

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

PECE – PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA DA ESCOLA POLITÉCNICA DA
USP

JULIANA GUSSON DE MORAIS

**PLD Horário: os benefícios ao Sistema Elétrico Brasileiro e os
desafios de implantação da modelagem horária**

São Paulo

2018

JULIANA GUSSON DE MORAIS

**PLD Horário: os benefícios ao Sistema Elétrico Brasileiro e os desafios de
implantação da modelagem horária**

Trabalho de Conclusão do Curso de Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, para obtenção do título de Especialista em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética.

São Paulo
2018

JULIANA GUSSON DE MORAIS

**PLD Horário: os benefícios ao Sistema Elétrico Brasileiro e os desafios de
implantação da modelagem horária**

Trabalho de Conclusão do Curso de Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, para obtenção do título de Especialista em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética.

Área de Concentração: Regulação do setor elétrico

Orientador: Prof. Dr. Roberto Castro

São Paulo

2018

catalogação-na-publicação

De Morais, Juliana Gusson

PLD Horário: os benefícios ao Sistema Elétrico Brasileiro e os desafios de implantação da modelagem horári/ J. G. de Morais -- São Paulo, 2018.
53 p.

Monografia (Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética)
- Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. PECE – Programa de Educação Continuada em Engenharia.

1.Mercado Livre de Energia 2. Comercialização de Energia 3. Preço de Liquidação das Diferenças
4. DESSEM 5. Regulação I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. PECE – Programa de Educação Continuada em Engenharia II.t.

RESUMO

O Setor Elétrico Brasileiro possui sua matriz de geração predominantemente hidráulica. Cerca de 64% do parque gerador é composto por essa fonte. Como energia de base o Brasil possui 25% de sua matriz com Usinas Térmicas, que garantem a segurança de suprimento em momentos de hidrologia desfavorável. Nos últimos anos, fontes alternativas, como Biomassa e Eólica tem aumentado sua participação. Nesse contexto, o planejamento da operação busca despachar as usinas visando o menor custo a fim de atender a carga planejada para o país. Hoje esse planejamento é feito pelo Operador Nacional do Sistema, ONS, por meio do uso de modelos matemáticos de otimização, o NEWAVE e o DECOMP. Os mesmos modelos também são utilizados pela Câmara de Comercialização de Energia Eletrica, a CCEE, para os quais essa otimização reflete em um preço, em R\$/MWh, usado como valoração da contabilização de Mercado (comparação entre contratos firmados e necessidade, consumo). Esse cálculo é feito em base semanal e, ao final do mês, é calculado um preço médio final. Está em fase de testes, para implantação em 2020, o uso do modelo DESSEM, que discretiza o preço para base horária. Entre os benefícios aguardados, espera-se que a granularidade horária reflita em uma maior aderência entre o planejamento de geração e a carga. Este trabalho visa analisar essa nova metodologia, suas dificuldades de implantação e os benefícios esperados para os Agentes de mercado. Para isso, foram analisados mercados internacionais que já possuem a especificação horária e hoje atuam como Bolsas de energia, além de comparar a correlação que existe em um mês de testes do preço horário com o preço semanal real calculado para o período.

Palavras-chave: matriz, hidrologia, Eólica, ONS, NEWAVE, DECOMP, CCEE, DESSEM

ABSTRACT

The Brazilian Electric Sector has its predominantly hydraulic generation matrix. About 64% of the generating park is made up of this source. As base energy, Brazil has 25% of its headquarters with thermal plants, which guarantee security of supply in times of unfavorable hydrology. In recent years, alternative sources such as biomass and wind has increased their participation. In this context, the planning of the operation seeks to dispatch the plants in order to meet the consumption of the country. Today this planning is done by the National System Operator, NSO, through the use of mathematical optimization models, NEWAVE and DECOMP. The same models are also used by the Electric Energy Trading Chamber, the EETC, for which this optimization reflects in a price, in R\$/MWh, used as market valuation (comparison between signed contracts and consumption) . This calculation is done on a weekly basis and at the end of the month a final average price is calculated. The use of the DESSEM model, which discretizes the hourly price, is being tested for deployment in 2020. Among the expected benefits, hourly granularity is expected to reflect greater adherence between generation planning and load. This work aims to analyze this new methodology, its implementation difficulties and the expected benefits for the Market Agents. For this, it's analyzed international markets that already have the hourly pricing and today act as energy exchanges, in addition to comparing the correlation that exists in a month of tests of the hourly price with the actual weekly price calculated for the period.

Keywords: matrix, hidrology, Wind, NOS, NEWAVE, DECOMP, EETC, DESSEM

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1. Matriz Energética Brasileira	15
Figura 3.1. Divisão dos submercados e mapa das linhas de transmissão que conectam o SIN	18
Figura 3.2. Disposição dos REEs no SIN	20
Figura 3.3. FCI + FCF: o custo total do Sistema	22
Figura 3.4. Fluxograma das atividades para obtenção do PLD	24
Figura 3.5. Forma de uso do modelo DESSEM	26
Figura 4.1. Distribuição das matrizes energéticas dos países constituintes do NP	27
Figura 4.2. Mercado de geração na Noruega	29
Figura 4.3. Mercado de geração na Suécia	30
Figura 4.4. Mercado de geração na Finlândia	31
Figura 4.5. Mercado de geração na Dinamarca Oeste e Leste	32
Figura 4.6. Estrutura do Nord Pool	33
Figura 4.7. Cenário de déficit de energia	34
Figura 4.8. Cenário de sobra de energia	34
Figura 4.9. Matriz energética colombiana	36
Figura 5.1. Forma de uso do modelo DESSEM	43
Figura 6.1. Comparativo entre os PLDs médios de maio calculados em base semanal e em base horária	49

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1. Resumo das características dos modelos	26
Tabela 6.1. Resultado dos preços horários calculados para maio para os submercados SE/CO e S.....	45
Tabela 6.2. Resultado dos preços horários calculados para maio para o submercado Nordeste.....	46
Tabela 6.3. Resultado dos preços horários calculados para maio para o submercado Norte	47
Tabela 6.4. Preços reais divulgados para maio/18 pela CCEE para os submercados SE/CO e S.....	48
Tabela 6.5. Preços reais divulgados para maio/18 pela CCEE para o submercado NE	48
Tabela 6.6. Preços reais divulgados para maio/18 pela CCEE para o submercado N...	48

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
CGU	Central Geradora Undi-Elétrica
CMO	Custo Marginal de Operação
CREG	<i>Comisión de Regulación de Energía y Gas</i>
CVaR	Conditional Value at Risk
EAR	Energia Armazenada
EMA	Autoridade do Mercado Elétrico
ENA	Energia Natural Afluente
EOL	Eólica
FCF	Função de Custo Futuro
FCI	Função de Custo Imediato
GW	Gigawatt
ISSO	<i>Independent System Operator</i>
MAE	Mercado Atacadista de Energia Elétrica
MCP	Mercado de Curto Prazo
MME	Ministério de Minas e Energia
MW	Megawatt

NP	<i>Nord Pool</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PDDE	Programação Dinâmica Dual Estocástica
PJM	Pensilvânia, Nova Jersey e Michigan
PLD	Preço da Liquidação das Diferenças
REE	Reservatório Equivalente de Energia
SIC	<i>Sistema de Intercambios Comerciales</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional
TSO	<i>Transmission System Operator</i>
UFV	Usina Fotovoltaica
UHE	Usina Hidrelétrica
UTE	Usina Termelétrica
UTN	Usina Termonuclear

Sumário

1. INTRODUÇÃO	13
1.1. Objetivo	13
1.2. Justificativa	14
1.3. Metodologia	14
2. A MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA	14
2.1. A evolução da Matriz	14
3. A FORMAÇÃO DE PREÇOS NO CURTO PRAZO	16
3.1. A Reforma do Setor Elétrico	16
3.2. NEWAVE	18
3.2.1. Módulo de cálculo dos sistemas equivalentes e energias afluentes	19
3.2.2. Módulo de cálculo do modelo estocástico de energias afluentes – GEVAZP	20
3.2.3. Módulo de cálculo da política de operação hidrotérmica	20
3.2.4. Módulo de simulação da operação	20
3.3. A Função de Custo Futuro – FCF	21
3.4. DECOMP	23
3.5. DESSEM	24
4. MERCADOS INTERNACIONAIS	26
4.1. NORD POOL	26
4.1.1. Noruega	27
4.1.2. Suécia	29
4.1.3. Finlândia	30
4.1.4. Dinamarca	31

4.1.5. Funcionamento do <i>Nord Pool</i>	32
4.1.6. Elspot	33
4.1.7. Elbas	34
4.1.8. Eltermin	35
4.2. Colômbia.....	35
4.2.1. Matriz energética	36
4.2.2. Organização do sistema elétrico.....	36
4.2.3. Mercado de energia atacadista.....	37
4.3. PJM.....	38
5. Implementação do PLD Horário.....	40
5.1. A visão dos agentes comercializadores	41
5.2. Pontos de atenção para implantação	42
5.3. A programação diária	42
6. Operação Sombra	43
6.1. Analisando a Operação Sombra	49
7. Conclusão.....	50
REFERÊNCIAS.....	52

1. INTRODUÇÃO

O Setor Elétrico Brasileiro sofreu uma reestruturação regulatória em 2003, a partir da qual o cenário de comercialização de energia elétrica no país se dividiu entre o Ambiente de Contratação Regulada, o ACR, e o Ambiente de Contratação Livre, o ACL. O primeiro realiza negociação através do ambiente de Leilões entre agentes Geradores e Distribuidoras, já o segundo se resume em negociações bilaterais entre agentes Geradores, Comercializadores e Consumidores. A gerência e o registro dessas negociações é proporcionada pela existência da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, a CCEE.

De acordo com Mayo (2009), a CCEE realiza a precificação da energia no chamado mercado de curto prazo, que visa valorar as diferenças, positivas ou negativas, entre o que foi produzido e o que foi consumido. Essa contabilização financeira é valorada ao PLD, o Preço de Liquidação das Diferenças, calculado em base semanal pela Câmara.

O PLD representa o resultado final de uma otimização da matriz hidrotérmica do Sistema Interligado Nacional a fim de encontrar o melhor despacho de geração para suprir o consumo projetado sem prejudicar o armazenamento de água nos reservatórios. A matriz energética do Brasil é predominantemente hidráulica, com termelétricas em sua base e a recente expansão de novas fontes renováveis, como a Eólica. O modelo matemático de otimização que calcula o PLD busca então o equilíbrio entre o presente uso da água para geração, visando seu armazenamento futuro, e o custo ótimo de unidades termelétricas, a fim de mitigar riscos de déficits hídricos e também resultar em um custo econômico do uso dos combustíveis nessas usinas.

1.1. Objetivo

O presente trabalho tem o objetivo de avaliar as vantagens da nova metodologia de cálculo do PLD, modificado para base horária, com a finalidade de garantir aderência entre o despacho programado aos geradores e o despacho real que ocorre para atender a carga do país.

Através do estudo da modelagem da precificação da energia no curto prazo no Brasil e a aderência da nova metodologia às necessidades do Sistema Interligado Nacional,

espera-se contribuir, por meio desse trabalho, com as discussões presentes no setor no sentido regulatório e na consistência do planejamento da operação.

1.2. Justificativa

Hoje, a antecipação da programação na base semanal não reflete a geração real, havendo um descolamento que traz reflexos financeiros aos consumidores onerando-os através de repasses via encargos. Pretende-se também analisar os benefícios e as mudanças que o cálculo horário pode trazer aos comercializadores e geradores, como deslocamento da carga ao longo do dia, a fim de demandar energia em horários de menor custo, e o reflexo da modelagem da intermitência de geração das usinas eólicas no modelo.

1.3. Metodologia

A fim de embasar o estudo do presente trabalho, serão analisados mercados internacionais consolidados nesse cálculo horário, considerados consolidadas bolsas de eletricidade. É o caso do *Nord Pool*, PJM e Colômbia. O primeiro foi implantado em 1996 e abrange os países da Noruega, Suécia, Finlândia e Dinamarca. O segundo, implantado em 1998, é composto pelos estados americanos da Pennsylvania, New Jersey e Maryland. Os três mercados estudados nesse trabalho, realizam pregões eletrônicos diários, onde geradores ofertam sua energia no hora a hora.

2. A MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA

2.1. A evolução da Matriz

A matriz energética brasileira é, desde o século XIX, predominantemente hidráulica, mas esse avanço hidrelétrico está desacelerando desde 2011. Segundo GOLDEMBERG (2015), isso se deve ao esgotamento dos aproveitamentos hídricos no Sudeste do Brasil. A região Sudeste concentra os maiores reservatórios de acumulação do país, graças a sua topografia.

Depois de esgotada a exploração do potencial hídrico no Sudeste, veio a vez da região Norte, que possui um relevo plano e favorável. No entanto, a concepção de grandes reservatórios nessa região é mais difícil devido a problemas sociais e ambientais. Com isso, desde 1985, usinas a fio d'água tornaram-se regra. A desvantagem dessas usinas

é a forte dependência do regime de chuvas e da afluência dos rios. Com isso, nosso país enfrenta um comportamento esperado em termos de armazenamento de água nos reservatórios: o nível aumenta em meses chuvosos (início do ano) e decai em meses secos (inverno).

Apesar dessa volatilidade grande nos armazenamentos dos reservatórios, o Brasil possui em sua base usinas Térmicas que garantem a segurança energética do país, suprindo a demanda em períodos de hidrologia desfavorável.

Além disso, fontes alternativas, como térmicas a biomassa, eólicas e solares tem ganhado maior espaço, em especial as duas últimas que vem apresentando um crescimento grande nos últimos anos. A eólica vem sendo cada vez mais impulsionada nos leilões de energia. Só em 2018, contratou-se 716 MW dessa fonte a serem construídos e disponibilizados a matriz nos próximos anos. Já a solar vem sendo muito impulsionada pela Geração Distribuída, crescendo em grande escala na baixa tensão (atendendo a residências e pequenos comércios).

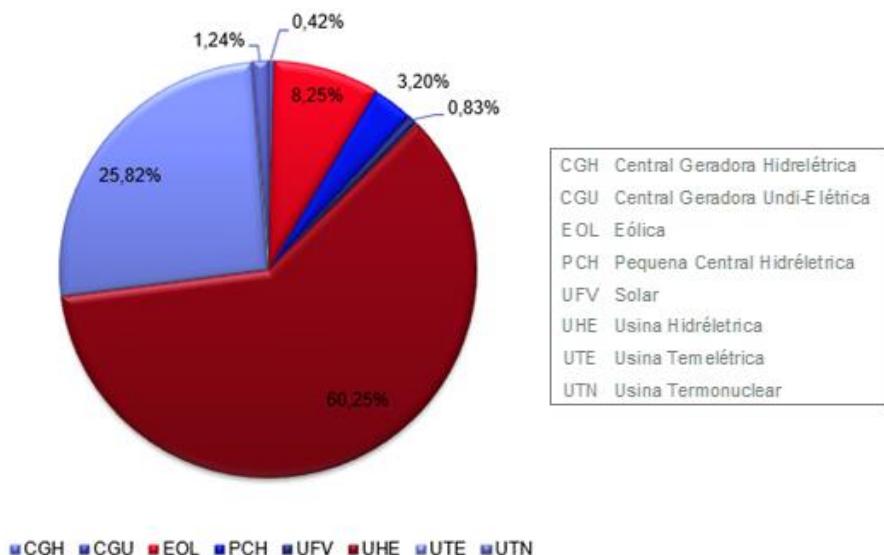


Figura 2.1. Matriz Energética Brasileira (ANEEL, 2018)

Vale lembrar que no caso do bagaço, que é a fonte principal de térmicas a biomassa, sua disponibilidade maior é no período de safra, de abril a novembro, o que ajuda o parque gerador a ter uma maior oferta de energia em períodos de menor hidrologia. É então, uma fonte complementar as hidrelétricas.

3. A FORMAÇÃO DE PREÇOS NO CURTO PRAZO

3.1. A Reforma do Setor Elétrico

O setor elétrico brasileiro era um modelo centralizado estatal. Durante a década de 90 deu-se início a reforma institucional do setor com o objetivo de garantir investimentos para expandir a oferta de energia e assegurar a eficiência de forma econômica, ao menor custo.

De acordo com MAYO (2009), a reforma seguiu os seguintes pilares:

- Separação da cadeia produtiva em geração, transmissão, distribuição e comercialização.
- Competição entre a geração e a comercialização.
- Livre acesso às redes de transmissão e distribuição.
- Privatização da geração e distribuição.
- Criação do órgão independente ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), em 1995, com o objetivo de fiscalizar e guiar o processo de privatização das empresas públicas de energia elétrica, desde a licitação até o acompanhamento dos serviços oferecidos por essas novas empresas privadas (DE LIMA, 2017, p. 26).
- Criação Operador Nacional do Sistema Elétrico, ONS, com o objetivo de controlar o despacho dos geradores no Sistema Interligado Nacional, SIN, e administrar a transmissão, garantindo segurança energética.
- Criação do MAE, Mercado Atacadista de Energia Elétrica, para realizar as operações de compra e venda de energia.

Além disso, houve a instituição da Lei 8.987/1995, que regulamentou as concessões além de criar a figura do Consumidor Livre.

Esse novo modelo teve o intuito de garantir a atuação dos agentes em um mercado competitivo. No entanto, até hoje esse modelo não foi totalmente implementado, uma vez que ainda há distribuidoras e geradores sob a mão do Estado, na administração da Eletrobrás.

Nessa mesma época, detectou-se a necessidade de regular o mercado, definindo o equilíbrio entre previsões futuras, preço justo ao consumidor e a manutenção do sistema.

Em 2000, através da Resolução nº 290, a ANEEL estabeleceu um cronograma de implantação dos modelos matemáticos de otimização a serem utilizados pelo ONS. Por meio dessa Resolução foi possível compatibilizar o modelo para uso simultâneo do ONS e do MAE. Enquanto o primeiro visava o uso dos modelos para o planejamento da operação, o segundo visava o uso para a formação de preços, na época denominado “Preço MAE”, hoje, PLD, Preço da Liquidação das Diferenças.

Em 2003, houve mais um processo de reestruturação do setor, que instituiu a comercialização de energia no âmbito da CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, sucessora do MAE, em 2 ambientes:

- ACR – Ambiente de Contratação Regulada: nesse ambiente as distribuidoras garantem o atendimento a totalidade seu mercado, o mercado cativo. Isso é possível através da contratação bilateral de longa duração entre distribuidores (compradores) e geradores (vendedores) através de leilões de compra e venda.
- ACL – Ambiente de Contratação Livre: nesse ambiente a contratação é firmada também por contratos bilaterais firmada livremente entre consumidores livres, geradores e comercializadores.

Todos os contratos firmados, seja no ACR ou ACL, são registrados na CCEE, servindo de base para a contabilização e liquidação das diferenças no MCP, Mercado de Curto Prazo.

Em 2004, o Decreto 5.177 regulamentou a responsabilidade da CCEE em apurar o PLD por submercado para a liquidação no mercado de curto prazo. Assim a valoração dos montantes negociados de energia é dada pelo PLD, calculado semanalmente por submercado e patamar de carga. Atualmente o SIN é dividido em 4 submercados: Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte. Esses submercado possuem linhas de transmissão de alta tensão que os conecta, permitindo que haja intercâmbio de energia entre eles. Atualmente, apenas o estado de Roraima se encontra isolado, conforme mostra a figura 3.1.

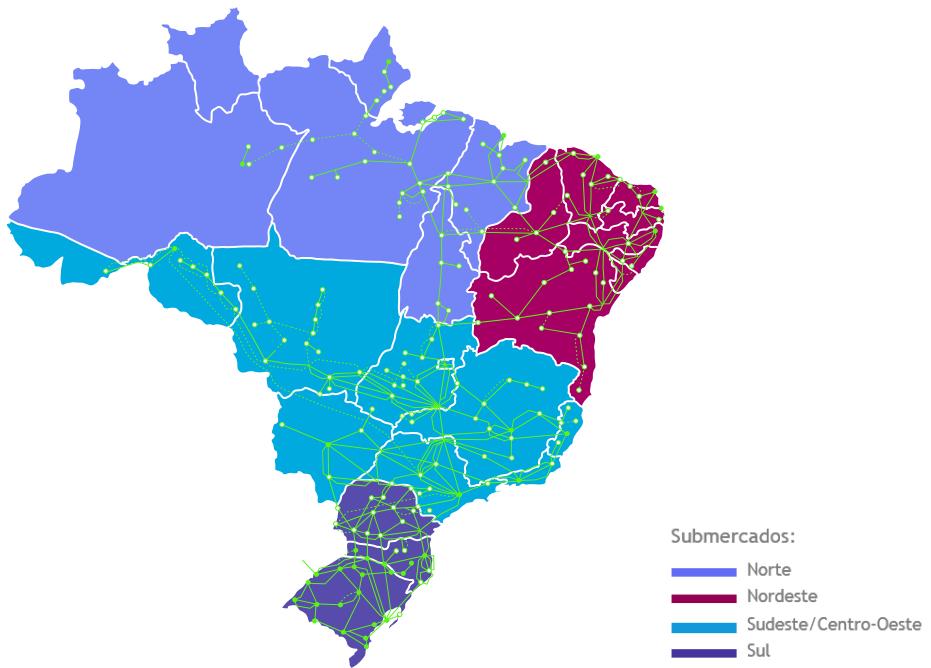


Figura 3.1. Divisão dos submercados e mapa das linhas de transmissão que conectam o SIN (Comerc, 2018)

Entre os modelos matemáticos de otimização usados tanto pelo ONS quanto pela CCEE destacam-se os modelos NEWAVE (análise do médio prazo), DECOMP (análise do curto prazo) e o DESSEM (curtíssimo prazo).

3.2. NEWAVE

De acordo com DAHER (2006), o NEWAVE é o Modelo de Despacho de Geração Hidrotérmica. Foi desenvolvido pelo CEPEL, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, a fim de atender o planejamento energético de médio prazo (de 1 a 5 anos) sendo discretizado mensalmente.

Usado no horizonte de médio prazo, ITO (2006) explica que o NEWAVE representa o SIN de forma simplificada, sendo as usinas hidrelétricas de cada submercado representadas por um único reservatório, e esse único reservatório é o resultado do somatório dos reservatórios do submercado em questão. A transmissão entre esses subsistemas é representada no modelo pelos limites de intercâmbio de energia.

O objetivo do NEWAVE é determinar a operação ótima do nosso sistema hidrotérmico com o menor custo possível para o período. Entre seus resultados encontra-se a Função de Custo Futuro, que reflete para os modelos DECOMP e DESSEM o “custo da utilização da água armazenada nos reservatórios” (DAHER, 2006, p. 5).

Esse modelo matemático de otimização apresenta cálculos baseados em Programação Dinâmica Dual Estocástica, PDDE, composto por 4 módulos:

3.2.1. Módulo de cálculo dos sistemas equivalentes e energias afluentes

Como já explanado, para cada submercado agregam-se os reservatórios em um único reservatório equivalente de energia, os REEs. Para determinar a capacidade que cada REE tem de armazenamento, estima-se a energia produzida pelo deplecionamento (esvaziamento) desses reservatórios operando em paralelo.

Hoje o modelo trabalha com 12 reservatórios equivalentes, sendo 3 no submercado Norte (Norte, Belo Monte e Amazonas), 6 no Sudeste/Centro-Oeste (Sudeste, Madeira, Teles Pires, Paranapanema, Paraná e Itaipu), 2 no Sul (Sul e Iguaçu) e 1 no Nordeste (Nordeste), conforme ilustra a figura 3.2 abaixo.

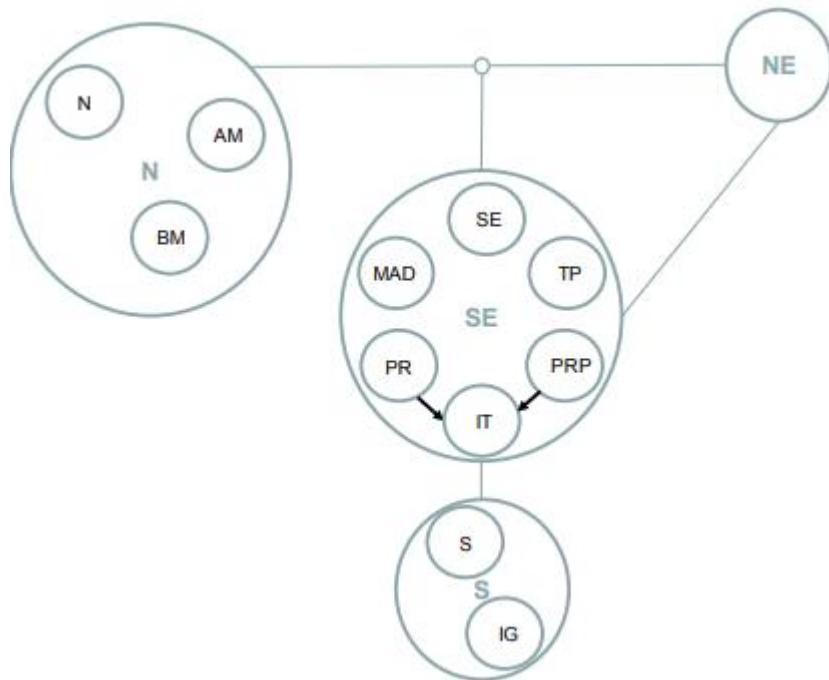


Figura 2.2. Disposição dos REEs no SIN (CEPEL, 2017)

3.2.2. Módulo de cálculo do modelo estocástico de energias afluentes – GEVAZP

De acordo com ITO (2006), o GEVAZP resulta em cenários sintéticos de vazões e energia ao empregar o modelo autorregressivo periódico, PAR(p), que modela a afluência de um mês com base na combinação linear de séries históricas de vazões (de meses anteriores) nos reservatórios.

Assim, esses cenários hidrológicos criados pelo GEVAZP são utilizados nos modelos NEWAVE e DECOMP.

3.2.3. Módulo de cálculo da política de operação hidrotérmica

A partir do uso do algoritmo de Programação Dinâmica Dual Estocástica chega-se na política de operação ótima ao menor custo representada pela Função de Custo Futuro.

3.2.4. Módulo de simulação da operação

Nesse módulo são feitas simulações da operação do sistema para o período do estudo a partir das mais diversas vazões. Como resultado, calcula-se a média dos custos de operação e o risco de déficit de não suprimento da carga.

3.3. A Função de Custo Futuro – FCF

Cabe ao ONS o planejamento da operação de nossa matriz hidrotérmica buscando o ponto ótimo entre o custo da operação e o risco de déficit de energia (custo de rationamento).

O custo total da operação é composto por uma somatória de custos variáveis dos recursos utilizados. Leva em consideração o custo imediato (da operação naquele momento do planejamento) e o custo futuro (custo de geração em um período futuro considerando o cenário de hoje para despacho e hidrologia). Esses custos são indicados pela Função de Custo Imediato, FCI, e a Função de Custo Futuro, FCF.

De acordo com SOZZI (2014), a FCI ilustra os custos de geração térmica por ordem de mérito (ordem crescente de custo) e o custo de déficit em cenários de rationamento de energia. A derivada da curva dessa função para cada volume de reservatório reflete o custo de geração térmica, hidráulica ou déficit para que se tenha aquele volume armazenado. Já a FCF está associada a geração futura e a derivada dessa curva é chamado de “valor da água”.

O despacho hidrotérmico de menor custo total ao sistema é obtido pelo equilíbrio entre a geração hidráulica e térmica que iguale o “valor da água” ao custo da geração térmica, conforme figura 3.3.

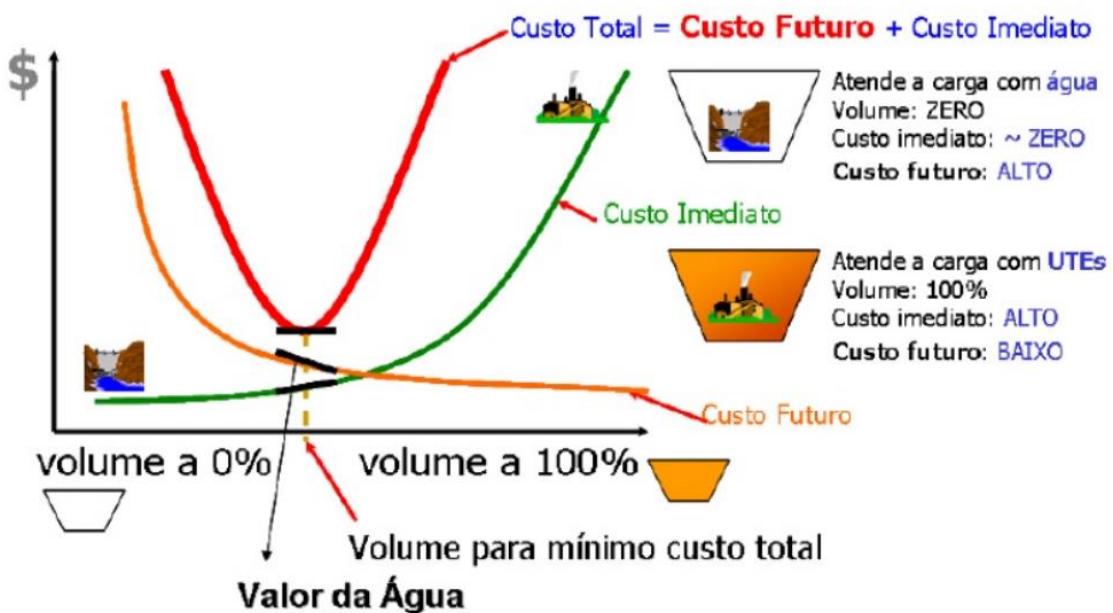


Figura 3.3. FCI + FCF: o custo total do Sistema (SOZZI, 2014)

Majoritariamente dependente da hidrologia, o sistema elétrico brasileiro sofre influências das vazões dos rios turbinadas nas Hidrelétricas. E a previsão dessas vazões, assim como a previsão climatológica em si, carregam diversas incertezas futuras.

Devido a esse grau de incerteza na previsão climática o cálculo do custo futuro se baseia em estudos estatísticos de afluências de dados históricos coletados desde 1931. De posse desses dados utiliza-se um modelo Autorregressivo Periódico de Ordem, ou PAR(p), como já mencionado. Segundo SOZZI (2014), esse modelo usa a média dessas afluências históricas observadas nos últimos “p” meses para projetar o custo de operação. Nessa projeção são criados diversos cenários para os próximos 5 anos e a média do custo de cada um desses cenários é conhecida como Custo Futuro Médio. Com o uso da Programação Dual Dinâmica Estocástica transforma-se as projeções em custo atual e garante-se o custo ótimo.

Assim, a Programação Dual Dinâmica Estocástica se baseia nas afluências observadas em meses anteriores, conforme explicitado anteriormente, para traçar a FCF no horizonte de 5 anos. Nessa modelagem variáveis como a Energia Armazenada (EAR) dos

reservatórios, a Conditional Value at Risk (CVaR)¹, Energia Natural Afluente (ENA) e projeção de carga são principais influenciadores para os *outputs* desse modelo.

3.4. DECOMP

Usado no planejamento de curto prazo, o DECOMP otimiza a operação do Sistema ao enxergar as usinas de forma individualizada. Segundo SOZZI (2014), o modelo utiliza recursos, como: a geração em pequenas bacias, importações/exportações de vazões, a produção de acordo com a altura de queda nas usinas, o tempo de viagem da água, indisponibilidades/manutenção de unidades geradoras e restrições elétricas (respeitando os limites de geração de Hidrelétricas e Termelétricas).

Hoje, os *inputs* de entrada do modelo são dados pelo ONS, que visa atender à carga com o menor custo e um nível aceitável de risco. Como resultado, obtém-se o CMO, Custo Marginal de Operação, que reflete o preço, em R\$/MWh, da última usina disponível e despachada para atender ao próximo MW demandado pelo Sistema. A partir dos dados disponibilizados pelo ONS, a CCEE realiza tratamentos dos decks de dados para obtenção do PLD por submercado e patamar de carga. O PLD é usado na contabilização financeira dos volumes negociados no Mercado de Curto Prazo. Diferente do CMO, o PLD apresenta limites máximos e mínimos estipulados pela ANEEL, valorados em 2018 a R\$ 40,16/MWh e R\$ 505,18/MWh, respectivamente.

Além do preço, PLD no caso da rodada da CCEE e CMO no caso da rodada do ONS, o DECOMP também resulta na trajetória dos reservatórios, no aproveitamento hidráulico dos geradores, na geração térmica, no fluxo de interligações entre os submercados e no balanço energético entre subsistemas.

Entre os tratamentos feitos pela CCEE temos a retirada de dados de disponibilidade de usinas geradoras em teste a retirada de dados de restrições operativas internas dos submercados. Essas restrições são desconsideradas assumindo que a energia está

¹ O CVaR representa indiretamente o critério de segurança de suprimento ao selecionar 50% dos cenários hidrológicos dados pelo NEWAVE e ponderá-los com peso de 40% de chances de ocorrência. É, portanto, uma variável conservadora utilizada pelo modelo.

igualmente disponível em todos os pontos do submercado (SOZZI, 2014). Um eventual descolamento entre os valores de CMO e PLD, que representa uma diferença entre o despacho real (CMO) e o despacho sem restrições (PLD) é convertido em Encargos de Serviços de Sistema, pagos por agentes que possuem consumo registrado na Câmara.

A partir do DECOMP elaboram-se os Programas Mensais de Operação do SIN, determinando assim o despacho individualizado de cada usina, Hidrelétrica e Termelétrica, sempre em busca do menor custo de operação.

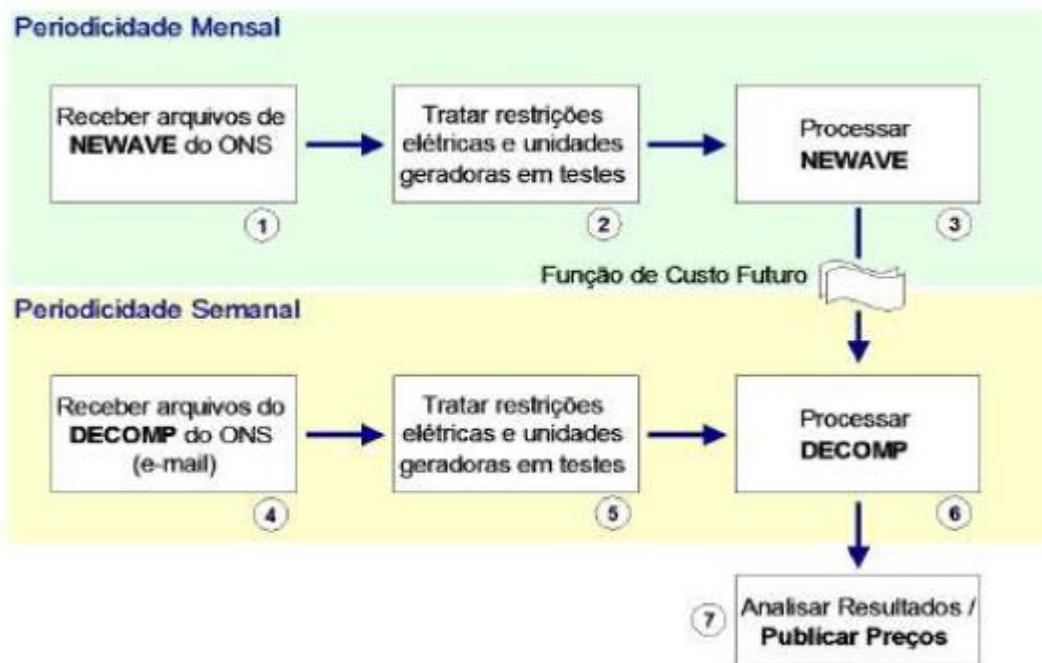


Figura 3.4. Fluxograma das atividades para obtenção do PLD (ITO, 2006)

3.5. DESSEM

Representa o modelo de otimização hidrotérmica com discretização diária. É um modelo determinístico em múltiplos períodos e possui como critério a minimização do custo de operação com transmissão. Entre as variáveis de importância a esse modelo temos:

- Previsão de vazões (diárias obtidas por modelos chuva-vazão em todos os dias de horizonte do estudo e uso do modelo PREVIVAZ, previsão em base semanal, para bacias sem modelos chuva-vazão).
- Previsão de carga.
- Inclusão da previsão de geração eólica, através da combinação de previsões de vento dos modelos ETA, GEFS e ECMWF.
- Previsão de geração por fonte solar (ainda sem modelo, a ser feita em base heurística a partir da geração verificada).
- Representação da rede elétrica, através das restrições de fluxo.
- Representação dos empreendimentos Hidráulicos e Térmicos.
- Outras variáveis, como a carga ANDE (geração de Itaipu destinada ao Paraguai) e manutenção de unidades geradoras.

Como resultado são disponibilizadas metas de geração por unidade, intercâmbio e custos marginais por barra elétrica. O horizonte de trabalho é de até duas semanas em etapas de 30 minutos, diário ou em patamares.

Hoje o modelo semanal DECOMP utilizado pelos agentes não contempla de forma individualizada a geração eólica, solar, térmica a biomassa e PCHs, Pequenas Centrais Hidrelétricas. Essas gerações entram como *input* de abatimento de carga. O DESSEM permite então captar a variabilidade e a intermitência de geradores eólicos, além de admitir a participação da Demanda, através do uso da flexibilidade da carga a fim de compensar as variações de oferta, Resposta a Demanda.

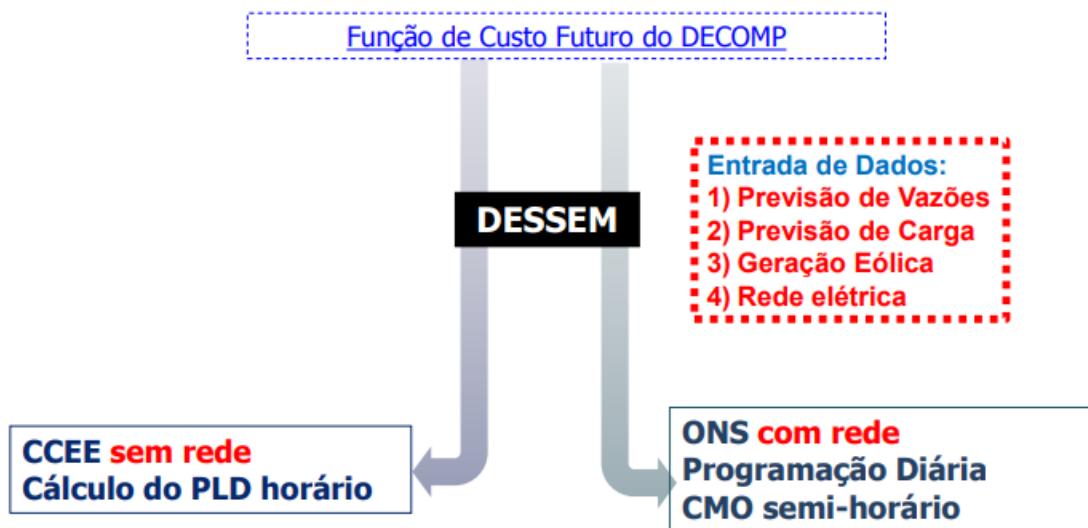


Figura 3.5. Forma de uso do modelo DESSEM (ONS, 2018)

Tabela 3.1. Resumo das características dos modelos

Etapa	Médio Prazo	Curto Prazo	Programação da Operação
Modelo Hidrológico	GEVAZP	PREVIVAZ/GEVAZP	PREVIVAZH
Modelo de Otimização	NEWAVE	DECOMP	DESSEM
Horizonte de Planejamento	Até 5 anos	Até 1 ano	Até 14 dias
Discretização temporal	Mensal	Semanal/Mensal	Horária/patamares
Afluências Hidrológicas	Estocástico	Determinístico/Estocástico	Determinístico

Fonte: PUC-Rio

4. MERCADOS INTERNACIONAIS

4.1. NORD POOL

O mercado nórdico é considerado o maior mercado de energia elétrica e o primeiro mercado multinacional de eletricidade. O *Nord Pool*, NP, engloba a Noruega, Suécia, Dinamarca, Finlândia e Estônia.

O NP teve sua origem na Noruega em 1991. Posteriormente, em 1996, houve a adesão da Suécia e em seguida, 1998 e 2000, entraram Finlândia e Dinamarca, respectivamente. De acordo com DE LIMA (2017), seu sucesso veio da combinação de uma boa conduta política dos países, da transparência entre os geradores e da competição de mercado. Isso garante a segurança do abastecimento.

Para esse sucesso, todos os países passaram pelo processo de descentralização do poder de mercado de uma só empresa, pela criação de operadores independentes da rede elétrica e pela liberalização do setor gerador e comercializador.

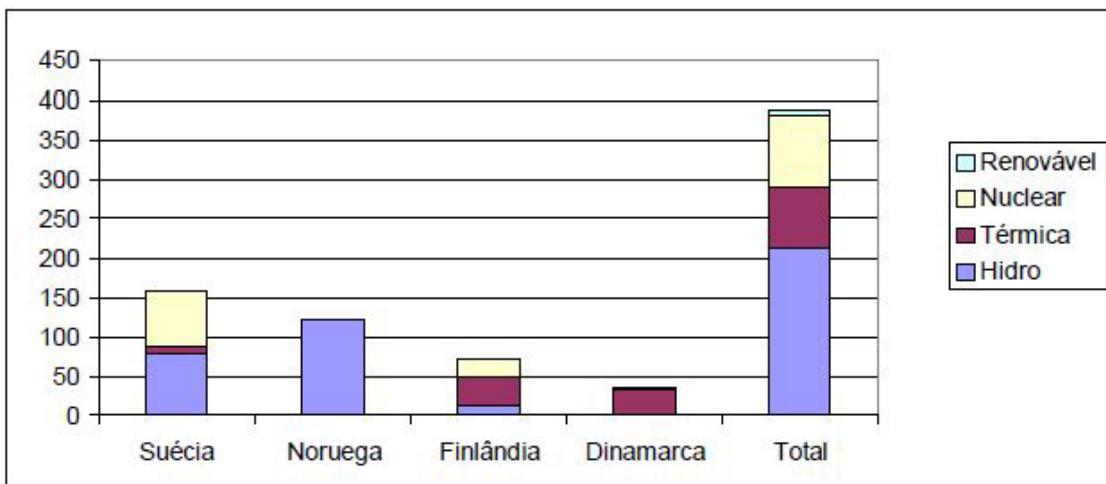


Figura 4.1. Distribuição das matrizes energéticas dos países constituintes do NP (DE LIMA, 2017)

A combinação das matrizes energéticas dos países integrantes, como mostra a figura 6, permite que haja complementariedade. Em períodos de hidrologia ruim, o Sul transfere energia Térmica para o Norte e, em períodos de boa hidrologia o sentido se inverte, e o Norte transfere energia para o Sul.

4.1.1. Noruega

A Noruega iniciou seu processo de reestruturação do setor elétrico em 1991. A Statkraft era a estatal proprietária das linhas de transmissão e de parte da geração, exercendo assim poder de mercado sobre o setor.

Anteriormente, o governo visava proteger a matriz Hidrelétrica, assim se um agente privado quisesse construir uma usina Hidrelétrica, era necessário obter uma licença do governo, concedida por 60 anos. Após esse prazo, o governo (a Statkraft) automaticamente passava a ser dono da unidade geradora. Isso limitava o investimento no setor por parte da iniciativa privada.

Segundo FERRAZ (2006), em 1990, o governo publicou o *Energy Act*, que valia a partir de 1991, delineando princípios de liberalização do setor. O mercado *spot* foi aberto a todos os consumidores (existia desde 1971, mas com a participação apenas de grandes geradores) e as distribuidoras deixaram de ter a obrigação de fornecer energia aos consumidores de sua área de concessão. Determinou também a desverticalização entre distribuição e geração, separando em Statnett e Statkraft. A Statnett assumiu os ativos de transmissão funcionando como operador independente do sistema. Era responsável por fiscalizar o equilíbrio entre geração e demanda, além da qualidade do serviço prestado.

Desde 1991 há o livre acesso, o que significa que os consumidores podem escolher seu fornecedor de energia firmando contratos bilaterais. Como forma de proteger os consumidores cativos, era cobrada uma taxa elevada caso o consumidor mudasse de fornecedor.

Essa abertura de mercado permitiu o surgimento de empresas geradoras, que hoje totalizam em mais de 200 empresas. De acordo com DE LIMA (2017), 82% dessas empresas são do poder público. A Statkraft domina 31% da geração, voltada para contratos de longo prazo com consumidores e concessionárias municipais e regionais.

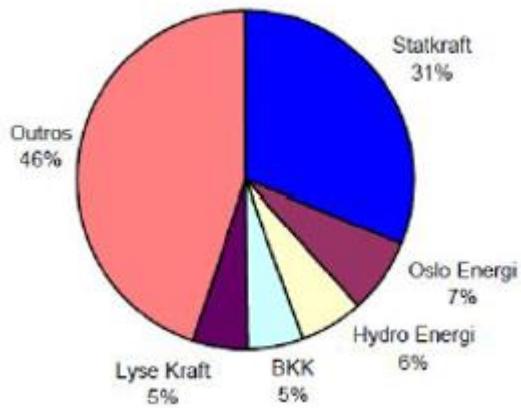


Figura 4.2. Mercado de geração na Noruega (DE LIMA, 2017)

Como a matriz norueguesa é predominantemente hidráulica, seu custo de produção é baixo, exercendo grande influência na definição de preços do NP.

4.1.2. Suécia

A Suécia apresentava problemas semelhantes a Noruega com a estatal Vattenfall como a empresa dominante responsável pela geração e transmissão. Em 1992, o país passou por uma descentralização, desverticalizando a Vattenfall. Foi criada a Svenska Kraftnat responsável pela transmissão e a partir de 1996, ao adentrar o *Nord Pool*, assumiu a responsabilidade de administrar a interconexão entre os países integrantes do Pool. Nesse processo, a Vattenfall ficou então responsável pela geração de energia.

Essa empresa geradora possui 52% do mercado de geração da Suécia. O mercado gerador sueco é 50% de domínio estatal, 20% municipal, 20% privado e 10% institucional, conforme figura 4.3 abaixo.

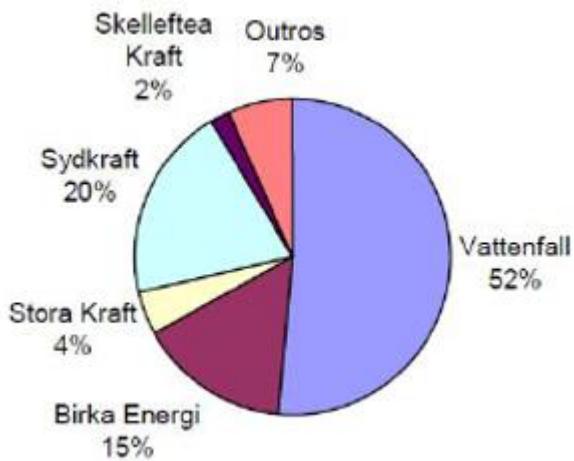


Figura 4.3. Mercado de geração na Suécia (DE LIMA, 2017)

Conforme já abordado, havia taxas que oneravam o consumidor caso desejasse mudar de fornecedor. Em 1999, a Suécia, assim como a Noruega, mudou e os pequenos consumidores passaram a pagar uma pequena taxa caso mudassem de fornecedor, desde que notificando um período pré acordado antes da mudança.

A matriz energética sueca é predominantemente nuclear. Como os investimentos nesse tipo de geração já foram praticamente amortizados, o preço da energia não oscila muito com o acionamento dessas usinas para cobrir períodos hidrológicos desfavoráveis.

4.1.3. Finlândia

A Finlândia, apesar de ter sofrido influência da reestruturação norueguesa, não possuía um mercado dominado por apenas uma empresa, o que simplificou o processo de reestruturação do setor elétrico.

Em 1995, a Finlândia liberalizou seu mercado através da Lei do Mercado Elétrico. Com isso, grandes consumidores passaram a poder comercializar energia elétrica por conta própria uma vez que possibilitou a eles o acesso à rede de transmissão. Foi criada também, a Autoridade do Mercado Elétrico, EMA, a agência de regulação do setor.

De acordo com DE LIMA (2017), a EMA tem função investigativa a fim de punir empresas acusadas de monopólio. Não possui autonomia para definição de taxas ou tarifas.

A partir de 1997, os consumidores já puderam escolher livremente seu fornecedor.

No quesito geração, a Fortum é a empresa geradora que detém cerca de 30% do parque gerador. Comparado aos outros países integrantes do NP, a Finlândia possui uma matriz mais diversificada.

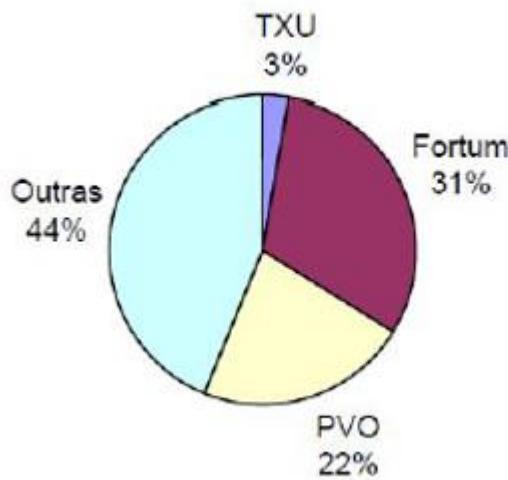


Figura 4.4. Mercado de geração na Finlândia (DE LIMA, 2017)

4.1.4. Dinamarca

O setor elétrico dinamarquês era dividido em Oeste e Leste, sob o comando das empresas Elsam e Elkraft. Responsáveis pelo despacho de usinas, operação da rede de transmissão, planejamento do sistema e interconexão com outros países.

As duas empresas passaram por uma desverticalização, sendo criadas novas entidades legais a fim de dividir as responsabilidades já existentes para as duas empresas. Criou-se o Conselho Supervisor de Energia Energitsynet para monitorar as operações do sistema.

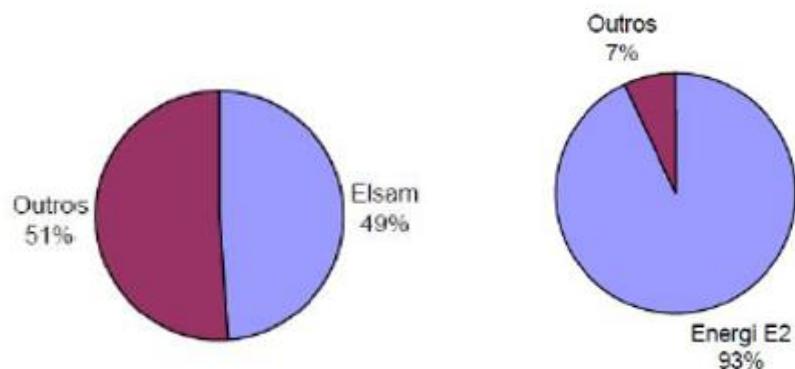


Figura 4.5. Mercado de geração na Dinamarca Oeste e Leste (DE LIMA, 2017)

Em 1998, a Dinamarca iniciou a liberalização de seu mercado. Em 1999, a Dinamarca Oeste entrou no *Nord Pool*, seguida pela Dinamarca Leste, em 2000.

A matriz energética dinamarquesa é predominantemente térmica. Em períodos de hidrologia desfavorável ou picos de demanda, a Dinamarca entra na base da geração, exportando energia para os países integrantes do NP.

4.1.5. Funcionamento do *Nord Pool*

O Mercado Nôrdico funciona com contratos bilaterais firmados entre geradores e consumidores, conforme figura 4.5. De acordo com FERRAZ (2006), esses contratos são intermediados financeiramente por bancos credenciados.

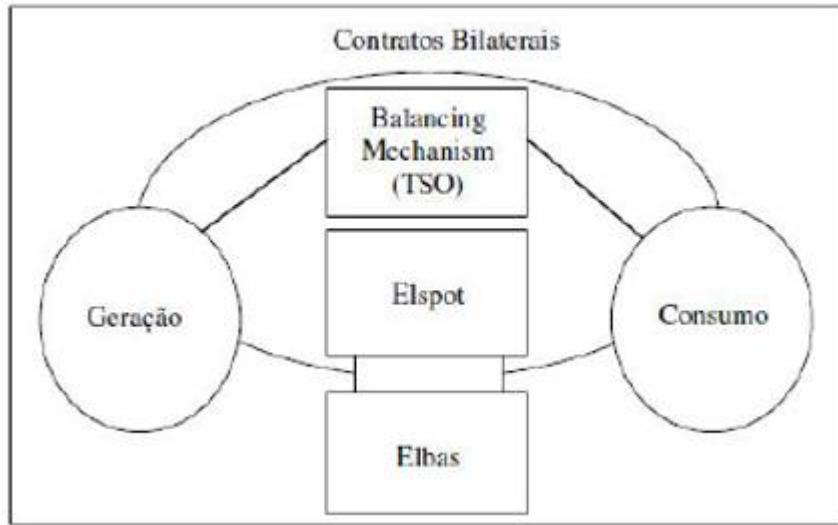


Figura 4.6. Estrutura do Nord Pool (DE LIMA, 2017)

Os contratos bilaterais realizados no longo prazo são feitos através de uma projeção de preços de ambos os lados: geradores e consumidores (pequeno, médio ou grande). Já os contratos de curto prazo são: Elspot (negociações efetuadas um dia antes do consumo real, para entrega no próximo período de 24 hs) e Elbas (fechamento de curtíssimo prazo, até uma hora antes do consumo previsto).

O *Transmission System Operator* (TSO) é o mecanismo de balanço entre operação real de geração e demanda. Mantém o equilíbrio entre geração x demanda.

4.1.6. Elspot

O preço de comercialização do Elspot segue a lei de Oferta e Demanda, refletindo o equilíbrio entre as duas pontas. De acordo com FERRAZ (2006), o encerramento desse mercado ocorre as 18h, fechando as negociações de energia para as próximas 24 horas. Caso haja uma restrição na transmissão, isso representa que há escassez de oferta em uma área e excedente em outra região. O déficit de energia desloca a curva de demanda para a direita, aumentando os preços a fim de conter os consumidores.

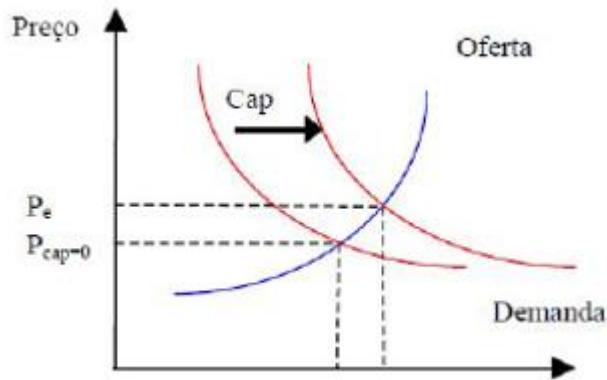


Figura 4.7. Cenário de déficit de energia (DE LIMA, 2017)

Já em momentos de excedente de geração, ocorre o deslocamento da curva de oferta para a direita, refletindo em uma queda de preços e um aumento do consumo, conforme figura 4.8.

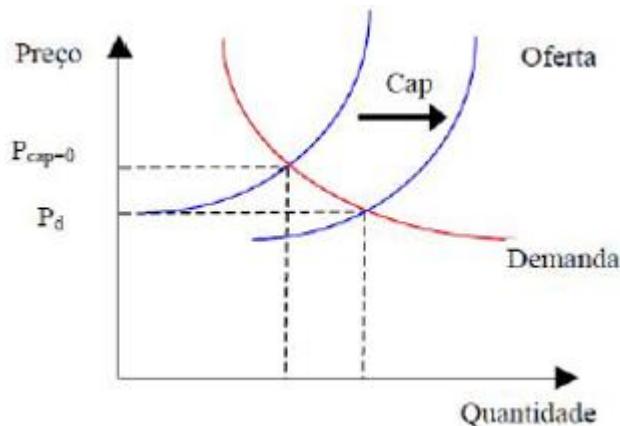


Figura 4.8. Cenário de sobra de energia (DE LIMA, 2017)

De acordo com DE LIMA (2017), a área deslocada em ambos gráficos é a mesma, o que significa um equilíbrio perfeito. Porém na realidade, essa perfeição não ocorre e o TSO é responsável por realizar os ajustes através do mercado Elbas.

4.1.7. Elbas

Criado em 1999, é um mercado de ajustes entre Finlândia e Suécia após o fechamento do Elspot. Ocorre das 0 hora até as 23 horas, onde há trocas de montantes de energia até uma hora antes de sua entrega real.

Trata-se da comercialização de energia no hora a hora. Assim como no Elspot, é possível negociar a energia em horas individuais.

DE LIMA (2017) explica que as publicações de oferta e demanda são feitas a partir das 14 horas do dia anterior e se encerram 1 hora antes da operação real. Os contratos são fechados e contabilizados pelo NP.

4.1.8. Eltermin

É o mercado financeiro do *Nord Pool*, que permite realizar um *hedge* de contratação através de contratos de até 3 anos, mitigando o risco da volatilidade dos preços do *spot*.

De acordo com ITO (2016), negocia 2 tipos de contratos: futuros e *forward*. Esses contratos divergem em sua liquidação. Os contratos futuros têm componentes diários. No primeiro componente, comprador e vendedor acertam as diferenças de valor de mercado dos contratos ao final de cada dia. Já ao final do período do contrato acertam-se as diferenças entre o último valor contratual e os preços *spot* referentes às horas contratadas para entrega. Nos contratos *forward*, o valor de mercado oscila diariamente, mas o ajuste financeiro ocorre só ao final do contrato referente ao período de energia contratada.

4.2. Colômbia

Em 1994, o setor elétrico da Colômbia foi reestruturado graças as leis 142, Lei de Serviços Públicos, e 143, Lei Elétrica, que firmaram um modelo de livre concorrência e a instituição do setor privado para gerenciar a prestação de serviços no setor de energia. Com isso, o Estado passou a atuar como regulador e fiscalizador.

4.2.1. Matriz energética

O território colombiano é dividido entre o Sistema Interligado Nacional, que representa 1/3 do país em extensão territorial e 96% da população, e em Zonas Não Interligadas, que cobrem os outros 2/3 do país e o restante dos 4% da população.

A matriz energética colombiana é predominantemente hidráulica, que representa cerca de 70% da capacidade instalada, conforme se percebe pela figura 4.9. O restante da geração é praticamente térmica. Essa matriz não apresentou grandes variações nos últimos anos.

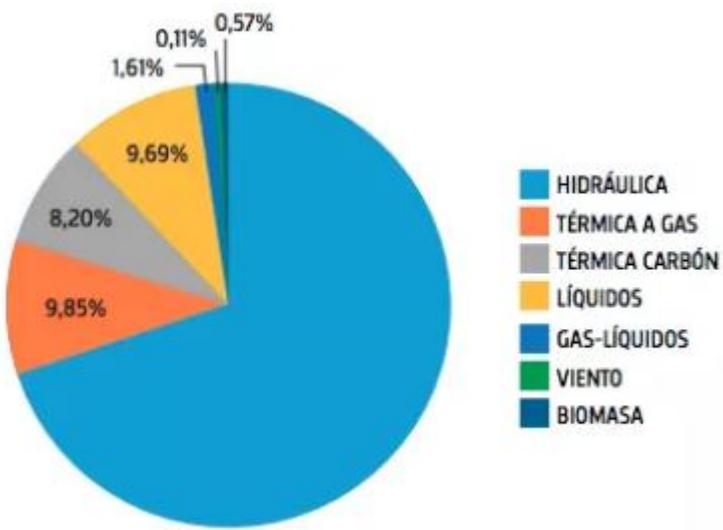


Figura 4.9. Matriz energética colombiana (Energía limpia, 2015)

4.2.2. Organização do sistema elétrico

Devido a sua dependência hidráulica para suprimento do consumo no país, a Colômbia enfrentou um racionamento entre janeiro de 1992 e abril de 1993. Isso foi ocasionado pela seca provocada em 1990 pelo El Niño. Durante essa época, o país teve de rationar 17% de sua demanda elétrica. Foi em função dessa crise que, em 1994, o governo resolveu atrair a iniciativa privada para o setor energético.

A partir daí a *Comisión de Regulación de Energía y Gas*, CREG, foi instituída para impulsionar a livre concorrência e supervisionar as empresas públicas. Foram feitos

investimentos no sistema de transmissão colombiano e privatização de boa parte das empresas de geração a fim de garantir a segurança de suprimento de energia. O estudo da CPFL (2014) explica que foi o mercado atacadista passou ao controle da XM, entidade privada, criando um mercado de compras em bolsa para energia elétrica.

Graças a essa reestruturação, o setor elétrico colombiano possui 4 frentes: geração, distribuição, transmissão e comercialização. A CREG regula a transmissão e a distribuição. Já a geração e a comercialização atuam em livre concorrência de mercado.

Hoje 2/3 da geração de energia está no setor privado, mas a maior geradora do país pertence ao município de Medellín, a Empresas Públicas de Medellín. Apesar disso, nenhuma empresa de geração pode ter participação, propriedade ou fusões que resultem em uma participação de mercado superior a 25%. Isso mitiga o risco do poder de mercado concentrado em apenas um agente.

4.2.3. Mercado de energia atacadista

Segundo estudo da CPFL (2014), o Mercado de Energia Atacadista é constituído por geradores e comercializadores. Nesse mercado são realizadas compras e vendas de energia no curto e no longo prazo.

DE CASTRO et al. (2017) explica que o mercado de curto prazo da Colômbia, também chamado de Bolsa de Energia ou *spot*, possui leilões diários, nos quais os geradores ofertam preços e disponibilidade de sua energia. Essa oferta é feita para cada hora ou fração, e o preço no *spot* é determinado a partir dessas ofertas disponíveis, refletindo a última usina acionada para atender a demanda. Devido a sua matriz hidráulica, os preços no *spot* possuem alta volatilidade.

Já o mercado de longo prazo oferece um *hedge* a essa variação dos preços *spot*. No longo prazo, as negociações são bilaterais e há duas modalidades de consumo: Pague o Contratado e Pague o Demandado. Na primeira modalidade, o comprador deve honrar o pagamento de toda energia contratada, independentemente de seu consumo (caso esteja sobrecontratado, por exemplo, o risco é do comprador e a sobra contratual é

negociada em bolsa). Já na segunda modalidade, o comprador paga pelo seu efetivo consumo.

A empresa XM, *Compañía de Expertos em Mercados*, é a responsável pela operação e administração do mercado. Já o SIC, *Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales*, é responsável pelas liquidações de todas as negociações de mercado, além de gerenciar os contratos de energia de longo prazo.

Em 2006, foi criado um sinalizador de necessidade de expansão do parque gerador, o “*Cargo por Confiabilidad*”. Trata-se da remuneração da energia firme, ou seja, a energia entregue pelas unidades geradoras em casos de hidrologia ruim. Esse Cargo é um valor cobrado de comercializadora a fim de assegurar que os geradores tenham remuneração fixada e conhecida, independentemente da receita com a venda de energia na bolsa. Com isso, os geradores têm uma renda extra garantida por 20 anos. Quando o operador do sistema avalia a necessidade de expansão do parque gerador, é realizado leilão para contratação de novas usinas, que tem essa garantia de renda fixa pelo Cargo.

Quanto aos consumidores de energia, há consumidores no mercado regulado e não regulado. Esse último são pessoas físicas ou jurídicas com demanda máxima de 100 kW ou um consumo mínimo de 55 MWh. Esses limites foram estabelecidos pela CREG. Esses consumidores não regulados compram energia a preços estabelecidos livremente com o vendedor que escolheram e não podem comprar energia na Bolsa.

Até 2011, o mercado colombiano contava com 32% da demanda elétrica no mercado livre, atendidos por geradores-comercializadores. Segundo estudo da CPFL (2014), os agentes de distribuição não podem comprar energia no mercado atacadista, apenas comercializadores podem desempenhar essa compra.

4.3. PJM

PJM é uma sigla proveniente dos estados da Pensilvânia, Nova Jersey e Michigan e é uma organização transmissão regional. Atende a 13 estados norte-americanos e ao

Distrito de Columbia². De acordo com PASTORE (2017), atende a cerca de 65 milhões de consumidores, totalizando em uma capacidade de 180 GW, com cerca de 915 membros (entre compradores, vendedores e comercializadores).

Foi criada em 1927 e, desde 1962, utiliza sistemas computadorizados para monitorar a geração de energia. É então, considerada a maior bolsa de eletricidade do mundo. Opera no mercado de energia do dia seguinte, assim como o *Nord Pool*, e no mercado de tempo real. Também atua em mercados bilaterais, futuros e autosuprimento.

De 1993 a 1997, a PJM teve sua transição para um modelo de organização independente e permitiu a afiliação de instituições privadas, além de eleger um quadro independente de gestores.

Segundo PASTORE (2017), a geração planejada negocia uma quantidade fixa de energia ou uma quantidade mínima mais um componente adicional. As ofertas são dadas em lances com quantidades e preços que variam no hora a hora (esses preços possuem sinal locacional). Já as ofertas de geração e demanda são oferecidas em pacotes com volume de energia e preços determinados com base em critérios próprios dos integrantes do mercado. Os incrementos e decrementos são ofertas financeiras de *hedge* para mitigar o risco da flutuação do mercado *spot*.

A PJM tem como funções principais a gestão da reserva sincronizada e o mercado de regulação. A primeira assegura eletricidade à rede quando há uma necessidade inesperada em um curto intervalo, os picos de demanda. Essa segurança energética se dá através de geração própria, contratos específicos ou compra direta no mercado. Já o mercado de regulação visa corrigir mudanças no uso da energia no curto prazo (mudanças que venham a afetar a estabilidade da rede).

Possui um *Independent System Operator*, ISO. A PJM-ISO gerencia o mercado físico em tempo real; monitora e avalia valores monetários e físicos da geração existente

² A região é composta por Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, Nova Jersey, Carolina do Norte, Ohio, Pensilvânia, Tennessee, Virginia, West Virginia e o Distrito de Columbia.

(disponibilidade e custo de produção); além de ofertar produtos financeiros com base no direito de transmissão que os operadores de cada um dos 13 estados possui, no intuito de mitigar riscos de preços.

De acordo com PASTORE (2017), na PJM há um programa de resposta a demanda, na qual os recursos são atendidos a preços locais marginais. Isso estimula a redução do consumo e garante que há uma compensação por essa redução.

Um estudo da PSR (2017) explica que os preços marginais de localização para cada nó da rede do sistema são calculados com base nas ofertas de preços de usinas geradoras.

A PJM atua como uma Câmara de Compensação para o mercado, gerindo a liquidação do mercado de energia e garantindo a integridade financeira dessa liquidação, através de uma boa gestão do risco de crédito. Para essa gestão de risco de crédito há esforços para reduzir chances de inadimplência e da gravidade dessa inadimplência.

5. Implementação do PLD Horário

O Ministério de Minas e Energia, MME, submeteu a consulta publica nº 42, através da Portaria 446, em novembro de 2017, o relatório “Levantamento de Questões sobre a Implantação do Preço Horário no Mercado de Curto Prazo”, que touxe questionamentos aos agentes de mercado a fim de identificar melhorias necessárias à viabilidade de implementação do PLD horário. O prazo para contribuições se encerrou em janeiro de 2018.

O plano inicial para adoção do preço horário data dos anos 2000, quando a ANEEL estabeleceu que a implantação desse novo modelo se daria de forma gradual, com início em 2002. No entanto essa decisão acabou revogada e foi retirada a obrigatoriedade dessa nova metodologia.

O plano atual é de que o DESSEM passe a ser utilizado no cálculo do PLD horário e aplicado para efeitos de contabilização das operações de mercado em janeiro de 2020. Nesse meio tempo, a CCEE adotou a operação do “PLD Sombra”, no qual disponibiliza os decks para rodada do DESSEM diariamente, a fim de que os agentes de mercado (comercializadores, distribuidores, geradores e consumidores) possam testar a aderência

desse novo processo a nossa realidade de operação e contribuir com melhorias, através dos grupos criados, denominados Força Tarefa. A operação “sombra” teve início em abril de 2018 e com isso, esses grupos de FT trazem melhorias e contribuições no intuito do maior acoplamento entre os resultados do modelo horário e as decisões de despacho do ONS.

5.1. A visão dos agentes comercializadores

Entre todas as contribuições recebidas, a ABRACEEL, Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia, manifestou-se a favor da implementação do preço horário como sendo uma medida fundamental para evolução do mercado de energia e o incentivo a competitividade do país.

Entende-se que com a redução da capacidade de armazenamento de nossos reservatórios, a crescente participação da geração de fontes intermitentes (como a eólica e a solar) e a entrada de tecnologias ao lado do consumo, como a resposta a demanda, torna-se crucial a adoção do preço horário, como um mecanismo de garantia a confiabilidade do setor.

A aplicação do preço horário tem papel fundamental na alocação de recursos, oferecendo uma sinalização econômica eficaz do CMO, o custo de atendimento a demanda do país. Com a chegada dessa sinalização ao lado do consumidor, os mesmos terão capacidade de reagir através da alocação de maiores consumos em períodos de menor preço. Assim, com a participação ativa dos agentes de mercado torna-se possível a tomada de decisão embasada no sinal econômico de preço e incentivando a eficiência no processo decisório de contratação.

A adoção do PLD horário traz a necessidade do desenvolvimento de produtos de proteção a volatilidade dos preços, mitigando riscos aos mais diferentes perfis de consumo e geração. Produtos financeiros podem ser criados, garantindo preços mínimos e máximos de acordo com o perfil de risco de cada agente. Além disso, a ponta da comercialização precisará se adequar ao novo dinamismo criado pela granularidade temporal, criando serviços ágeis de *trading*, gerenciamento e monitoramento de mercado.

Para comercializadores, o preço horário traz a necessidade de um mecanismo eficaz de gestão de risco para mitigar dificuldades e perdas financeiras que possam ocorrer com a modulação dos contratos, os produtos financeiros de *hedge*, controle de portfolio de contratos e inteligência de mercado. Essas também podem se tornar oportunidades a esses agentes, desde que alinhadas com um gerenciamento de risco eficiente.

5.2. Pontos de atenção para implantação

Para que o processo de implementação do preço horário seja eficaz, é necessário melhorias nos modelos de previsões de vazões, carga, geração de fontes solares e de usinas não simuladas individualmente.

Como o volume de informações para essa discretização horária é superior ao que possuímos hoje, se faz necessário um fluxo de informações eficaz e transparente entre o Operador do Sistema, a CCEE e os agentes, garantindo a confiabilidade do processo. Rotinas diárias devem ser criadas para a divulgação, obtenção e tratamento dos dados, envolvendo de uma modernidade tecnológica entre os órgãos.

Na divulgação dos dados de entrada para o modelo, a Câmara de Comercialização deverá adotar ferramentas avançadas para tratamento dos dados e que permita interface amigável com os sistemas das empresas, a fim de facilitar a comunicação com os agentes.

Essa maior transparência nos processos e nos dados garantem a reproduzibilidade e uma maior previsibilidade pelos agentes.

5.3. A programação diária

Como já mencionado, a implementação do preço horário foi adiada para janeiro de 2020. Durante esse período, a CCEE adotou a operação do “PLD Sombra”, uma temporada de testes desse novo modelo em vigor desde abril.

O cronograma esperado após a implantação efetiva do DESSEM é mostrado na figura 5.1 abaixo.



Figura 5.1. Forma de uso do modelo DESSEM (ONS, 2018)

6. Operação Sombra

Para análise da aderência dos resultados de preços horários divulgados pela CCEE em comparação aos preços semanais hoje calculados pelo DECOMP escolheu-se o mês de maio de 2018, comparando-se as seguintes semanas operativas:

- Semana 1: de 27/abril a 04/maio;
- Semana 2: de 05/maio a 11/maio;
- Semana 3: de 12/maio a 18/maio;
- Semana 4: de 19/maio a 25/maio;
- Semana 5: de 26/maio a 01/junho.

Escolheu-se esse período de análise, pois foi um mês marcado pela paralisação dos caminhoneiros, uma greve que durou cerca de 10 dias e refletiu diretamente na carga do país, levando a uma drástica redução no consumo, uma vez que a logística de produção

do Brasil é basicamente rodoviária e, portanto dependente desse modal para girar a produção e o consumo.

Nessa “Operação Sombra”, a CCEE está realizando dois cenários: com rede elétrica e sem rede elétrica. O primeiro considera as restrições elétricas internas ao submercados, já o segundo, desconsidera tais restrições. A análise comparativa levou em consideração os dados sem rede elétrica, assim como hoje é feito na base semanal.

Importante atentar que entre os dados horários coletados faltam os preços dos dias 7, 14 e 31, que não apareceram disponíveis no portal da Câmara.

Para os preços apresentados considerou-se uma média simples dos preços diários por patamar, uma média ponderada para o PLD diário e uma média simples para o PLD médio da semana e do mês. O resultado comparativo se encontra tabelado a seguir.

SE/CO e S		Patamar Leve	Patamar Médio	Patamar Pesado	Média Diária	Média Semanal	Média Mensal
Semana 1	28/04/2018	196,71	218,74	225,10	213,11	175,78	251,36
	29/04/2018	49,57	183,14	0,00	77,40		
	30/04/2018	40,16	199,44	217,80	155,28		
	02/05/2018	190,98	224,35	224,58	214,65		
	03/05/2018	40,16	221,84	222,30	168,91		
	04/05/2018	217,64	228,10	230,48	225,35		
Semana 2	05/05/2018	235,95	290,60	297,59	275,53	254,75	251,36
	06/05/2018	118,60	294,94	0,00	155,33		
	08/05/2018	228,09	309,25	310,06	285,68		
	09/05/2018	207,96	313,38	313,92	282,70		
	10/05/2018	251,23	310,76	311,46	293,48		
	11/05/2018	59,98	307,89	309,65	235,80		
Semana 3	12/05/2018	283,88	330,88	336,71	317,90	292,76	251,36
	13/05/2018	140,67	334,23	0,00	181,00		
	15/05/2018	221,00	329,67	330,67	298,10		
	16/05/2018	253,79	333,49	334,35	310,35		
	17/05/2018	295,71	332,48	333,62	321,90		
	18/05/2018	308,49	333,46	342,60	327,32		
Semana 4	19/05/2018	237,11	327,30	339,55	302,52	271,93	251,36
	20/05/2018	338,50	349,75	0,00	340,84		
	21/05/2018	350,09	358,12	360,51	356,08		
	22/05/2018	155,36	342,26	345,20	288,11		
	23/05/2018	227,40	343,93	347,44	310,38		
	24/05/2018	207,51	345,19	349,43	305,56		
Semana 5	25/05/2018	309,88	347,80	361,66	338,47	261,57	251,36
	26/05/2018	50,21	324,65	389,62	252,72		
	27/05/2018	159,65	378,55	0,00	205,25		
	28/05/2018	147,33	416,56	421,26	338,62		
	29/05/2018	71,42	394,71	408,79	302,18		
	30/05/2018	40,16	274,99	332,68	213,71		
	01/06/2018	40,16	329,46	424,21	256,93		

Tabela 6.1. Resultado dos preços horários calculados para maio para os submercados SE/CO e S

Para o mês de maio, a sinalização de preços foi a mesma para os submercados Sul e Sudeste/Centro-Oeste.

NE		Patamar Leve	Patamar Médio	Patamar Pesado	Média Diária	Média Semanal	Média Mensal
Semana 1	28/04/2018	191,61	216,04	225,09	210,05	137,69	175,93
	29/04/2018	49,57	155,28	0,00	71,59		
	30/04/2018	40,16	149,07	159,32	118,59		
	02/05/2018	128,11	214,60	224,56	190,62		
	03/05/2018	40,16	151,90	160,91	120,43		
	04/05/2018	67,81	129,42	156,65	114,86		
Semana 2	05/05/2018	104,32	126,50	157,74	123,93	100,30	175,93
	06/05/2018	68,86	111,99	0,00	77,85		
	08/05/2018	40,16	118,21	139,34	98,08		
	09/05/2018	40,16	96,62	139,50	85,51		
	10/05/2018	40,16	122,43	149,66	101,84		
	11/05/2018	40,16	142,54	157,69	114,57		
Semana 3	12/05/2018	283,90	330,90	336,73	317,92	291,74	175,93
	13/05/2018	140,69	334,23	0,00	181,01		
	15/05/2018	221,02	329,68	330,69	298,11		
	16/05/2018	253,80	333,51	334,37	310,37		
	17/05/2018	295,73	332,50	333,64	321,92		
	18/05/2018	308,50	322,86	342,56	321,13		
Semana 4	19/05/2018	237,13	327,32	339,57	302,55	245,74	175,93
	20/05/2018	338,54	349,79	0,00	340,88		
	21/05/2018	350,13	358,16	360,53	356,11		
	22/05/2018	155,38	342,26	345,18	288,12		
	23/05/2018	227,41	343,93	347,45	310,39		
	24/05/2018	76,98	135,23	166,26	122,12		
Semana 5	25/05/2018	279,07	311,34	353,21	307,16	104,16	175,93
	26/05/2018	40,16	40,16	40,16	40,16		
	27/05/2018	80,66	85,48	0,00	81,67		
	28/05/2018	111,39	121,48	122,57	118,67		
	29/05/2018	71,44	133,64	141,58	116,49		
	30/05/2018	40,16	40,16	40,16	40,16		
		40,16	285,21	397,60	227,79		

Tabela 6.2. Resultado dos preços horários calculados para maio para o submercado Nordeste

N		Patamar Leve	Patamar Médio	Patamar Pesado	Média Diária	Média Semanal	Média Mensal
Semana 1	28/04/2018	191,57	216,00	225,05	210,01	135,18	168,71
	29/04/2018	49,57	139,80	0,00	68,37		
	30/04/2018	40,16	149,04	159,28	118,56		
	02/05/2018	88,11	214,56	224,52	178,93		
	03/05/2018	40,16	151,86	160,87	120,41		
	04/05/2018	67,79	129,38	156,61	114,82		
Semana 2	05/05/2018	104,28	126,46	157,70	123,89	72,79	168,71
	06/05/2018	68,85	111,95	0,00	77,83		
	08/05/2018	40,16	40,16	40,16	40,16		
	09/05/2018	40,16	40,16	40,16	40,16		
	10/05/2018	40,16	40,16	40,16	40,16		
	11/05/2018	40,16	142,50	157,65	114,54		
Semana 3	12/05/2018	283,86	330,86	336,69	317,88	292,74	168,71
	13/05/2018	140,66	334,21	0,00	180,99		
	15/05/2018	220,98	329,65	330,65	298,08		
	16/05/2018	253,77	333,48	334,33	310,33		
	17/05/2018	295,69	332,47	333,60	321,88		
	18/05/2018	308,47	333,44	342,58	327,30		
Semana 4	19/05/2018	237,09	327,28	339,53	302,51	239,53	168,71
	20/05/2018	338,50	349,75	0,00	340,84		
	21/05/2018	350,09	358,12	360,49	356,07		
	22/05/2018	155,35	342,24	345,18	288,09		
	23/05/2018	227,38	343,91	347,42	310,36		
	24/05/2018	76,94	79,55	79,68	78,80		
Semana 5	25/05/2018	279,03	311,31	353,20	307,13	103,30	168,71
	26/05/2018	40,16	40,16	40,16	40,16		
	27/05/2018	80,64	85,44	0,00	81,64		
	28/05/2018	111,36	121,30	122,14	118,50		
	29/05/2018	71,41	129,40	121,93	111,55		
	30/05/2018	40,16	40,16	40,16	40,16		
		40,16	285,18	397,56	227,76		

Tabela 6.3. Resultado dos preços horários calculados para maio para o submercado Norte

Já na operação real, a CCEE calculou e aplicou os preços tabelados abaixo para patamares, semana e mês durante maio através do DECOMP.

SE/CO e S	Patamar Leve	Patamar Médio	Patamar Pesado	Média Semanal	Média Mensal
Semana 1	209,5	222,5	222,65	216,86	325,46
Semana 2	293,92	312,82	312,82	305,96	
Semana 3	313,62	333,78	333,78	326,46	
Semana 4	327,41	348,43	348,43	340,8	
Semana 5	380,59	418,96	418,96	402,29	

Tabela 6.4. Preços reais divulgados para maio/18 pela CCEE para os submercados SE/CO e S

NE	Patamar Leve	Patamar Médio	Patamar Pesado	Média Semanal	Média Mensal
Semana 1	154,51	154,51	154,51	154,51	211,57
Semana 2	154,51	154,51	154,51	154,51	
Semana 3	165,95	165,95	165,95	165,95	
Semana 4	201,88	201,88	201,88	201,88	
Semana 5	380,59	380,83	380,83	380,73	

Tabela 6.5. Preços reais divulgados para maio/18 pela CCEE para o submercado NE

N	Patamar Leve	Patamar Médio	Patamar Pesado	Média Semanal	Média Mensal
Semana 1	40,16	40,16	40,16	40,16	159,47
Semana 2	40,16	40,16	40,16	40,16	
Semana 3	112,53	116,25	116,25	114,9	
Semana 4	201,88	201,88	201,88	201,88	
Semana 5	380,59	380,83	380,83	380,73	

Tabela 6.6. Preços reais divulgados para maio/18 pela CCEE para o submercado N

Em resumo, os diferentes preços encontrados para o calculo semanal e o calculo horário seguem abaixo.

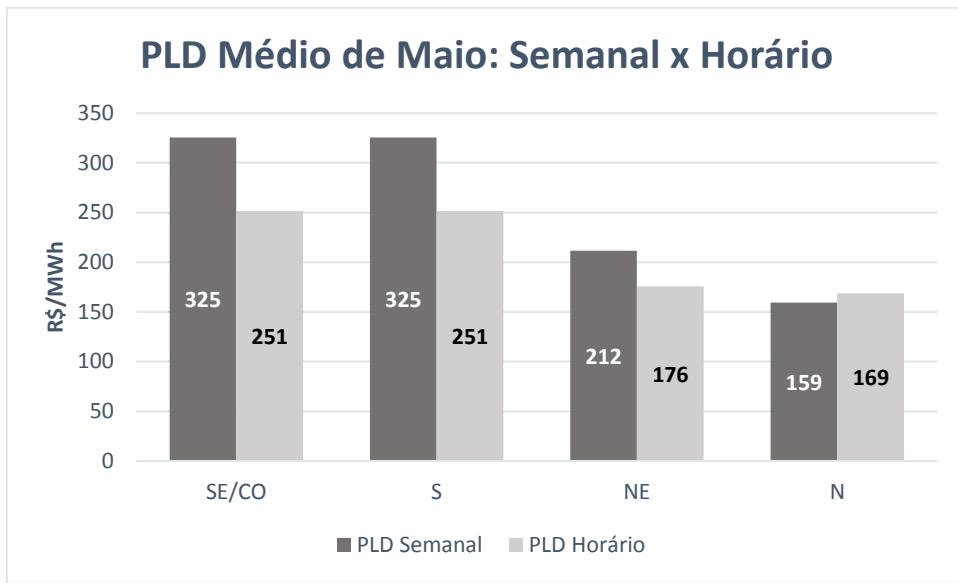


Figura 6.1. Comparativo entre os PLDs médios de maio calculados em base semanal e em base horária (MORAIS, 2018)

6.1. Analisando a Operação Sombra

Percebe-se que a diferença entre os preços na semana e no mês é grande e que vai gradativamente aumentando. A exemplo dos submercados SE/CO e S, quando comparamos semana a semana percebemos que na Semana 1 o PLD horário apresentou um decréscimo de 19% em relação ao calculado pela CCEE, na Semana 2, -17%, Semana 3, -10% e, nas Semanas 4 e 5, afetadas pela greve, a variação foi de -20% e -35%. Essa diferença reflete exatamente a falta de aderência que existe entre o despacho programado pelo Operador, e o despacho real performado na semana para atender a carga. A previsão na base semanal traz muitas incertezas, como o descrescimo de carga ocorrido nas duas ultimas semanas, como reflexo da paralização dos caminhoneiros. Por mais que a previsão da CCEE para a semana tentasse contemplar essa queda no consumo, na prática, houve um descolamento entre o planejado e o realizado.

O preço horário reflete melhor a realidade, ao contemplar os novos modelos de geração que estão expandindo em nosso país, como a Eólica e a Solar. Essa aderência leva a menores preços, além de permitir sinais que desloquem a curva de carga (deslocamento de consumo para horários em que o preço é menor). Consequentemente, resgata um

equilíbrio financeiro ao setor elétrico, desonerando os consumidores que acabam expostos ao mercado *spot*.

A futura implantação do PLD horário necessita de uma preparação operacional robusta dos agentes, para que estejam aptos a rodar no hora a hora e se preparar para uma liquidação das diferenças entre geração/contratos x venda/consumo. Além disso, os Agentes deverão se preparar para mitigar riscos que possam vir com esse novo mercado (evitar exposições em horas de preço alto, ou criar um *hedge* a esse risco através de contratação antecipada). O intuito dessa evolução de mercado é que o Brasil possa caminhar para um mercado de Bolsa de energia, negociada assim como no *Nord Pool* e Colômbia, com mercados do dia seguinte e ajuste no curíssimo prazo no hora a hora. Esse mercado de bolsa passaria a refletir a Lei de Oferta e Demanda e deixaria a especulação de lado.

Uma alternativa vista como positiva pelos comercializadores é implantar um período de transição, em que os preços inicialmente passem a ter base diária e com o amadurecimento do mercado e dos operadores, passe então a ter cálculos horários. Isso permite que o mercado vá se adaptando a essa mudança.

Como o horizonte de implantação ainda está longe, previsto para 2020, há melhorias na calibração do modelo DESSEM a serem feitas pela CCEE com a ajuda dos grupos de trabalho, as Forças Tarefas. Em uma análise de uma comercializadora a respeito dos resultados divulgados pela Câmara, a madrugada de um dos dias de abril refletiu em preços altos, o que não condiz com a realidade, uma vez que o período da madrugada é de menor consumo no Brasil.

A CCEE vai continuar calibrando os modelos e realizando seus testes. A necessidade de novas mudanças no setor elétrico evidenciam a necessidade de modernizarmos nossa precificação a fim de atender a Demanda do país com sinais econômicos corretos, criando produtos financeiros nesse futuro mercado de Bolsa que permitam a comercializadores, consumidores, geradores e distribuidores mitigarem seus riscos diante da volatilidade horária de preços.

7. Conclusão

A precificação usada hoje para a contabilização dos Agentes de mercado engloba, entre os principais *inputs*, planejamento da carga, disponibilidade de térmicas e vazões esperadas. Como o preço é calculado na base semanal, ocorre um descolamento entre o programado e o realizado e esse descolamento reverte em encargos a serem pagos pelos consumidores. O intuito de granularizar o preço para base horária através da implantação do DESSEM visa trazer um planejamento mais próximo da realidade e desonerar essa cobrança de encargos. Além disso, esse modelo consegue levar em consideração o planejamento de novas fontes de geração, como a Eólica e a Solar. A granularidade horária permite planejar para a próxima hora a geração dessas fontes intermitentes, coisa que a base semanal não consegue fazer, devido a grande volatilidade dessas usinas.

Com as devidas calibrações para que esse modelo se adeque da melhor forma a operação e com o amadurecimento dos Agentes de mercado que usam essa precificação como estratégia de portfolio de contratos, espera-se que o Sistema Elétrico Brasileiro possa evoluir para um mercado de Bolsa, criando produtos financeiros que forneçam mitigação de riscos à exposições dos *players*. No entanto, é preciso evoluir lentamente e permitir a adaptação com bases regulatórias para os Agentes. Apesar da abertura do mercado para discussões sobre esse novo modelo e dessa fase de teste, seria interessante um período transitório em base diária para que todos consigam se preparar para absorver essa carga operacional e criar ferramentas a fim de evitar riscos.

REFERÊNCIAS

- ARAÚJO, J. L. et al. **Diálogos da Energia: Reflexões sobre a última década 1994-2004**. Rio de Janeiro: 7Letras, 2005.
- BRASIL. ABRACEEL. **Contribuição da ABRACEEL à Consulta Pública nº 42/2017**. 2017. 15 p. Disponível em: www.mme.gov.br
- BRASIL. CEPEL. **Seminário Modelo NEWAVE – Estudos da representação de 12 reservatórios equivalentes a partir de 2018**. 2017. 45 slides. Disponível em: www.cepel.org.br
- BRASIL. CPFL Energia. **Características dos Sistemas Elétricos e do Setor Elétrico de Países e/ou Estados Selecionados**. 2014. 412 p.
- BRASIL. ONS. **Fórum de debates – Modernização do Setor Elétrico – A implantação do preço horário**. 2018. 22 slides. Disponível em: www.ons.org.br
- BRASIL. PSR. **Ampliação do Mercado Livre de Energia Elétrica**. 2017. 147 p.
- BRASIL. UFRJ: GESEL – Grupo de Estudos do Setor Elétrico. DE CASTRO, N. et al. **Análise Comparativa Internacional e Desenhos de Mercados Atacadistas de Energia**. 2017. 52 p.
- CCEE. **Regras de Comercialização – Formação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)**. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/regras?_afrLoop=1124975056912059&_adf.ctrl-state=r9t4he4g5_1#!%40%40%3F_afrLoop%3D1124975056912059%26_adf.ctrl-state%3Dr9t4he4g5_5>
- DAHER, M. **O Planejamento e a Programação da Operação do SIN pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS**. Rio de Janeiro, 2006. 6 p. (Seminário Internacional de Reestruturação e regulação do setor de energia elétrica e gás natural).
- DE LIMA, R. R. Q. **Mercados Liberalizados de Energia Elétricas dos Países Nórdicos, Inglaterra, País de Gales e Brasil**. 2017. 58 p. Monografia (Bacharel em Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Ouro Preto, Minas Gerais, 2017.
- FERRAZ, R. C. M. **Regulação de Mercados de Energia Elétrica: Estudo dos Casos Britânico, Norueguês e Brasileiro**. Brasília, DF, 2006.

GOLEMBERG, J. **O estado atual do setor elétrico brasileiro.** Revista USP, São Paulo,n. 104, p. 37-44, janeiro/fevereiro/março 2015.

HEIDEIER, R. B. **Conceitos Básicos de Risco na Comercialização de Energia Elétrica no Setor Brasileiro e a Atuação Governamental.** 2009. 126 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Energia e Automação Elétrica) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.

ITO, L. C. K. **Um Estudo sobre o Mercado Livre de Energia Elétrica no Brasil.** 2016. 60 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2016.

MAIA, V. M. et al. **Água: Único Fator a Influenciar o Preço da Energia no Mercado Spot?** Sociedade, Contabilidade e Gestão, Rio de Janeiro, v. 11, n. 1, jan-abr 2016.

MARTINHO, R.M. **Mercado Único de Eletricidade Mibel e Nord Pool: Um Estudo Comparativo.** Dissertação (Mestrado em Economia Internacional e Estudos Europeus, Mercado Interno de Eletricidade da União Européia) – Instituto Superior de Economia, Universidade de Lisboa, Portugal, 2016.

MAYO, R. **Derivativos de Eletricidade & Gerenciamento de Risco.** Rio de Janeiro: Synergia, 2009.

PASTORE, O. R. A. **Trabalho de Pesquisa Realizado Sobre o Mercado de Energia da União Européia e dos Estados Unidos da América.** 2017. 48 p.

RUIZ, André. **Propuestas energéticas em la carrera presidencial.** Disponível em: <<http://energialimpia.co/especial-propuestas-energeticas-en-la-carrera-presidencial/>> Acesso em 12 de setembro de 2018.

SOZZI, G. **Formação do preço da energia convencional nas transações entre agentes no mercado de curto prazo brasileiro.** 2014. 86 p. Dissertação (Mestrado em Sistemas de Potência) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014.

ZAMBON, R. C. **A operação dos reservatórios e o planejamento da operação hidrotérmica do Sistema Interligado Nacional.** Revista USP, São Paulo,n. 104, p. 133-144, janeiro/fevereiro/março 2015.