa que, em 67% do tempo no período analisado, a geração térmica por ordem de despacho de mérito poderia ter sido realizada pela eólica, caso a garantia física fosse equivalente e caso o sistema de transmissão o permitisse. Tal

análise é bastante simplista e não representa a possibilidade de substituição de uma fonte por outra, porém, uma conclusão que se pode tirar de tal correlação é que as plantas térmicas são mais acionadas nos períodos em que há maior incidência de ventos, e que esses dois fatos ocorrem quando há escassez no recurso hídrico – geralmente associado à falta de chuva, o que pode ser interpretado com mais um forte indício da complementaridade.

Figura 5-2 - Despacho térmico versus geração eólica

Fonte: Confecção própria, com base nos relatórios públicos da CCEE e nos dados de geração real de um parque eólico localizado no Ceará

Entretanto, um episódio recente de escassez de recursos hídricos, aliado atuais dificuldades encontradas pela da energia eólica, em especial por problemas de escoamento de energia, tem feito com que os responsáveis pela operação do sistema defendam o aumento da participação de térmicas convencionais na matriz energética nacional, com o objetivo de conferir maior segurança ao abastecimento. O principal argumento utilizado é a perda de capacidade de regularização do sistema devido à entrada de grandes hidrelétricas a fio d'água, como é o caso das usinas do Rio Madeira, onde a variabilidade de geração é da ordem de 5.000 MWmed entre os períodos úmido e seco.

Argumenta-se, ainda, que o incremento da energia eólica não ajudaria a reduzir tal problema, pois as mesmas podem ser comparadas a hidrelétricas a fio d'água e não conferem segurança ao atendimento no horário de ponta, pois não podem ser despachadas.

Independentemente do perfil de geração, quando a geração dessas fontes se reduz por falta de vento, ou no período de entressafra da biomassa, ou à noite, no caso da energia solar, a energia armazenada nos reservatórios das hidrelétricas, em parte por causa da geração dessas usinas nos períodos onde há disponibilidade, permite que se aumente a geração global do sistema, caracterizando uma vantagem ímpar do Brasil em relação a outros países que não têm condições de possuírem uma matriz energética limpa tão diversificada quanto a nacional.

5.1 Perfil de geração das PCH's

Por definição, PCH é toda usina hidrelétrica de pequeno porte cuja capacidade instalada é superior a 1.000 kW e inferior a 30.000 kW, e cuja área do reservatório é inferior a 3 km², salvo exceções quando autorizadas pela ANA (Agência Nacional de Águas), visando demais usos do recurso(44).

As PCHs são as fontes renováveis não convencionais mais tradicionais do Brasil. O regime de geração hidrelétrico não é similar entre as regiões, existindo um caráter de complementaridade entre as PCH's do Sudeste e Sul do país. A Figura 5-3 ilustra a geração média mensal esperada, com base em dados de projeto e expresso em potência unitária, de PCHs das regiões Sul e Sudeste do país, sem considerar os efeitos do MRE(45).

As PCHs, por definição, não têm reservatório de acumulação, operando em sistema a fio d'água. Isso significa que a geração dessas usinas está diretamente associada ao regime hidrológico da bacia hidrográfica da região, representado pelo valor de Energia Natural Afluente (ENA), o qual pode variar significativamente entre os períodos seco e úmido. Por isso, a quase totalidade das PCHs está no MRE, como forma de mitigação dos riscos hidrológicos, apesar de sua participação ser opcional.

Figura 5-3 - Perfil de geração das PCHs

Fonte: “Análise Crítica da Expansão e Complementaridade das Fontes Alternativas no Brasil”, RAMOS & BORO (2013) – adaptado

Dessa forma, uma maneira de representar a geração de uma PCH é aplicar à sua Garantia Física o perfil de geração das usinas que estão no MRE, o qual pode ser obtido através de arquivos de saída do modelo Newave. A possibilidade de fazer parte de um mecanismo de mitigação de riscos hidrológicos é uma vantagem estratégica das PCHs para a composição de portfólios de fontes diversificadas. Tal metodologia é explorada no Capítulo 6, que aborda o aspecto das simulações do sistema.

A permanência de uma PCH no MRE depende do atendimento a alguns parâmetros mínimos de geração, de acordo com a Resolução ANEEL nº 409, de 2010, os quais podem ser consultados no Anexo II. Caso uma PCH seja excluída do MRE ou, ainda, caso seja opção do empreendedor manter essa usina fora do mecanismo, o risco da produção energética dessa usina poderá ser muito elevado, assemelhando-se ao atual problema enfrentado pelas eólicas no ACL, podendo ser mitigado através de um portfólio complementar bastante diversificado ou, ainda, por contratos que absorvam o risco de exposição, através de mecanismos semelhantes aos empregados nos leilões regulados para contratos por disponibilidade.

Em comparação com as demais renováveis não convencionais, as PCH's apresentam algumas características essenciais para a segurança do fornecimento energético. Podem ser destacados os benefícios nos sistemas de transmissão, tanto em termos de necessidade de investimentos quanto em termos de distúrbios causados nas redes.

As PCHs possuem uma geração mais estável ao longo do dia, fato que acarreta menores perturbações nos sistemas de transmissão e reduz, em uma avaliação da geração média, o acionamento de usinas térmicas convencionais para cobertura de paradas na produção de energia. Entretanto, alguns benefícios indiretos das PCHs, por exemplo, não são considerados no momento da licitação dos certames, tais como a geração de empregos, emissões de CO² e benefícios à segurança do sistema.

Em termos de segurança, uma importante característica das PCHs é que estas usinas têm condições de atender à demanda no horário de ponta. Um estudo realizado pela Roland Berger Strategy Consultants identificou que as PCHs são a melhor fonte para reduzir o risco de déficit no horário de ponta em diversos cenários estressados tanto em termos de oferta quanto de capacidade de transmissão. Em linhas gerais, o estudo indica que as PCHs são a fonte renovável não convencional com as melhores condições de atendimento da ponta com o menor acionamento de térmicas convencionais (46).

5.2 Geração usinas a biomassa

No Brasil, produção de energia elétrica de biomassa de cana-de-açúcar, em ordem de relevância econômica desse biocombustível, é precedida pela produção de açúcar e de etanol. Em 2010, aproximadamente 57% das 145,5 milhões de toneladas de bagaço consumido para fins energéticos foram destinados à produção de açúcar, enquanto a produção de etanol representou os 43% restantes. A biomassa residual do processamento da cana-de-açúcar é o bagaço.

Recentemente, devido a evoluções tecnológicas no processo de colheita, a palha e a ponta residuais da cana-de-açúcar também têm sido aproveitadas como insumo energético. Em decorrência do grande potencial energético, o bagaço é utilizado principalmente para o autoconsumo das usinas do setor sucroenergético, gerando energia para a produção de açúcar e etanol. O excedente da produção de energia elétrica é que pode ser comercializado para o SIN.

Aperfeiçoamentos introduzidos na etapa agrícola da cana-de-açúcar, tais como o impedimento de queima de resíduos no campo e a melhoria no tratamento das questões sociais, contribuem para o aspecto sustentável da fonte e têm resultado em uma maior aceitação da biomassa como uma fonte efetivamente renovável e livre de emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE), pois o dióxido de carbono (CO²) liberado na queima para geração de energia foi absorvido durante o processo de fotossíntese da etapa vegetação.

Das usinas a biomassa no Brasil, 82% são provenientes de bagaço de cana. Essas usinas possuem dois períodos de geração bem definidos: um período denominado safra, onde a usina consegue gerar sua máxima capacidade, salvo curtos períodos de indisponibilidade (TEIF e IP)²⁰, e outro período conhecido por entressafra, no qual a usina não gera. Dada a relevância dessa fonte no mercado, há uma escassez de energia incentivada para negociação nos períodos onde não há geração. Em contrapartida, nos períodos de safra, há uma oferta muito elevada nos períodos coincidentes das safras das regiões Sudeste e Nordeste, o qual é compreendido entre abril e outubro.

Tal característica afeta a liquidez do mercado de energia incentivada e reflete na flutuação do *spread*²¹. A Figura 5-4 a seguir traz um histórico fornecido pela BRIX²² do *spread* praticado sobre a energia incentivada ao longo de 15 meses versus o PLD médio do submercado Sudeste para o mesmo período. É possível identificar dois comportamentos distintos: um de *spread* mais elevado e outro de *spread* mais baixo.

O valor mais elevado é compreendido entre o final de julho e o início de março, destacado em laranja, que é o período entressafra. Os valores mais baixos estão entre março e outubro, período destacado em verde. Os números indicam o percentual de participação do *spread* no preço final de venda da energia incentivada.

²⁰ TEIF: Taxa Efetiva de Indisponibilidade Forçada; IP: Indisponibilidade Programada.

²¹ Spread: prêmio praticado sobre o preço médio da energia.

²² BRIX: Brazilian Intercontinental Exchange, plataforma eletrônica aberta aos agentes do mercado livre para negociação de energia elétrica.

Figura 5-4 - Comportamento do Spread de Energia Incentivada

**Fonte: “Análise Crítica da Expansão e Complementaridade das Fontes Alternativas no Brasil”.
RAMOS & BORO (2013) – adaptado**

De acordo com o histórico apresentado, o peso do spread (Índice BRIX para energia incentivada) no preço da energia no período entressafra foi de 60%, enquanto que no período de safra fica em 22%. A liquidez do mercado, por sua vez, causa variações no spread, que tende a ser mais elevado quando a oferta de energia incentivada diminui e, seguindo a mesma lógica, menor quando há uma maior participação dessa energia no mercado. São diversos os fatores que direcionam o comportamento da liquidez e dos preços de mercado, como o próprio valor PLD (quanto mais alto o PLD, menor o spread e vice-versa); entretanto, dadas as características intrínsecas do mercado, a participação da Biomassa no ACL tem importância significativa na tendência do preço.

Estudos que envolvem a geração a Biomassa usualmente adotam como padrão de considerar que estas fontes apresentam dois períodos distintos e muito bem definidos. Entretanto, a observação da produção das usinas a Biomassa tem mostrado que esta fonte é significativamente afetada pelo mesmo fator climático que influencia a geração das PCHs e usinas eólicas: chuva. Períodos chuvosos favorecem a geração hidrelétrica, enquanto períodos de seca são caracterizados por maior incidência de vento. A biomassa pode ser afetada por ambos os eventos quando extremos, de chuva e de escassez. O excesso de chuva atrapalha a qualidade do bagaço, pois o excesso de água retido nas fibras da planta prejudica a capacidade calorífica das caldeiras. Por outro lado, a falta de chuva ou o atraso podem levar a uma baixa produção, quebra de safra ou deslocamento do período de geração.

Neste estudo, por convenção, foi adotada a premissa de geração constante na safra, entretanto, é importante ressaltar que a incerteza e a variabilidade associada a esta fonte pode ser alvo de estudos futuros, melhorando a assertividade na previsão dos modelos.

5.3 Geração Eólica

Fatores econômicos e políticos estão associados à disseminação dessa energia no país, que tem atingido participação relevante na Matriz Energética. Além disso, essa fonte vem ao encontro da necessidade de rápida expansão da matriz energética nacional, pois os parques eólicos têm a característica de rápida implementação a um baixíssimo impacto ambiental. Outro benefício da eólica que, apesar de não ser o foco dessa dissertação, é importante de ser mencionado, é o fato de, no Brasil, os maiores potenciais estarem localizados em áreas de extrema pobreza. Isso significa que o avanço dessa fonte, se bem estruturado pelos governos estaduais e municipais em conjunto com a iniciativa privada, ajuda a melhorar a qualidade de vida nas regiões afetadas, pois gera receita e desenvolvimento.

As EOL possuem uma característica intermitente e a geração pode cessar com grau de previsibilidade limitado, causando distúrbios em sistemas de distribuição e transmissão se mal planejados para absorver essa fonte. Para garantir o balanço energético e o atendimento da carga, sistemas com elevada participação eólica devem contar com sistemas ancilares, os quais dão maior confiabilidade ao abastecimento energético de uma região, tais como reserva de prontidão e reserva girante (47) (48).

Atualmente, o Brasil tem 4.200 MW de capacidade instalada de energia eólica em 175 parques eólicos, distribuídos por onze estados nas regiões nordeste, sul e sudeste. A geração de energia eólica, assim como a hidráulica, depende de fenômenos da natureza, cujo comportamento é estocástico, o que torna muito difícil identificar um padrão de comportamento sazonal, a menos que se tenham dados históricos em quantidade e qualidade suficientes.

Adicionalmente, devido ao curto período em que se dispõe de coleta de dados precisos para a energia eólica, tais como velocidade do vento, temperatura e pressão do ar, simulações estocásticas para geração de séries sintéticas de vento ainda não foram integradas ao atual modelo de despacho utilizado oficialmente no País, o Newave, de maneira semelhante como o que já é feito para as séries hidrológicas. No caso de simulação com um sistema independente, deve-se determinar qual a melhor metodologia para obtenção de séries sintéticas de vento. As séries de ventos, cruzadas com a curva de potência de um modelo específico de turbina adotado como padrão para o estudo, irão fornecer os dados de geração eólica necessários ao estudo.

5.4 Geração Solar Fotovoltaica

A geração de energia solar fotovoltaica no Brasil é usada hoje em sistemas isolados e de suporte como radares de trânsito. A capacidade instalada gira em torno de 20MW e a principal barreira para a expansão é o custo do MW instalado, ainda muito elevado para competir com as demais fontes alternativas exploradas.

O governo brasileiro, através da Resolução Normativa 482, de abril de 2012, deu um importante passo na regulamentação da micro e minigeração dentro de sistemas de distribuição como alternativas à geração distribuída. Uma importante característica da geração solar fotovoltaica é que seu comportamento independe das demais fontes de geração, contribuindo para aumentar a confiabilidade de sistemas ou portfólios com fontes diversas. Os maiores potenciais do Brasil estão na região central da Bahia e noroeste de Minas Gerais, seguido pelo vale do Rio São Francisco e Oeste Paulista, nas divisas com Paraná e Mato Grosso do Sul (49).

Nos últimos anos, tem-se observado um deslocamento da máxima demanda horária para o período da tarde, em virtude, principalmente, do uso de ar condicionado nos dias mais quentes.

Tabela 5-1 - Demanda máxima registrada.

<i>Subsistemas</i>	<i>Outubro/2012 (MW)</i>	<i>Horário</i>	<i>Máxima Verificada Histórica (MW)</i>	<i>Horário</i>	<i>Mês</i>
SIN	75.985	15:24	76.733	14:45	fev/12
SE/CO	47.424	15:24	47.463	15:49	fev/12
SUL	13.650	11:12	15.035	14:31	mar/12
NORDESTE	10.908	15:36	10.908	15:36	out/12
NORTE	4.631	21:57	5.003	14:45	abr/11

Fonte: ONS, Boletim de Carga Mensal (outubro/2012) ATUALIZAR

Nesse novo cenário, a energia solar pode atuar como uma grande aliada, reduzindo o despacho de fontes mais caras para atender à demanda, uma vez que sua curva de produção diária atinge o máximo durante o maior período de radiação solar.

A energia solar é passível de diversas aplicações. No âmbito do setor elétrico, essa aplicação fica voltada à tecnologia fotovoltaica (PV), que pode ser tanto em sistemas híbridos quanto em sistemas urbanos (*net metering*). Os sistemas híbridos podem ser mais largamente empregados em pequenas redes de sistemas isolados da região amazônica, através da associação com centrais de geração a diesel (50). No âmbito da geração distribuída nos grandes centros urbanos, todo o país conta com um potencial para esse tipo de geração, inclusive em cidades como São Paulo, Porto Alegre e Belo Horizonte, bem como regiões altamente industrializadas no interior do Estado de São Paulo. O mapa de irradiação solar retirado do Atlas Brasileiro de Energia Solar demonstra a possibilidade de utilização de fotovoltaica por todo o país e a pequena variação sazonal ao longo do ano.

Esse tipo de aplicação tem um efeito importante em regiões comerciais com grande consumo de energia nos horários próximos ao início da tarde por causa do uso de ar condicionado. A Figura 5-6, retirada do mesmo atlas, mostra o efeito de redução de pico ao adicionar um pequeno número de módulos fotovoltaicos em uma curva de demanda típica de um centro urbano.

Figura 5-5 - Radiação solar no plano inclinado: média anual

Fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar (51)

Figura 5-6 – Efeito de redução de pico: módulos fotovoltaicos em um centro urbano típico

Fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar (51)

Para realização de um estudo que considere a complementaridade da fonte solar, faz-se necessário o estabelecimento de uma metodologia para geração de séries temporais horárias de radiância. A radiância é a intensidade com que a radiação solar atinge uma superfície. A partir da radiância, pode ser determinada a irradiância, que é a densidade do fluxo de radiação. A irradiação solar (E) é expressa em W/m^2 (potência por área). A radiação solar pode ser medida por um parâmetro denominado *Constante Solar* (E_∞), o qual indica a irradiação solar na entrada da atmosfera.

A radiação solar de uma região pode ser medida através de radiômetros instalados no local. Entretanto, dado o seu alto custo e a grande superfície territorial a ser coberta em um país com as dimensões do Brasil, os dados podem ser obtidos por técnicas de extrapolação, porém, com baixo grau de confiabilidade.

Modelos computacionais podem estimar a radiação incidente através da parametrização de processos radiativos no sistema Terra-Atmosfera. Alguns dos métodos de estimativa da irradiação são apresentados por MARTINS et al. (2004).

Um ponto em comum para qualquer método empregado, de acordo com o artigo, é a obtenção de parâmetros atmosféricos responsáveis pela dispersão da irradiação, tais como nuvens, perfil da superfície terrestre, poeira e demais partículas atmosféricas (51).

5.5 Análise da complementação das fontes renováveis não convencionais

Um estudo desenvolvido pela MRTS – Consultoria e Engenharia Ltda, em conjunto com a Escola Politécnica da USP para a Companhia Energética de São Paulo – CESP, identificou que ocorre redução da geração hidrelétrica na região SE/CO no período seco à medida que é aumentada a participação da energia eólica.

Para demonstrar o efeito, foram traçadas duas curvas de Geração Hidráulica Total pelo tempo, uma para o caso base e outra para uma alternativa eólica. Através da análise dos resultados na Figura 5-7 nota-se que nos meses de julho a outubro a geração hidráulica para o caso alternativa eólica foi menor, o que comprova a complementaridade entre os regimes hidrológico e eólico.

Em termos de energia armazenada, o referido estudo mostra que conforme a participação eólica torna-se mais efetiva, a Energia Armazenada do sistema aumenta.

Figura 5-7- Geração hidráulica em cenários base e alternativa eólica

Fonte: “Metodologia e Ferramental de Apoio à Decisão Empresarial para implantação de Empreendimentos de Geração Sazonal de Energia, contemplando mitigação de riscos de mercado e análise de Portfólio” (9)

Assim como foi explorado nas revisões bibliográficas, a respeito da complementaridade existente entre as fontes renováveis exploradas no país, é necessário analisar a complementação energética entre as fontes consideradas no estudo, com o objetivo de identificar ganhos resultantes da diversificação de portfólios em diferentes cenários.

Figura 5-8 - Energia armazenada em cenários base e com substituição por eólicas

Fonte: “Metodologia e Ferramental de Apoio à Decisão Empresarial para implantação de Empreendimentos de Geração Sazonal de Energia, contemplando mitigação de riscos de mercado e análise de Portfólio” (9)

Para que os resultados ganhem um sentido prático, é assumido que o conjunto de usinas em estudo faz parte de uma única empresa para aferição do “hedge” econômico e financeiro. A partir da determinação de um nível ótimo de contratação, buscar-se-á o menor risco financeiro possível proporcionado pelo ganho da sinergia existente entre as fontes.

Para aferir os resultados de balanço energético de cada usina e do conjunto, o modelo desenvolvido irá retornar os dados de receita e risco decorrentes das opções de venda de energia disponíveis, ponderado pela característica de cada conjunto de usinas, permitindo determinar o nível ótimo de contratação, de forma a maximizar a receita obtida no longo prazo, respeitando os critérios de aceitação de risco.

6 DESCRIÇÃO DO MODELO MATEMÁTICO DE COMPLEMENTAÇÃO

Este Capítulo é dedicado à descrição da metodologia utilizada para realização das simulações e obtenção dos resultados, os quais serão apresentados e discutidos no próximo Capítulo.

Em linhas gerais, as simulações buscaram demonstrar os aspectos da complementaridade existente entre as diversas fontes renováveis não convencionais exploradas no Brasil, em termos de maximização de receita e minimização de riscos. Dado um conjunto de usinas, são realizadas diversas combinações entre estas, de forma a buscar melhores arranjos, em relação à receita esperada e ao risco associado, o que também pode ser caracterizado como uma análise de hedge ou mecanismo de proteção contra flutuações nos preços de curto prazo. As análises não apresentam uma vertente econômica, porém fornecem indicadores de quais combinações apresentam os melhores resultados e, conseqüentemente, merecem um estudo exclusivo para este fim.

Objetivando mais clareza e, dado o amplo espectro das análises que podem ser realizadas na demonstração da complementaridade entre as fontes Renováveis Não Convencionais, as simulações foram separadas em três partes, de maneira evolutiva e complementar. A primeira parte, ou Simulação I, consiste em simulações “lúdicas²³”, dado um portfólio constituído das fontes PCH, Biomassa, Eólica e Solar, para aferição da complementaridade, através de séries históricas de Energia Natural Afluyente (ENA) e um contrato de longo prazo. Adicionalmente, a PCH foi analisada em dois cenários: participante do MRE e não participante do MRE, assim como a eólica também foi analisada em dois perfis: determinístico e histórico. A segunda parte, ou Simulação II, avalia a complementação de uma PCH participante do MRE com quatro diferentes parques eólicos, para casos balanceados em potência e em garantia física.

Essa simulação utilizou séries sintéticas de vento e de ENA e, em complemento aos resultados obtidos, foram feitas análises específicas de sensibilidade ao risco através

²³ O termo simulações lúdicas foi utilizado para ilustrar o caráter educacional e não de tomada de decisão dos resultados obtidos. Isso porque algumas simplificações foram feitas, principalmente no tocante à análise de risco, para que as quatro fontes pudessem ser analisadas no modelo base existente.

do método de Conditional Value at Risk (CVaR). Finalmente, a Simulação III demonstra o comportamento da receita e do risco quando fontes complementares são acopladas a uma usina hidrelétrica existente. Neste caso, a usina hidrelétrica foi combinada separadamente com Biomassa, Eólica e Solar, e a participação destas foi aumentada gradativamente, para obtenção do comportamento das curvas de risco do portfólio.

Os diversos modelos utilizados nas simulações foram desenvolvidos em planilhas do software Microsoft Office Excel, com o auxílio de programação em linguagem *Visual Basic for Applications* (VBA) sempre que necessário. Alguns aspectos da modelagem são comuns para os três casos e, por isso, serão descritos uma única vez e, sempre que necessário, serão feitas citações e recorrências a estes aspectos durante as descrições específicas de cada simulação.

6.1 Introdução à Modelagem

Um modelo matemático que auxilie na tomada de decisão de se fazer ou não investimentos em fontes renováveis deve retornar, com certo grau de confiabilidade e aplicabilidade no mundo real, os benefícios obtidos da diversificação de portfólios. Na formulação dos problemas matemáticos que serão apresentados, assim como de qualquer outro, as etapas básicas consistem na determinação da função objetivo, a qual normalmente consiste na maximização ou minimização de um resultado, na identificação das variáveis inerentes ao problema e, finalmente, na inserção de todas as restrições às quais as variáveis estão sujeitas (52).

As restrições são utilizadas para delimitar a área dentro da qual todas as soluções são possíveis. Entretanto, o algoritmo utilizado na modelagem do problema deve ser capaz de encontrar a solução ou soluções que melhor atendam à função objetivo. O método utilizado para solução de problemas do tipo linear é denominado Programação Linear.

As restrições impostas aos problemas em estudo são de origens diversas, tais como regras de mercado para comercialização da energia, limites físicos das usinas,

premissas de despacho, máximo risco ao qual o gerador pode se expor, entre outras que serão equacionadas a seguir.

Na modelagem dos problemas pertinentes a cada caso simulado, existe uma grande quantidade de dados que se inter-relacionam, conforme será demonstrado ao longo deste capítulo. Por outro lado, depois de feita a montagem do problema, a solução geralmente restringe-se à maximização de um dado parâmetro em virtude da variação de outro parâmetro, com algumas restrições específicas para cada caso.

Esse tipo de problema, se bem equacionado, pode ser resolvido por uma ferramenta simples de otimização. No caso do Microsoft Excel, essa ferramenta denomina-se *Solver*. O Solver disponível no pacote comercial do Microsoft Office trabalha com três opções de algoritmos de otimização: Gradiente Reduzido Generalizada (GRG)²⁴, LP Simplex²⁵ e Evolucionário²⁶ (53).

6.2 Simulação I: aferição da complementaridade através de séries históricas

Nesta etapa, o modelo de otimização irá buscar a melhor alocação de recursos de energia renovável, considerando as fontes PCH, eólica, biomassa e solar, de forma a aproveitar o sinergismo entre os perfis de geração e, com isso, criar um produto que maximize a receita esperada, o que agrega grande valor para o mercado. Tal modelo baseia-se em uma técnica já desenvolvida (referenciadas em (8), (10) e (15)) adicionando a esta o perfil de geração solar. As planilhas utilizadas para realização das simulações e obtenção dos resultados foram adaptadas de (6).

Esses estudos obtiveram bons resultados naquilo que concerne à avaliação dos ganhos obtidos com a complementaridade, por isso, espera-se que o presente modelo possa reproduzir tais resultados, dadas as particularidades do estudo de caso.

²⁴ GRG: este método é utilizado para problemas não lineares. O algoritmo foi desenvolvido por Leon Lasdon, da Universidade do Texas, e Allan Waren, da Cleveland State University. Ele usa aproximações lineares para as funções de problema em um número de estágios no processo de solução.

²⁵ LP Simplex: Os problemas lineares e de inteiros usam o método simplex com limites sobre as variáveis e o método de desvio e limite, implementado por John Watson e Dan Fylstra, da Frontline Systems, Inc.

²⁶ Evolucionário: ao escolher o método evolucionário, o solver continuará a procurar uma resposta viável ao problema quando este não convergir pelos métodos tradicionais, desde que seja identificado que alguma evolução esteja acontecendo nos resultados.

Adicionalmente, por meio dos resultados, buscaremos identificar se a energia solar pode ou não trazer um benefício extra ao investidor, do ponto de vista de proteção em relação às oscilações sazonais das fontes e preços de curto prazo.

6.2.1 Construção do modelo

Para construção do modelo, o sistema computacional desenhado foi dividido em blocos ou planilhas distintas e complementares, de forma a permitir a consolidação dos resultados através da calibração de parâmetros, conforme descrito a seguir.

6.2.1.1 Usinas

O modelo está calibrado para realizar as simulações com cinco tipos distintos de usinas: (i) PCH no MRE; (ii) Biomassa; (iii) Eólica; (iv) Solar; e (v) PCH fora do MRE. Todas as usinas do estudo têm a mesma quantidade de garantia física disponível para alocação em contratos, portanto, parâmetros como fator de capacidade e potência instalada são distintos, considerando as características intrínsecas de cada fonte.

- i. A PCH no MRE apresenta um perfil de geração que acompanha o perfil das usinas no MRE. Dessa forma, oscilações pontuais que possam ocorrer na região onde essa usina está inserida, as quais podem influenciar diretamente na performance da geração, são absorvidas ou compensadas pela geração do bloco de usinas hidrelétricas do SIN que pertencem ao mecanismo. Assim sendo, o comportamento dessa usina exibe uma característica menos variável, mas com uma forte correlação negativa com os preços do mercado de curto prazo, explicada pelo regime de complementação térmico utilizado no Brasil.
- ii. A Biomassa tem a característica de ser uma fonte cuja geração está disponível apenas no período de safra, conforme descrito no Capítulo 4.4. Durante esse período, as usinas buscam gerar no limite daquilo que seus Contratos de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD) permitem, de forma a gerarem energia suficiente para honrarem com seus contratos anuais, conforme mencionado no Capítulo 3.3. No presente estudo, a Biomassa analisada é sem Custo Variável

Unitário (o CVU é nulo), e sua máxima geração nos meses de safra está limitada a 100% de sua capacidade. Sabe-se que questões intrínsecas à geração a Biomassa, tais como rampa de geração no início da safra, indisponibilidades forçadas e programadas devido a problemas técnicos e atrasos ou quebra de safra são fatores que frequentemente afetam a disponibilidade mensal dessa fonte, porém, tais questões não foram levadas em consideração, dada a característica acadêmica e não econômica do estudo.

- iii. Foram utilizados dois perfis distintos de geração eólica nesta simulação. O primeiro é formado pela geração mensal média de um *macrosite* do Estado do Ceará, na região Nordeste, de um histórico reconstituído de 1948 a 2011. Na segunda análise, o mesmo histórico é utilizado, porém o perfil de cada uma das séries é utilizado no problema individualmente para comparação com as séries históricas de preço e afluência em anos coincidentes. Os dados históricos de vento foram transformados em dados de geração. Isso foi possível através da validação de dados de quatro anos de medição em um modelo de mesoescala Vestas de 10 anos e, em seguida, essa medição de 10 anos foi validada dentro da base NOAA/NCEP, que compreende o período de 1948 a 2010, um total de 63 anos. Então, foi feito o cruzamento das séries reconstituídas de vento com a curva de potência de uma turbina modelo Vestas (V112), de 3.000 kW de potência e 120m de altura, para a obtenção dos dados de geração eólica em base horária e agregação em dados mensais. Para o presente estudo, dado que as séries históricas de CMO e ENA utilizadas iniciam-se em 1931, para efeito didático foram replicados os dados de geração eólica observado de 1948 a 2010 para completar a série histórica até o ano de 1931.
- iv. A curva de geração de energia solar foi obtida através do perfil médio de geração mensal de uma usina localizada na cidade de Campinas, interior do Estado de São Paulo, desenhado pela consultoria AWS Truepower™, através do desenvolvimento da curva meteorológica típica anual da região ou TMY (sigla em Inglês para *Typical Meteorological Year*). Esta curva pode ser definida como a integralização em valores anuais de dados horários de parâmetros meteorológicos (como temperatura e vento locais) e de insolação. O estudo de

certificação consultado para esta análise utilizou 13 anos de dados históricos (1999 a 2011) do modelo de satélite denominado GeoModel²⁷ e baseou-se no método de Sandia²⁸ para a conversão em dados de medição (54). Uma vez que a usina para a qual o estudo foi desenvolvido possui uma garantia física inferior ao valor necessário para a simulação, utilizaram-se os mesmos parâmetros de sazonalização e fator de capacidade para uma usina fictícia, cuja quantidade de energia disponível para alocação em contratos fosse equivalente às demais usinas fictícias utilizadas no estudo.

- v. Finalmente, para o caso da PCH fora do MRE, utilizaram-se dados históricos de geração da PCH Eloy Chaves, localizada no município de Espírito Santo do Pinhal, no Estado de São Paulo, cuja potência nominal é de 19MW e a garantia física é de 12,2MW_{méd}. Os dados disponíveis são compreendidos entre o período 1987 a 2012, em um total de 25 anos, base mensal. Neste caso, considerou-se que a energia disponível mensal para alocação em contratos é a própria geração da usina, uma vez que esta não está protegida pelo MRE. Adicionalmente, para efeito didático, considerou-se que o perfil de geração observado durante os 25 anos de medição repetiu-se ao longo do período histórico total utilizado pelo Newave para obtenção dos dados de CMO e ENA, completando a série histórica até 1931. O objetivo de tal aproximação foi não desprezar uma série histórica de mais de 80 anos, dada a impossibilidade de reprodução e validação de dados de geração para esta usina em todo o histórico desejado. Tal reprodução, apesar de trabalhosa, é possível de ser realizada através da transposição de dados de bacias hidrográficas vizinhas, para obtenção do histórico de vazões médias mensais, quando este não estiver disponível para o período em questão. Entretanto, apesar desse refinamento ser recomendado no caso de uma análise específica do comportamento e viabilidade econômica de se manter uma PCH fora do MRE, julgou-se

²⁷ GeoModel desenvolveu um conjunto de dados de radiação solar como parte de um banco de dados climáticos através do SolarGIS© v1.55, cujas primeiras etapas são constituídas de dados de radiação solar, temperatura e terreno. Este banco de dados utiliza uma versão modificada do método Heliosat-2, criado a partir de dados da segunda geração do Meteosat. O modelo foi validado utilizando-se dados medidos em solo na Europa e Norte da África (48).

²⁸ Método Sandia: Hall, I.; Prairie, R.; Anderson, H.; Boes, E. (1978). Generation of Typical Meteorological Years for 26 SOLMET Stations. SAND78-1601. Albuquerque, NM: Sandia National Laboratories, disponível em (48).

desnecessário para o objetivo das simulações em questão, que tratam da comprovação dos ganhos trazidos pela complementaridade entre diversas fontes energéticas não convencionais.

6.2.1.2 Custo Marginal de Operação e Preço de Liquidação das Diferenças

Tanto o ONS quanto a CCEE utilizam os mesmos modelos matemáticos, Newave e Decomp, para calcularem o CMO e o PLD. Entretanto, o ONS busca a otimização da operação do sistema elétrico, enquanto que a CCEE calcula o preço que irá liquidar as diferenças do MCP, ou seja, o PLD. Na prática, são feitas basicamente duas alterações nos dados de entrada utilizados pela CCEE em relação àqueles utilizados pelo ONS.

Primeiramente, a CCEE retira geração das unidades geradoras que se encontram em fase de teste; em seguida, a CCEE desconsidera as restrições internas a cada submercado, de maneira a considerar a energia igualmente disponível em todos os pontos de consumo de carga de cada submercado. Finalmente, são estabelecidos anualmente pela ANEEL valores máximos e mínimos de PLD, diferentemente do CMO, o qual pode variar de zero (quando há vertimento) até o custo da térmica mais cara disponível (55).

Como mencionado anteriormente, o objetivo do Operador é minimizar o custo total de operação do sistema. Para isso, é necessário encontrar o ponto ótimo entre o custo imediato e o custo futuro de operação, através do gerenciamento da geração por fonte hidroelétrica e termoeletrica.

O custo imediato representa os custos de geração térmica e de déficit, em ordem crescente, e o custo futuro representa os custos referentes às decisões de geração no futuro. A curva de custo futuro, também chamada de Função de Custo Futuro, representa o valor da água.

Conhecendo-se o comportamento estocástico das afluentes, através do estudo das séries históricas, é possível acompanhar a evolução do sistema para o período desejado para inúmeras hipóteses de afluentes. Partindo de um determinado nível

de armazenamento, em cada uma das hipóteses o sistema seguirá uma trajetória distinta, que gerará um custo futuro. A média dos custos futuros de todas as trajetórias sorteadas será o custo futuro médio. O método de Programação Dinâmica Estocástica permite trazer informações do futuro para o presente, através do estudo da evolução do sistema, a partir de cada nível de armazenamento, denominado Estado, para cada intervalo de tempo, denominado Etapa. Adicionalmente, esse método também garante que em cada uma das trajetórias, o custo futuro seja o mínimo e, dessa forma, a média desses custos garante que o custo futuro calculado é o ótimo.

Para o sistema brasileiro, entretanto, devido à existência de diversos reservatórios, este método encontra uma barreira na sua dimensionalidade, ou seja, o número de estados cresce exponencialmente a cada reservatório incrementado ao problema, o que impede que seja usado em sistemas que precisem operar diversos reservatórios. Por isso, foi adotada a técnica de Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE), que consiste no cálculo da Função de Custo Futuro para apenas alguns estados.

O número reduzido de estados é compensado pelo cálculo da taxa de variação do custo futuro em sua vizinhança, chamada de derivada do custo futuro. Os estados para os quais serão traçadas as trajetórias de custo futuro são selecionados através de simulações que utilizam sequências de afluições sorteadas, a partir da distribuição estatística dos dados.

Assim, na PDDE, o estado não considera apenas o nível de armazenamento, mas também o comportamento da afluição anterior, dado seu comportamento autorregressivo, onde afluições futuras dependem de afluição passadas.

Para cada estudo de caso ou rodada no Newave, é possível escolher detalhes acerca do tipo de execução que se deseja realizar como, por exemplo, período estático inicial, período de planejamento, volume inicial dos reservatórios equivalentes, tendência hidrológica, entre outros. Um dos parâmetros que também pode ser escolhido e que é fundamental para esta etapa do estudo é o Tipo de Simulação Final (56).

Dentre os quatro tipos possíveis, os mais comumente utilizados são a simulação final com séries sintéticas e a simulação com séries históricas. Como base de dados para

as simulações deste caso, utilizou-se a configuração do deck do Plano Decenal de Expansão de 2008 (PDE 2008-2017) e o tipo final de simulação selecionado foi o com séries históricas, para cada mês e submercado, em um período de 10 anos. Esta opção está baseada na opção de adaptação de estudo já realizado e mencionado no caput do Capítulo 6.2.1.

6.2.1.3 Mecanismo de Realocação da Energia

O perfil de geração conforme MRE é obtido através de uma análise do balanço estático do SIN versus a expectativa de geração de energia hidrelétrica para um mesmo horizonte de estudo. Conforme mencionado em 6.2.1.2, a simulação utiliza séries históricas de ENA extraídas de uma rodada do programa computacional Newave relativo ao PDE 2008-2017. Através do estudo de afluições históricas conhecidas e consolidadas desde 1931, foi possível o desenvolvimento pelo CEPEL²⁹ de um modelo estatístico que se ajustasse ao comportamento de tais séries, para a “construção” de séries sintéticas.

Nesse modelo, denominado “Autorregressivo Periódico de Ordem P”, ou simplesmente “PAR (p)”, as afluições esperadas dependem de afluições passadas que ocorreram em até “p” meses anteriores, para aquela mesma localidade.

Para que a ENA seja transformada em geração, considera-se Energia Armazenada (EAR) aquela energia que pode ser gerada no sistema através do deplecionamento dos reservatórios, desconsiderando vazões adicionais. A vazão que chega aos reservatórios e que pode ser controlada pelo operador é denominada Energia Afluente Controlável. A vazão que chega aos reservatórios a fio d’água e que não pode ser controlada é denominada Energia a Fio D’água Bruta.

A soma de ambas é a Energia Natural Afluente (ENA) de uma determinada região. Além da ENA, também são transformadas em energia a Vazão Mínima (ou restrição hidráulica), o Desvio de Água (irrigação, abastecimento de residências, consumo industrial) e a Evaporação. Toda energia potencial disponível para conversão em

²⁹ CEPEL: em 1974 foi criado o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, por iniciativa do MME e de empresas do setor de energia elétrica. O centro busca o desenvolvimento científico e tecnológico específico do setor de energia elétrica, orientado pelas diretrizes do Plano Nacional de Energia Elétrica, sob o comando da Eletrobrás.

energia cinética e então geração de energia elétrica é baseada em uma altura de referência padrão correspondente a 65% do volume útil do reservatório.

Com base na configuração atual e incremento da garantia física proveniente da expansão das usinas hidrelétricas do SIN, conforme previsto no PDE, obtém-se o balanço estático do sistema para cada mês do horizonte do estudo. A expectativa de geração futura, obtida através dos dados de afluência, é então dividida pela garantia física disponível em cada período do horizonte de estudo, obtendo-se, assim, a curva do MRE.

Quando a curva do MRE resultar valores menores que 1, isso significa que a geração foi inferior à garantia física total das usinas hidrelétricas consideradas no mecanismo, e que haverá um rateio do déficit entre essas usinas, também denominado “GSF” (*Generation Scaling Factor*). Quando a curva resultar valores superiores a 1, isso significa que a geração total do sistema foi superior à garantia física, havendo, portanto, a distribuição da sobra ou “Energia Secundária” às usinas pertencentes ao MRE.

Figura 6-1 - Comportamento do Custo Spot esperado para uma PCH no MRE de acordo com perfil extraído do PDE 2008 – 2017

Fonte: Confecção própria, com base na configuração estática do PDE 2008 (EPE, 2008)

6.2.1.4 Disponibilidade Mensal (Despacho)

Para cada cenário de estudo, é possível escolher quais usinas serão despachadas, porém não é possível alterar os parâmetros de disponibilidade mensal de cada uma. Sendo assim, a disponibilidade mensal do portfólio consiste na soma das disponibilidades mensais de cada fonte selecionada no estudo, uma vez que tais fontes não são despachadas centralizadamente pelo ONS.

O gráfico a seguir representa a curva de despacho, em MW_{méd}, para diferentes opções de simulação.

Nesse exemplo, são demonstrados perfis de despacho da Eólica baseada em dados históricos de um macro-sítio do Ceará, da PCH Eloy Chaves e de ambas usinas combinadas.

Figura 6-2 - Despacho mensal individual e combinado

Fonte: Confeção própria

6.2.1.5 Custo de exposição ao Mercado de Curto Prazo

O contrato com o qual essa simulação trabalha é flat, ou seja, não há alterações em seu volume ao longo do período analisado. Em contrapartida, a energia mensal

disponível para cobertura do contrato pode variar de um mês para outro, em virtude do perfil de sazonalização de cada fonte. Adicionalmente, o volume da garantia física disponível que é alocada ao contrato de venda também não é fixo, visto que esse parâmetro é a variável no processo de otimização da receita. Dessa forma, em cada período ou mês do estudo, a energia disponível para cobertura do contrato poderá ser diferente do lastro exigido.

A diferença apurada em cada período, seja positiva ou negativa, é então valorada ao respectivo PLD. Essa variável é fator determinante na otimização da receita total esperada e está diretamente ligada à complementaridade trazida pela combinação de diversas fontes no portfólio, dada a proteção às variações de PLD às quais uma fonte, quando isolada, pode estar sujeita. A exemplo da Biomassa que, quando isolada, está totalmente exposta no período de entressafra.

Figura 6-3 - Despacho mensal e custo spot associado para usina a biomassa

Fonte: Confeção própria

6.2.1.6 Receita Total Esperada

A parcela da receita advinda do contrato flat, denominada Receita Fixa, é proveniente do montante de garantia física do portfólio alocada ao contrato, valorada ao preço do contrato, por todo o período de sua vigência. Esse montante pode variar de acordo

com o número de fontes utilizadas na simulação e com o percentual da garantia física disponível que foi alocada, resultante do processo de otimização da receita. A soma da Receita Fixa com o resultado do Custo de Exposição ao MCP ou Custo Spot, em cada período do histórico, resulta na Receita Líquida Mensal. A Receita Total esperada é, portanto, o somatório das Receitas Líquidas Mensais de todo o horizonte de estudo.

6.2.1.7 *Risco provável*

Nesta etapa das simulações, o risco é medido através de probabilidade de Receita Líquida Mensal abaixo de um valor de receita de referência. Essa probabilidade é realizada com dois limites distintos, um superior e um inferior, os quais podem ser calibrados para melhor atender às condições da simulação em questão.

A receita de referência equivale a 100% da garantia física disponível alocada ao contrato, sem exposição ao MCP, ou seja, sem custo ou receita adicionais advindos do Spot. Para cada mês do horizonte de estudo, em cada cenário analisado da série histórica, o resultado da Receita Líquida Mensal é comparado com a receita de referência. Os resultados compreendidos abaixo dos limites previamente estipulados são contabilizados e representam a probabilidade de perda de receita ou de receita abaixo do valor de referência livre de risco. Os limites superior e inferior são parâmetros de restrição à otimização da receita, o que significa que os resultados, para convergirem, devem respeitar tais limites.

6.2.2 Modelo de otimização

O modelo de otimização, ponderado pelos parâmetros de risco estipulados, seguirá as seguintes etapas:

- i. Identificação da disponibilidade mensal de cada usina do portfólio, dadas as características de sazonalização e fator de capacidade de cada uma;
- ii. Identificação do total de energia do portfólio disponível no mês (lastro), para cobertura do contrato de venda, através do somatório das disponibilidades

mensais das fontes energéticas disponíveis e selecionadas para caso simulado;

- iii. Alocação de parcela de garantia física ao contrato de venda flat;
- iv. Apuração da Receita Fixa advinda do montante de garantia física alocada ao contrato de venda flat, ao preço do contrato;
- v. Apuração das diferenças entre o lastro, dado pelo somatório das disponibilidades das usinas que compõem o portfólio, e o total de energia comprometida com o contrato de venda (processo também chamado de contabilização), em cada mês do período de estudo;
- vi. Liquidação ou valoração das diferenças mensais apuradas na contabilização ao valor do respectivo PLD, para apuração do Custo Spot;
- vii. Apuração da Receita Líquida Mensal através da soma do resultado do Custo Spot (liquidação a PLD) com a Receita Fixa (contrato de venda), em cada mês do histórico analisado;
- viii. Apuração da Receita Anual para cada série histórica através da soma das receitas líquidas mensais;
- ix. Cálculo das probabilidades de receita abaixo de valores pré-definidos no estudo, como uma medida preliminar de risco;
- x. Cálculo da Receita Total no horizonte de estudo através do somatório das Receitas Líquidas Mensais apuradas em cada cenário.

A Figura 6-4, ilustra as etapas acima descritas na forma de um fluxograma.

Figura 6-4 - Fluxograma do modelo de otimização da Simulação I

Fonte: Confecção própria, baseado em *“Using the seasonal diversity between renewable energy sources to mitigate the effects of Wind generation uncertainties”*, (15)

Para que as etapas acima descritas possam ser seguidas e para que os resultados possam ser analisados e justificados dentro da ótica do SEB, cada fonte utilizada no estudo deve ter suas características intrínsecas muito bem definidas, com foco nas diferenças do perfil de geração de cada uma possibilitando, assim, identificar o potencial de complementaridade existente.

Não obstante, o modelo utilizado deve comportar dados de saída do Newave de preço e geração hidráulica, para séries históricas e para um determinado deck, bem como ser capaz de trabalhar com séries históricas e padrões determinísticos.

Adicionalmente, o modelo deve ser capaz de representar a sinergia existente entre as fontes estudadas, com foco na maximização da receita no horizonte de estudo, para um determinado portfólio, dado um nível de aceitação de risco pré-definido, o qual é traduzido na perda de receita em relação a uma receita de referência.

Para cada cenário calibrado, o modelo fará uma varredura por todas as possibilidades de alocação de garantia física ao contrato, variando de zero a 100% do portfólio e, para cada percentual, existirão valores distintos de Receita Líquida Mensal, Custo

Spot e risco de perda de receita. A convergência ocorre quando a maior Receita Total, que atenda aos critérios de limite inferior e superior de risco, é encontrada.

A ocorrência de hedge pode ser comprovada nos casos em que a receita total de um portfólio combinado (duas ou mais fontes) é maior do que a soma das receitas totais das usinas analisadas individualmente. Nos casos de portfólios combinados, espera-se que uma quantidade menor de garantia física precise ser alocada ao contrato para garantir os critérios de risco, considerando que o preço do contrato é menor que a média do PLD no horizonte de estudo, extraíndo assim maiores benefícios da receita advinda do MCP, ou Custo Spot. Nos casos em que o preço do contrato é maior que o PLD médio, a combinação deve resultar em uma maior alocação em contratos.

6.2.3 Equacionamento matemático

Esta parte do capítulo é dedicada à descrição do equacionamento matemático da Simulação I. Para atender à função objetivo do problema, todas as etapas e processos descritos no Capítulo 6.2.2 devem estar bem equacionadas, de forma a demonstrar a interdependência entre as diversas variáveis que constituem o modelo e como estas interagem para convergência da função objetivo. Primeiramente, serão descritas as equações para gerar o despacho de cada fonte, resultando na energia do portfólio disponível em cada período do estudo. Em seguida, serão descritas as equações envolvidas na apuração da Receita Total e, finalmente, será descrito o cálculo dos fatores de risco.

6.2.3.1 Disponibilidade Mensal de Geração

Para o cálculo da energia mensal (m) disponível da PCH do MRE ($G_{m,s}^{PCH_MRE}$) em cada cenário do histórico (s) da simulação, foi considerada a Garantia Física (GF^{PCH_MRE}) ponderada pelo fator MRE ($f_{m,s}^{MRE}$), utilizando-se a premissa de que a sazonalização da GF da usina para fins de energia alocada segue a média da sazonalização do MRE. Para o cálculo da energia mensal disponível da PCH fora do MRE ($G_{m,s}^{PCH_GER}$), a potência instalada (Pot^{PCH_GER}) foi multiplicada por um fator ($f_{m,s}^{GER}$) que representa o perfil de geração construído a partir dos 25 anos de dados de geração existente.

Optou-se por não utilizar a garantia física da usina, pois o histórico de geração está abaixo desse valor. Uma vez que a usina do exemplo não está coberta pelo MRE e, com o intuito de evitar que a energia alocada seja superior ao real lastro da usina, constituído pela geração, o montante disponível para alocação em contrato limitou-se à média de geração da usina.

No cálculo da energia mensal disponível da fonte eólica ($G_{m,s}^{EOL}$), na simulação que considera o caso determinístico, considerou-se a garantia física da usina (GF^{EOL}), ponderada por um fator de sazonalidade mensal (FS_m^{EOL}), que aloca percentuais da garantia física em cada mês, de acordo com o perfil extraído da medição de três anos de um sítio eólico no Estado do Ceará. Nesse caso, o perfil de sazonalização anual é repetido para todo o horizonte de estudo e para cada série histórica. Se a geração eólica em questão for aquela proveniente do histórico reconstituído de 63 anos de um macro-sítio do Estado do Ceará, a energia mensal disponível será o resultado da multiplicação da Garantia Física (GF^{EOL}) pelo fator eólico ($f_{m,s}^{EOL}$), em cada mês e cenário do histórico.

No caso da biomassa, a energia gerada mensalmente (G_m^{BIO}) é obtida através multiplicação da potência disponível (Pot^{BIO}) pelo fator mensal associado ao período de safra ($FS_m^{BIO_Safra}$), o qual não varia entre as séries históricas, portanto o perfil de geração será o mesmo para todo o horizonte de estudo.

No caso da geração de energia solar ($G_{m,s}^{SOL}$), a garantia física (GF^{SOL}) é ponderada por um fator solar (FS_m^{SOL}) que retorna o perfil de sazonalização da fonte, de acordo com o estudo descrito no Capítulo 6.2.1.1. A garantia física foi obtida através do critério de P50. Assim como na biomassa e na eólica determinística, esse perfil é aplicado para todos os anos do estudo, para todas as séries históricas.

As equações a seguir indicam o cálculo da energia disponível mensal de cada fonte considerada na simulação. Os valores de garantia física (GF) são dados em MW_{méd}, os valores de potência (Pot) em MW e a energia disponível mensal é (G) em MW_{méd}. Os fatores são adimensionais.

$$G_{m,s}^{PCH_MRE} = GF^{PCH_MRE} \times f_{m,s}^{MRE} \quad (1)$$

$$G_{m,s}^{PCH_GER} = Pot^{PCH_GER} \times f_{m,s}^{GER} \quad (2)$$

$$G_m^{EOL_DET} = GF^{EOL} \times FS_m^{EOL} \quad (3)$$

$$G_{m,s}^{EOL_HIST} = GF^{EOL} \times f_{m,s}^{EOL} \quad (4)$$

$$G_m^{BIO} = Pot^{BIO} \times FS_m^{BIO_Safrá} \quad (5)$$

$$G_m^{SOL} = GF^{SOL} \times FS_m^{SOL} \quad (6)$$

A energia mensal disponível total do portfólio do agente, também denominada Despacho ($Desp_{m,s}^{Port}$), para cada mês e série histórica do horizonte de estudo, é a soma da energia mensal disponível de todas as fontes selecionadas na simulação. No caso de a simulação ser realizada com a eólica determinística, a equação do Despacho é dada conforme equação:

$$Desp_{m,s}^{Port} = G_{m,s}^{PCH_MRE} + G_{m,s}^{PCH_GER} + G_m^{EOL_DET} + G_m^{BIO} + G_m^{SOL} \quad (7)$$

No caso de a simulação ser realizada com a eólica histórica, a equação do Despacho é dada conforme equação:

$$Desp_{m,s}^{Port} = G_{m,s}^{PCH_MRE} + G_{m,s}^{PCH_GER} + G_{m,s}^{EOL_HIST} + G_m^{BIO} + G_m^{SOL} \quad (8)$$

O fator MRE ($f_{m,s}^{MRE}$), utilizado na equação (1), depende das séries de geração hidrelétrica obtidas do Newave e da garantia física das usinas hidrelétricas para cada mês do horizonte de estudo, conforme exposto no item (i) do Capítulo 6.2.1.1.

Assim, há uma relação entre a geração mensal total esperada das usinas MRE, para cada mês e série histórica, e a garantia física total do sistema naquele mês. Dessa forma, o fator MRE é dado conforme equação:

$$f_{m,s}^{MRE} = \frac{G_{m,s}^{MRE}}{GF_m^{MRE}} \quad (9)$$

O fator geração ($f_{m,s}^{GER}$), utilizado na equação (2) é resultado da divisão da geração verificada ao longo dos 25 anos de dados históricos, replicados para todo o horizonte de estudo (adotou-se a premissa de um perfil cíclico de vazões), pela potência instalada da PCH real utilizada no estudo, conforme exposto no item (v) do Capítulo 6.2.1.1. O fator geração para cada mês de cada série histórica é obtido da equação:

$$f_{m,s}^{GER} = \frac{G_{m,s}^{PCH_GER}}{Pot^{PCH_GER}} \quad (10)$$

Para determinação do fator de sazonalização mensal utilizado na eólica determinística (FS_m^{EOL}), considerou-se a média mensal da geração real medida no medidor de fronteira com a Rede Básica, durante os três anos de histórico, dividida pela garantia física disponível do sítio utilizado como base de dados. As perdas internas já foram descontadas, pois os dados de geração são da fronteira.

$$FS_m^{EOL} = \frac{média(G_m^{Sítio})}{GF_m^{Sítio}} \quad (11)$$

No caso da eólica com dados históricos reconstituídos, o fator eólico ($f_{m,s}^{EOL}$) foi calculado dividindo-se a geração mensal para cada mês de cada série histórica, por todo o horizonte de estudo, pela garantia física da usina modelo utilizada na reconstituição dos dados, conforme item (iii) do Capítulo 6.2.1.1.

$$f_{m,s}^{EOL} = \frac{G_{m,s}^{EOL}}{GF^{EOL}} \quad (12)$$

Para a usina biomassa, o fator de capacidade mensal (FS_m^{BIO}) assume o valor 0 (zero) fora do período de safra e valor 1 (um) no período de safra. Esta simplificação foi assumida de acordo com o exposto no item (ii) do Capítulo 6.2.1.1.

Finalmente, o fator de capacidade mensal utilizado na fonte solar (FS_m^{SOL}) é resultado do estudo de certificação de uma usina específica, do qual se pôde extrair o perfil de sazonalização da região. Maiores detalhes sobre o método foram descritos no item (iv) do Capítulo 6.2.1.1.

6.2.3.2 Apuração da Receita Total

Para apuração da garantia física de cada fonte (GF^{Fonte}) que irá compor a garantia física total do portfólio (GF^{Port}) é obtida multiplicando-se a potência instalada de cada uma (Pot^{fonte}) pelo respectivo fator de capacidade (FC^{fonte}). Em seguida, as GF^{Fonte} são somadas para obtenção da GF^{Port} .

$$GF^{PCH} = Pot^{PCH_MRE} \times FC^{PCH_MRE} \quad (13)$$

$$GF^{PCH} = Pot^{PCH_GER} \times FC^{PCH_GER} \quad (14)$$

$$GF^{EOL} = Pot^{EOL} \times FC^{EOL} \quad (15)$$

$$GF^{BIO} = Pot^{BIO} \times FC^{BIO} \quad (16)$$

$$GF^{SOL} = Pot^{SOL} \times FC^{SOL} \quad (17)$$

$$GF^{Port} = GF^{PCH_MRE} + GF^{PCH_GER} + GF^{EOL} + GF^{BIO} + GF^{SOL} \quad (18)$$

Para o cálculo do Custo Spot, para cada mês das séries históricas, devem ser apuradas as diferenças ($Dif_{m,s}$) entre o total de garantia física alocada ao contrato e o Despacho.

$$Dif_{m,s} = Desp_{m,s}^{Port} - C_m \quad (19)$$

Uma vez que a diferença apurada na equação acima pode resultar em um valor negativo quando o total de energia disponível no mês for inferior ao volume de contrato de venda, o valor da equação do cálculo do $Spot_{m,s}$ também pode assumir valores negativos. De maneira simplificada, isso significa que nos meses em que a alocação de geração resultar em um valor maior do que aquele comprometido com o contrato de venda, o agente terá uma receita extra, advinda da liquidação ao PLD. Em contrapartida, quando a geração for inferior ao contrato, o agente terá um valor negativo na liquidação, o que reduz sua receita mensal esperada.

A Receita Líquida Mensal ($RL_{m,s}$) para cada cenário é obtida pelo somatório dos valores da Receita Fixa (RF_m) com o Custo Spot ($Spot_{m,s}$), em cada mês e série histórica. As receitas são dadas em moeda corrente nacional (Real). A Receita Fixa mensal advém da quantidade de energia alocada ao contrato (C_m), em MWmed, de horas do mês (h_m). O valor de Receita Fixa mensal é replicado para todos os cenários das séries históricas. Já no cálculo do Custo Spot, primeiramente deve-se identificar a diferença ($Dif_{m,s}$) entre o volume alocado ao contrato e o Despacho mensal; em seguida, esse montante é multiplicado pelo respectivo PLD ($PLD_{m,s}$), em R\$/MWh, e pelo número de horas do mês. Finalmente, para obtenção da Receita Total (RT), são somados os valores de Receita Líquida Mensal média de cada mês do horizonte de estudo. As equações a seguir indicam o cálculo da Receita Fixa, Custo Spot e Receita Líquida Mensal:

$$RF_m = C_m \times PV \times h_m \quad (20)$$

$$Spot_{m,s} = Dif_{m,s} \times PLD_{m,s} \times h_m \quad (21)$$

$$RM_{m,s} = RF_m + Spot_{m,s} \quad (22)$$

O volume total de contrato de venda (C_m) foi restrito à disponibilidade total do portfólio, obtida através do somatório da garantia física de cada empreendimento. No caso da PCH fora do MRE, considerou-se como garantia física a geração média do histórico. A premissa de alocação máxima foi adotada respeitando-se o estipulado nas regras de mercado, onde os agentes devem garantir 100% de lastro para suas operações, estando sujeitos a penalidades caso esse limite não seja respeitado.

Dessa forma, alocar em contratos de venda uma quantidade superior à garantia física disponível significa submeter o agente a riscos que não são objeto de análise desse estudo. O volume de contrato de venda é obtido através da multiplicação da garantia física total do portfólio (GF^{Port}) por um percentual de alocação (α). O fator α pode variar de zero a 100%, com vistas à obtenção do montante ideal alocado ao contrato que irá maximizar a Receita Total em cada simulação.

Vale destacar que o valor de α é estático, ou seja, nessa abordagem, o modelo buscará o percentual ótimo que satisfaça todo o período do contrato, que é coincidente com o horizonte de estudo. Adicionalmente, pelo fato de ser um contrato flat, o requisito mensal de energia, em MWmed, não varia.

$$C_m = \alpha \times GF^{Port} \quad (23)$$

A Receita Anual para cada cenário é calculada de acordo com a equação de RA_s . O total de meses do horizonte de estudo são 120 (janeiro de 2008 a dezembro de 2017) e o número de séries históricas utilizadas é de 78 (anos 1931 a 2008). Assim, a receita média anual esperada é dada por RT .

$$RA_s = \sum_{m=1}^{12} RM_{m,s}, \text{ para } m \in \text{ano "a"} \quad (24)$$

$$RT = \frac{\sum_{a=1}^{10} \sum_{s=1}^{78} (RA_{a,s})}{10 \times 78} \quad (25)$$

6.2.3.3 Risco

A otimização do problema, que visa à maximização da Receita Total através da variação do parâmetro α de alocação da garantia física disponível ao contrato, pode retornar um valor que, na média, pode ser o de maior retorno, mas que pode submeter o agente a valores de exposições negativas extremamente prejudiciais em alguns cenários, o que pode comprometer não apenas o caixa da empresa, mas também toda a estratégia.

Por isso, medidas para mitigar o risco de perda de receita devem ser tomadas. Nesta etapa das simulações, o cálculo do risco ao qual o agente está sujeito é medido através da probabilidade de ocorrência (p^{Inf} e p^{Sup}) de Receitas Líquidas Mensais abaixo de dois limites, um superior (L^{Sup}) e um inferior (L^{Inf}), em relação à Receita de Referência. Todos esses parâmetros podem ser calibrados antes de cada simulação.

Para cada mês do horizonte de estudo, o modelo irá contar o número de ocorrências (n) de Receita Líquida Mensal abaixo do parâmetro Limite Inferior e dividir esse número pelo total de séries históricas da simulação (s).

De forma semelhante, para cada mês do horizonte de estudo, o modelo irá contar o número de ocorrências (n') de Receita Líquida Mensal abaixo do parâmetro Limite Superior e dividir esse número pelo total de séries históricas da simulação (s). A lógica desse processo pode ser descrita a seguir:

Para $s=0$

Para $n=0$

Para $n'=0$

Para p^{Inf} =variável

Para p^{Sup} =variável

Enquanto $s<78$, fazer:

$s=s+1$

Se $RM_s < L^{Inf}$, $n=n+1$

Se $RM_s < L^{Sup}$, $n' = n' + 1$

$$p^{Inf} = n/s$$

$$p^{Sup} = (n')/s$$

Finalmente, o modelo irá calcular a média mensal de p^{Inf} e p^{Sup} resultantes da análise de todo o horizonte. Esses valores devem respeitar os parâmetros de referência indicados na calibração do problema ($p^{Inf_Referência}$ e $p^{Sup_Referência}$). Caso estejam fora dos limites, o percentual de alocação α não atende às restrições do problema. Portanto, o modelo deverá varrer todas as possibilidades de α que satisfaçam às restrições e, dentro dessa área de respostas possíveis, encontrar o ponto que maximize a Receita Total. Dessa forma, resumindo as etapas do problema de otimização, tem-se:

- Função objetivo: Maximizar RT
- Parâmetro variável: α
- Restrições:
 - $0 \leq \alpha \leq 100\%$
 - $p^{Inf} \leq p^{Inf_Referência}$
 - $p^{Sup} \leq p^{Sup_Referência}$

6.3 Simulação II: incremento do modelo de complementaridade utilizando séries de vento reconstituídas e critérios de risco

Nesta etapa das simulações, o modelo de otimização buscará a melhor alocação de recursos de energia renovável considerando as fontes PCH e eólica, de forma a aproveitar o sinergismo entre os perfis de geração do MRE e de alguns sítios eólicos em diferentes regiões do país.

As principais diferenças entre esta simulação e aquela discutida no Capítulo 6.2 consistem em estudar a complementaridade com base em 2000 séries sintéticas de ENA e de vento, e medir o risco ao qual o agente estará exposto através do *Conditional Value at Risk* (CVaR), limitado a um nível de 5%, em um horizonte de estudo proposto de cinco anos. Tal modelo usará uma técnica já desenvolvida por RAMOS et al. (2012), referenciado em (15), e CAMARGO et al. (2012), referenciado em (19).

O CVaR pode ser definido como a média dos déficits, ou ainda, a cauda do *Value at Risk* (VaR) dentro de qualquer tipo de distribuição de probabilidades. O CVaR pode ser considerado uma medida de risco mais consistente do que o VaR em mecanismos de otimização de portfólio ou de proteção (hedge) em análises financeiras. Por essa razão, estudos que envolvem análises de risco de portfólio têm usado, mais frequentemente, o CVaR como medida de risco, uma vez que em tais análises, um baixo CVaR significa, necessariamente, um baixo VaR. Os valores mais comuns de probabilidade de CVaR utilizados são 90%, 95% e 99% (57).

A complementação será simulada entre uma PCH participante do MRE e quatro diferentes perfis de geração eólica, traduzido em parques eólicos fictícios em diferentes regiões do país, sazonalizados conforme comportamento desses macro-sítios. A origem dos dados é a mesma utilizada no item (iii) do Capítulo 6.2.1.1, para dados históricos de vento. Porém, para este caso, a modelagem histórica foi utilizada como base para a modelagem estocástica dos macro-sítios, através de um modelo de médio prazo, para obtenção de 2000 séries sintéticas de vento.

Para cada uma das eólicas, representadas pelo perfil de sazonalização das regiões supracitadas, foram feitas análises individuais e de complementaridade com a PCH no MRE, em cenários balanceados em potência e em garantia física. A função objetivo foi a maximização do CVAR esperado no horizonte de análise, através da variação do percentual de garantia física disponível alocado em um contrato de venda flat. Em complemento aos resultados obtidos, foram feitas análises específicas de sensibilidade ao risco, variando-se o critério de CVaR utilizado em cada cenário, bem como a tolerância a esse critério.

O principal objetivo dessa etapa das simulações é realizar uma análise mais precisa do comportamento hidro-eólico em algumas regiões, principalmente naquilo que tange à análise de risco. A opção por não utilizar demais fontes nessa etapa das simulações, em especial a solar, vem da falta de acesso a dados de medição consolidados em um histórico suficiente para possibilitar uma modelagem estocástica dos dados.

6.3.1 Construção do modelo

De forma semelhante à Simulação I, o sistema computacional foi dividido em blocos ou planilhas distintas e complementares, de forma a permitir a consolidação dos resultados através da calibração de parâmetros, conforme descrito a seguir.

6.3.1.1 Usinas

O modelo está calibrado para realizar as simulações com cinco usinas fictícias: (i) PCH no MRE; (ii) Eólica perfil Ceará; (iii) Eólica perfil Rio Grande do Norte; (iv) Eólica perfil Bahia; e (v) Eólica perfil Rio Grande do Sul. Em uma primeira análise, todas as usinas do estudo possuem a mesma quantidade de garantia física disponível para alocação em contratos. Em outra análise, foi considerada a mesma potência para as usinas simuladas, portanto, devido às diferenças de fator de capacidade, a garantia física disponível difere entre as usinas.

De forma análoga à Simulação I, a garantia física da PCH no MRE segue o perfil de geração das usinas hidrelétricas pertencentes ao mecanismo. Caso a geração média total das usinas do MRE no histórico analisado seja superior ao somatório das garantias físicas dessas usinas, é esperado que a energia disponível para a PCH ao longo de todo horizonte seja superior, na média, à sua garantia física, graças à alocação de energia secundária.

No caso das eólicas, a metodologia consiste em representar cada usina como uma usina hidrelétrica a fio d'água, estando sujeitas à agregação por reservatórios equivalentes. Adicionalmente, considerou-se que estes reservatórios equivalentes pertencem a subsistemas adjacentes e que, entre estes, não há perdas nem restrições de intercâmbio(58). No referido estudo, as usinas foram agregadas em 12 macro-sítios, representados no modelo por 12 reservatórios equivalentes. Desses, foram utilizadas para esta etapa da simulação as séries sintéticas de quatro macro-sítios, um sítio de cada um dos seguintes Estados: Ceará, Rio Grande do Norte, Bahia e Rio Grande do Sul.

Da mesma forma como foi descrito no item (iii) do Capítulo 6.2.1.1, os dados históricos de quatro anos de vento foram validados em um modelo Vestas de mesoescala de 10 anos, o qual, por sua vez, foi validado dentro da base NOAA/NCEP, que compreende um período de 63 anos. As séries reconstituídas de vento foram então cruzadas com a curva de potência de uma turbina modelo e transformadas em dados históricos de geração. Nesse caso, é possível fazer uma analogia com a geração hidrelétrica, onde as vazões são transformadas em ENA. A partir da análise do comportamento estatístico das séries históricas, foi possível a construção de séries sintéticas, o que permite a essa etapa das simulações uma análise mais aprofundada do comportamento da receita e do risco esperados.

6.3.1.2 Custo Marginal de Operação e Preço de Liquidação das Diferenças

Assim como descrito no Capítulo 6.2, o CMO e o PLD são extraídos pelo ONS e pela CCEE dos modelos matemáticos Newave e Decomp e seus programas auxiliares. Para esta etapa do estudo, o Tipo de Simulação Final selecionado na calibração no Newave foi o de séries sintéticas. Através dos dados históricos, que fornecem o comportamento estatístico das vazões, e de um período conhecido de afluições, denominado período determinístico, é aberto um leque de 2000 cenários de vazões possíveis, que são um dos dados de entrada do Newave. Através desses cenários é que o Newave irá calcular a Função de Custo Futuro, utilizada pelo ONS para determinação da política de operação, resultando no custo de operação ou CMO. Nesta etapa das simulações, utilizou-se como base a configuração do deck do Plano Decenal de Expansão de 2011 (PDE 2011-2020), porém ajustado para o balanço energético, pois foram feitas algumas suposições naquilo que concerne à expansão das fontes biomassa, PCHs e eólicas.

6.3.1.3 Mecanismo de Realocação da Energia

Assim como na Simulação I, a sazonalização da garantia física da PCH segue o perfil de geração das usinas do MRE para todo o horizonte de estudo, com base em séries

de afluições futuras, porém, neste caso, para 2000 séries sintéticas, construídas a partir da observação e análise probabilística dos dados históricos.

O perfil de geração conforme MRE é obtido através de uma análise do balanço estático do SIN versus a expectativa de geração de energia hidrelétrica para um mesmo horizonte de estudo. Para este caso, no entanto, as simulações estão baseadas nos resultados de um modelo periódico auto regressivo de médio prazo, a reservatórios equivalentes de energia.

Os decks de entrada foram importados do Newave e optou-se por não utilizar esse modelo devido a algumas facilidades que o modelo independente apresenta, tais como utilização de diferentes técnicas de amostragem, interface gráfica, processamento paralelo de informações, entre outros. Comparações realizadas entre os resultados no Newave e do modelo independente mostram grande aderência entre as curvas de Energia Armazenada e de Geração Hidrelétrica para horizontes de cinco anos de simulações.

A Figura 6-5 indica o comportamento da curva do MRE conforme expectativa de geração e balanço energético extraídos do PDE 2011-2020 ajustado e qual o Custo Spot equivalente para uma PCH de 15MW_{méd} de garantia física, com 100% de alocação em contrato de longo prazo, cuja sazonalização segue o perfil indicado pela curva “Fator MRE”.

Figura 6-5 - Perfil do MRE e Custo Spot esperado para uma PCH no MRE

Fonte: Confeção própria, baseado com perfil extraído do PDE 2011 – 2020 (59)

6.3.1.4 Disponibilidade Mensal (Despacho)

Para cada cenário de estudo, é possível escolher quais usinas serão despachadas, porém as combinações são sempre entre a PCH e uma das quatro eólicas cujos perfis são distintos. Os parâmetros de disponibilidade mensal de cada usina seguem um perfil pré-determinado, não variando entre as simulações.

A Figura 6-6 representa a curva de despacho, em MWmed, para a PCH e uma eólica, individualmente e combinadas. A disponibilidade mensal do portfólio consiste na soma das disponibilidades mensais das duas fontes selecionadas na simulação.

Figura 6-6 - Despacho mensal individual e combinado

Fonte: Confeção própria, com base nas configurações adotadas na Simulação II

As usinas utilizadas, assim como na Simulação I, não são despachadas centralizadamente pelo ONS, portanto assume-se que as usinas irão gerar sempre que houver disponibilidade de combustível (água e vento).

6.3.1.5 Custo de exposição ao Mercado de Curto Prazo

O contrato de venda, assim como foi feito no Capítulo 6.2, é flat, o que resulta em diferenças mensais entre o total de energia disponível (resultado do despacho) e o total alocado para o contrato, em virtude do perfil de sazonalização de cada fonte. O percentual do portfólio disponível comprometido com o contrato pode variar com vistas à otimização da receita total esperada. O não comprometimento integral da garantia física em um contrato de longo prazo significa aceitar algum risco de exposição no mercado de curto prazo para obter uma receita maior do que aquela advinda exclusivamente do contrato. Um dos principais benefícios da complementaridade é a possibilidade de mitigação de risco, através da sinergia entre as fontes, o que permite ao agente vendedor executar manobras comerciais mais amplas com um dado portfólio. As diferenças apuradas entre o montante alocado ao contrato de longo prazo e a garantia física disponível em cada período analisado, ponderada pelo percentual de alocação, para todas as 2000 séries sintéticas, são valoradas ao respectivo PLD, fornecendo assim o Custo Spot para cada período.

6.3.1.6 Receita Total Esperada

A parcela da receita advinda do contrato flat, denominada Receita Fixa, é proveniente do montante de garantia física do portfólio alocada ao contrato, mensalmente valorada ao preço do contrato, por todo o período de sua vigência. Esse montante pode variar de acordo com o percentual da garantia física disponível que foi alocada, resultante do processo de otimização da receita, com o preço do contrato e com o número de dias do mês. A soma da Receita Fixa com o resultado do Custo de Exposição ao MCP ou Custo Spot, em cada período do horizonte, resulta na Receita Líquida Mensal. A Receita Total esperada é, portanto, o somatório das Receitas Líquidas Mensais de todo o horizonte de estudo. A Figura 6-7 ilustra o comportamento da Receita Fixa e do Custo Spot para o período de estudo, bem como o resultado das duas receitas combinadas.

Fonte: Confeção própria, com base nas configurações adotadas na Simulação II

6.3.1.7 Receita versus risco como uma medida do CVaR

Uma evolução da Simulação II em relação à Simulação I está no cálculo do risco. Nesta etapa, o parâmetro para medição de risco é o *Conditional Value-at-Risk* (CVaR) (5%), que representa a média dos 5% piores cenários de receita estimados nas simulações. A Figura 6-8 é uma ilustração genérica da definição do CVaR.

Figura 6-8 - Receita Esperada e CVAR

Fonte: *“Using the seasonal diversity between renewable energy sources to mitigate the effects of Wind generation uncertainties”, (15)*

A maximização da receita esperada, representada pela receita média (*Average Revenue*) deve ser feita respeitando-se um critério de risco aceitável, representado aqui por um valor limite do CVaR. Adicionalmente, ao manter o CVaR controlado, há uma maior concentração de resultados em torno da média, o que, consequentemente, minimiza as receitas abaixo da receita de referência.

A receita de referência anual equivale à totalidade da garantia física disponível alocada ao contrato, pelo período de um ano, valorada ao preço de venda do contrato. O procedimento adotado para determinação do CVaR (5%) consiste em calcular o VaR (5%) para uma amostra de 2000 cenários de receita anual esperada em cinco anos de horizonte de estudo. O resultado do VaR (5%) indica o percentil 5% da distribuição de receitas anuais, ou seja, 5% das receitas anuais estarão abaixo deste valor. A média desses valores abaixo do VaR é a medida do CVaR.

Foram estabelecidos limites para o resultado esperado do VaR e do CVaR (5%), com base na receita de referência, de forma a garantir um determinado valor mínimo de receita. Esses limites são parâmetros de restrição à otimização do problema, o que significa que os resultados, para convergirem, devem respeitar tais limites.

6.3.2 Modelo de otimização

Em linhas gerais, o modelo de otimização que permitirá avaliar a complementaridade hídrico-eólicas para o estudo de caso especificado, seguirá as seguintes etapas:

- i. Identificação da disponibilidade mensal de cada usina do portfólio, dadas as características de sazonalização e fator de capacidade de cada uma;
- ii. Identificação do total de energia do portfólio disponível no mês (lastro), para cobertura do contrato de venda, através do somatório das disponibilidades mensais das fontes energéticas disponíveis e selecionadas para caso simulado;
- iii. Alocação de parcela de garantia física ao contrato de venda flat;
- iv. Apuração da Receita Fixa advinda do montante de garantia física alocada ao contrato de venda flat, ao preço do contrato;
- v. Apuração das diferenças entre o lastro, dado pelo somatório das disponibilidades das usinas que compõem o portfólio, e o total de energia comprometida com o contrato de venda (processo também chamado de contabilização), em cada mês do período de estudo;
- vi. Liquidação ou valoração das diferenças mensais apuradas na contabilização ao valor do respectivo PLD, para apuração do Custo Spot;
- vii. Apuração da Receita Líquida Mensal através da soma do resultado do Custo Spot (liquidação a PLD) com a Receita Fixa (contrato de venda), em cada mês do horizonte analisado, para cada série sintética;
- viii. Consolidação das receitas líquidas mensais em receitas anuais esperadas para cada um dos cinco anos do horizonte e para cada uma das 2000 séries sintéticas;
- ix. Cálculo do VaR e do CVaR sobre a amostra de resultados das receitas anuais esperadas;
- x. Cálculo da Receita Total média anual no horizonte de estudo através do somatório das Receitas Líquidas Mensais apuradas em cada cenário.

Figura 6-9 - Fluxograma do modelo de otimização da Simulação II

Fonte: Confecção própria, baseado em *“Using the seasonal diversity between renewable energy sources to mitigate the effects of Wind generation uncertainties”*, (15)

Para que as etapas acima descritas possam ser executadas, o sistema deve comportar dados de séries sintéticas de geração hidrelétrica e eólica, bem como efetuar os cálculos de Despacho e Custo Spot para todos os períodos e séries do estudo. O modelo deve ser capaz de representar, com certo grau de similaridade ao mundo real, a sinergia existente entre as fontes estudadas, com foco na maximização da receita no horizonte de estudo, para um determinado portfólio, dado um nível de aceitação de risco definido pelo CVaR e, ainda, permitir análises que maximizem o CVaR, o que significa uma resposta ao problema que minimiza o risco de receitas abaixo da receita de referência.

Em uma primeira análise, para cada cenário escolhido de PCH com uma das eólicas, o modelo irá retornar, para cada percentual de garantia física alocada ao contrato de longo prazo, valores distintos de Receita Líquida Mensal, Custo Spot e VAR e CVaR. A análise buscar otimizar o critério de CVaR. Nesse caso, o hedge resultante da combinação de duas fontes estará evidente na proteção à perda de receita, através de um CVaR maximizado, e não necessariamente no ganho receita.

Ainda na Simulação II, será feita uma análise de sensibilidade ao risco para a combinação de portfólio que apresentou o maior sinergismo, medido através do hedge em relação à Receita Total. A análise consiste em variar o CVaR limite de forma a identificar o comportamento da receita e do ótimo contratado. O objetivo dessa análise é identificar se pequenas variações sobre o risco ao qual se está exposto podem representar ganhos em termo de receita que se justifiquem uma decisão mais ou menos conservadora.

6.3.3 Equacionamento matemático

Para atender à função objetivo do problema, seja ele a maximização de receita ou do CVaR, todas as etapas e processos descritos no Capítulo 6.3.2 devem estar equacionadas de forma a demonstrar a relação entre as diversas variáveis que constituem o modelo e como estas interagem para convergência da função objetivo. Assim, como feito no Capítulo 6.2.3, a ordem para descrição das equações consiste em, primeiramente, descrever as equações do despacho, resultando na energia do portfólio disponível em cada período do estudo. Em seguida, serão descritas as equações envolvidas na apuração da Receita Total e, na sequência, o cálculo para apuração do VaR e CVaR. Finalmente, depois de finalizada essa etapa, será descrita a metodologia envolvida nas simulações de sensibilidade ao risco.

6.3.3.1 Disponibilidade Mensal de Geração

Para o cálculo da energia mensal (m) disponível da PCH do MRE ($G_{m,s}^{PCH_MRE}$) em cada cenário sintético (s) da simulação, foi considerada a Garantia Física (GF^{PCH_MRE}) ponderada pelo fator MRE ($f_{m,s}^{MRE}$). Esse mesmo perfil de PCH é usado na combinação com cada um dos parques eólicos.

No cálculo da energia mensal disponível da fonte eólica ($G_{m,s}^{EOL}$), considerou-se a garantia física da usina (GF^{EOL}), ponderada por um fator eólico ($f_{m,s}^{EOL}$), em cada mês e cenário do histórico, que aloca percentuais da garantia física em cada mês de cada uma das 2000 séries sintéticas.

As características em termos de fator de capacidade e de sazonalidade, refletidos no resultados de GF^{EOL} e de $f_{m,s}^{EOL}$, variam para cada um dos quatro parques analisados. A garantia física das usinas eólicas utilizadas na simulação foi calculada com base nos mesmos dados históricos reconstituídos que deram origem às séries sintéticas de geração eólica. Uma vez que utilizou-se o critério do P50, isso significa que em 50% das ocorrências, a geração está acima do valor da garantia física.

As equações a seguir indicam o cálculo da energia disponível mensal das fontes consideradas na simulação. Os valores de garantia física (GF) e a energia disponível mensal (G) são dados em MW_{méd}, enquanto que os fatores são adimensionais.

$$G_{m,s}^{PCH_MRE} = GF^{PCH_MRE} \times f_{m,s}^{MRE} \quad (26)$$

$$G_{m,s}^{EOL} = GF^{EOL} \times f_{m,s}^{EOL} \quad (27)$$

A energia mensal disponível para alocação, ou Despacho ($Desp_{m,s}^{Port}$), para cada mês e série sintética do horizonte de estudo, é a soma da energia mensal disponível das fontes selecionadas na simulação, conforme equação:

$$Desp_{m,s}^{Port} = G_{m,s}^{PCH_MRE} + G_{m,s}^{EOL} \quad (28)$$

O fator MRE ($f_{m,s}^{MRE}$) depende das séries de geração hidrelétrica obtidas do Newave e da evolução da garantia física das usinas hidrelétricas para cada mês do horizonte de estudo, conforme exposto no item (i) do Capítulo 6.2.1.1. Para cada mês (m) de cada série sintética (s) é calculada a relação entre a geração mensal total esperada das usinas MRE e a garantia física total do sistema naquele mês. Nesse capítulo, mesmo as equações que sejam escritas de forma idêntica àsquelas escritas no Capítulo 6.2, serão repetidas para fins de facilitar o acompanhamento da lógica do problema.

$$f_{m,s}^{MRE} = \frac{G_{m,s}^{MRE}}{GF_m^{MRE}} \quad (29)$$

No caso da eólica com dados históricos reconstituídos, o fator eólico ($f_{m,s}^{EOL}$), utilizado na equação (26), foi calculado dividindo-se a geração mensal esperada em cada mês de cada série sintética, pela garantia física da usina modelo utilizada na reconstituição dos dados, por todo o horizonte de cinco anos de estudo, conforme item (iii) do Capítulo 6.2.1.1.

$$f_{m,s}^{EOL} = \frac{G_{m,s}^{EOL}}{GF^{EOL}} \quad (30)$$

6.3.3.2 Apuração da Receita Total

Para obtenção da garantia física de cada fonte que irá compor a garantia física total do portfólio (GF^{Port}), multiplica-se a potência instalada de cada uma (Pot^{fonte}) pelo respectivo fator de capacidade (FC^{fonte}). Em seguida, esses valores são somados para obtenção da garantia física total do portfólio.

$$GF^{PCH} = Pot^{PCH_MRE} \times FC^{PCH_MRE} \quad (31)$$

$$GF^{EOL} = Pot^{EOL} \times FC^{EOL} \quad (32)$$

$$GF^{Port} = GF^{PCH_MRE} + GF^{EOL} \quad (33)$$

Para cálculo do Custo Spot são apuradas as diferenças entre a garantia física alocada ao contrato e o despacho para cada mês e série sintética ($Dif_{m,s}$):

$$Dif_{m,s} = Desp_{m,s}^{Port} - C_m \quad (34)$$

O resultado da equação $Dif_{m,s} = Desp_{m,s}^{Port} - C_m$ pode assumir valores tanto positivos quanto negativos. Valores positivos significam uma sobra de lastro, a qual será valorada ao respectivo PLD e gerará uma complementação à Receita Fixa. Valores negativos significam que houve déficit de lastro naquele mês, e que esse montante, valorado ao respectivo PLD, irá subtrair a Receita Fixa daquele mês.

A Receita Fixa mensal (RF_m) advém da quantidade de energia alocada ao contrato (C_m), em MWméd, multiplicado pelo preço de venda do contrato (PI) e pelo número

de horas do mês (h_m). O valor de Receita Fixa mensal é replicado para todos os cenários das séries sintéticas. Para cálculo do Custo Spot ($Spot_{m,s}$), identificam-se as diferenças ($Dif_{m,s}$) entre o volume alocado ao contrato e o despacho mensal; em seguida, esse montante é multiplicado pelo respectivo PLD ($PLD_{m,s}$), em R\$/MWh, e pelo número de horas do mês.

A Receita Líquida Mensal ($RM_{m,s}$) é obtida pelo somatório dos valores da Receita Fixa com o Custo Spot, em cada mês e série sintética. As receitas são dadas em moeda corrente nacional (Real). A Receita Líquida Anual ($RA_{a,s}$) é obtida através do somatório das Receitas Líquidas Mensais daquele ano (a) e, finalmente, para obtenção da Receita Total (RT), é calculada a média da Receita Líquida Anual do horizonte de estudo, em todas as séries. As equações a seguir indicam o cálculo da Receita Fixa, Custo Spot, Receita Líquida Mensal, Receita Líquida Anual e Receita Total:

$$RF_m = C_m \times PV \times h_m \quad (35)$$

$$Spot_{m,s} = Dif_{m,s} \times PLD_{m,s} \times h_m \quad (36)$$

$$RM_{m,s} = RF_m + Spot_{m,s} \quad (37)$$

$$RA_{a,s} = \sum_{m=1}^{12} RM_{m,s} \quad (38)$$

$$RT = \frac{\sum_{a=1}^5 \sum_{s=1}^{2000} (RA_{a,s})}{5 \times 2000} \quad (39)$$

A Receita Total considera um horizonte de cinco anos de estudo e 2000 séries sintéticas.

O volume total de contrato de venda (C_m) foi restrito à disponibilidade máxima do portfólio, obtida através do somatório da garantia física de cada empreendimento envolvido na simulação. O volume de contrato de venda é obtido através da multiplicação da garantia física total do portfólio (GF^{Port}) por um percentual de alocação (α). O fator α pode variar de zero a 100%, com vistas à obtenção do montante ideal alocado ao contrato que irá maximizar a Receita Total em cada simulação.

Da mesma forma, para os casos de sensibilidade onde a função objetivo é a maximização do CVaR, a variável do problema é o montante de garantia física disponível alocado ao contrato. O valor de α deve satisfazer todo o horizonte de

estudo, não sendo possíveis alocações do portfólio distintas entre os períodos. O requisito mensal de energia, em MW_{med} , não varia, pois o contrato é flat.

$$C_m = \alpha \times GF^{Port} \quad (40)$$

6.3.3.3 Risco

A otimização do problema, que visa à maximização da Receita Total através da variação do parâmetro α de alocação da garantia física disponível ao contrato, deve respeitar os critérios de aceitação de risco estabelecidos no momento de calibração do problema. Nesta etapa das simulações, o cálculo do risco ao qual o agente está sujeito é medido através do CVaR, calculado com base na amostra de 2000 séries de receitas anuais esperadas para cinco anos de horizonte de estudo. A determinação do valor em risco foi calculada para média dos 5% piores cenários (CVaR(5%)) possíveis no horizonte de estudo.

Ao otimizar o valor do CVaR (5%), o agente busca minimizar o risco do portfólio, através reduzindo a probabilidade de perda de receita. Quando o CVaR é maximizado, os valores das receitas anuais se concentram mais próximos da média, o que também pode ser traduzido como uma diminuição do desvio padrão.

Para a simulação que busca a otimização da receita total, foi estabelecido um valor de Receita de Referência para o portfólio, que representa a receita total esperada para um caso onde a totalidade da garantia física disponível é alocada ao contrato. Sobre esse valor de receita, foi calculado um valor de VaR (VaR_{Limite}) limite e de CVaR limite ($CVaR_{Limite}$), que são percentuais sobre a Receita de Referência. Caso o valor do VaR_{Limite} seja, por exemplo 90% e o $CVaR_{Limite}$ seja, por exemplo, 80% da Receita de Referência, os resultados do VaR e do CVaR (5%) devem ser maiores ou iguais a esses valores, caso contrário, o problema não irá convergir. Quando é feita a simulação com sensibilidade ao risco, maximiza-se o CVaR (5%), sem necessidade de limites mínimos de VaR e CVaR.

Dessa forma, dado o número total de 2000 séries sintéticas, o percentil 5% retorna o 100º pior cenário ($2000 \times 5\% = 100$) de Receita Total Esperada ($E[RT]$). O $VaR(5\%)$ e o $CVaR(5\%)$ podem ser obtidos através das seguintes equações:

$$VaR(5\%)_{E[RT]} = E[RT]_{0,05}, \forall E[RT]_s \quad (41)$$

$$CVaR(5\%)_{E[RT]} = \sum_{s=1}^{2000} (E[RT]_s - E[RT]_{0,05}) \times (100)^{-1} \quad (42)$$

Resumindo as etapas do problema de otimização, tem-se:

- Função objetivo: Maximizar CVaR
- Parâmetro variável: α
- Restrições:
 - $0 \leq \alpha \leq 100\%$
 - $VaR_{E[RT]}(5\%) \geq VaR_{Limite}(5\%)$
 - $CVaR_{E[RT]}(5\%) \geq CVaR_{Limite}(5\%)$

6.3.3.4 Sensibilidade ao critério de risco

A partir dos resultados obtidos das simulações da segunda etapa (Simulação II), foi feita uma análise de sensibilidade variando-se o critério de risco para a combinação de portfólio que apresentou o melhor hedge.

Primeiramente, foi feita a otimização da receita variando-se os critérios de $VaR_{Limite}(5\%)$ e $CVaR_{Limite}(5\%)$. Através dessas variações, é possível identificar como o ponto ótimo de contratação se comporta e o quanto a receita total esperada é influenciada por tais variações. Uma simulação complementar variou o critério de risco de 5% e analisou o comportamento do CVaR e do ótimo contratado.

6.4 Simulação III: acoplamento de fontes renováveis não convencionais a um bloco existente de fonte hidráulica

Nesta etapa das simulações, objetivou-se mostrar o comportamento do CVaR em um portfólio onde uma quantidade de garantia física proveniente de uma Usina

Hidrelétrica (UHE) é estática e a este portfólio é incorporada a uma fonte renovável não convencional, de maneira crescente. O objetivo dessa análise de sensibilidade é demonstrar que existe um intervalo de percentual de participação da fonte complementar que favorece à complementaridade e que, fora desse intervalo, verifica-se perda de receita. As fontes renováveis não convencionais utilizadas na análise de sensibilidade são uma biomassa e uma solar com perfil determinístico, e uma eólica estocástica. Cada uma das três fontes será incrementada ao portfólio separadamente, ou seja, a UHE será combinada com uma das três fontes apenas, para cada uma das análises de sensibilidade.

6.4.1 Construção do modelo

A partir do modelo construído para a Simulação II, foram feitas algumas adaptações para que este retornasse os valores esperados de Receita Total e de CVaR incluindo os perfis geração determinístico das fontes Solar e Biomassa da Simulação I. Todos os módulos da Simulação III mantiveram-se inalterados em relação à Simulação II, à exceção do Despacho, o qual precisou ter as opções de despacho utilizando as fontes Biomassa e Solar implementadas.

Para cada cenário de estudo, é possível escolher entre a usina hidrelétrica e uma das fontes Biomassa, Solar ou Eólica para serem despachadas. Os parâmetros de disponibilidade mensal de cada uma não podem ser alterados, apenas a Potência Instalada da fonte renovável não convencional que se quer estudar o comportamento. Sendo assim, a disponibilidade mensal do portfólio consiste na soma das disponibilidades mensais das duas fontes selecionadas no estudo, uma vez que tais fontes não são despachadas centralizadamente pelo ONS. A quantidade de energia total disponível, ou despacho, aumenta conforme a quantidade da fonte renovável complementar é incrementada.

A Figura 6-10 é um exemplo de como a garantia física do portfólio irá evoluir com o incremento da fonte complementar.

Figura 6-10 - Evolução da garantia física do portfólio com o incremento de fonte complementar

Fonte: Confeção própria, com base nas configurações adotadas na Simulação II

Para cada cenário de garantia física disponível da fonte complementar, o modelo irá retornar o CVaR e a Receita Total esperada.

6.4.2 Modelo de sensibilidade

Em uma primeira análise, a Receita Total (RT) esperada será maximizada, variando-se o percentual de alocação de garantia física (α) a um contrato de longo prazo e respeitando-se um CVaR limite. Este procedimento é repetido para diferentes valores de potência instalada da fonte complementar, de forma evolutiva, até que o problema não possa mais convergir, ou seja, até que a quantidade da fonte complementar presente no portfólio seja tal que o CVaR limite não possa mais ser respeitado. As etapas que o modelo deve percorrer são idênticas ao apresentado no Capítulo 6.2.2, porém, são repetidas para cada valor de potência instalada da fonte complementar, até que o modelo não mais convirja.

Em seguida, o modelo de sensibilidade permitirá acompanhar a evolução do CVaR (5%), quando se incorpora, a uma determinada quantidade de garantia física proveniente de uma usina hidrelétrica, uma fonte renovável não convencional, de forma crescente, para uma quantidade alocada a um contrato de longo prazo fixa.

Isso significa que, diferentemente da etapa anterior, o fator α não é a variável do problema, pois nessa etapa da Simulação III, nenhum parâmetro é maximizado. É feito um acompanhamento da evolução das características do portfólio em termos de

risco de receita, dada a evolução da potência instalada da fonte complementar, mantidos todos os demais parâmetros.

6.4.3 Equacionamento matemático

A descrição do equacionamento neste Capítulo será objetivamente concentrada sobre as partes que sofreram alguma alteração, pois o modelo das Simulações II e III são idênticos, apenas com incremento das fontes Biomassa e Solar.

6.4.3.1 Disponibilidade Mensal de Geração

O cálculo da disponibilidade de geração irá contar com a participação de quatro fontes: UHE no MRE, Eólica estocástica, Biomassa e Solar determinísticas.

Para o cálculo da energia mensal (m) disponível da UHE do MRE ($G_{m,s}^{UHE_MRE}$) em cada cenário sintético (s) da simulação, foi considerada a Garantia Física (GF^{UHE_MRE}) ponderada pelo fator MRE ($f_{m,s}^{MRE}$). No cálculo da energia mensal disponível da fonte eólica ($G_{m,s}^{EOL}$), considerou-se a garantia física da usina (GF^{EOL}), ponderada por um fator eólico ($f_{m,s}^{EOL}$), em cada mês e cenário das 2000 séries sintéticas. No caso da biomassa, a energia gerada mensalmente (G_m^{BIO}) é obtida através multiplicação da potência disponível (Pot^{BIO}) pelo fator mensal associado ao período de safra ($FS_m^{BIO_Saфра}$), o qual não varia entre as séries históricas, portanto o perfil de geração será o mesmo para todo o horizonte de estudo. No caso da geração de energia solar (G_m^{SOL}), a potência disponível (Pot^{EOL}) é multiplicada pelo fator da capacidade (FC^{SOL}) da usina e ponderado por um fator de sazonalização solar (FS_m^{SOL}). Assim como na biomassa, o fator de sazonalização não varia entre as séries, portanto o perfil de geração será repetido para todo o horizonte de estudo e para todas as séries sintéticas.

As equações a seguir indicam o cálculo da energia disponível mensal de cada fonte considerada na simulação. Os valores de garantia física (GF) são dados em MWmed,

os valores de potência (Pot) em MW e a energia disponível mensal é (G) em MWmed. Os fatores são adimensionais.

$$G_{m,s}^{UHE_MRE} = GF^{UHE_MRE} \times f_{m,s}^{MRE} \quad (43)$$

$$G_{m,s}^{EOL} = GF^{EOL} \times f_{m,s}^{EOL} \quad (44)$$

$$G_m^{BIO} = Pot^{BIO} \times FS_m^{BIO_Safr} \quad (45)$$

$$G_m^{SOL} = GF^{SOL} \times FC^{SOL} \times FS_m^{SOL} \quad (46)$$

A energia mensal disponível total do portfólio do agente, também denominada Despacho ($Desp_{m,s}^{Port}$), para cada mês e série do horizonte de estudo, é a soma da energia mensal disponível das duas fontes selecionadas na simulação, sendo uma a usinas hidrelétrica ($G_{m,s}^{UHE_MRE}$) e a outra a fonte renovável complementar selecionada ($G_{m,s}^{REN_Compl}$), conforme equação:

$$Desp_{m,s}^{Port} = G_{m,s}^{UHE_MRE} + G_{m,s}^{REN_Compl} \quad (47)$$

Todas as demais equações da Simulação III, naquilo que concerne à apuração da Receita Total e apuração do Risco, são idênticas àquelas descritas nos Capítulos 6.3.3.2 e 6.3.3.3.

7 SIMULAÇÕES E RESULTADOS

Ao longo deste Capítulo serão apresentados e discutidos os resultados dos três blocos de análise cujos modelos foram descritos no Capítulo 5, sob a ótica dos conceitos descritos ao longo deste trabalho, objetivando reproduzir análises pertinentes sobre a complementaridade das fontes energéticas renováveis não convencionais.

Buscou-se, com isso, criar uma base de referência para empresas, organizações e pesquisas de cunho acadêmico, naquilo que concerne ao setor de energia nacional, em especial na potencialidade de evolução e consolidação de uma matriz energética limpa, diversificada e renovável.

Cada etapa das simulações será discutida separadamente e os resultados serão apresentados com o auxílio, sempre que possível, de gráficos e tabelas, para que a discussão sobre os mesmos fique mais clara. Primeiramente, serão descritas as bases sobre as quais as simulações foram feitas, caracterizando assim o contexto de cada simulação. Em seguida, será mostrada a forma como os resultados estão organizados para, em seguida, apresentá-los em uma ordem lógica. Finalmente, os resultados serão discutidos sob a ótica daquilo que cada etapa das simulações propõe.

7.1 Análise e resultados da simulação I: simulações “lúdicas” para aferição da complementaridade através de séries históricas

O objetivo da Simulação I é poder identificar como as fontes renováveis não convencionais exploradas em escala comercial no país podem se relacionar umas com as outras, de forma a mostrar o possível sinergismo existente entre elas. A importância de se fazer uma simulação com possibilidades de diversificação, uma vez que são usadas nesta etapa as fontes PCH, Biomassa, Eólica e Solar, é a existência de agentes de geração que já trabalham com essa diversificação em seus portfólios e uma tendência de que essa diversificação seja cada vez mais comum entre os agentes.

A exemplo do que aconteceu com as eólicas entre os anos de 2009 e 2013, onde a iniciativa partiu do governo, através de um Leilão de Reserva, cujos riscos dos agentes vendedores são mitigados pela própria essência desse tipo de leilão, e chegando nos dias atuais, onde toda uma cadeia produtiva já se instalou e a eólica é hoje uma das fontes mais competitivas do país, com grande expansão projetada inclusive no ACL.

Da mesma forma, a energia solar passou a fazer parte de intensas discussões no âmbito do SEB em 2013, com a possibilidade de participação no Leilão A-3, competindo com demais fontes como a própria eólica, térmicas, entre outras. Assim como a eólica em meados de 2009, ainda há muita incerteza sobre como a energia solar irá evoluir no país a partir desse leilão, mas existe uma atmosfera muito favorável para que, dentro dos próximos anos, a solar encontre seu caminho para evoluir e se consolidar na matriz energética nacional.

7.1.1 Configurações iniciais e premissas

Para alguns blocos ou planilhas que compõem o modelo, determinadas premissas e configurações iniciais foram estabelecidas, de acordo com informações a seguir. Essas planilhas podem ser chamadas de planilhas base, pois a partir delas e das premissas adotadas é que os demais cálculos para otimização do problema puderam ser desenvolvidos.

7.1.1.1 Usinas

Nessa etapa da simulação, a garantia física disponível para alocação em um contrato de longo prazo foi equalizada para todos os cinco perfis de usinas utilizados. Em uma primeira análise, a Eólica foi simulada com um perfil médio (determinístico). Para comparação, uma segunda análise considerou uma eólica com a mesma garantia física disponível, porém foram utilizados dados históricos de geração. Os perfis das usinas PCH_MRE, PCH_GER, Solar e Biomassa foram mantidos inalterados nos dois casos.

i. Eólica

O perfil de geração eólica utilizado nas simulações determinísticas foi a média dos dados históricos de vento reconstituídos entre os anos de 1948 e 2011 de um macro-sítio do Estado do Ceará. Para todas as séries históricas de PLD e de MRE foi utilizado mesmo perfil de geração eólica, caracterizado pela curva média azul, conforme ilustrado na Figura 7-1. Para o segundo caso, foram usadas cada uma das séries do histórico reconstituído, cujo critério da garantia física represente a expectativa de geração do agente com base no critério do P50. Dada uma potência instalada de 15MW e um fator de capacidade de 62%, a garantia física disponível para alocação é de 9,27MW_{méd}. Nesses casos, assim como é feito para a PCH MRE e para os valores de PLD, a geração possui um valor diferente para cada mês de cada série do histórico reconstituído. Assim, as variações de afluência e de vento para um mesmo período puderam ser captadas. A Figura 7-1 representa a geração eólica em um determinado ano para algumas séries do histórico de vento e o valor da geração média. Fica evidente que, ao utilizar a média, as variações são mais brandas e não refletem o risco real ao qual o agente está exposto.

Fonte: Confeção própria

Para efeito de sensibilidade, os resultados também serão comparados com o critério de P90, no qual o valor de garantia física da eólica tende a ser menor e, consequentemente, a contribuição ou “hedge” quando associada à PCH tende a ser mais evidenciada. Assim, para a mesma série de dados, ao ser considerado o critério de P90, o valor da garantia física é reduzido para 2,43MW_{med}.

ii. PCH MRE

A usina que representa a PCH no MRE tem a mesma configuração para todas as simulações. Considerou-se um fator de capacidade de 64,21% e uma potência instalada de 14,44MW, resultando em uma garantia física disponível para alocação em contrato de 9,27MWmed. Através da Figura 7-2, é possível identificar um comportamento bastante favorável das afluições futuras esperadas, pois a geração está acima da garantia física alocada em todo o período de análise.

Fonte: Confeção própria

O tratamento dessa geração excedente, ou energia secundária, está regulamentado e, portanto, é garantia de uma receita extra para as usinas hidrelétricas que pertencem ao mecanismo quando cenários como esse ocorrem. Entretanto, conforme pode ser observado no Capítulo 3.5.3, que trata do conceito do MRE, os resultados para o ano de 2013 se mostraram bem menos favoráveis do que aquilo que os órgãos do planejamento haviam projetado.

iii. PCH Geração

O perfil de geração da usina que representa a PCH fora do MRE foi feito com base no histórico de 25 anos de geração da PCH Eloy Chaves. Essa PCH pertence ao MRE, porém, para fins de aplicação nas simulações, considerou-se como lastro a geração da usina sem os efeitos do mecanismo.

Através da Figura 7-3, de onde foram retirados os dados de geração mensal de alguns anos do histórico de 25 anos, é possível identificar o perfil sazonal da geração, em alguns anos muito distante da média. Mantiveram-se as características de potência instalada e fator de capacidade, nos valores de 19MW e 55,42% respectivamente, porém, a energia disponível para alocação foi limitada à média de geração, no valor de 9,27MWmed.

Fonte: Confeção própria

iv. Biomassa

O período de safra da usina a Biomassa utilizada nas simulações vai de maio a novembro. Durante essa época, considerou-se que a usina está apta a gerar sua máxima capacidade, que na simulação é de 15,9MW, e que no período entressafra não existe geração. A garantia física da usina livre para alocação em contratos é de 9,27MWmed.

v. Solar

A usina solar, apesar do baixo fator de capacidade (17,6% no exemplo utilizado na simulação), caracteriza-se por um perfil de sazonalização estável ao longo do ano, onde os maiores desvios em relação à média ocorrem em março (12% acima) e julho (13% abaixo).

Nos resultados das simulações ficará evidente o caráter de uma fonte complementar que pode ser usada na base de um portfólio de fontes renováveis, assim como a PCH no MRE.

Fonte: Confeção própria

7.1.1.2 CMO e PLD

O CMO utilizado como base foi extraído do PDE 2011-2020 para o submercado Sudeste. O tipo de simulação do Newave selecionado foi aquele com séries históricas, neste caso validado para o período de 1931 a 2008. Foi selecionado um período de estudo de 10 anos, com início em janeiro de 2012 e término em dezembro de 2021, adicionado ao modelo um período estático inicial de 10 anos, para retirar dados de afluência e armazenamento da memória do sistema, e um período estático final de 5 anos, para estabilização dos custos futuros.

Para cálculo do PLD do submercado Sudeste, a partir dos valores do CMO, foram colocadas as restrições de preço mínimo e máximo, conforme determinado pela ANEEL para aquele ano, de R\$12,20/MWh e R\$727,52/MWh, respectivamente.

A Figura 7-5 ilustra o comportamento do CMO e do PLD para o submercado Sudeste, dadas as configurações acima descritas.

Figura 7-5 - Comportamento do CMO e do PLD no submercado Sudeste

Fonte: Confeção própria

Os resultados são um CMO médio para todo o período de R\$130,07/MWh enquanto que o valor médio do PLD, depois de aplicadas as restrições de valor mínimo e máximo, ficou em R\$113,63/MWh.

7.1.1.3 MRE

Assim como os valores de CMO, os dados da curva do MRE também foram extraídos com base no PDE 2011-2020, para simulação com séries históricas validadas de 1931 a 2008. Foi selecionado um período de estudo de 10 anos, com início em janeiro de 2012 e término em dezembro de 2021, com períodos estáticos inicial de 10 anos e final de 5 anos. Neste caso, o período estático inserido ao final do período de estudo tem a função de garantir que o Newave não interprete o final do período de estudo como o “fim do mundo”, deplecionando ao máximo os reservatórios, uma vez que o modelo não “enxergaria” que existe um futuro onde uma demanda precisa ser atendida ao menor custo global. Conforme descrito no Capítulo 6.2.1.3, a curva do MRE é obtida da divisão da expectativa de geração futura pela garantia física disponível em cada período do horizonte de estudo.

7.1.1.4 Contrato

As simulações foram feitas considerando dois cenários distintos de preço de contrato. Dado que o PLD médio do histórico resultou em R\$113,63/MWh, o primeiro considera um preço de R\$105,00/MWh enquanto que o segundo considera um preço de R\$117,00/MWh.

O objetivo de realizar simulações com dois preços, um acima e outro abaixo da média do PLD, é analisar o comportamento da curva do ótimo contratado e do hedge para cada montante de garantia física alocada ao contrato de longo prazo.

7.1.1.5 Risco

Os parâmetros de risco utilizados nessa etapa levam em consideração o número de ocorrências de receita anual abaixo de dois parâmetros de calibração, um superior e um inferior. Nas simulações realizadas com o preço do contrato de R\$105,00/MWh, os limites inferior e superior de receita anual foram de 80% e 85%, respectivamente, e a tolerância de ocorrências de receitas abaixo desses limites foi de 10% para a faixa inferior e 30% para a faixa superior. Isso significa que para uma receita de referência anual de R\$8,5 milhões, o limite inferior seria de R\$6,8 milhões e o superior seria de R\$7,3 milhões. Para convergência do problema, dados os parâmetros de calibração para o número de ocorrências abaixo de tais valores limites e o total de 78 séries históricas de dados, pelo menos 70 séries devem apresentar uma receita anual superior ao R\$6,8 milhões e pelo menos 55 séries devem apresentar receita anual acima de R\$7,3 milhões.

Nas simulações feitas com o preço do contrato superior ao PLD médio, os parâmetros de risco utilizados foram limites inferior e superior em relação à receita de referência de 90% e 95%, respectivamente, e a tolerância de ocorrência de valores abaixo de tais limites foi de 10% para o limite inferior e 15% para o limite superior. Dessa forma, para os casos de contrato de venda a R\$117,00/MWh e supondo uma receita anual de referência de R\$9,5 milhões, para que o problema encontre uma solução viável, ao menos 70 séries do total de 78 devem estar acima de R\$8,5 milhões e ao menos 66 séries devem estar acima de R\$9,0 milhões.

A razão pela qual se optou por parâmetros mais restritivos nessa etapa baseia-se no fato de que os resultados para esse caso tendem a convergir para 100% da garantia física alocada ao contrato. Isso ocorre porque o preço de venda é, na média, maior do que o PLD, por isso a receita é maximizada alocando-se a maior quantidade possível ao contrato.

Assim, as vantagens do portfólio combinado são mais evidentes quando analisadas sob a ótica da diminuição do risco e não do aumento da receita.

7.1.2 Estrutura das simulações

Os resultados das simulações serão apresentados para os casos de preço de contrato acima do PLD e abaixo separadamente, através da seguinte ordem:

- i. Perfis individuais e receita esperada e risco versus percentual de alocação ao contrato;
- ii. Portfólio combinado de duas em duas usinas e qual a receita esperada e risco versus percentual de alocação ao contrato em comparação com os valores individuais;
- iii. Receita esperada e risco versus percentual de alocação ao contrato para portfólio combinado quatro fontes: PCH MRE, Eólica determinística, Solar e Biomassa e;
- iv. Receita esperada e risco versus percentual de alocação ao contrato para portfólio combinado quatro fontes: PCH fora do MRE, Eólica determinística, Solar e Biomassa e comparação com caso anterior que utiliza a PCH no MRE;
- v. Receita esperada e risco versus percentual de alocação ao contrato para portfólio combinado cinco fontes: PCH MRE, PCH fora do MRE, Eólica determinística, Solar e Biomassa;
- vi. Identificação de hedge comercial de cada um dos itens (ii) a (v);
- vii. Comparação dos resultados que envolvem a usina eólica determinística com os resultados que envolvem a eólica com dados históricos (apenas para caso de $PPA < PLD_{\text{médio}}$);
- viii. Comparação dos resultados com a eólica sob o critério de P90 e as PCHs dentro e fora do MRE (apenas para caso de $PPA < PLD_{\text{médio}}$).

7.1.3 Resultados e discussões

7.1.3.1 Valor do contrato menor que PLD médio

Tabela 7-1 - Configuração das usinas – caso 1

Preço do contrato: R\$105/MWh		Receita de Referência: R\$ 8.535.395,23	
Limite receita abaixo de 80% da nominal: 10%		Limite receita abaixo de 85% da nominal: 30%	
Usina	Potência (MW)	GF (MWméd)	Perfil
EOL	25,75	9,27	Ceará determinístico
BIO	15,89	9,27	Sudeste determinístico
PCH_MRE	14,44	9,27	MRE histórico
PCH_GER	19,00	9,27	Geração histórica
SOL	52,57	9,27	Sudeste determinístico

(i) Perfis individuais

A receita esperada e o risco atrelado para o percentual de alocação ao contrato ótimo obtido com as simulações são indicados na Tabela 7-2. A receita de referência anual é a mesma para todas as usinas, em um total de R\$8.533.554,12. Esse valor é a média anual de receita advinda da valoração da Garantia Física Disponível ao preço do contrato, por todo período do contrato, considerando anos bissextos.

$$PV \times GF \times horas_{ano} = 105 \times 9,27 \times 8767 = 8.533.554,12$$

Tabela 7-2 - Resultados análises individuais – caso 1

Usina individual	Receita Total	GF Contratada	Probabilidade receita abaixo de 80%	Probabilidade receita abaixo de 85%
EOL	R\$ 88.263.107,14	74,34%	10,00%	18,59%
BIO	R\$ 89.818.639,47	76,38%	10,00%	20,13%
PCH_MRE	R\$ 93.776.210,35	69,12%	10,00%	16,79%
PCH_GER	R\$ 85.094.809,69	100,00%	18,33%	21,28%
SOL	R\$ 87.131.437,21	74,62%	10,00%	24,23%

Todas as usinas utilizadas nas simulações atendem sozinhas ao critério de risco, à exceção da PCH fora do MRE (denominada PCH_GER). O menor risco encontrado para esse caso não respeita o critério para a probabilidade de receita abaixo de 80% do valor de referência.

Fica evidente, através da análise da Figura 7-3, que os riscos hidrológicos são muito altos, em especial para uma usina de pequeno porte a fio d'água, caso essa usina utilize apenas sua geração como lastro para negociação e não tenha a proteção do MRE.

A seguir, através da Figura 7-6, são apresentados os gráficos resultantes das simulações individuais, nos quais é possível analisar a evolução das linhas de receita e de risco conforme o percentual de garantia física alocado varia. A área alaranjada na parte de baixo dos gráficos indica o limite inferior e a área avermelhada acima da área alaranjada indica o limite superior. Em termos visuais, o gráfico induz que o problema tem solução enquanto a linha vermelha de probabilidade de receita abaixo de 85% estiver dentro da área avermelhada e enquanto a linha laranja da probabilidade de receita abaixo de 80% estiver dentro da área alaranjada.

Figura 7-6 - Receita e Risco versus Contratação - perfis individuais

Fonte: Confeção própria

As usinas eólica, biomassa e solar atingem a área onde os critérios de risco são atendidos por volta de 75% de contratação do portfólio, enquanto que a PCH_MRE atinge essa área por volta dos 70%. A partir desse valor, o risco permanece dentro da área viável até os 100% de contratação.

Uma vez que o preço do contrato é menor do que a média do PLD, a curva de receita segue um perfil decrescente em relação ao percentual contratado, o que significa que o ponto ótimo estará à esquerda da área onde os resultados são viáveis. Já a PCH_GER, não atende ao critério de risco para receitas abaixo de 80% do valor de referência para nenhum percentual de alocação. Dessa forma, considerou-se como ótimo o ponto de menor risco, que resulta em 100% da garantia física alocada ao contrato.

(ii) *Portfólio combinado duas a duas*

As usinas foram então tomadas duas a duas para aferição da complementaridade. Através das informações da Tabela 7-3, é possível identificar que existe um hedge financeiro, medido através do ganho real de receita total, para a maioria das combinações, com destaque para aquelas envolvendo a PCH_GER.

Nesses casos, além do atendimento ao critério de risco, o que não havia se verificado quando a usina foi analisada individualmente, existe um ganho financeiro em termos de receita total esperada quando o despacho é combinado entre a PCH fora do MRE e outra fonte.

Em uma análise mais conservadora, poderia ser considerado que a receita esperada de uma fonte somente poderia ser somada caso os critérios de risco fossem atendidos. Nessa situação, os ganhos resultantes da combinação com a PCH_GER seriam muito maiores, conforme Tabela 7-4.

Tabela 7-3 - Portfólio combinado duas fontes – caso 1

Portfólio 2 fontes	Receitas individuais somadas	Receita portfólio combinado	% GF Contratada	Hedge	Receita <80%	Receita <85%
EOL + BIO	R\$ 178.081.746,61	R\$ 178.070.639,89	75,22%	-	10,00%	18,59%
EOL + PCH_MRE	R\$ 182.039.317,49	R\$ 182.064.542,30	70,83%	R\$ 25.224,81	10,00%	17,44%
EOL + PCH_GER	R\$ 173.357.916,83	R\$ 174.497.226,46	76,67%	R\$ 1.139.309,63	10,00%	28,08%
EOL + SOL	R\$ 175.394.544,35	R\$ 175.402.364,98	73,46%	R\$ 7.820,64	10,00%	20,13%
BIO + PCH_MRE	R\$ 183.594.849,82	R\$ 183.964.646,92	70,11%	R\$ 369.797,11	10,00%	18,08%
BIO + PCH_GER	R\$ 174.913.449,16	R\$ 176.533.932,05	76,65%	R\$ 1.620.482,89	9,62%	25,90%
BIO + SOL	R\$ 176.950.076,67	R\$ 177.231.907,93	73,49%	R\$ 281.831,26	10,00%	21,54%
PCH_MRE + PCH_GER	R\$ 178.871.020,04	R\$ 180.377.159,14	73,84%	R\$ 1.506.139,10	10,00%	22,95%
PCH_MRE + SOL	R\$ 180.907.647,55	R\$ 180.896.694,96	71,95%	-	10,00%	19,74%
PCH_GER + SOL	R\$ 172.226.246,90	R\$ 173.325.784,38	79,48%	R\$ 1.099.537,49	9,87%	30,00%

Os portfólios compostos por EOL + BIO e PCH_MRE + SOL tiveram um comportamento aderente aos critérios de risco, porém não apresentaram benefícios econômicos em relação à análise individual. Tal fato pode ser explicado pelo perfil similar, mas não complementar que resulta dessas combinações.

Isso implica que eventuais períodos onde a receita é prejudicada devido a exposições negativas a PLDs elevados ou exposições positivas a PLDs baixos, não são amenizadas pela combinação, mas sim enfatizadas. Isso fica claro ao analisar a Figura 7-7, onde as curvas do Despacho e do Custo Spot, para um período de amostragem de quatro anos para as usinas eólica e biomassa, seguem perfis similares.

Tabela 7-4 - Portfólio combinado duas fontes – caso 1_a

Portfólio 2 fontes	Receitas individuais somadas	Receita portfólio combinado	% GF Contratada	Hedge	Receita <80%	Receita <85%
EOL + BIO	R\$ 178.081.746,61	R\$ 178.070.639,89	75,22%	-	10,00%	18,59%
EOL + PCH_MRE	R\$ 182.039.317,49	R\$ 182.064.542,30	70,83%	R\$ 25.224,81	10,00%	17,44%
EOL + PCH_GER	R\$ 88.263.107,14	R\$ 174.497.226,46	76,67%	R\$ 86.234.119,32	10,00%	28,08%
EOL + SOL	R\$ 175.394.544,35	R\$ 175.402.364,98	73,46%	R\$ 7.820,64	10,00%	20,13%
BIO + PCH_MRE	R\$ 183.594.849,82	R\$ 183.964.646,92	70,11%	R\$ 369.797,11	10,00%	18,08%
BIO + PCH_GER	R\$ 89.818.639,47	R\$ 176.533.932,05	76,65%	R\$ 86.715.292,58	9,62%	25,90%
BIO + SOL	R\$ 176.950.076,67	R\$ 177.231.907,93	73,49%	R\$ 281.831,26	10,00%	21,54%
PCH_MRE + PCH_GER	R\$ 93.776.210,35	R\$ 180.377.159,14	73,84%	R\$ 86.600.948,79	10,00%	22,95%
PCH_MRE + SOL	R\$ 180.907.647,55	R\$ 180.896.694,96	71,95%	-	10,00%	19,74%
PCH_GER + SOL	R\$ 87.131.437,21	R\$ 173.325.784,38	79,48%	R\$ 86.194.347,18	9,87%	30,00%

Figura 7-7 – Despacho usinas perfis similares: Biomassa e Eólica

Fonte: Confeção própria

Os gráficos que ilustram o comportamento dos portfólios combinados com duas fontes são ilustrados na Figura 7-8.

Figura 7-8 – Receita e risco versus contratação – Portfólio combinado 2 fontes

Fonte: Confeção própria

Embora menos evidente, pode-se notar uma tendência similar entre as curvas da PCH_MRE + SOL, na Figura 7-7. Nesse caso, a correlação verificada entre as curvas de despacho é de 0,61.

Figura 7-7 – Despacho usinas perfis similares: PCH MRE e SOL

Fonte: Confeção própria

Um fator importante para que não houvesse hedge quando essas duas fontes foram combinadas está atrelado ao perfil energético de cada uma. Quando comparado com as demais fontes, essas duas são as que possuem os menores desvios relativos em relação à garantia física, por isso sua presença é importante para dar uma base segura a um portfólio combinado.

Analisando-se a combinação do ponto de vista da PCH_GER, foi verificado hedge financeiro em todas as combinações. A Figura 7-8 ilustra o caráter de complementaridade entre a PCH_GER e a Eólica, cujos perfis de sazonalização são visivelmente complementares, comprovado pelo fator de correlação de -0,96. O ganho total, no valor de R\$ 1,14 milhão, representa 0,66% a mais de receita esperada para o portfólio combinado do que se as receitas individuais fossem somadas.

Adicionalmente, analisando-se as curvas de probabilidade de perda de receita, no gráfico EOL + PCH_GER da Figura 7- tem-se que a curva de receita abaixo de 80% atinge a área viável a partir de 76% de garantia física alocada ao contrato, permanecendo na área viável até 100% de alocação. Já a curva de probabilidade de receita abaixo de 85% da receita de referência, apesar de atingir a área de viabilidade a partir de aproximadamente 72% de garantia física alocada, decresce consideravelmente a partir de 90% de garantia física alocada. Isso significa que um critério de risco mais rigoroso do que o que foi usado como padrão para essa etapa das simulações também garantiria resultados possíveis, desde que o volume alocado ao contrato fosse maior.

Figura 7-8 – Despacho usinas perfis complementares: PCH GER e EOL

Fonte: Confeção própria

Quando comparadas as curvas da PCH_GER e da Biomassa, tem-se um comportamento similar ao caso anterior, conforme ilustrado na Figura 7-9, embora a biomassa considerada no exemplo não sofra influências externas em seu perfil de geração, o que é válido para efeito didático. Porém, na prática, é consenso que o regime de chuvas, ao qual a geração hidrelétrica é tão sensível, também influencia significativamente na safra de cana-de-açúcar, combustível responsável por mais de 60% da biomassa gerada no país. O hedge financeiro da combinação foi de R\$1,62 milhão, o que representa um ganho de 0,93% para o portfólio combinado.

A combinação da PCH_GER com a PCH_MRE, ao contrário dos demais casos, não mostra um perfil sazonal oposto. Contudo, o efeito positivo da combinação foi um total de R\$1,51 milhão, ou 0,84% em relação às receitas individuais. Tal fato pode ser explicado pela PCH_MRE manter sua energia alocada sempre próxima ou acima da garantia física devido à proteção fornecida pelo MRE, o que praticamente eliminou as exposições negativas no mercado de curto prazo para essa usina.

Figura 7-9 – Despacho usinas perfis complementares: PCH GER e BIO

Fonte: Confeção própria

Dessa forma, através da combinação, foi possível absorver os ganhos advindos da exposição ao Spot da PCH_GER, pois a PCH_MRE deu condições de que o percentual de garantia física alocado ao contrato fosse inferior a 100%, atendendo ao critério de risco do modelo.

O gráfico ilustrado na Figura 7- (PCH_MRE + PCH_GER) mostra que o critério de risco é atendido a partir de cerca de 73% de garantia alocada ao contrato para essa combinação. Entretanto, quando se chega a 80% de alocação ao contrato, as probabilidades de receita abaixo de 80% e de 85% caem para 3% e 15%, respectivamente, indicando um ganho significativo em termos de diminuição de risco ao qual o agente está exposto. A análise sob a ótica do risco, entretanto, será objeto de discussões na próxima etapa das simulações, onde é introduzido o CVaR ao modelo.

Fonte: Confeção própria

O último caso de análise da PCH_GER é com a fonte solar. O resultado é similar ao obtido com a combinação anterior, pois a usina solar possui um resultado positivo na maior parte do período de análise. Nesse caso, o ganho obtido foi de R\$1,1 milhão, ou 0,64%.

Da Figura 7-11 observa-se um comportamento distinto das curvas de risco de receitas abaixo o valor de referência em relação às demais combinações, onde o critério de risco superior é o fator que limita a otimização do resultado.

Figura 7-11 – Despacho usinas perfis complementares: PCH GER e SOL

Fonte: Confeção própria

Também foi observado hedge financeiro nas combinações da biomassa com a solar e da biomassa com a PCH_MRE, em valores totais de R\$0,28 milhão e de R\$0,37 milhão, respectivamente. Nota-se que o comportamento das curvas de receita abaixo da receita de referência da combinação BIO + PCH_MRE permite uma exposição maior ao mercado Spot, pois os critérios de risco são atendidos a um percentual de contratação de 70%, versus 73% no caso BIO + SOL.

- (iii) *Portfólio combinado quatro fontes com PCH_MRE e;*
- (iv) *Portfólio combinado quatro fontes com PCH_GER*

Em seguida, a simulação utilizou quatro usinas no portfólio, obtendo-se dois cenários distintos: EOL + BIO + SOL + PCH_MRE e EOL + BIO + SOL + **PCH_GER**. Ambas as combinações apresentaram hedge financeiro, embora aquela que utilizou a PCH_MRE tenha tido um valor bem menos expressivo do que a que utilizou a PCH_GER. Em termos percentuais, o ganho foi de 0,11% para a opção PCH_MRE e 0,57% para a opção PCH_GER.

Tabela 7-5 – Portfólio combinado quatro fontes – caso 1

Portfólio 4 fontes	Soma receitas individuais	Receita portfólio combinado	% GF Contratada	Hedge	Receita a <80%	Receita a <85%
PCH_MRE + EOL + BIO + SOL	R\$ 358.989.394,16	R\$ 359.395.244,99	71,85%	R\$ 405.850,82	10,00 %	18,72 %
PCH_GER + EOL + BIO + SOL	R\$ 350.307.993,50	R\$ 352.298.666,42	74,08%	R\$ 1.990.672,92	10,00 %	19,74 %

A seguir, o comportamento da receita em relação ao percentual alocado ao contrato.

Figura 7-12 – Receita e risco versus contratação – Portfólio combinado 4 fontes

Fonte: Confeção própria

O portfólio que utiliza a PCH_MRE atinge os critérios de risco a um volume alocado ao contrato de 71,85%, enquanto que esse percentual é ligeiramente superior, de 74,08%, o que já era esperado, pois a PCH_GER apresenta um comportamento de risco muito mais elevado, o que acaba influenciando todo o portfólio, mesmo com outras três fontes com sinergismo no perfil de sazonalização.

(v) *Portfólio combinado cinco fontes*

Finalmente, quando as cinco fontes são combinadas, tem-se um ganho total de R\$2,0 milhões, o que equivale a 0,46% em relação às receitas individuais somadas.

Tabela 7-6 – Portfólio combinado cinco fontes – caso 1

Portfólio 5 fontes	Soma receitas individuais	Receita portfólio combinado	% GF Contratada	Hedge	Receita <80%	Receita <85%
PCH_MRE + EOL + BIO + SOL + PCH_GER	R\$ 444.084.203,85	R\$ 446.112.887,07	72,76%	R\$ 2.028.683,22	10,00%	19,10%

Apesar de em valores relativos o ganho não ser expressivo, a combinação mostrou-se favorável para mitigação dos riscos através da redução de probabilidade de receitas abaixo dos valores limite para diversos casos, em especial para aqueles onde a PCH_MRE está presente, sem prejudicar a condição desta. Adicionalmente, a combinação mostrou-se favorável à PCH_GER, que pôde usar o sinergismo para se proteger do efeito sazonal e das exposições ao Spot, como uma opção ao MRE.

Figura 7-13 – Receita e Risco versus Contratação: cinco usinas

Fonte: Confeção própria

Conforme mencionado no Capítulo 3.5.3, a permanência no MRE exige critérios mínimos de performance para as PCHs, as quais podem ser “expulsas” do mecanismo caso não atendam a tais critérios e, assim, fiquem expostas à variabilidade do PLD. Essa condição já é realidade para diversas PCHs, por isso, medidas alternativas ao MRE de mitigação de risco devem ser consideradas pelos agentes geradores, a fim de garantirem resultados positivos (vide ANEXO B).

(vi) *Eólica dados históricos*

Trabalhando com as séries históricas, é esperado que a sinergia entre as fontes, em especial a dos ventos e a hidráulica, fique mais evidente, pois a sazonalização dos perfis é analisada para cada uma das séries. Adicionalmente, esperam-se resultados pertinentes ao risco mais evidentes, dado que a média, usada no caso determinístico, mascara a ocorrência de cenários extremos.

Tabela 7-7 – Comparativo caso individual: otimizar receita

Individual	Receita Total	GF Contratada	Probabilidade receita<80%	Probabilidade receita<85%
EOL_determ	R\$ 88.263.107,14	74,34%	10,00%	18,59%
EOL_hist	R\$ 88.595.545,74	77,75%	9,74%	18,85%

Nesse primeiro comparativo, nota-se que para atender aos critérios de risco, a eólica com dados históricos (EOL_hist) precisou alocar uma quantidade maior de garantia física ao contrato, aproximadamente 3,5% a mais do que na eólica determinística (EOL_determ).

Recorrendo ao ilustrado na Figura 7-1, fica evidente que os quando são utilizados os dados históricos, o resultado do risco esperado é maior, por isso, uma forma de mitigar esse fato é diminuir a exposição ao Spot, conforme indicou o modelo com o resultado da simulação.

Em termos de receita, uma vez que o percentual contratado ótimo é diferente para cada caso, a comparação não pode ser feita por estar usando bases distintas. Ao alterar-se a base para 100% de garantia física alocada ao contrato, os resultados são conforme consta na Tabela 7-8.

Tais resultados deixam claro que quando se trabalha com a eólica histórica, os riscos associados são maiores, pois a probabilidade de receita abaixo dos limites superior e inferior é maior do que o da eólica determinística. Adicionalmente, a receita total esperada também diminui, indicando que os valores extremos de variabilidade da sazonalização não se anulam, podendo resultar em maiores perdas do que ganhos.

Tabela 7-8 – Comparativo caso individual: maior risco associado

Individual	Receita Total	GF Contratada	Probabilidade receita<80%	Probabilidade receita<85%
EOL_determ	R\$ 87.135.498,21	100,00%	3,08%	4,74%
EOL_hist	R\$ 86.674.625,79	100,00%	5,13%	8,72%

Comparando-se a Figura 7-6, do caso EOL_determ, com a Figura 7-14 a seguir, verifica-se que as linhas vermelha e laranja têm um comportamento mais próximo do limite da área viável no caso da EOL_hist.

A partir dos cenários onde duas fontes são combinadas, os resultados para a EOL_hist podem ser comparados à EOL_determ de acordo com as informações disponíveis na Tabela 7-9.

Figura 7-14 – Receita e Risco versus Contratação: EOL_hist

Fonte: Confeção própria

O percentual de alocação dos portfólios combinados que utilizam a EOL_hist, para todas as quatro combinações, é maior do que para as combinações que utilizaram a EOL_determ. Novamente, os resultados indicam que, para atender ao critério de risco, uma maior parcela da garantia física deve estar comprometida em contratos de longo prazo.

Tabela 7-9 – Comparativo: caso portfólio combinado duas fontes

Portfólio 2 fontes	Soma receita individual	Receita combinada	GF Contratada	Hedge	Hedge %	Receita <80%	Receita <85%
EOL_determ + BIO	R\$ 178.081.746,61	R\$ 178.070.639,89	75,22%	-	-	10,00%	18,59%
EOL_hist + BIO	R\$ 178.414.185,21	R\$ 178.517.442,68	76,33%	R\$ 103.257,47	0,06%	10,00%	19,49%
EOL_determ + PCH_MRE	R\$ 182.039.317,49	R\$ 182.064.542,30	70,83%	R\$ 25.224,81	0,01%	10,00%	17,44%
EOL_hist + PCH_MRE	R\$ 182.371.756,09	R\$ 182.619.120,27	71,67%	R\$ 247.364,18	0,14%	10,00%	17,05%
EOL_determ + PCH_GER	R\$ 173.357.916,83	R\$ 174.497.226,46	76,67%	R\$ 1.139.309,63	0,66%	10,00%	28,08%
EOL_hist + PCH_GER	R\$ 173.690.355,43	R\$ 174.859.626,75	80,55%	R\$ 1.169.271,32	0,67%	10,00%	22,95%
EOL_determ + SOL	R\$ 175.394.544,35	R\$ 175.402.364,98	73,46%	R\$ 7.820,64	0,00%	10,00%	20,13%
EOL_hist + SOL	R\$ 175.726.982,95	R\$ 175.915.346,85	74,85%	R\$ 188.363,91	0,11%	10,00%	20,90%

Na combinação com a PCH_GER, onde o sinergismo é mais evidenciado, caso 100% da garantia física fosse alocada ao contrato de longo prazo, os resultados seriam conforme consta na Tabela 7-10. Mais uma vez, para a EOL_hist, tanto a receita total foi inferior quanto a probabilidade de receitas abaixo dos limites foi superior quando comparado ao cenário EOL_determ.

Tabela 7-10 – Comparativo portfólio duas fontes: maior risco associado

Portfólio 2 fontes	Receita Total	GF Contratada	Probabilidade receita<80%	Probabilidade receita<85%
EOL_determ + PCH_GER	R\$ 172.230.307,90	100,00%	7,82%	10,51%
EOL_hist + PCH_GER	R\$ 172.128.091,40	100,00%	8,59%	11,79%

Para os cenários com quatro fontes e para todas as usinas combinadas, mais uma vez o modelo alocou mais garantia física ao contrato de longo prazo para cenários com a EOL_hist.

Tabela 7-11 – Comparativo portfólios combinados

Portfólio 4 fontes	Soma receita individual	Receita portfólio combinado	GF Contratada	Hedge
PCH_MRE + BIO + SOL + EOL_determ	R\$ 358.989.394,16	R\$ 359.395.244,99	71,85%	R\$ 405.850,82
PCH_MRE + BIO + SOL+ EOL_hist	R\$ 359.321.832,76	R\$ 359.911.946,92	72,37%	R\$ 590.114,16
PCH_GER + BIO + SOL + EOL_determ	R\$ 350.307.993,50	R\$ 352.298.666,42	74,08%	R\$ 1.990.672,92
PCH_GER + BIO + SOL + EOL_hist	R\$ 350.640.432,11	R\$ 352.885.415,61	74,20%	R\$ 2.244.983,51
Portfólio 5 fontes	Soma receita individual	Receita portfólio combinado	GF Contratada	Hedge
PCH_MRE + EOL_determ + BIO + SOL + PCH_GER	R\$ 444.084.203,85	R\$ 446.112.887,07	72,76%	R\$ 2.028.683,22
PCH_MRE + EOL_hist + BIO + SOL + PCH_GER	R\$ 444.416.642,45	R\$ 446.643.888,42	73,23%	R\$ 2.227.245,97

(vii) *Comparação dos resultados com a eólica sob o critério de P90 e a PCH dentro e fora do MRE*

Partindo dos mesmos dados históricos, porém para um critério de garantia física da eólica baseado no P90, as simulações foram refeitas para os portfólios combinados com a PCH_MRE e PCH_GER, para o preço menor que o PLD médio.

Tabela 7-12 – Comparativo EOL P50 x P90

Individual	GF	Receita Total	GF Contratada	Probabilidade receita<80%	Probabilidade receita<85%
EOL_P50	9,27	R\$ 86.674.625	100%	5,13%	8,72%
EOL_P90	2,43	R\$86.297.604	100%	0%	0%

A Tabela 7-13 mostra o percentual ideal de contratação para ambos os casos de EOL, considerando P50 e P90, para um portfólio combinado PCH_GER e PCH_MRE.

Tabela 7-13 – Portfólio EOL P50 x P90 com PCH_MRE e PCH_GER

Portfólio 2 fontes	Receita Total	GF Contratada	Probabilidade receita<80%	Probabilidade receita<85%
EOL_P50 + PCH_MRE	R\$ 182.312.002	71,73%	10,00%	17,05%
EOL_P90 + PCH_MRE	R\$ 181.891.869	55,03%	10,00%	12,31%
EOL_P50 + PCH_GER	R\$ 174.544.113	80,66%	10,00%	22,95%
EOL_P90 + PCH_GER	R\$174.863.664	60,85%	10,00%	13,46%

Os resultados demonstram claramente que quando é utilizado o critério de P90, o benefício obtido da combinação é muito mais evidente em termos de risco, pois uma parcela muito maior pode ser deixada descontratada, mantendo-se os níveis de risco dentro dos limites estabelecidos e com variações muito pequenas em termos de receita.

O critério de P90, portanto, apesar de diminuir a garantia física disponível de empreendimentos eólicos, é benéfico do ponto de vista de melhor aproveitamento da complementaridade, pois aumenta o hedge de um portfólio combinado. Não obstante, é importante observar que do ponto de vista de Receita Total do Portfólio, nem sempre ocorre uma melhoria quando se adota o critério de GF P90 para as eólicas, pois na prática se está introduzindo uma restrição no problema de maximização de receita, posto que se introduz um limitante mais severo para a energia que pode ser negociada em Contrato.

A vantagem em Receita seria evidente para o empreendedor da PCH se fosse considerada uma associação entre PCH e Eólica, mantendo-se a individualidade empresarial, porém considerando-se que o resultado (em MWh produzido pelo Portfólio) fosse rateado proporcionalmente ao valor da GF de cada empreendimento (uma espécie de MRE Hidro-eólico).

7.1.3.2 Valor do contrato maior que PLD médio

Tabela 7-14 – Configuração das usinas – caso 2

Preço do contrato: R\$117/MWh		Receita de Referência: R\$ 9.510.868,97	
Limite receita abaixo de 90% da nominal: 10%		Limite receita abaixo de 95% da nominal: 15%	
Usina	Potência (MW)	GF (MWméd)	Perfil
EOL	R\$ 25,75	R\$ 9,27	Ceará determinístico
BIO	R\$ 15,89	R\$ 9,27	Sudeste determinístico
PCH_MRE	R\$ 14,44	R\$ 9,27	MRE histórico
PCH_GER	R\$ 19,00	R\$ 9,27	Geração histórica
SOL	R\$ 52,57	R\$ 9,27	Sudeste determinístico

(i) Perfis individuais

A receita esperada e o risco atrelado para o percentual de alocação ao contrato ótimo obtido com as simulações são indicados na Tabela 7-14. A receita de referência anual é a mesma para todas as usinas, em um total de R\$9.510.868,97. Esse valor é a média anual de receita advinda da valoração da Garantia Física Disponível ao preço do contrato, por todo período do contrato, considerando anos bissextos.

$$PV \times GF \times horas_{ano} = 117 \times 9,27 \times 8767 = 9.510.868,97$$

Para a PCH_GER, o menor risco encontrado para esse caso não respeita os critérios para a probabilidade de receita abaixo de 90% e de 95% do valor de referência. A usina BIO também não atende ao critério de risco imposto.

Optou-se por um critério de risco mais restritivo, tanto em termos de limites superior e inferior, quanto em termos de aceitação de receitas abaixo desse valor pelo fato de o valor do contrato ser maior do que a média do PLD. Essa operação represente uma característica mais conservadora de propensão ao risco, portanto a expectativa de perda de receita deve ser menor e os critérios podem ser mais restritivos.

Tabela 7-15 – Resultados análises individuais – caso 2

Usina individual	Receita Total	GF Contratada	Probabilidade receita abaixo de 90%	Probabilidade receita abaixo de 95%
EOL	R\$ 96.182.272,05	100,00%	5,90%	10,77%
BIO	R\$ 97.912.348,28	100,00%	10,00%	17,56%
PCH_MRE	R\$ 101.361.914,88	100,00%	5,90%	6,79%
PCH_GER	R\$ 94.849.587,28	100,00%	26,41%	36,54%
SOL	R\$ 95.103.792,09	100,00%	0,00%	0,26%

A seguir, são apresentados os gráficos resultantes das simulações individuais.

Figura 7-15 – Receita e Risco versus Contratação – perfis individuais

Fonte: Confeção própria

Assim como no Caso 1, o padrão de cores foi mantido: a área alaranjada na parte de baixo dos gráficos indica o limite inferior e a área avermelhada acima da área alaranjada indica o limite superior.

O problema tem solução enquanto alinha vermelha de probabilidade de receita abaixo de 95% estiver dentro da área avermelhada e enquanto a linha laranja da probabilidade de receita abaixo de 90% estiver dentro da área alaranjada.

Ao contrário do caso anterior, onde o preço do contrato era inferior à média dos PLDs esperados, nessa etapa da Simulação I, o preço do contrato é maior, o que faz com que a resposta ótima do problema esteja à direita da área onde os critérios de risco são atendidos, pois a curva da receita esperada é crescente.

A usina PCH_MRE atinge a área de atendimento aos critérios de risco por volta de 90% de contratação, enquanto que as usinas eólica e solar atingem essa área em torno de 95% de contratação, e permanecem dentro da área viável até os 100% de contratação. Conforme mencionado, a resposta ótima estará à direita da área possível, por isso, nesses casos, a garantia física foi totalmente alocada ao contrato de longo prazo para maximização da receita.

As usinas PCH_GER e biomassa não atendem ao critério de risco para nenhum valor de alocação ao contrato, por isso não são viáveis quando analisadas isoladamente. Para efeito de hedge na etapa seguinte dos portfólios combinados, considerar-se-á como melhor resposta de alocação de garantia física para essas usinas aquela que apresentar o menor risco. De acordo com a Figura 7-15, em todos os casos, exceto PCH GER, é possível notar que as curvas vermelha e laranja chegam mais próximas da área viável com 100% de contratação.

(ii) *Portfólio combinado duas a duas*

As usinas foram então tomadas duas a duas para aferição da complementaridade. A Tabela 7-16 mostra um resumo dos resultados obtidos dessas combinações. Uma vez que todos os resultados atingiram o ótimo com 100% de contratação, o hedge financeiro não pode ser medido através de ganho de receita advindo da combinação das duas fontes.

Tabela 7-16 – Portfólio combinado duas fontes – caso 2

Portfólio 2 fontes	Receitas individuais somadas	Receita portfólio combinado	% GF Contrata da	Hedge	Receita <90%	Receita <95%
EOL + BIO	R\$ 194.094.620,33	R\$ 194.094.620,33	100,00%	-	7,18%	11,67%
EOL + PCH_MRE	R\$ 197.544.186,92	R\$ 197.544.186,92	100,00%	-	5,38%	6,03%
EOL + PCH_GER	R\$ 191.031.859,32	R\$ 191.031.859,32	100,00%	-	16,28%	22,69%
EOL + SOL	R\$ 191.286.064,13	R\$ 191.286.064,13	100,00%	-	2,56%	6,41%
BIO + PCH_MRE	R\$ 199.274.263,16	R\$ 199.274.263,16	100,00%	-	5,26%	7,05%
BIO + PCH_GER	R\$ 192.761.935,56	R\$ 192.761.935,56	100,00%	-	13,97%	21,28%
BIO + SOL	R\$ 193.016.140,37	R\$ 193.016.140,37	100,00%	-	3,59%	9,49%
PCH_MRE + PCH_GER	R\$ 196.211.502,16	R\$ 196.211.502,16	100,00%	-	11,41%	23,21%
PCH_MRE + SOL	R\$ 196.465.706,97	R\$ 196.465.706,97	100,00%	-	3,08%	5,00%
PCH_GER + SOL	R\$ 189.953.379,37	R\$ 189.953.379,37	100,00%	-	17,44%	26,54%

Adicionalmente, em todos os casos onde a PCH_GER foi combinada com uma das outras quatro usinas, os resultados em termos de risco foram piores, indicando que tais combinações, para cenários de preço de contrato maiores que o PLD médio esperado, não são viáveis.

Entretanto, para a biomassa, as combinações com a PCH_MRE, solar e eólica tornaram essa fonte viável, pois os critérios de risco foram atendidos. Dessa forma, caso seja assumido que as receitas individuais somente possam ser consideradas quando atendidos os critérios de risco, a o ganho real seria conforme Tabela 7-17.

Tabela 7-17 – Portfólio combinado duas fontes – caso 2_a

Portfólio 2 fontes	Receitas individuais somadas	Receita portfólio combinado	% GF Contrata da	Hedge	Receita <90%	Receita <95%
EOL + BIO	R\$ 96.182.272,05	R\$ 194.094.620,33	100,00%	R\$ 97.912.348,28	7,18%	11,67%
EOL + PCH_MRE	R\$ 197.544.186,92	R\$ 197.544.186,92	100,00%	-	5,38%	6,03%
EOL + PCH_GER	R\$ 96.182.272,05	R\$ 0,00	100,00%	-	16,28%	22,69%
EOL + SOL	R\$ 191.286.064,13	R\$ 191.286.064,13	100,00%	-	2,56%	6,41%
BIO + PCH_MRE	R\$ 101.361.914,88	R\$ 199.274.263,16	100,00%	R\$ 97.912.348,28	5,26%	7,05%
BIO + PCH_GER	R\$ 0,00	R\$ 0,00	100,00%	-	13,97%	21,28%
BIO + SOL	R\$ 95.103.792,09	R\$ 193.016.140,37	100,00%	R\$ 97.912.348,28	3,59%	9,49%
PCH_MRE + PCH_GER	R\$ 101.361.914,88	R\$ 0,00	100,00%	-	11,41%	23,21%
PCH_MRE + SOL	R\$ 196.465.706,97	R\$ 196.465.706,97	100,00%	-	3,08%	5,00%
PCH_GER + SOL	R\$ 95.103.792,09	R\$ 0,00	100,00%	-	17,44%	26,54%

Fica claro que em todos os portfólios que possuem a PCH_GER, as linhas vermelhas e laranja não entram na área onde os limites são atendidos, indicando que tais combinações não apresentam resultados viáveis.

Figura 7-16 – Receita e Risco versus Contratação – Portfólio 2 fontes

Fonte: Confeção própria

- (iii) *Portfólio combinado quatro fontes com PCH_MRE e;*
- (iv) *Portfólio combinado quatro fontes com PCH_GER*

Em seguida, a simulação utilizou quatro usinas no portfólio, obtendo-se dois cenários distintos: EOL + BIO + SOL + PCH_MRE e EOL + BIO + SOL + PCH_GER.

Tabela 7-18 – Portfólio combinado quatro fontes – caso 2

Portfólio 4 fontes	Soma receita individual	Receita portfólio combinado	% GF Contratada	Hedge	Receita<90%	Receita<95%
PCH_MRE + EOL + BIO + SOL	R\$ 390.560.327,29	R\$ 390.560.327,29	100,00%	-	4,49%	6,41%
PCH_GER + EOL + BIO + SOL	R\$ 384.047.999,69	R\$ 384.047.999,69	100,00%	-	7,44%	13,59%

Os resultados das combinações de quatro fontes são muito relevantes em termos de viabilização do portfólio, dado o atendimento aos critérios de risco.

Mesmo no caso onde duas das quatro fontes não atendem sozinhas aos critérios de risco (PCH_GER+EOL+BIO+SOL), a combinação resultou em um portfólio viável, ressaltando a importância que o sinergismo entre as fontes pode trazer tanto em termos de receita, mas especialmente em diminuição de risco.

Da mesma forma como feito na Tabela 7-17, caso a receita das usinas que não atenderam aos critérios de risco não sejam consideradas, os ganhos financeiros são bastante expressivos, conforme resultados da Tabela 7-19.

Tabela 7-19 – Portfólio combinado quatro fontes – caso 2_a

Portfólio 4 fontes	Receita individual somada	Receita portfólio combinado	GF Contratada	Hedge	Hedge %	Receita a <90%	Receita a <95%
PCH_MRE + EOL + BIO + SOL	R\$ 292.647.979,01	R\$ 390.560.327,29	100,00%	R\$ 97.912.348,28	33,46%	4,49%	6,41%
PCH_GER + EOL + BIO + SOL	R\$ 191.286.064,13	R\$ 384.047.999,69	100,00%	R\$ 192.761.935,56	100,77 %	7,44%	13,59 %

A seguir, o comportamento das curvas de receita e de risco para portfólio combinado em quatro fontes.

Figura 7-17 - Receita e Risco versus Contratação – Portfólio 4 fontes

Fonte: Confeção própria

(v) *Portfólio combinado cinco fontes*

Tabela 7-20 – Portfólio combinado cinco usinas – caso 2

Portfólio 5 fontes	Soma receita individual	Receita portfólio combinado	GF Contratada	Hedge	Receita <90%	Receita <95%
PCH_MRE + EOL + BIO + SOL + PCH_GER	R\$ 485.409.914,57	R\$ 485.409.914,57	100%	-	4,10%	8,97%

Da mesma forma como nas análises anteriores, quando as cinco fontes são combinadas e, considerando-se apenas as receitas individuais das usinas que sozinhas atendem aos limites de risco, o ganho representa mais de 65% sobre a receita total esperada.

Tabela 7-21 – Portfólio combinado cinco usinas – caso 2_a

Portfólio 5 fontes	Soma receita individual	Receita portfólio combinado	Hedge %	Receita <90%	Receita <95%
PCH_MRE + EOL + BIO + SOL + PCH_GER	R\$ 292.647.979,01	R\$ 485.409.914,57	65,87%	4,10%	8,97%

Este caso mostrou-se interessante do ponto de vista da viabilização de projetos que, isolados, não atenderam ao critério de risco. Para a PCH_GER, a viabilização

somente foi possível nos portfólios com quatro ou cinco fontes; já a biomassa, que isolada não atendeu aos critérios de risco, tornou-se viável a partir da combinação com mais uma fonte, à exceção da PCH_GER.

Figura 7-18 – Receita e Risco versus Contratação: cinco usinas

Fonte: Confeção própria

7.2 Análise e resultados da simulação II: incremento do modelo de complementaridade utilizando séries sintéticas critérios de risco medido através do CVaR

O objetivo da Simulação II é analisar de forma aprofundada a relação de complementaridade que existe entre a fonte hidráulica e a fonte eólica, em diferentes perfis e proporções. Para isso, considerou-se uma PCH no MRE e quatro parques eólicos cujo perfil de geração é distinto por se tratarem de localidades diferentes. A PCH é combinada com cada uma das eólicas individualmente e em diferentes proporções: portfólio balanceado em garantia física e em potência e, para cada combinação analisou-se a receita total esperada e o risco associado, medido através do CVaR. Finalmente, sobre aquele portfólio que apresentou a melhor combinação, foi feita uma sensibilidade ao risco, variando-se o valor do CVaR limite para discussão dos impactos dessa variação sobre a receita total esperada.

7.2.1 Configurações iniciais e premissas

Para alguns blocos ou planilhas que compõem o modelo, determinadas premissas e configurações iniciais foram estabelecidas, de acordo com informações a seguir.

Essas planilhas podem ser chamadas de planilhas base, pois a partir delas e das premissas adotadas é que os demais cálculos para otimização do problema puderam ser desenvolvidos.

7.2.1.1 Usinas

As usinas disponíveis para simulação nessa etapa são uma PCH que está no MRE (PCH_MRE) e quatro usinas eólicas que seguem os perfis de geração estabelecidos conforme descrito no Capítulo 6.3.1.1, para as seguintes regiões: CE(1), RN(4), BA(5) e RS(12), conforme indicado na Figura 7-19. O comportamento das curvas de sazonalização de cada uma das cinco usinas está descrito de (i) a (v).

Figura 7-19 – Representação estocástica das usinas eólicas no modelo de médio prazo

Fonte: Estudo do Impacto da Participação das Usinas Eólicas Ideais no MRE, APINE (2013)

i. PCH MRE

A usina que representa a PCH possui a mesma configuração para todas as simulações e seu perfil de geração segue o fator MRE, obtido da expectativa de geração de todas as hidrelétricas pertencentes ao mecanismo para o período de análise. Considerou-se um fator de capacidade de 64,21% e a potência instalada variou de forma que, na primeira etapa, as usinas tivessem a mesma garantia física e, em seguida, a mesma potência.

ii. Eólicas

O comportamento das eólicas é analisado para usinas balanceadas em potência instalada (30MW) nos gráficos a seguir. A Figura 7-20 ilustra o comportamento das curvas das eólicas em relação à garantia física, em termos percentuais. Nota-se um comportamento de geração mais bem definido na eólica BA. As usinas com perfis RN e CE são semelhantes, com períodos bem definidos, porém, menos acentuados do que a usina da BA. A usina perfil RS é a que apresentou um perfil menos distinto para os períodos de alta e de baixa geração, mas o comportamento da curva não se mostrou oposto das demais, sendo até coincidente com as eólicas RN e CE, em especial nos meses do segundo semestre.

Figura 7-20 – Perfil de geração usinas eólicas por região estudada

Fonte: Confeção própria

7.2.1.2 CMO e PLD

Como base para obtenção do CMO, utilizou-se o Deck do Newave versão 17 de janeiro de 2013, com as seguintes condições iniciais de armazenamento dos reservatórios equivalentes: Sudeste: 28,86%, Sul 36,50%, Norte 41,21% e Nordeste 32,17%, de dezembro de 2012. Conforme descrito no Capítulo 6.3, tais dados foram utilizados como entrada para o programa Smera. Diferentemente do Newave v17, o Smera não trabalha com a Curva de Aversão ao Risco (CAR) como restrição, mas com o CVaR acoplado ao modelo. Foram necessárias adequações em relação à representação das fontes renováveis (ou “pequenas usinas”, conforme denominação

do ONS) no modelo, para que as eólicas pudessem ser simuladas isoladamente e de forma estocástica. Adicionalmente, foram feitas algumas considerações naquilo que concerne ao cronograma de entrada e energia das pequenas usinas, além de ajustes no balanço energético a partir de 2018.

O período total dessa etapa das simulações foi de cinco anos, compreendido entre os anos de 2013 e 2018. Da mesma forma como na etapa anterior, foram adicionados períodos estáticos iniciais e finais ao modelo para retirar a memória dos dados de afluência e estabilizar os custos futuros do modelo. Nas simulações foi utilizado apenas o CMO do sudeste, ponderado por valores máximo e mínimo para obtenção do PLD. O valor do PLD médio para o período de estudo é de R\$157,40/MWh, enquanto que o CMO médio ficou em 176,61/MWh.

Para efeito de sensibilidade, será considerada uma condição de partida menos favorável para extração do valor médio de PLD e os resultados serão comparados com aqueles obtidos na simulação original. Essa nova condição de partida irá considerar o PMO de janeiro de 2014, cuja situação hidrológica e nível de reservatórios estão mais estressados, além do fato de o modelo já ter o CVaR implementado como metodologia de aversão ao risco, o que naturalmente torna os resultados de CMO mais sensíveis às condições iniciais.

7.2.1.3 Mecanismo de Realocação de Energia

Assim como os valores de CMO, os dados da curva do MRE também foram extraídos da mesma base de dados, para simulação com séries sintéticas de ENA. O período de estudo em questão é de 5 anos, de janeiro de 2013 a dezembro de 2017.

Conforme descrito no Capítulo 5.2.1.3, a curva do MRE é obtida através da divisão da expectativa de geração futura pela garantia física disponível em cada período do horizonte de estudo.

Figura 7-21 – Perfil de geração MRE conforme PDE 2021 - criticado

Fonte: Confeção própria

Diferentemente do cenário apresentado na Simulação I, o perfil de geração hidrelétrica para este cenário é menos favorável, indicando períodos de GSF, identificado no gráfico ilustrado na Figura 7-21 pela ocorrência de fator MRE (linha vermelha) abaixo de 100% da garantia física (linha azul).

7.2.1.4 Contrato

As simulações foram feitas considerando dois cenários distintos de preço de contrato. Dado que o PLD médio do período de análise resultou em R\$157,40/MWh, o primeiro cenário considera um preço de R\$120,00/MWh enquanto que o segundo considera um preço de R\$165,00/MWh. O contrato possui perfil de sazonalização flat para todos os cenários e os preços adotados não variam ao longo da análise.

7.2.1.5 Value at Risk (VaR) e Conditional Value at Risk (CVaR)

Essa etapa das simulações analisa o risco através da medida do CVAR associado a cada portfólio. O modelo foi calibrado para otimizar o CVAR, com um valor limite mínimo de 70% da Receita de Referência, enquanto que o VAR limite calibrado foi de 80%. O risco assumido de valores fora dessa faixa foi de 5%.

As simulações foram realizadas com dois cenários distintos de preço de contrato de venda, um acima e outro abaixo do PLD médio do período de análise. Dessa forma, para o primeiro cenário de preço abaixo do PLD, em valor igual a R\$120/MWh, a

receita de referência anual equivale ao total de garantia física disponível multiplicado pelo número de horas do ano, multiplicado pelo preço de venda. No caso balanceado em garantia física, para portfólio composto pela PCH e uma Eólica, ambas com 15 MWmed, o valor da receita de referência anual equivale a:

$$\text{Receita de Referência} = PV \times GF \times \text{horas}_{\text{ano}} = 120 \times 30 \times 8760 = R\$31.536.000$$

Dadas as configurações adotadas, para esse valor de receita de referência, o VAR equivale a R\$25.228.800, com um risco de 5% dos valores estarem abaixo desse limite mínimo. Dado que o modelo trabalha com 2000 séries sintéticas, isso significa que é assumido que o resultado poderá convergir se até 100 séries apresentarem valores abaixo do limite mínimo. Já o CVAR, que equivale à média dos valores que estão abaixo do limite do VAR, para esse mesmo cenário, teria um valor limite mínimo de R\$22.075.200.

Os valores de receita de referência, VAR e CVAR variam com cada etapa da simulação, de acordo com a garantia física e a potência de cada empreendimento, bem como preço adotado. Por essa razão, os gráficos e os resultados foram dados em valores percentuais de receita de referência e de VAR e CVAR limite, para que todas as combinações possam ser comparadas em uma mesma base.

7.2.2 Estrutura das simulações

Os resultados das simulações serão apresentados para os casos balanceados em garantia física e em potência, seguindo a seguinte ordem:

- i. Perfis individuais e receita esperada e CVaR versus percentual de alocação ao contrato;
- ii. Análise do portfólio combinado da PCH_MRE com cada uma das quatro eólicas em termos de receita esperada e CVaR;

- iii. Comparação dos resultados e identificação daquele que apresentou melhor hedge para preço do contrato menor que o PLD médio;
- iv. Comparação dos resultados e identificação daquele que apresentou melhor hedge para preço do contrato maior que o PLD médio;
- v. Análise de sensibilidade ao risco;
- vi. Comparação dos resultados para PLD esperado conforme configuração do deck do Newave em janeiro de 2014.

7.2.3 Resultados e discussões

Os resultados serão apresentados para os portfólios balanceados em garantia física, para os dois preços de contrato e, em seguida, balanceados em potência, também para ambos os preços.

7.2.3.1 Usinas balanceadas em garantia física

Tabela 7-22 – Configuração das usinas – simulação 2

Preço do contrato 1: R\$120/MWh		Preço do contrato 2: R\$165/MWh	
VaR limite: 80% Risco: 5%		CVaR limite: 70% Risco: 5%	
Usina	Potência (MW)	GF (MWméd)	Perfil
PCH_MRE	23,36	15,00	MRE estocástico
EOL_CE	30,15	15,00	Ceará estocástico
EOL_RN	35,92	15,00	Rio Gde. do Norte estocástico
EOL_BA	44,00	15,00	Bahia estocástico
EOL_RS	46,31	15,00	Rio Gde. do Sul estocástico

(i) Análise dos perfis individuais

Nesse momento, as usinas foram analisadas individualmente mediante os critérios de risco calibrados no modelo. As simulações já consideraram os dois cenários de preços de contrato de venda para cada uma das usinas.

Figura 7-22 – Curva de receita usinas individuais

Fonte: Confeção própria

Dessa forma, para preço abaixo do PLD médio esperado, a curva de receita é decrescente em relação ao incremento do montante contratado. Para preço acima do PLD médio, a curva tem um comportamento crescente suave à medida que o percentual contratado aumenta.

(ii) Análise portfólio combinado

A seguir, a PCH foi combinada com cada uma das eólicas de diferentes perfis, para ambos os cenários de preço.

Figura 7-23 – Curva de receita portfólio 2 fontes

Fonte: Confeção própria

(iii) Comparação dos resultados: PPA menor que PLD_médio

Tabela 7-23 – Resultados usinas individuais PPA < PLD_méd

Receita de Referência: R\$ 15.768.000,00		VAR limite: R\$ 12.614.400,00		CVAR limite: R\$ 11.037.600,00	
Usina	GF Contratada	Receita Anual Bruta	VAR	CVAR	
PCH MRE	76,38%	102,54%	80,39%	76,99%	
EOL CE	85,49%	121,32%	86,40%	79,96%	
EOL RN	92,67%	125,35%	93,71%	87,38%	
EOL BA	86,09%	127,48%	84,99%	76,56%	
EOL RS	100,00%	131,89%	102,00%	101,13%	

De acordo com os dados da Tabela 7-23, todas as usinas atenderam aos critérios de VAR e CVAR limite individualmente.

Neste caso, a identificação do hedge é dada pelo ganho do CVAR do portfólio combinado em relação aos resultados individuais somados. Quanto maior o CVAR, mais próximos da receita média estarão os valores esperados de receita da simulação, minimizando os riscos de perda de receita.

Tabela 7-24 – Resultados portfólios combinados PPA < PLD_méd

Receita de Referência: R\$ 31.536.000,00		VAR limite: R\$ 25.228.800,00		CVAR limite: R\$ 22.075.200,00	
Combinações	GF Contratada	Receita Anual Bruta	CVAR (portfólio combinado)	CVAR (soma individual)	Hedge CVAR
PCH MRE + EOL CE	91,74%	108,57%	90,55%	78,47%	15,39%
PCH MRE + EOL RN	94,69%	110,79%	93,58%	82,19%	13,86%
PCH MRE + EOL BA	92,00%	111,67%	89,04%	76,78%	15,97%
PCH MRE + EOL RS	98,23%	114,10%	97,69%	89,06%	9,69%

Identifica-se através dos resultados da Tabela 7-24 que, ao otimizar-se o CVAR para portfólios combinados, os ganhos são expressivos para todos os casos, chegando a quase 16% para o portfólio com a eólica perfil BA, o que equivale a um valor bruto de R\$3,9 milhões ao ano.

(iv) Comparação dos resultados: PPA maior que PLD_médio

Tabela 7-25 – Resultados usinas individuais PPA > PLD_méd

Receita de Referência: R\$ 21.681.000,00		VAR limite: R\$ 17.344.800,00		CVAR limite: R\$ 15.176.700,00	
Usina	GF Contratada	Receita Anual Bruta	VAR	CVAR	
PCH MRE	78,27%	95,51%	80,97%	77,14%	
EOL CE	89,84%	111,77%	88,42%	82,07%	
EOL RN	96,52%	116,63%	95,60%	89,41%	
EOL BA	92,00%	116,48%	88,09%	80,00%	
EOL RS	100,00%	123,21%	101,47%	100,84%	

Novamente, todas as usinas atenderam aos critérios de VAR e CVAR limite individualmente.

Em comparação ao cenário de preço menor que o PLD médio, o volume alocado ao PPA foi maior para valores de CVAR maximizado. Isso explica-se pelo comportamento da curva de receita crescente em relação ao percentual contratado.

Tabela 7-26 – Resultados portfólios combinados PPA > PLD_méd

Receita de Referência: R\$ 43.362.000,00		VAR limite: R\$ 34.689.600,00		CVAR limite: R\$ 30.353.400,00	
Combinações	GF Contratada	Receita Anual Bruta	CVAR (portfólio combinado)	CVAR (soma individual)	Hedge CVAR
PCH MRE + EOL CE	92,92%	104,05%	91,05%	79,60%	14,38%
PCH MRE + EOL RN	96,00%	106,47%	94,05%	83,28%	12,94%
PCH MRE + EOL BA	94,20%	106,42%	90,19%	78,57%	14,79%
PCH MRE + EOL RS	100,00%	109,87%	97,95%	88,99%	10,08%

Houve hedge em termos de maximização do CVAR para todas as combinações, com o maior resultado encontrando-se no portfólio PCH e EOL BA, com quase 15% de ganho em relação à soma individual, o que equivale a mais de R\$5,0 milhões sobre a receita anual bruta.

Em termos de receita, há redução no valor bruto porque a PCH, quando combinada a uma eólica, permite que o percentual descontratado seja maior, aumentando sua exposição no MCP e, como o preço do contrato é inferior à média do PLD do período

de estudo, a receita cai. Entretanto, o risco quando há combinação também cai significativamente, mostrando que há hedge em termos de mitigação de perda de receita.

(v) Sensibilidade ao risco

Para analisar o comportamento da receita em relação ao CVAR, variou-se o limite mínimo a partir de 60% até o maior valor onde foi possível a convergência dos resultados. O portfólio utilizado foi aquele que apresentou os melhores resultados para ambas as simulações de preço: PCH + EOL_BA. Os resultados em valores absolutos e em percentual da receita de referência encontram-se na Tabela 7-27.

Tabela 7-27 – Sensibilidade ao risco: PPA < PLD_médio

CVaR lim (%)	Receita max (%)	Ótimo contratado	Receita max	CVaR
60%	123,75%	53%	R\$ 39.025.131,78	R\$ 23.415.079,07
62%	123,04%	55%	R\$ 38.802.317,69	R\$ 24.057.436,97
64%	122,33%	58%	R\$ 38.579.305,05	R\$ 24.690.755,23
66%	121,62%	60%	R\$ 38.355.483,55	R\$ 25.314.619,14
68%	120,91%	62%	R\$ 38.131.203,41	R\$ 25.929.218,32
70%	120,20%	65%	R\$ 37.905.788,28	R\$ 26.534.051,79
72%	119,48%	67%	R\$ 37.679.296,52	R\$ 27.129.093,50
74%	118,76%	69%	R\$ 37.451.056,58	R\$ 27.713.781,87
76%	118,03%	72%	R\$ 37.220.850,66	R\$ 28.287.846,50
78%	117,29%	74%	R\$ 36.989.605,75	R\$ 28.851.892,48
80%	116,55%	76%	R\$ 36.754.526,40	R\$ 29.403.621,12
82%	115,78%	79%	R\$ 36.512.380,80	R\$ 29.940.152,26
84%	114,97%	81%	R\$ 36.256.939,20	R\$ 30.455.828,93
86%	114,11%	84%	R\$ 35.985.729,60	R\$ 30.947.727,46
88%	112,95%	88%	R\$ 35.619.912,00	R\$ 31.345.522,56
89%	112,29%	90%	R\$ 35.411.774,40	R\$ 31.445.655,67
89%	111,67%	92%	R\$ 35.216.251,20	R\$ 31.342.463,57
89%	111,05%	94%	R\$ 35.020.728,00	R\$ 31.063.385,74
88%	110,43%	96%	R\$ 34.825.204,80	R\$ 30.541.704,61
86%	109,81%	98%	R\$ 34.629.681,60	R\$ 29.643.007,45
83%	109,19%	100%	R\$ 34.434.158,40	R\$ 28.442.614,84

Para atender ao critério de CVAR, conforme o valor limite aumenta, o percentual alocado ao contrato também aumenta (linha vermelha), levando a uma diminuição na receita anual esperada (bloco azul), pois o valor do contrato é menor do que o PLD médio e, com isso, diminui-se a receita advinda da exposição ao Spot.

O CVaR, após atingir o máximo valor, o que ocorre em torno de 92% da garantia física contratada, apresenta uma inflexão e começa a diminuir, indicando que a partir desse ponto a alocação de energia em contrato de longo prazo aumenta o risco associado ao portfólio, pois não captura os benefícios que a negociação no MCP pode trazer.

Figura 7-24 – Sensibilidade ao risco: variação do CVAR para PPA < PLD_méd

Fonte: Confeção própria

O mesmo tipo de sensibilidade foi feito para o caso onde o PPA era maior do que o PLD médio. A principal diferença está no comportamento da receita, que aumenta conforme o percentual de garantia física alocada ao contrato também aumenta. A variação da receita, entretanto, é menos expressiva nesse caso do que naquele, indicando menor sensibilidade à variação do CVAR.

Novamente é possível notar que existe um ponto a partir do qual a maior contratação não traz benefícios em termos de aversão ao risco para o portfólio. O CVaR é maximizado em torno de 94% de garantia física alocada ao contrato e apresenta um perfil de queda a partir desse valor. Apesar de o valor da receita esperada aumentar conforme é aumentado o percentual alocado ao contrato, isso não garante maior

proteção à perda de receita a partir dos 94% contratados, pois a parcela descontratada que fica exposta ao PLD capta melhor o benefício financeiro, sem aumentar o risco.

Tabela 7-28 – Sensibilidade ao risco: PPA > PLD_médio

CVaR lim %	Receita max %	% Ótimo contratado	Receita max	CVaR
60%	104,58%	55%	R\$ 45.349.982,45	R\$ 27.209.989,47
62%	104,69%	57%	R\$ 45.394.779,08	R\$ 28.144.763,03
64%	104,79%	60%	R\$ 45.439.675,69	R\$ 29.081.392,44
66%	104,90%	62%	R\$ 45.484.645,35	R\$ 30.019.865,93
68%	105,00%	64%	R\$ 45.529.732,31	R\$ 30.960.217,97
70%	105,10%	66%	R\$ 45.574.997,02	R\$ 31.902.497,91
72%	105,21%	68%	R\$ 45.620.463,07	R\$ 32.846.733,41
74%	105,31%	71%	R\$ 45.666.204,52	R\$ 33.792.991,34
76%	105,42%	73%	R\$ 45.712.029,27	R\$ 34.741.142,24
78%	105,53%	75%	R\$ 45.758.166,37	R\$ 35.691.369,77
80%	105,63%	77%	R\$ 45.805.095,41	R\$ 36.644.076,33
82%	105,75%	80%	R\$ 45.855.315,00	R\$ 37.601.358,30
84%	105,86%	82%	R\$ 45.903.013,20	R\$ 38.558.531,09
86%	105,98%	85%	R\$ 45.955.047,60	R\$ 39.475.385,89
88%	106,13%	88%	R\$ 46.020.090,60	R\$ 40.497.679,73
90%	106,34%	92%	R\$ 46.111.150,80	R\$ 41.500.035,72
90%	106,41%	94%	R\$ 46.141.504,20	R\$ 41.619.636,79
90%	106,51%	96%	R\$ 46.184.866,20	R\$ 41.566.379,58
89%	106,60%	98%	R\$ 46.223.892,00	R\$ 41.139.263,88
87%	106,70%	100%	R\$ 46.267.254,00	R\$ 40.391.312,74

Figura 7-25 – Sensibilidade ao risco: variação do CVAR para PPA > PLD_méd

Fonte: Confeção própria

- (vi) Comparação dos resultados para o PLD esperado conforme configuração do deck do Newave em janeiro de 2014.

Identificar a sensibilidade dos resultados quando utilizada uma série sintética de preços mais “estressada” e cujo valor médio de preço é maior do que aquele utilizado como base das simulações realizadas ao longo deste Capítulo. Para efeito de aferição das diferenças, serão comparados os resultados dos portfólios com fontes tomadas duas a duas e, especificamente para a eólica, será utilizada aquela com dados históricos para garantia física com base no critério de P50.

Tabela 7-29 – Comparativo PDE 2011 x PMO jan/2014 para PPA < PLD_méd

PDE 2011					
Combinações	GF Contratada	Receita Anual Bruta	CVAR (portfólio combinado)	CVAR (soma individual)	Hedge CVAR
PCH MRE + EOL CE	91,74%	108,57%	90,55%	78,47%	15,39%
PCH MRE + EOL RN	94,69%	110,79%	93,58%	82,19%	13,86%
PCH MRE + EOL BA	92,00%	111,67%	89,04%	76,78%	15,97%
PCH MRE + EOL RS	98,23%	114,10%	97,69%	89,06%	9,69%
PMO jan/2014					
Combinações	GF Contratada	Receita Anual Bruta	CVAR (portfólio combinado)	CVAR (soma individual)	Hedge CVAR
PCH MRE + EOL CE	93,23%	112,04%	93,85%	81,57%	15,04%
PCH MRE + EOL RN	96,17%	114,15%	96,66%	85,19%	13,46%
PCH MRE + EOL BA	93,80%	115,18%	92,68%	79,83%	16,10%
PCH MRE + EOL RS	100,00%	116,70%	100,30%	91,24%	9,93%

Da comparação dos resultados, nota-se que não houve mudança significativa no comportamento dos resultados para os portfólios combinados. Nota-se um leve aumento no percentual alocado ao contrato, bem como um leve diminuição no hedge para as simulações que utilizaram o deck do PMO de janeiro de 2014. Isso indica que a situação atual com a qual o sistema tem trabalho apresenta uma condição mais estressante do ponto de vista de risco de exposição ao PLD, por isso o modelo sugeriu maior alocação ao contrato e indicou, mesmo assim, um resultado que foi pior do que no caso em que se utilizou o deck do PDE.

Tabela 7-30 – Comparativo PDE 2011 x PMO jan/2014 para PPA > PLD_méd

PDE 2011					
Combinações	GF Contratada	Receita Anual Bruta	CVAR (portfólio combinado)	CVAR (soma individual)	Hedge CVAR
PCH MRE + EOL CE	92,92%	104,05%	91,05%	79,60%	14,38%
PCH MRE + EOL RN	96,00%	106,47%	94,05%	83,28%	12,94%
PCH MRE + EOL BA	94,20%	106,42%	90,19%	78,57%	14,79%
PCH MRE + EOL RS	100,00%	109,87%	97,95%	88,99%	10,08%
PMO jan/2014					
Combinações	GF Contratada	Receita Anual Bruta	CVAR (portfólio combinado)	CVAR (soma individual)	Hedge CVAR
PCH MRE + EOL CE	94,42%	106,98%	93,85%	82,98%	13,09%
PCH MRE + EOL RN	97,29%	109,31%	96,69%	86,37%	11,96%
PCH MRE + EOL BA	96,49%	109,49%	93,39%	82,50%	13,20%
PCH MRE + EOL RS	100,00%	112,16%	100,24%	91,17%	9,95%

7.2.3.2 Usinas balanceadas em potência

Tabela 7-31 – Configuração das usinas – simulação 2

Preço do contrato 1: R\$120/MWh		Preço do contrato 2: R\$165/MWh	
VaR limite: 80%		CVaR limite: 70%	
Risco: 5%		Risco: 5%	
Usina	Potência (MW)	GF (MWméd)	Perfil
PCH_MRE	30,00	19,26	MRE estocástico
EOL_CE	30,00	14,93	Ceará estocástico
EOL_RN	30,00	12,53	Rio Gde. do Norte estocástico
EOL_BA	30,00	10,23	Bahia estocástico
EOL_RS	30,00	9,72	Rio Gde. do Sul estocástico

(i) Análise dos perfis individuais

Assim como no cenário balanceado em garantia física, as usinas foram simuladas em relação ao critério de CVAR individualmente, considerando os dois cenários de preços de contrato de venda. É possível notar um comportamento semelhante das curvas a valores distintos de PPA para uma mesma usina, porém, com maximização do CVAR acontecendo em percentuais de contratação menores para os casos com preço menor que PLD médio e em percentuais maiores de contratação para valor de contrato maior.

Adicionalmente, o valor da receita esperada versus o percentual contratado é muito mais expressivo no caso de preço menor, indicando que o efeito Spot tem grande influência nos resultados.

Figura 7-26 – Curva de receita perfis individuais para valores distintos de PPA

Fonte: Confeção própria

(ii) Análise portfólio combinado

Através da associação de duas fontes, uma hidráulica e outra eólica, é esperado um comportamento das curvas de VAR e CVAR mais próximos da linha de receita o que significa, em uma distribuição normal, que os resultados se concentram mais próximos à média do que no caso isolado.

Figura 7-27 – Curva de receita portfólio combinado

Fonte: Confecção própria

(iii) Comparação dos resultados: PPA menor que PLD_médio

A receita de referência está atrelada à garantia física de cada empreendimento e esta, por sua vez, difere para cada usina da simulação. Por isso, os valores absolutos são distintos para cada usina, porém, em valores percentuais, os resultados são iguais.

Tabela 7-32 – Resultados usinas individuais PPA < PLD_méd

Usina	GF Contratada	Receita Anual Bruta	VAR	CVAR
PCH MRE	76,38%	102,54%	80,39%	76,99%
EOL CE	85,49%	121,32%	86,40%	79,96%
EOL RN	92,67%	125,35%	93,71%	87,38%
EOL BA	86,09%	127,48%	84,99%	76,56%
EOL RS	100,00%	131,89%	102,00%	101,13%

Analisando-se o comportamento dos portfólios combinados balanceados em potência, houve hedge em termos de ganho de CVAR significativo, especialmente para os casos com as eólicas dos Estados do CE, RN e BA. Esse ganho foi ainda maior em relação à análise balanceada em garantia física. Para o portfólio com a eólica do RS, o hedge foi significativo, mas inferior às demais combinações. Isso pode ser explicado pelo perfil de geração dessa usina, o qual apresentou a menor sinergia com o perfil de geração da PCH em relação às demais usinas disponíveis no modelo de simulação.

Tabela 7-33 – Resultados portfólios combinados PPA < PLD_méd

Receita de Referência: R\$ 31.536.000,00		VAR limite: R\$ 25.228.800,00		CVAR limite: R\$ 22.075.200,00	
Combinações	GF Contratada	Receita Anual Bruta	CVAR (portfólio combinado)	CVAR (soma individual)	Hedge CVAR
PCH MRE + EOL CE	91,60%	107,25%	90,97%	78,29%	16,20%
PCH MRE + EOL RN	93,04%	108,35%	92,73%	81,09%	14,35%
PCH MRE + EOL BA	91,14%	107,65%	90,35%	76,84%	17,57%
PCH MRE + EOL RS	92,11%	109,96%	91,90%	85,09%	8,01%

(iv) Comparação dos resultados: PPA maior que PLD_médio

A garantia física alocada ao contrato foi um pouco superior para portfólios cujo preço de contrato foi maior do que o PLD médio. Assim como no caso balanceado em garantia física, isso explica-se pelo comportamento crescente da curva de contrato em relação ao percentual alocado ao contrato.

Tabela 7-34 – Resultados usinas individuais PPA > PLD_méd

Usina	GF Contratada	Receita Anual Bruta	VAR	CVAR
PCH MRE	78,50%	95,52%	81,17%	77,13%
EOL CE	89,84%	111,77%	88,42%	82,07%
EOL RN	96,50%	116,63%	95,61%	89,41%
EOL BA	91,50%	116,46%	87,95%	80,01%
EOL RS	100,00%	123,21%	101,47%	100,84%

Os resultados apresentados na Tabela 7-35 indicam que houve hedge sobre os resultados do CVAR, com menor ganho para o portfólio com a eólica do RS no valor de 8,26%, o que equivale a R\$2,9 milhões sobre uma receita de referência de R\$41,9 milhões. O portfólio combinado com a eólica BA foi o que apresentou o maior hedge, 16,16%, o que equivale a R\$5,4 milhões sobre uma receita de referência anual de R\$42,6 milhões.

Tabela 7-35 – Resultados portfólios combinados PPA > PLD_méd

Combinações	GF Contratada	Receita Anual Bruta	CVAR (portfólio combinado)	CVAR (soma individual)	Hedge CVAR
PCH MRE + EOL CE	93,20%	103,07%	91,22%	79,29%	15,05%
PCH MRE + EOL RN	94,20%	104,24%	92,93%	81,97%	13,37%
PCH MRE + EOL BA	92,30%	103,22%	90,76%	78,13%	16,16%
PCH MRE + EOL RS	93,30%	105,16%	92,11%	85,08%	8,26%

(v) Sensibilidade ao risco

Para analisar o comportamento da receita em relação ao CVAR, variou-se o limite mínimo de 60% a 80% e maximizou-se a receita para cada condição para o portfólio PCH + EOL_BA. Os resultados, tanto em valores absolutos quanto em percentual da receita de referência encontram-se na Tabela 7-36.

Tabela 7-36 – Sensibilidade ao risco: PPA < PLD_médio

CVaR lim (%)	Receita max (%)	Ótimo contratado	Receita max	CVaR
60%	119,48%	53,05%	R\$ 37.038.951,20	R\$ 22.223.370,72
62%	118,75%	55,41%	R\$ 36.811.760,00	R\$ 22.823.291,20
64%	118,04%	57,68%	R\$ 36.593.177,42	R\$ 23.419.633,55
66%	117,34%	59,95%	R\$ 36.374.509,28	R\$ 24.007.176,12
68%	116,63%	62,22%	R\$ 36.155.831,89	R\$ 24.585.965,68
70%	115,93%	64,50%	R\$ 35.937.009,41	R\$ 25.155.906,59
72%	115,22%	66,77%	R\$ 35.718.071,56	R\$ 25.717.011,52
74%	114,51%	69,05%	R\$ 35.498.884,04	R\$ 26.269.174,19
76%	113,80%	71,33%	R\$ 35.279.398,80	R\$ 26.812.343,09
78%	113,09%	73,62%	R\$ 35.058.915,20	R\$ 27.345.953,85
80%	112,38%	75,92%	R\$ 34.837.267,02	R\$ 27.869.813,61

Para atender ao critério de CVAR, conforme o valor limite aumenta, o percentual alocado ao contrato também aumenta (linha vermelha), levando a uma diminuição na receita anual esperada (bloco azul), pois o valor do contrato é menor do que o PLD médio e, com isso, diminui-se a receita advinda da exposição ao Spot. Através do comportamento do CVAR (bloco verde) em relação à receita de referência anual, nota-se que, conforme o limite mínimo de CVAR aumenta, a proporção deste em relação à receita aumenta mais expressivamente do que a perda de receita associada ao aumento da garantia física alocada ao contrato. Ou seja, os ganhos relacionados à mitigação de risco de perda de receita são mais importantes nesse exemplo do que a perda de receita.

Figura 7-28 – Sensibilidade ao risco: variação do CVAR para PPA < PLD_méd

Fonte: Confeção própria

O mesmo tipo de sensibilidade foi feito para PPA maior do que o PLD médio. O comportamento da receita é praticamente estável nesse caso, conforme o percentual de garantia física alocada ao contrato aumenta. Em contrapartida, o aumento do CVAR é significativo, indicando menor probabilidade de perdas significativas em relação à receita esperada.

Tabela 7-37 – Sensibilidade ao risco: PPA > PLD_médio

CVaR lim %	Receita max %	% Ótimo contratado	Receita max	CVaR
60%	101,47%	55,13%	R\$ 43.250.965,23	R\$ 25.950.579,14
62%	101,57%	57,38%	R\$ 43.295.972,02	R\$ 26.843.502,65
64%	101,68%	59,57%	R\$ 43.339.935,06	R\$ 27.737.558,44
66%	101,78%	61,76%	R\$ 43.383.901,41	R\$ 28.633.374,93
68%	101,88%	63,95%	R\$ 43.427.883,64	R\$ 29.530.960,88
70%	101,99%	66,14%	R\$ 43.471.882,57	R\$ 30.430.317,80
72%	102,09%	68,34%	R\$ 43.515.908,69	R\$ 31.331.454,26
74%	102,19%	70,53%	R\$ 43.559.975,03	R\$ 32.234.381,52
76%	102,30%	72,73%	R\$ 43.604.117,96	R\$ 33.139.129,65
78%	102,40%	74,94%	R\$ 43.648.470,38	R\$ 34.045.806,90
80%	102,51%	77,17%	R\$ 43.693.172,67	R\$ 34.954.538,14

Figura 7-29 - Sensibilidade ao risco: variação do CVAR para PPA > PLD_méd

Fonte: Confeção própria

Outra análise de sensibilidade pode ser feita variando-se o critério de aceitação de risco para um mesmo CVAR limite. Nesse caso, o estudo foi feito para o portfólio PCH + EOL_RN balanceado em potência e para PPA menor que PLD médio.

Figura 7-30 – Sensibilidade critério de aceitação de risco para CVAR fixo

Fonte: Confeção própria

Os resultados indicam que quanto mais criterioso o índice de aceitação do risco de perda de receita, menos flexibilidade de percentual contratado. Valores acima de 5% praticamente atingem o maior CVAR com cerca de 95% contratado, com pouca variação em relação à receita de referência esperada.

7.3 Análise e resultados simulação III: acoplamento de fontes renováveis não convencionais a um bloco existente de fonte hidráulica

O objetivo da terceira e última etapa das simulações diz respeito ao comportamento de um portfólio composto por fonte hidrelétrica de grande porte, pertencente ao MRE, à medida que uma fonte renovável não convencional é introduzida de forma crescente ao portfólio. Busca-se através dessa análise identificar o ponto onde a combinação deixa de trazer benefícios e passa a comprometer o resultado esperado. Para isso, analisou-se o comportamento do CVaR e da receita esperada para diferentes cenários de contratação. As fontes utilizadas nessa simulação, além da hidrelétrica de grande porte, foram Biomassa, Solar e Eólica.

7.3.1 Configurações iniciais e premissas

As planilhas utilizadas nessa etapa das simulações são as mesmas das simulações da fase II anterior, com a inclusão da Biomassa e da Solar determinísticas para aferição dos resultados. Dessa forma, as características de MRE, CMO, PLD, despacho, contrato, receita e CVAR permanecem as mesmas.

7.3.2 Estrutura das simulações

A introdução de uma fonte renovável não convencional ao portfólio hidrelétrico existente, com 200MW_{med} de garantia física, é feita de forma crescente e, para cada montante de garantia física introduzida, o valor do CVAR é calculado. Essa análise foi feita para diferentes percentuais de garantia física disponível alocada ao contrato de longo prazo. Adicionalmente, traçou-se a curva de otimização da receita do portfólio, dado um critério de CVAR mínimo de 70%, variando-se o percentual alocado em um contrato de longo prazo, para montantes crescentes de garantia física da fonte complementar.

7.3.3 Resultados e discussões

No primeiro caso, foi associada biomassa ao portfólio puramente hidrelétrico, em volume crescente, até atingir 400MW_{méd}, para portfólios 100%, 90%, 80% e 70% contratados. O comportamento da curva do CVAR pode ser observado na Figura 7-31.

Figura 7-31 – CVaR resultante: associação Biomassa a um bloco de 200MW_{méd} de GF de UHE

Fonte: Confeção própria

Para um portfólio 100% contratado, a curva do CVAR ficou abaixo do limite mínimo para todos os montantes de garantia física da biomassa introduzidos. Isso explica-se pelo comportamento determinístico da biomassa que gera nos períodos onde o PLD, historicamente, é mais alto, o que favorece uma parcela de exposição com vistas a otimizar a receita esperada.

Ao assumir que 100% da garantia física está comprometida com o contrato, o benefício da sazonalidade da biomassa não é aproveitado. Para o cenário com 90% de garantia física alocada, o CVAR encontra-se acima do limite mínimo no intervalo entre 40MW_{méd} e 260MW_{méd}, atingindo valor máximo de 80,88% para 100MW_{méd} de biomassa, o que equivale a um terço do total do portfólio. Já no cenário com 80% da garantia física alocada ao contrato de longo prazo, a curva ficou acima do limite de, atingindo seu valor máximo em 60MW_{méd} de biomassa.

Finalmente, para 70% contratado, o CVAR fica acima do limite mínimo para montantes de zero a 140MW_{méd}, sendo maior quanto menor for a participação da biomassa. Nesse caso, tem-se um cenário oposto daquele verificado para 100% de contratação,

onde a incerteza associada à desconstratação e consequente exposição ao Spot pode trazer menos segurança ao portfólio.

Em seguida, foi feita uma simulação complementar para a fonte biomassa: dado o limite mínimo de 70% de CVAR, foi feita a otimização da receita através da variação do percentual alocado ao contrato e o resultado pode ser observado na Figura 7-32.

Figura 7-32 – Efeitos da Biomassa associada a um bloco de 200MW_{méd} de Garantia Física de uma UHE

Fonte: Confecção própria

No caso da complementação através da fonte eólica, para o portfólio 100% contratado, os valores alocados atingiram o critério mínimo de risco a partir de 90MW_{méd} de participação. A curva com 90% da garantia física contratada foi a que apresentou maiores resultados para quantidades de eólica a partir de 40MW_{méd}, atingindo o ponto máximo de 90,18% do CVAR para 120MW_{méd}, o que equivale a uma participação de 37,5% no portfólio. A curva com 80% de contratação apresentou um comportamento praticamente estável para qualquer volume de alocação de eólica, mantendo o CVAR próximo a 80%, assim como a curva para 70% contratação, mantendo-se estável em torno de 74% do CVAR.

Figura 7-33 – CVaR resultante: associação Eólica a um bloco de 200MWméd de GF de UHE **Fonte: Confeção própria**

Finalmente, para a usina solar, identifica-se que a curva com 100% de contratação mantém-se abaixo do limite mínimo para quaisquer valores de garantia física. Para quantidades até 140MWméd, o equivalente a 40% de participação no portfólio, a curva com 80% de alocação ao contrato de longo prazo apresentou os melhores resultados. A partir dessa quantidade, o CVAR apresenta valores mais elevados para portfólios 90% contratados.

Figura 7-34 – CVaR resultante: associação Solar a um bloco de 200MWméd de GF de UHE **Fonte: Confeção própria**

8 CONCLUSÕES

O Setor Elétrico Brasileiro vem passando por um processo de maturação e encontrou nos últimos dois anos um período de intensas modificações de cunho regulatório, estrutural e político. Dada sua relevância como sendo um dos pilares da infraestrutura, o setor de energia elétrica tem respondido a essas mudanças de forma rápida e eficiente, visto que não é mais possível retroceder aos patamares de uma estrutura verticalizada. Dentre essas mudanças, podem ser destacadas a Medida Provisória 579 e a Portaria MME 455, ambas de 2012, e a Resolução CNPE 03, de 2013, além de todas as disposições regulamentares decorrentes dessas três citadas.

A MP 579 alterou a expectativa de oferta energética do mercado livre e estabeleceu medidas para redução tarifária que, em um primeiro momento, diminuíram a atratividade do mercado livre. Já a Portaria 455, dentre outras disposições, mudou a forma como os contratos são negociados no ACL, imputando maior risco ao negócio por exigir o fechamento de forma *ex-ante*. Finalmente, a CNPE 3 trouxe profundas mudança naquilo que tange o rateio de encargos e o cálculo do PLD.

Um dos pontos fundamentais que leva à necessidade de discussão de medidas de mitigação de risco é o novo cenário de preços de curto prazo mais elevados e com maior volatilidade. Isso tem sido verificado desde 2012 e espera-se que seja mantido pelos próximos anos em virtude de expectativa de cenários hidrológicos menos favoráveis, associados a uma redução de regularização do sistema e à introdução do CVAR no modelo de despacho que é a base para a formação do preço.

A complementaridade entre fontes pode ser usada como um mecanismo de proteção para os agentes de mercado, empregando a sinergia existente entre as usinas com perfis de geração complementares para obter maior independência a fatores externos, como mudanças regulatórias e volatilidade de preços de curto prazo, sem submeter a receita esperada a riscos maiores do que aqueles aceitos pelo agente.

Em se tratando de energia renovável não convencional, agentes ou grupos de agentes com portfólios compostos por duas ou mais dessas fontes tem se tornado uma

realidade cada vez mais presente no mercado. Essa característica traz um benefício pode ser explorado por esses agentes, representando uma vantagem econômica.

Dentre os resultados das simulações feitas no estudo de caso para o presente trabalho, pode ser destacado o resultado que a PCH_GER apresentou na Simulação I. Essa usina, quando analisada isoladamente, não atendeu aos critérios de risco do modelo. Entretanto, ao ser combinada com as demais fontes, os critérios foram atendidos e pode ser observado um hedge financeiro expressivo. Nas demais combinações tomadas duas a duas, não foi observado hedge nos casos EOL + BIO e PCH_MRE + SOL. Tal fato explica-se pelo perfil de geração similar, o que não incorre em complementação entre as fontes. As combinações que consideram as quatro fontes apresentaram resultados positivos, tanto em ganhos de receita quanto em atendimento aos critérios de risco, comprovando os benefícios trazidos pela diversificação.

Outro ponto de destaque é o comportamento das curvas de receita para os casos de preço de contrato maior e menor que o PLD médio esperado. Ficou evidente que nos casos onde o preço é menor que o PLD médio, o modelo tenderia a deixar toda a placa descontratada, pois os ganhos a longo prazo seriam maiores. Por isso, ao ser inserida uma limitação do risco, através de um número restrito de cenários com receita abaixo de um limite mínimo, o modelo indica a necessidade de um percentual mínimo de alocação que garanta o atendimento a tais critérios e retorne a maior receita possível. No outro caso, é vantajoso aumentar a alocação de energia ao contrato, pois é o melhor retorno no longo prazo, com baixo risco de perda de receita.

Ainda sobre os resultados da Simulação I, destaca-se a diferença nos resultados do risco entre a eólica determinística versus a eólica histórica. No caso de dados históricos, cenários extremos incorrem em maior risco, o que ficou comprovado pelos resultados.

Na Simulação II, o objetivo foi analisar a relação de complementaridade que existe entre a fonte hidráulica e a fonte eólica, em diferentes perfis e proporções. Para cada

combinação, foram analisados a receita total esperada e o risco associado, medido através do CVaR.

Os resultados de otimização do CVAR foram muito positivos para todas as combinações, chegando a quase 16% para a combinação PCH_MRE com a eólica perfil BA para preço do contrato menor que o PLD médio esperado, balanceado em garantia física. Ainda na Simulação II, na comparação dos resultados considerando os critérios P50 versus P90, foi possível verificar que, apesar da diminuição da garantia física disponível de empreendimentos eólicos para o segundo caso, a medida aumenta o hedge de um portfólio combinado, ressaltando o benefício da complementaridade. Por outro lado, a redução da energia que pode ser negociada em contratos pode representar um problema naquilo de restrição à maximização da Receita Total do Portfólio.

Na análise de sensibilidade ao risco, para valor do contrato menor do que o PLD médio, conforme o valor do CVAR limite aumenta, o percentual alocado ao contrato também aumenta, acarretando em diminuição na receita anual esperada. Entretanto, a proporção do CVAR em relação à receita aumenta mais expressivamente do que a perda de receita resultante da maior contratação para atendimento ao critério de risco, indicando que os ganhos com a mitigação de risco foram mais importantes do que a perda de receita.

Finalmente, os resultados da Simulação III mostraram que a associação de fontes é benéfica ao conjunto, entretanto, existem proporções a partir das quais a combinação passa a incorrer em maior risco. Para a complementação do bloco hidráulico de 200MW_{méd} com biomassa, o CVAR atinge seu maior valor quando alocado 90% de garantia física ao contrato de longo prazo, para uma quantidade de biomassa equivalente a um terço do total do portfólio.

Para a complementação com eólica, a curva com 90% da garantia física alocada foi a que apresentou os melhores resultados para complementação a partir de 40MW_{méd}, atingindo o ponto máximo de 90,18% do CVAR para 120MW_{méd}, o que equivale a 37,5% do portfólio. Para complementação com solar, em quantidades de até 40% de

participação no portfólio, a curva com 80% de alocação ao contrato de longo prazo apresentou os melhores resultados. A partir dessa quantidade, o CVAR apresenta valores mais elevados para portfólios 90% contratados.

Durante a confecção deste trabalho, algumas limitações foram identificadas, as quais não prejudicaram o alcance do objetivo final, porém, caso fossem ultrapassadas, poderiam indicar resultados ainda mais aderentes à realidade do mercado. Dentre essas simplificações, pode ser citada a geração da usina a Biomassa, que não levou em consideração as típicas paradas não programadas, bem como atrasos e perda na qualidade do bagaço devido a fatores climáticos, em especial chuva (excesso ou falta).

No caso da energia solar, um dos benefícios dessa fonte está no perfil de geração diária, que se caracteriza por gerar mais energia nos períodos do dia onde hoje está o pico de carga, trazendo benefícios elétricos à rede, os quais não foram computados neste trabalho, pois apenas o benefício energético ao longo do ano foi analisado. Adicionalmente, na análise da PCH fora do MRE, adotou-se que o perfil de geração de 25 anos repetiu-se ao longo de toda a série histórica, uma simplificação que pode ter deixado de captar alguns cenários importantes para aferição da complementaridade. Sendo assim, tais aperfeiçoamentos podem vir a ser objeto de estudos futuros, enriquecendo a contribuição acadêmica.

9 BIBLIOGRAFIA

1. **OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS).** Plano da Operação Energética 2013-2017 (PEN 2013). *Relatório Executivo*. Rio de Janeiro : [s.n.], Setembro de 2013. Vol. 1, p. 137 p.
2. **CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A. (ELETROBRAS).** Programas e Fundos Setoriais: Proinfa. [Online] ELETROBRAS. [Citado em: 12 de novembro de 2012.] <http://www.elektrobras.com/elb/data/Pages/LUMISABB61D26PTBRIE.htm>.
3. **PIMENTA, MARCIO CORREA e REZENDE, PAULO FERNANDO VIEIRA SOUTO.** *A evolução do Proinfa: acompanhamento da implantação das PCHs*. [Itajubá - MG] : [s.n.], Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas (CERPCH), 18 de maio de 2011.
4. **SECURATO, JOSÉ ROBERTO.** *Decisões Financeiras em Condições de Risco*. 1ª ed. São Paulo : Ed. Atlas SA, 1993.
5. **DIAS, NATÁLIA VANTON.** Estratégias de Comercialização de Energia para um Portfólio de Usinas: Análise da Complementaridade Energética e Mecanismo de Hedge. *Projeto de Formatura, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (USP)*. Orientador: Prof. Dr. Dorel Soares Ramos. São Paulo : s.n., 2007.
6. **MARINHO, RAONI RUGAI.** Estudo de alternativas de comercialização para alavancar a viabilidade econômica de Usinas Eólicas no Parque Gerador Brasileiro. *Projeto de Formatura, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (USP)*. Orientador: Prof. Dr. Dorel Soares Ramos. São Paulo : s.n., 2011.
7. **REDA, ALEXANDRE GUNFINKEL.** Complementação energética entre pequenas centrais hidrelétricas e usinas eólicas considerando a inserção de incertezas para cenários futuros de geração. *Projeto de Formatura, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (USP)*. Orientador: Prof. Dr. Dorel Soares Ramos. São Paulo : s.n., 2011. p. 110 p.
8. **GUARNIER, E., CAMARGO, L.A.S. e RAMOS, D. S.** Incorporando os efeitos da complementaridade Hidro-Eólica na formação do Portfólio de Empresas Geradoras de Energia Elétrica. *XII Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning*. Rio de Janeiro : s.n., 2012.
9. **RAMOS, D. S., et al.** Análise Estruturada de Portfólio de Unidades de Geração de Características Sazonal e Complementar com o Suporte de Algoritmos Genéticos.

Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica - CITENEL, 2013. São Paulo : s.n., 2013.

10. **CAMARGO, L.A.S., et al.** A Business Model to Incentivize Hydro Companies Inversions in Wind and Biomass Power Plants. *4th International Youth Conference on Energy 2013. 2013.*

11. **STREET, ALEXANDRE, et al.** Risk Constrained Portfolio Selection of Renewable Sources in Hydrothermal Electricity Markets. *Power Systems, IEEE Transactions on. 2009. Vol. V. 24, Ed., pp. 1136-1144.*

12. **RALSTON, FRANCISCO, et al.** Risk Constrained Contracting Strategies of Renewable Portfolios. *Energy Market (EEM), 2010 7th International Conference on the European. Madrid : IEEE, 2010.*

13. **STREET, ALEXANDRE, et al.** Sharing Quotas of a Renewable Energy Hedge Sharing Quotas of a Renewable Energy Hedge. *Power Tech, 2011 IEEE Trondheim. Trondheim : s.n., 2011. pp. 1-6 p.*

14. **SUSTERAS, G.L., et al.** Attracting Wind Generators to the Wholesale Market by Mitigating Individual Exposure to Intermittent Outputs: an Adaptation of the Brazilian Experience with Hydro Generation. *8º International Conference on the European Energy Market. 2011.*

15. **RAMOS, D.S., GUARNIER, E. e WITZLER, L.T.** Using the seasonal diversity between renewable energy sources to mitigate the effects of Wind generation uncertainties. *Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition, Sixth IEEE/PES. 2012, pp. 1-7 p.*

16. **RAMOS, D.S., et al.** Minimizing Market Risk by Trading Hydro-Wind Portfolio: A Complementary Approach. *10th International Conference on the European Energy Market. Stockholm : s.n., 2013.*

17. **SILVA, EDMILSON FERREIRA DA.** Principais Condicionantes das Alterações no Modelo de Comercialização e Energia Elétrica: Retrospectiva e Análise Crítica. *Disertação (Mestrado) - Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo 2008. São Paulo : s.n., 2008. p. 215 p.*

18. **BRASIL. Presidência da República. Casa Civil.** Decreto 5.163. *Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Brasília : s.n., 30 de julho de 2004.*

19. **CAMARGO, IVAN MARQUES DE TOLEDO e ALMEIDA, LUÍS HENRIQUE BASSI.** A Contratação de Energia de Reserva no Atual Modelo do Setor Elétrico Brasileiro: da Teoria à Prática. [Itajubá] : Sociedade Brasileira de Planejamento Energético, 2º Semestre 2009. Vol. 15, Nº 2.
20. **EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE).** Expansão da Geração Eólica no Brasil. *Nota Técnica PRE 01/2009-r0*. Rio de Janeiro : s.n., 2009.
21. **CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE).** Treinamento Agentes de Geração. [Online] 2009. www.ccee.org.br.
22. —. Regras de Comercialização: Contratos. [São Paulo] : s.n., 2012.
23. **BANCO NACIONAL DO DESENVOLVIMENTO (BNDES).** Notícias. BNDES aprova financiamento de R\$ 255 milhões para 3 PCHS. *BNDES*. [Online] 29 de 8 de 2007. [Citado em: 10 de 12 de 2013.] http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Sala_de_Imprensa/Noticias/2007/20070829_not195_07.html.
24. —. Notícias. BNDES financia oito parques eólicos no valor de R\$ 445,7 milhões no RS. *BNDES*. [Online] 28 de 7 de 2011. [Citado em: 10 de 12 de 2013.] http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Sala_de_Imprensa/Noticias/2011/todas/20110728_eolica.html.
25. **BRASIL. Presidência da República. Casa Civil.** Lei 10.604. . *Dispõe sobre recursos para subvenção a consumidores de energia elétrica da Subclasse Baixa Renda, dá nova redação aos arts. 27 e 28 da Lei no 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências.* 2002.
26. **AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL).** Resolução nº 281. Estabelece as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão, aos sistemas de transmissão de energia elétrica. 1999.
27. —. Resolução 219. Dá nova redação ao art. 22 da Resolução nº 281, de 1o de outubro de 1999, com prazo para republicação integral. 2003.
28. —. Altera a redação dos arts. 1º e 3º da Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004. *Resolução Normativa 271*. 2007.
29. **CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE).** InfoMercado. [Online] [Citado em: 2013 de 11 de 10.] http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/quem-

somos/informacoesmercado/info_mercado?_afrLoop=286254599838802#%40%3F_afrLoop%3D286254599838802%26_adf.ctrl-state%3D2aicrlmp3_4.

30. **AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL).** Nota Técnica nº 098/2009 - SEN/ANEEL. Submissão da versão 2010 das Regras de Comercialização de Energia Elétrica à apreciação pública. 2 de setembro de 2009.

31. **TAKEMOTO, KATIA AUDI.** Energia Incentivada: uma análise integrada dos aspectos regulatórios, de comercialização e de sustentabilidade. *Disertação (Mestrado) - Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo 2012.* São Paulo : s.n., 2012. p. 164 p.

32. **CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE).** Treinamento Operação dos Consumidores Livres. [Online] outubro de 2010. www.ccee.org.br.

33. **LAGE, ELISA SALOMÃO e PROCESSI, LUCAS DUARTE.** Panorama do setor de energia eólica. *Revista do BNDES*. 6 de 2013. pp. 183-206. 39.

34. **KALTSCHMITT, MARTIN, STREICHER, WOLFGANG e WIESE, ANDREAS.** *Renewable Energy - Technology, Economics and Environment*. Frankfurt : Ed. Springer, 2007.

35. **KROZER, YORAM.** Cost and benefit of renewable energy in the European Union. *Elsevier Renewable Energy*. Ed. 50, 2013, pp. 68-73.

36. **YANG, XIA et. al.** A Comprehensive Review on the Development of Sustainable Energy Strategy and Implementation in China. *IEEE Transactions On Sustainable Energy*. Ed. 2, 2010, Vol. Vol. 1.

37. **AMERICAN WIND ENERGY ASSOCIATION (AWEA).** 20% Wind Energy by 2030: Wind, Backup Power and Emissions. [Online] American Wind Energy Association (AWEA). [Citado em: 12 de novembro de 2012.]

http://www.awea.org/learnabout/publications/upload/Backup_Power.pdf.

38. **EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE).** Balanço Energético Nacional 2014. [Online] 2014. [Citado em: 6 de junho de 2014.]

https://ben.epe.gov.br/downloads/S%C3%ADntese%20do%20Relat%C3%B3rio%20Final_2014_Web.pdf.

39. **BRASIL. CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA (CNPE).** Resolução nº 1. *Define o critério geral de garantia de suprimento aplicável aos estudos de expansão da oferta e do planejamento da operação do sistema elétrico interligado,*

bem como ao cálculo das garantias físicas de energia e potência de um empreendimento de geração... Brasília : [s.n.], 2004.

40. **EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE).** *Plano Decenal de Expansão de Energia 2022.* Brasília : [s.n.], 2013. p. 410 p.

41. **AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL).** Banco de Informações da Geração (BIG). [Online] 15 de junho de 2014. [Citado em: 2014 de junho de 15.]

<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>.

42. **MELO, ÉLBIA.** Leilão A-5 deve ser esquecido, diz presidente da Abeeólica. (Depoimento à imprensa). s.l. : Jornal da Energia, 14 de dezembro de 2012.

43. **ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA (ABEEÓLICA).** Notícias. MME ampliará benefícios do Reidi ao mercado livre. *ABEEÓLICA*. [Online] 10 de 9 de 2013. [Citado em: 10 de 12 de 2013.]

<http://www.portalabeeolica.org.br/index.php/noticias/1020-mme-ampliará-benefícios-do-reidi-ao-mercado-livre.html>.

44. **AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL).** Resolução nº 652. Estabelece os critérios para o enquadramento de aproveitamento hidrelétrico na condição de Pequena Central Hidrelétrica (PCH). 2003.

45. **BORO, SARA REGINA e RAMOS, DOREL SOARES.** Análise Crítica da Expansão e Complementaridade das Fontes Alternativas no Brasil. *Décimo Quinto Encontro Regional Ibero-Americano do CIGRÉ*. 2013.

46. **ROLAND BERGER STRATEGY CONSULTANTS.** Competitividade das PCHs. São Paulo : s.n., 2012.

47. **A. S. CHUANG, C. SCHWAEGERL.** Ancillary Services for Renewable Integration. *Integration of Wide-Scale Renewable Resources Into the Power Delivery System, 2009 CIGRE/IEEE PES Joint Symposium*. 2009, p. 1 p.

48. **CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE).** Regras de Comercialização. *Módulo 6 - Encargos de Serviço do Sistema*. São Paulo : s.n., 2010.

49. **EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE).** *Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira*. 2012.

50. **PEREIRA, ENIO BUENO, et al.** *Atlas Brasileiro de Energia Solar*. São José dos Campos : s.n., 2006. p. 64 p.

51. **MARTINS, FERNANDO RAMOS, PEREIRA, ENIO BUENO e ECHER, MARIZA P.S.** Levantamento dos recursos de energia solar no Brasil com o emprego de satélite geoestacionário - o Projeto Swera. 2004. Vol. v. 26, pp. p. 145-159.
52. **RAGSDALE, CLIFF T.** *Modelagem e Análise de Decisão*. São Paulo : Cengage Learning, 2011.
53. **MICROSOFT.** Solver Uses Generalized Reduced Gradient Algorithm. *Microsoft Suport*. [Online] [Citado em: 10 de 12 de 2013.]
<http://support.microsoft.com/kb/82890/en-us>.
54. **AWS TRUE POWER TM.** *Layout Design and Energy Assessment*. 2012. Initial Report.
55. **CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA; OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO.** *O SIN e os modelos para o Planejamento da Operação Energética*. 2011.
56. —. *Guia prático de utilização do Modelo Newave - versão 15*. 2009.
57. **ROCKAFELLAR, R. T. e URYASEV, S.** Optimization of conditional value at risk. *The Journal of Risk*. 2000, pp. 21-41.
58. **RAMOS, DOREL SOARES, et al.** *Avaliação do Impacto da participação da Geração Eólica no MRE Contemplando Reconstituição de Séries Temporais de Velocidade de Vento*. Plan4 Engenharia, GEPEA, MRFS, Lab Plan. 2013. Projeto de P&D.
59. **EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE).** Arquivos do programa Newave utilizados nos estudos de geração do PDE 2020. [Online] 17 de julho de 2011.
<http://www.epe.gov.br/geracao/Paginas/ArquivosdoprogramaNewaveutilizadosnosestudodegera%C3%A7%C3%A3odoPDE2020.aspx>.
60. **BRASIL. Presidência da República. Casa Civil.** *Lei 9.478. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências*. 1997.
61. **BRASIL. Presidência da República. Casa Civil.** . *Decreto 5.175. Constitui o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE de que trata o art. 14 da Lei no 10.848, de 15 de março de 2004*. 12 de 8 de 2004.
62. **BRASIL. Presidência da República. Casa Civil.** *Lei 10.847. Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE e dá outras providências*. 2004.

63. —. *Lei 9.427. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências.* 1996.
64. —. *Lei 9.648. Altera dispositivos das Leis (...) e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação da Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências.* 1998.
65. —. *Decreto 5.081. Regulamenta os arts. 13 e 14 da Lei no 9.648, de 27 de maio de 1998, e o art. 23 da Lei no 10.848, de 15 de março de 2004, que tratam do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS.* 2004.
66. **AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL).** *Decreto 5.177. Regulamenta os arts. 4o e 5o da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, e dispõe sobre a organização, as atribuições e o funcionamento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.* 2004.
67. **EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE).** Metodologia de Cálculo da Garantia Física das Usinas. [Online] 02 de junho de 2008. [Citado em: 08 de dezembro de 2013.]
http://epe.gov.br/geracao/Documents/Estudos_26/NT%20-%20metodologia%20de%20c%C3%A1lculo%20da%20GF%20para%20novas%20usinas.pdf.

ANEXO A: Principais Atribuições e Competências dos Agentes e Instituições do Setor Elétrico Brasileiro

Conselho Nacional de Política Energética

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) foi criado pela Lei 9.478 de 1997, órgão vinculado ao Ministério de Minas e Energia e à Presidência da República, cujo objetivo é traçar as políticas energéticas nacionais específicas no que concerne ao uso dos insumos energéticos do país, tais como petróleo e derivados, gás natural, carvão e das fontes utilizadas para geração de energia elétrica, tais como hidrelétrica, termonuclear, eólica, solar, biocombustíveis e demais fontes renováveis. O CNPE pode intervir de maneira a dar preferência a processos licitatórios identificados como estratégicos para a segurança do abastecimento energético e modicidade tarifária (60).

Ministério de Minas e Energia

O Ministério de Minas e Energia (MME), de acordo com as diretrizes do CNPE, define as políticas públicas a serem implementadas no setor energético. É responsável pelo desenvolvimento e coordenação do Plano Decenal de Expansão de Energia, do Plano Nacional de Energia e da Matriz Energética Nacional, pelas outorgas de concessão, autorização e permissão de uso de bem público para serviços de energia elétrica.

O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), constituído pelo Decreto 5.175 de 2004, é o órgão sob a coordenação do MME responsável pelo acompanhamento da continuidade e segurança do fornecimento de energia elétrica. Para dar cumprimento à sua atribuição, o CMSE acompanha as condições de abastecimento e de atendimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica, bem como gás natural, petróleo e seus derivados.

O CMSE, com vistas à manutenção da segurança no abastecimento e no atendimento eletroenergético, elabora propostas de ajustes, soluções e recomendações a respeito

de situações que possam atribuir risco à continuidade do abastecimento de energia, as quais podem ser encaminhadas ao CNPE (61).

O braço do MME responsável por subsidiar o planejamento energético é a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), criada e autorizada pela Lei Federal 10.847 de 2004. As atribuições da EPE não se restringem à energia elétrica, sendo também responsável por estudos e pesquisas nas áreas de petróleo, gás natural, carvão e eficiência energética. Dentre as principais atribuições competentes à EPE, aquelas que mais impactam no Setor Elétrico são (62):

- Realizar estudos e projeções da matriz energética brasileira, identificando as características do crescimento da demanda e, conseqüentemente, as medidas necessárias ao acompanhamento desse crescimento de forma sustentável, através dos planos de expansão da geração e transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazo, e em consonância com as políticas energéticas estabelecidas pelo CNPE;
- Identificar e quantificar os potenciais de recursos energéticos do país, tais como energia solar e eólica, bem como realizar estudos para a determinação do aproveitamento ótimo dos potenciais hidráulicos ainda não explorados;
- Elaborar e publicar anualmente o Balanço Energético Nacional (BEN), cujo objetivo é apresentar o balanço final relativo à oferta e demanda de energia elétrica no país, contemplando desde a extração de recursos energéticos primários até a característica do consumidor final. Adicionalmente, a EPE publica o Plano Decenal de Expansão de Energia, documento que traz todas as informações sobre a concretização dos planos anteriores, mudanças nas diretrizes da política energética nacional, projetos de geração de energia e de transmissão em suas diversas fases de desenvolvimento, como, por exemplo, aqueles que já foram licitados e estão em fase de construção ou atrasados, e ainda aqueles potenciais identificados, mas que ainda não sofreram processos licitatórios para o horizonte de 10 anos à frente;

- Responsável por desenvolver estudos de avaliação de viabilidade de fontes renováveis, incluindo estudos de impacto social, viabilidade técnico-econômica e ambiental.

Agência Nacional de Energia Elétrica

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), vinculada ao governo através do Ministério de Minas e Energia, foi instituída pela Lei 9.427 de 1996 e constituída pelo Decreto 2.335 de 1997 e possui como finalidade regular e fiscalizar os segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Dentre as diversas atribuições da Agência, aquelas que possuem um impacto direto nas relações comerciais dos diversos agentes que compõem o SIN estão (63):

- Promover os procedimentos licitatórios necessários à outorga de concessão para aproveitamento de potenciais hidráulicos e à contratação de concessionárias e permissionárias de serviço público de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica;
- Monitorar as práticas de mercado e fiscalizar os agentes, evitando práticas abusivas e a concentração de poder em alguns poucos grupos econômicos, de forma a zelar pela concorrência no mercado;
- Estabelecer as tarifas distribuição, com base em critérios técnicos e econômicos, e de transmissão, através do sinal locacional, de maneira a incentivar uma melhor distribuição das cargas e produção de energia na malha da Rede Básica;
- Aprovar as regras e os procedimentos de comercialização de energia elétrica elaborados pela CCEE, em consonância com as premissas estabelecidas na legislação e de forma transparente aos agentes de mercado.

Uma nova atribuição, incluída na Lei 9.427 através da MP 570 de 2012, diz respeito à definição das tarifas referentes às cotas das concessionárias de geração alcançadas pela mesma MP.

Operador Nacional do Sistema Elétrico

De acordo com a Lei 9.648 de 1998, cabe ao ONS as atividades de coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica, integrantes do SIN. O ONS é instituído como uma pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, mediante autorização do Poder Concedente, fiscalizado e regulado pela ANEEL (64).

As principais atividades que competem ao Operador são o planejamento, a programação da operação e o despacho centralizado da geração, com vistas à otimização dos sistemas eletroenergéticos interligados.

O ONS também é responsável pela supervisão e coordenação dos centros de operação de sistemas elétricos regionais, dos sistemas eletroenergéticos integrantes do SIN, das interligações internacionais e pela contratação e administração de serviços de transmissão de energia elétrica e respectivas condições de acesso, bem como dos serviços ancilares³⁰ (65).

Anualmente, o ONS publica o Plano da Operação Energética Nacional (PEN) com horizonte de cinco anos à frente, cujo objetivo é apresentar as avaliações das condições de atendimento ao mercado previsto de energia elétrica do SIN para o horizonte do planejamento da operação energética. Diferentemente o Plano Decenal elaborado pela EPE, o PEN considera apenas as obras já contratadas até o último ano do horizonte de estudo.

O último relatório disponibilizado foi o PEN 2012, cujo horizonte de estudo vai de agosto de 2012 a dezembro de 2016, não contemplando o último leilão A-5 de 2012, que ocorreu apenas em dezembro do referido ano.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

³⁰ Serviços ancilares: são os custos incorridos na prestação de serviços ao SIN pelos agentes, tais como reserva de prontidão, compensação síncrona, além do ressarcimento de custos de operação e manutenção de equipamentos especiais de supervisão, controle e comunicação, autorizados pelo poder concedente.

Assim como o ONS, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) é instituída como uma pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, cujas atividades estão sob regulação e fiscalização da ANEEL.

A CCEE foi criada pela Lei 10.848 de 2004 e regulamentada pelo Decreto 5.177 do mesmo ano (66). Dentre as atividades de responsabilidade da Câmara, destacam-se:

- Registro dos contratos: a CCEE mantém o registro de todos os contratos firmados através da livre negociação entre os agentes e dos contratos resultantes dos leilões regulados. Através da identificação das contrapartes, volumes de energia e submercado onde a negociação é registrada, a CCEE tem condições de realizar suas atividades de contabilização do mercado, apuração de lastro e cálculo de garantias financeiras;
- Contabilização dos agentes do SIN: a contabilização consiste na apuração dos montantes financeiros finais, positivos ou negativos, relativos a um mês de apuração, que os agentes de mercado devem acertar no âmbito do Mercado de Curto Prazo ou mercado *Spot*. De maneira simplificada, a Contabilização apura as diferenças entre a medição real e o requisito de lastro de cada agente de mercado e as valora ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) ou Preço *Spot*.
- Liquidação Financeira: consiste no acerto de contas entre todos os agentes de mercado. Após identificados todos os valores a pagar e a receber dos agentes do mercado na etapa da contabilização, o acerto é feito de forma multilateral entre todos os participantes do processo que tenham algum valor a ser acertado, de forma que todos os débitos são utilizados para a cobertura dos créditos. Se houverem diferenças positivas, estas são utilizadas para abatimento de exposições involuntárias e encargos. Se as diferenças forem negativas, há um rateio da inadimplência por parte dos agentes credores.
- Divulgação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD): utilizando como base o Custo Marginal de Operação (CMO), originário do despacho

centralizado do ONS, a CCEE calcula o PLD por semana, patamar de carga e submercado.

- **Apuração dos dados de medição:** a CCEE realiza a coleta dos dados de medição de todos os agentes de mercado que possuem carga e/ou geração, modelados sob sua responsabilidade. Todos os dados são tratados por um sistema central, que integraliza as medições em dados horários, bem como possui um algoritmo capaz de gerar dados de medição em caso de um número limitado de dados faltantes. Os dados de medição formam, juntamente ao PLD e os contratos registrados, a base da Contabilização.
- **Elaborar as Regras e os Procedimentos de Comercialização:** as Regras formam a base sobre as quais a comercialização acontece. São elaboradas de acordo com as diretrizes na Legislação e submetidas a consulta pública, sendo então aprovadas pela ANEEL através de Resoluções Normativas. Os Procedimentos são estabelecidos com base nas regras e apresentam aspectos relacionados à operacionalização dos processos, tais como prazos, direitos e deveres da CCEE e dos agentes.
- **Liquidação da Energia de Reserva:** a contabilização e liquidação da Energia de Reserva são feitas de maneira separada do restante do mercado, pois esta energia não constitui lastro para comercialização. A CCEE é responsável, portanto, por representar essa energia no mercado bem como calcular e recolher o encargo responsável pelo ressarcimento dessa energia, bem como administrar a Conta de Energia de Reserva (CONER).
- **Leilões de energia regulados:** por delegação da ANEEL, a CCEE é responsável por promover os Leilões para contratação de energia no Ambiente Regulado, através da disponibilização de uma plataforma tecnológica segura e confiável.
- **Monitoramento das atividades do mercado:** por ter uma posição estratégica e com acesso às atividades do mercado, a CCEE colabora com a ANEEL nas atividades de monitoramento do mercado, identificando possíveis ações em desacordo com a Legislação ou que apresentem risco aos demais agentes e às políticas de mercado.

Os agentes pertencentes à CCEE, de acordo com o Decreto 5.177, são divididos nas seguintes categorias:

- Comercialização: participam desta categoria as classes de consumidores livres e especiais, comercializadores, importadores e exportadores de energia. Todos os agentes pertencentes a esta categoria têm sua participação obrigatória na Câmara;
- Geração: concessionárias do serviço público, produtores independentes e auto-produtores. Dentre os geradores, têm participação obrigatória todos aqueles com capacidade instalada maior ou igual a 50MW, ou que sejam despachados pelo ONS. Os demais possuem participação facultativa e a usina pode ficar modelada sob algum agente participante da CCEE.
- Distribuição: as distribuidoras que possuem um mercado maior ou igual da 500GWh/ano são agentes obrigatórios da CCEE. Aquelas com mercado inferior, podem ser modeladas como uma carga sob uma distribuidora maior, desde que adquiram energia através de tarifa regulada, não podendo adquiri-la através de leilões de energia no mercado.

ANEXO B - Resolução ANEEL nº 409/2010 e Portaria MME nº 463/2009*Portaria MME nº 463/2009: Revisão da GF de PCHs*

Um aspecto importante no que concerne às PCHs é o cálculo da Garantia Física. Esse cálculo, leva em consideração parâmetros como a vazão média do mês, queda bruta, perdas de carga, taxas de interrupção forçadas e programadas, entre outros. Adicionalmente, esta portaria considera a revisão da Garantia Física do empreendimento mediante as seguintes hipóteses:

- i. Geração média nos primeiros 48 meses de operação comercial inferior a 80% ou superior a 120% da garantia física vigente;
- ii. Geração média a partir dos 60 meses de operação comercial inferior a 90% ou superior a 110% da garantia física vigente;
- iii. Modificação comprovada das características técnicas, com consequente alteração da capacidade de produção de energia elétrica.

Para as hipóteses (i) e (ii), os novos montantes de garantia física de energia dos empreendimentos serão considerados para fins de alocação no MRE e para verificação do lastro dos respectivos Contratos de Venda de Energia, a partir de 1º de janeiro do ano subsequente para o montante revisado em julho e a partir de 1º julho do mesmo ano para o montante revisado em janeiro. Na hipótese de que trata o item (iii), a revisão dos montantes de garantia física de energia dos empreendimentos será feita com base nas novas informações relativas aos dados de parâmetro, os quais, quando couber, deverão estar de acordo com o Projeto Básico revisado e aprovado pela ANEEL.

Resolução Normativa ANEEL nº 409/2010: PCHs no MRE

Essa Resolução estabelece os critérios e procedimentos para participação de empreendimento hidrelétrico não despachado centralizadamente no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), cuja adesão ao Mecanismo é opcional. Para o exercício do direito de participação, o agente responsável interessado deverá:

- Formalizar o requerimento de adesão ao MRE, junto à CCEE, encaminhando as seguintes informações: capacidade instalada do empreendimento e respectivo registro, resolução autorizativa ou contrato de concessão; data de início da operação comercial e respectivo despacho; valor da garantia física vigente e o ato administrativo que o fixou.
- Instalar o Sistema de Medição e Faturamento (SMF) indicado, bem como atender às demais exigências previstas na regulação vigente.

Para empreendimento hidrelétrico não despachado centralizadamente, a opção de adesão ou de desligamento poderá ocorrer a qualquer tempo e deverá ser mantida por um período mínimo de 12 meses consecutivos. Para fins de acompanhamento da produção de energia elétrica, o agente de geração deverá manter os registros dos seguintes dados relativos ao período de participação no MRE:

- Períodos de indisponibilidade para cada unidade geradora da usina, com os respectivos fatos motivadores;
- Registros da afluência média diária do local do empreendimento, em m³/s;
- Consumo mensal de energia referente ao sistema auxiliar da usina (MWmed).

Para os empreendimentos alcançados por esta Resolução, a ANEEL calculará em agosto de cada ano a respectiva geração média de energia elétrica:

$$GM = \frac{12}{8760} \times \sum_{i=1}^m \frac{Eger_i}{m}$$

Onde:

GM: geração média de energia elétrica calculada;

Eger_i: energia gerada no mês *i* referido ao ponto de conexão (MWh) e registrado na CCEE;

i: mês correspondente ao registro do montante de energia gerada;

m: quantidade de meses até o último mês do período de análise, múltiplo de 12, com registros na CCEE de montantes mensais de energia gerada.

Para fins da aplicação dessa equação, somente serão contabilizados os meses de registros posteriores ao décimo segundo mês de operação comercial, contado do início de operação da primeira unidade geradora.

A critério da ANEEL, poderão ser desconsiderados os meses impactados por obras de modernização ou de reforma do empreendimento que tragam ganhos operativos ao sistema elétrico, no período acumulado de até 12 meses no período de 30 anos de operação comercial, para cada unidade geradora. Caso a geração média de energia elétrica do empreendimento, calculada segundo a equação descrita acima, não atenda os limites definidos conforme Tabela 0-1, a ANEEL notificará ao agente responsável sobre a possibilidade de exclusão do MRE no cálculo subsequente.

Tabela 0-1 – Limite mínimo de geração para manutenção de PCHs no MRE

Nº de meses posteriores ao 12º mês de operação comercial (m)	$\frac{\text{Geração Média}}{\text{Garantia Física}} \times 100$
$24 \leq m < 36$	$\geq 10\%$
$36 \leq m < 48$	$\geq 55\%$
$48 \leq m < 60$	$\geq 60\%$
$60 \leq m < 72$	$\geq 65\%$
$72 \leq m < 84$	$\geq 70\%$
$84 \leq m < 96$	$\geq 75\%$
$96 \leq m < 120$	$\geq 80\%$
$m \geq 120$	$\geq 85\%$

Após notificado, o empreendimento será excluído do MRE caso sua geração média de energia elétrica não atenda os limites estabelecidos. O empreendimento excluído do MRE somente poderá retornar quando os referidos limites forem atendidos, seja em função do novo valor de geração média de energia elétrica, seja em função de revisão da respectiva garantia física pelo Ministério de Minas e Energia. A ANEEL emitirá, até 31 de agosto de cada ano, ato específico com a relação das usinas que serão excluídas do MRE, ou que poderão retornar ao mesmo, a partir de janeiro do ano subsequente.

Para fins de composição do histórico de 60 meses de indisponibilidade mensal, a CCEE deverá considerar, a partir da data de publicação da REN 409/2010 até 31 de dezembro de 2010, os valores de indisponibilidade forçada e programada de referência utilizados no cálculo das garantias físicas dos empreendimentos não despachados centralizadamente e participantes do MRE.

ANEXO C – Leilões de Energia

Em geral, os leilões A-5 são para licitação de usinas hidrelétricas e, eventualmente, de térmicas convencionais de grande porte. Nesses leilões existem tipicamente duas fases, ou rodadas, na qual a primeira é para disputa de concessões de usinas hidrelétricas³¹ e, em seguida, na segunda fase, é aplicada a metodologia descrita anteriormente. Os empreendimentos licitados entram na segunda fase a partir do preço que foi negociado na primeira e, a partir desse ponto, disputam com os demais empreendimentos habilitados que não precisam de disputa pela licitação, como as termelétricas e eólicas por exemplo. Já os leilões A-3 são voltados para as usinas térmicas de pequeno e médio porte, PCHs e demais fontes com menor tempo de construção, tais como as eólicas e biomassa. Os leilões de fontes alternativas podem acontecer entre os anos A-1 e A-5, porém geralmente ocorrem no ano A-3, dadas as características das fontes licitadas.

A quantidade de energia contratada nos leilões de energia nova corresponde à soma das necessidades de compra das concessionárias de distribuição declaradas, com 60 dias de antecedência de ocorrência do leilão, conforme estabelecido na Lei 10.848, para o horizonte em questão. Uma vez que estes leilões indicam o crescimento do mercado cativo, uma eventual oferta de energia inferior à necessidade de compra sinaliza possíveis necessidades de intervenção do governo, pois indicam problemas de fornecimento de energia nos anos à frente.

Por esse motivo, a principal parcela de crescimento do mercado deve ser contratada nos leilões A-5, pois é o leilão mais distante do ano de fornecimento em questão, ficando os demais leilões com a função de ajuste das distribuidoras, para que estas cheguem ao ano objetivo com 100% de sua carga contratada. Dessa forma, os leilões A-5 exercem um papel fundamental no planejamento da expansão da matriz energética nacional.

³¹ As novas concessões de geração são outorgadas mediante procedimento licitatório por até 35 anos, não havendo previsão de prorrogação conforme estabelecido nas Leis nº 8.987/95 e 9.074/95.

Os leilões A-3 têm como principal objetivo atender à demanda adicional para o ano “A” que não havia sido prevista pelas distribuidoras na declaração de demanda para o leilão A-5. Através desse leilão, busca-se chegar o mais próximo possível de 100% de contratação da carga, evitando penalidades previstas nas Regras de Comercialização da CCEE. Do ponto de vista da distribuidora compradora, fazer uma previsão do seu mercado com três anos de antecedência é mais assertivo do que com cinco anos de antecedência, por isso haveria uma tendência natural de se concentrarem as compras de energia nos leilões A-3.

Por isso, são impostas condições de repasse do preço médio pago nos leilões A-3 à tarifa do consumidor final, limitando o repasse integral do preço pago no A-3 a 2% da carga da distribuidora verificada no ano A-5, crescido da diferença, se positiva, entre o montante total contratado no A-3 ocorrido durante o ano e o montante decorrente da Declaração de Necessidade do agente para esses leilões. Ainda de acordo com o Decreto 5.163/2004, caso o montante adquirido pela distribuidora em um leilão A-3 seja superior a este percentual, o repasse do preço desse excedente fica limitado ao menor preço pago entre o A-3 e o A-5 do ano de referência.

No Setor Elétrico Brasileiro (SEB), a dinâmica dos leilões pode ser resumida conforme apresentado a seguir:

i. Pré-Leilão

- É identificada uma demanda, informada pelas concessionárias de distribuição do SIN ao MME;
- A quantidade demandada é sigilosa e, de posse desse valor o MME determina as características do certame: qual tipo de energia que se quer adquirir, bem como o prazo de contratação e demais detalhes intrínsecos a cada produto;
- A ANEEL é responsável pela operacionalização do leilão e pela divulgação do Edital, contendo o preço inicial e as demais condições da contratação;
- A EPE então divulga quais empreendimentos estão habilitados a participarem do certame. A efetiva participação está condicionada ao aporte de garantia de participação do empreendimento.

ii. Durante o Leilão

- Rodadas uniformes: cada proponente vendedor informa a quantidade de lotes (equivalente a uma parcela da Garantia Física habilitada) que deseja negociar no leilão. O sistema compara a oferta (soma das garantias físicas de todos os proponentes vendedores que aceitaram o preço corrente) com a demanda. Enquanto a oferta for maior do que a demanda, o sistema partirá para uma próxima rodada uniforme. A quantidade de lotes ofertada por cada proponente na primeira rodada não mais poderá ser alterada, ou seja, o proponente apenas irá aceitar ou não o preço para negociar aqueles lotes ofertados;
- Nova rodada uniforme: ao final de cada rodada uniforme, se a oferta for maior do que a demanda, o sistema imputará um decremento ao preço corrente. Esse decremento é calculado pelo sistema, com base em uma lógica determinada pela organização do leilão;
- O novo preço obtido após o decremento passa a ser o preço corrente da rodada uniforme em curso e cabe aos proponentes vendedores habilitados aceitarem ou não esse valor;
- Quando, ao final de uma rodada uniforme, a oferta for inferior à demanda, devido à saída de proponentes que não julgaram o preço corrente atrativo, o sistema automaticamente resgata todos os proponentes vendedores que haviam aceitado o preço da rodada uniforme imediatamente anterior, dando início à rodada discriminatória;
- Uma vez que um proponente vendedor não aceite um preço e saia do leilão, este somente poderá retornar caso essa rodada seja aquela que ocasionou a rodada discriminatória, ou seja, caso ele tenha saído na penúltima rodada uniforme. Caso contrário, este vendedor não poderá retornar ao leilão;
- Na rodada discriminatória, todos os proponentes vendedores que ainda estiverem no leilão irão dar seus lances, limitados ao novo preço teto, que é o preço de penúltima rodada uniforme;
- Ao término dessa rodada, o sistema irá classificar os empreendimentos, do menor para o maior lance, sendo considerados vencedores todos os

empreendimentos necessários para atender à demanda estipulada, por ordem crescente de preço. É, então, finalizado o leilão.

iii. Pós-Leilão

- A garantia de participação é substituída pela garantia de fiel cumprimento, a qual é liberada ao gerador à medida que o cronograma físico de implementação da usina é cumprido. Para leilões de energia existente, a garantia de participação é mantida até assinatura dos contratos;
- É firmado um CCEAR entre cada vencedor do leilão e cada concessionária de distribuição, de maneira proporcional à demanda de cada uma. O preço de cada CCEAR é o preço de lance de cada vendedor. Dessa forma, as distribuidoras acabam pagando um mesmo preço médio pela energia negociada no leilão.

Tanto no LEN quanto no LFA são previstos 3 ressarcimentos pela Energia Indisponível:

- i. Ressarcimento em função das exposições decorrentes da não entrega de energia no ano de apuração: compensação financeira às Distribuidoras que ficaram expostas ao MCP (Regras CCEE, versão 2013):
 - ✓ Quando: dezembro;
 - ✓ Valor: Insuficiência de Geração x PLD médio do ano;
 - ✓ Mitigação: não há.
- ii. Penalidade por Insuficiência de Lastro de Venda: conforme Regras da CCEE

Módulo Penalidade:

 - ✓ Quando: contabilização de janeiro do próximo ano;
 - ✓ Valor: Requisito de Lastro x máx (VR; PLD médio do anual);

- ✓ Mitigação: contrato de energia “tão nova quanto³²”, ou seja, cuja data de entrada em operação deva ser igual ou posterior à da usina que negociou no leilão, no mesmo submercado até dezembro do ano corrente.
- iii. Ressarcimento CCEAR: indenização estabelecida na Minuta CCEAR, Cláusula 14, válido para 1º, 2º, 3º e 4º LEN; 1º LFA; 8º LEE:
- ✓ Quando: março do próximo ano;
 - ✓ Valor: Energia Indisponível x PLM médio anual;
 - ✓ Mitigação: contratos “tão nova quanto”, no mesmo submercado, mais geração janeiro e fevereiro.

³² O conceito de energia “tão nova quanto” remete a uma fonte cuja data de outorga seja igual ou posterior à da usina que negociou no leilão. Esse requisito foi cobrado nos 2º, 3º, 4º, 5º e 6º Leilões de Energia Nova.

ANEXO D – Garantia Física do Sistema

Para calcular a garantia física que um novo empreendimento proporciona ao SIN em um dado momento (configuração estática), a EPE, em sua nota técnica “Metodologia de Cálculo da Garantia Física das Usinas” determina os seguintes passos (67):

- i. A oferta total de energia física, correspondente à garantia física do SIN, é obtida por simulação estática da operação do sistema hidrotérmico através do modelo NEWAVE. Determina-se a oferta do sistema para a condição em que o Custo Marginal de Operação (CMO) é igual ao Custo Marginal de Expansão (CME), admitida uma tolerância;
- ii. Rateio da garantia física do SIN (somatório das cargas críticas): a oferta total é multiplicada por um Fator Hidráulico (FH) e um Fator Térmico (FT), obtendo-se dois blocos distintos de oferta, hidráulica (EH) e térmica (ET).
- iii. O rateio da oferta hidráulica (EH), é feito proporcionalmente às energias firmes das usinas hidráulicas, obtidas com auxílio do modelo MSUI (Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas), por simulação a usinas individualizadas do sistema integrado puramente hidrelétrico.
- iv. O rateio da oferta térmica (ET) é feito por usina termelétrica e está limitado ao valor da disponibilidade máxima de geração contínua de cada UTE, sendo o excedente distribuído entre as demais térmicas da configuração, na proporção de suas garantias físicas.

Ainda de acordo com a mesma nota técnica, a oferta total de energia (garantia física do SIN) é obtida por simulação estática da operação do sistema hidrotérmico para o ano de interesse, considerando todos os empreendimentos da configuração de referência (usinas com graves impedimentos para início da construção e/ou usinas em processo de devolução da concessão são excluídas da configuração de referência), adicionados os novos empreendimentos para os quais se deseja calcular a garantia física.

São incluídos 10 anos ao período estático inicial, para eliminação das influências das condições de partida da simulação, e mais 5 anos ao final do horizonte de estudo, para estabilização da função de custo futuro (eliminação do efeito “fim do mundo”³³).

São considerados dois grandes blocos regionais no processo iterativo de ajuste da oferta total: Sul e Sudeste/Centro-Oeste/Acre/Rondônia, e Norte/Manaus e Nordeste, mantendo-se fixa a oferta dos subsistemas. O processo converge quando ao menos um subsistema de cada bloco regional atende ao critério de igualdade entre CMO e CME, admitida uma tolerância de atendimento aos critérios de garantia de suprimento estabelecido pelo CNPE. O somatório da carga dos subsistemas, ajustada para atendimento aos critérios de garantia de suprimento, é a carga crítica.

Para cálculo da oferta hidráulica, considere as seguintes equações:

$$EH = FH \times \sum_{s=1}^{nss} ccrítica_s \quad (48)$$

$$FH = \frac{\sum_{s=1}^4 \sum_{i=1}^{12} \sum_{j=11}^{15} \sum_{k=1}^{2000} gh(i, j, k, s) \cdot cmo(i, j, k, s)}{\sum_{s=1}^4 \sum_{i=1}^{12} \sum_{j=11}^{15} \sum_{k=1}^{2000} \left[gh(i, j, k, s) + \sum_{l=1}^{nt(s)} gt(i, j, k, l, s) \right] \cdot cmo(i, j, k, s)} \quad (49)$$

Equações para o cálculo da oferta térmica:

$$ET(t, s) = FT(t, s) \times \sum_{s=1}^{nss} ccrítica_s \quad (50)$$

$$FT(t, s) = \frac{\sum_{s=1}^4 \sum_{i=1}^{12} \sum_{j=11}^{15} \sum_{k=1}^{2000} gt(i, j, k, s) \cdot cmo(i, j, k, s)}{\sum_{s=1}^4 \sum_{i=1}^{12} \sum_{j=11}^{15} \sum_{k=1}^{2000} \left[gh(i, j, k, s) + \sum_{l=1}^{nt(s)} gt(i, j, k, l, s) \right] \cdot cmo(i, j, k, s)} \quad (51)$$

Onde:

³³ O termo é popularmente utilizado pelos usuários e programadores para caracterizar uma situação em que o modelo não enxerga que existe uma continuidade após o período de análise, o que o leva a utilizar o recurso disponível ao máximo, deplecionando completamente os reservatórios para obter o menor custo global.

s = subsistema

nss = número de subsistemas

FH = fator hidrelétrico

i = mês

j = ano

k = série

t = usina térmica

gh = geração hidráulica total (controlável + fio d'água + vazão mínima)

gt = geração térmica total (inflexibilidade + geração flexível)

cmo = custo marginal de operação

$nt(s)$ = número de térmicas do subsistema s

$FT(t,s)$ = fator térmico da usina termelétrica t

Para determinação da garantia física de cada usina, a oferta hidráulica (EH) é rateada pelo conjunto das usinas hidrelétricas da configuração, proporcionalmente à energia firme de cada usina. A energia firme corresponde à geração média nos meses do período crítico, obtida por simulação a usinas individualizadas do sistema integrado puramente hidrelétrico, utilizando séries de vazões históricas e limitada ao valor da disponibilidade de geração máxima da usina. A equação a seguir apresenta o rateio do bloco hidráulico entre as usinas hidrelétricas:

$$GF_{local} = EH \times \frac{EF_h}{\sum_{h=1}^{nh} EF_h} \quad (52)$$

Onde:

h = usina hidrelétrica

nh = número de usinas hidrelétricas da configuração

Caso a usina possua um reservatório de regularização com usinas a jusante, poderá haver um acréscimo de energia nessas usinas, incorrendo em um benefício indireto (BI), o qual é calculado pela diferença entre o somatório da energia firme das usinas a jusante na cascata antes e depois da entrada da usina em questão. A garantia física é, portanto, obtida da soma da GF_{local} com o BI.

$$GF_h = GF_{local} + BI \quad (53)$$

A oferta térmica deve ser compatibilizada de acordo com a disponibilidade máxima do empreendimento e o restante é dividido nas demais termelétricas. Para as termelétricas com inflexibilidade total ou com CVU nulo, a garantia física é dada pela equação:

$$GF = \frac{\sum_{m=1}^{12} Disp_m}{12} \quad (54)$$

Onde:

$Disp_m$ = disponibilidade mensal declarada pelo gerador dado em MW médios, descontadas as taxas de interrupção forçada e programada.

No caso da energia eólica, a garantia física é calculada considerando as séries de dados de velocidade de vento, pressão do ar e temperatura ambiente, registradas com um período superior a três anos através da seguinte fórmula:

$$GF = \frac{\sum_{m=1}^{12} E_m}{8760} \quad (55)$$

Onde:

E_m = compromisso firme de entrega de energia ao SIN declarado pelo agente, em cada mês “m” e em MWh, e que deve ser menor ou igual aos valores estimados de produção de energia apresentados na certificação da medição anemométrica, com base no critério de P50 (significa que a probabilidade de se obter uma geração inferior à garantia física é de 50%).

O pequeno histórico impossibilita simulações estocásticas da geração eólica de forma integrada ao modelo oficial de despacho hidrotérmico do sistema interligado.

A partir de 2013, com a publicação da Portaria MME 131 para o 5º Leilão de Energia de Reserva, estabeleceu-se o critério de P90 para cálculo da garantia física das usinas eólicas. Esse critério determina que a garantia física é dada pelo percentil 10%, acarretando, portanto, em redução no valor de garantia física, de forma a garantir o cumprimento dos critérios mínimos de geração, fornecendo maior confiabilidade na produção energética associada a esta fonte. Adicionalmente, são consideradas as taxas de interrupção programada e forçada, conforme equação a seguir:

$$GF = \frac{P90_{ac} \times (1 - TEIF) \times (1 - IP) - \Delta P}{8760} \quad (56)$$

Onde:

$P90_{ac}$ = produção anual de energia certificada, referente ao valor de energia anual que é excedido com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a 90% para um período de variabilidade futura de 20 anos, expresso em MWh/ano;

$TEIF$ = taxa de indisponibilidade forçada;

IP = taxa de indisponibilidade programada;

ΔP = estimativa do montante de consumo interno mais as perdas internas até o ponto de conexão, em MWh/ano.

No caso de PCH pertencente ao MRE, os critérios de cálculo de garantia física são estabelecidos pela Portaria MME 463/2009. A equação para cálculo de usinas que se encontram em operação comercial é dada por:

$$GM = \frac{12}{8760} \times \sum_{i=1}^m \frac{Eger_i}{m} \quad (57)$$

Onde:

GM = geração média de energia elétrica calculada;

$Eger_i$ = montante de energia gerada no mês i referido ao ponto de conexão (MWh) e registrado na CCEE;

i = mês correspondente ao registro do montante de energia gerada; e

m = quantidade de meses até o último mês do período de análise, múltiplo de 12, com registros na CCEE de montantes mensais de energia gerada.