

Propostas de metodologias para a formação de preços por oferta no Brasil

P&D ANEEL PD-00403-0050/2020

Entregável 4: Visão Internacional

Preparado para



Mai de 2021



*Programa de Pesquisa e
Desenvolvimento*

PSR

Conteúdo

1	Introdução	4
1.1	Contexto e o projeto de P&D.....	4
1.2	O presente relatório.....	5
2	Resumo executivo.....	7
2.1	Paradigma de mercado e formação de preços.....	8
2.2	Ajustes operativos e encargos.....	9
2.3	Estrutura das ofertas.....	10
2.4	Transparência e mitigação de poder de mercado	11
2.5	Monitoramento do mercado	12
3	Características básicas	15
3.1	Noruega (Nord Pool)	15
3.2	PJM.....	16
3.3	Califórnia	17
3.4	Colômbia.....	17
3.5	Espanha (Mercado Ibérico)	18
3.6	Nova Zelândia.....	19
3.7	México.....	20
4	Paradigmas de mercado e formação de preços.....	22
4.1	Noruega (Nord Pool)	22
4.2	PJM.....	24
4.3	Califórnia	27
4.4	Colômbia.....	29
4.5	Espanha (Mercado Ibérico)	31
4.6	Nova Zelândia.....	33
4.7	México.....	34
5	Ajustes operativos e encargos	37
5.1	Noruega (Nord Pool)	37
5.2	PJM.....	38
5.3	Califórnia	38
5.4	Colômbia.....	39

5.5 Espanha (Mercado ibérico).....	40
5.6 Nova Zelândia.....	41
5.7 México.....	41
6 Estrutura das ofertas.....	43
6.1 Noruega (Nord Pool).....	43
6.2 PJM.....	45
6.3 Califórnia.....	46
6.4 Colômbia.....	47
6.5 Espanha (Mercado Ibérico).....	48
6.6 Nova Zelândia.....	49
6.7 México.....	51
7 Transparência e mitigação de poder de mercado.....	53
7.1 Noruega (Nord Pool).....	53
7.2 PJM.....	54
7.3 Califórnia.....	55
7.4 Colômbia.....	56
7.5 Espanha (Mercado Ibérico).....	58
7.6 Nova Zelândia.....	58
7.7 México.....	60
8 Monitoramento do mercado.....	61
8.1 Noruega (Nord Pool).....	61
8.2 PJM.....	62
8.3 Califórnia.....	63
8.4 Colômbia.....	64
8.5 Espanha (Mercado Ibérico).....	65
8.6 Nova Zelândia.....	66
8.7 México.....	67
9 Conclusões.....	69
10Referências.....	72
11Anexo 1: Considerações a respeito de Desvios Operativos.....	75
12Anexo 2: Glossário.....	77

1 INTRODUÇÃO

1.1 Contexto e o projeto de P&D

Em processos de liberalização e abertura de mercados elétricos, o mecanismo de *formação de preço* da energia elétrica no mercado atacadista tem papel crucial para garantir que agentes geradores possuam os incentivos corretos para produzir mais ou menos (e, igualmente, que consumidores possuam os incentivos corretos para consumir mais ou menos) de tal forma que as suas decisões privadas sejam condizentes com o despacho e expansão ótimas do sistema elétrico (Schweppe et al., 1988; Stoft, 2002; Wolak, 2020). O objetivo do mecanismo de formação de preços, entretanto, não é o cálculo do preço em si – os preços são apenas uma ferramenta para obter um despacho e uma expansão do parque gerador que levem à melhor utilização possível dos recursos existentes, sejam estes recursos naturais, humanos, tecnológicos ou financeiros. Assim, os preços servem como incentivo para que os agentes tomem decisões coerentes com o despacho e expansão ótimos – conectando o mundo físico e o mundo financeiro, e assumindo certo protagonismo no desenho de mercados elétricos competitivos.

No setor elétrico brasileiro, um dos pilares da reforma setorial realizada em 1996 é um mecanismo de formação de preços baseado em custos dos geradores auditados pelo regulador. Este pilar foi mantido em reformas subsequentes do marco regulatório, tais como a introdução de mecanismos focados na garantia de adequabilidade de suprimento de longo prazo em 2004. A mudança no mecanismo de formação de preços no Brasil para um esquema por ofertas diretas dos geradores tem sido discutida pelo setor há alguns anos e ganhou mais “tração” com menções explícitas a esta implementação nas propostas de modernização do marco regulatório colocadas (i) pela Consulta Pública 33, conduzida pelo Ministério de Minas e Energia e encerrada em fevereiro de 2018, e (ii) no Projeto de Lei do Senado 232, introduzido em 2016, e que passou pela Comissão de Infraestrutura do Senado em março de 2020.

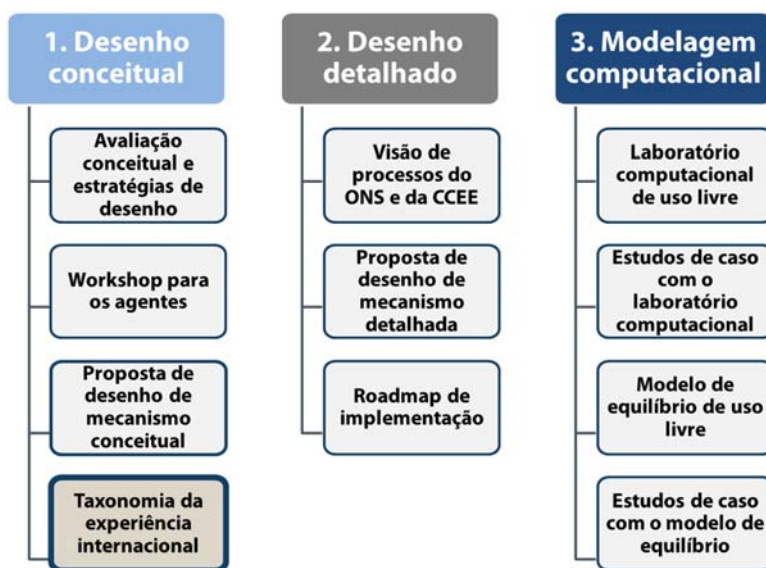
Neste contexto, a Engie como contratante, contando com o apoio do ONS e da CCEE como cooperadas técnicas, iniciou em março de 2020 o projeto de P&D ANEEL PD-00403-0050/2020, intitulado “Propostas de metodologias para a formação de preços por oferta no Brasil”. Este processo terá como executora a PSR e contará com o apoio de pesquisadores renomados no assunto, notavelmente os professores Carlos Batlle (MITEI-Comillas), Frank Wolak (Stanford) e Alexandre Street (PUC-Rio).

O projeto de P&D é dividido em 3 Fases, cada uma das quais tem objetivos bem definidos e entregáveis associados. A Figura 1 inclui uma representação esquemática dos entregáveis previstos:

- Fase 1 (Entregáveis 1 a 4): Construção de uma discussão de alto nível com a sociedade brasileira a respeito dos princípios e das consequências da implementação de um mecanismo de formação de preços baseado em ofertas dos agentes, construindo uma proposta de desenho conceitual adaptada para a realidade brasileira e respaldada por experiências internacionais de implementação de mecanismos similares.
- Fase 2 (Entregáveis 5 a 7): Traduzir o desenho conceitual sugerido na Fase 1 em uma proposta concreta para o Brasil, destacando o papel das instituições (em particular, do ONS e CCEE, cujos processos internos podem ser significativamente afetados por essa potencial mudança) e a necessidade de se ter clareza no desenho de mecanismos que dão suporte ao mecanismo de formação de preços (elementos do desenho detalhado).

- Fase 3 (Entregáveis 8 a 11): Apresentar exercícios quantitativos buscando representar a realidade do Brasil após a implementação do mecanismo de formação de preço baseado em ofertas, incluindo potenciais comportamentos futuros dos agentes e consequências da implementação do novo modelo. Além disso, disponibilizar à sociedade ferramentas analíticas que viabilizem que outros agentes e pesquisadores realizem exercícios quantitativos similares e explorações adicionais.

· **Figura 1 – Entregáveis previstos em cada fase do projeto de P&D**



1.2 O presente relatório

O presente relatório é o quarto entregável do projeto de P&D, pertence à Fase 1 do Projeto e tem por objetivo apresentar experiências internacionais de mercados que adotaram modelos de formação de preços por ofertas, o que serve de importante insumo para as etapas posteriores de desenho de um mecanismo detalhado adequado à realidade brasileira. O principal objetivo é observar implementações em mercados com distintas características – tanto física, quanto de desenho – além de analisar problemas causados pelo desenho adotado e possíveis estratégias de solução.

Com a finalidade de obter diversas referências e experiências de desenho de mercado, foram selecionados mercados internacionais bastante diversos (Noruega, PJM, Califórnia, Colômbia, Espanha e Nova Zelândia). Em particular, vale destacar que esta lista inclui países que possuem elevada participação de hidrelétricas na matriz energética (Noruega, Colômbia, e Nova Zelândia) e que adotaram estratégias radicalmente diferentes no que diz respeito ao seu desenho de mercado, cujas experiências são de particular relevância para o caso brasileiro.

O objetivo principal desta análise não é aprofundar nas análises dos países individualmente, mas sim apresentar uma análise comparativa que permita melhor informar escolhas de desenho feitas no contexto do mercado elétrico brasileiro. Com este objetivo, o relatório foi estruturado em capítulos “temáticos”: cada capítulo representa um prisma para a análise comparativa destes mercados, e o funcionamento de cada um dos mercados internacionais de interesse é descrito individualmente em subseções. A estrutura temática dos capítulos é como segue:

- O capítulo 3 funciona como uma introdução aos diferentes mercados internacionais avaliados, apresentando um breve resumo do mercado em questão, a história da sua criação e suas características físicas principais
- O capítulo 4 apresenta as características principais do mercado elétrico de curto prazo: detalham-se quantas iterações de mercado são feitas, suas principais características, o processo de formação de preços (granularidade espacial e temporal) e as regras de liquidação (existência de liquidação múltipla).
- O capítulo 5 discute a parcela de custos dos agentes que não é recuperada por meio dos preços marginais de energia e que, portanto, precisa ser recuperada por meio de encargos.
- O capítulo 6 trata em mais detalhe sobre a estrutura adotada para o mercado de ofertas especificamente, detalhando como são feitas as ofertas, como elas variam de acordo com o tipo de agente, para quem as ofertas são obrigatórias, como se consideram as restrições operativas, e se há algum tipo de tratamento especial para hidrelétricas em cascata.
- O capítulo 7 apresenta como são disponibilizadas informações sobre o mercado, os mecanismos de análise de poder de mercado, se há limites aplicados para a submissão de ofertas dos agentes (diferenciando entre aplicação de limites *ex ante* e *ex post*), e como os mecanismos de mitigação afetam os preços de energia. Discute-se também se houve experiências passadas de problemas de poder de mercado com foco em práticas indesejáveis, como por exemplo conluio ou tentativas de manipulação de preços pelos agentes.
- O capítulo 8 aborda os tópicos relacionados ao monitoramento de mercado, descrevendo os tipos de iniciativas de monitoramento, as entidades responsáveis por esta atividade, os tipos de informação a que o monitor tem acesso, a extensão dos relatórios publicados e o nível de *enforcement* que o monitor de mercado tem
- Finalmente, o capítulo 9 apresenta as conclusões do trabalho e direcionamentos para os entregáveis posteriores.

Um resumo dos principais destaques desta análise é apresentado no capítulo 2 (resumo executivo). Cabe ainda destacar que o foco central do presente relatório são os *mercados baseados em ofertas*, em linha com o escopo do presente projeto de P&D. Neste contexto, os capítulos 4, 5 e 6 trazem à tona (com diferentes ênfases) detalhes dos elementos de desenho dos mercados de curto prazo e funcionamento base do mecanismo de submissão de ofertas, ao passo que os capítulos 7 e 8 tratam de mecanismos para identificar e mitigar possíveis riscos de poder de mercado por parte dos agentes ofertantes. Como o mecanismo baseado em ofertas permite mais liberdade aos agentes, é natural que deva existir uma preocupação maior com a prevenção do exercício de poder de mercado no desenho detalhado, de modo que a experiência internacional pode oferecer inspirações importantes para o Brasil – como explorado no primeiro entregável do presente projeto de P&D, “Avaliação conceitual e estratégias de desenho”.

2 RESUMO EXECUTIVO

Este resumo executivo consolida os principais elementos dos mercados internacionais baseados em oferta identificados nos capítulos 4 a 8 em tabelas comparativas, fornecendo assim um insumo importante à tomada de decisão futura no que diz respeito à implementação de um mecanismo de formação de preços no Brasil. Para uma melhor comparação entre as características dos mercados elétricos analisados e o desenho proposto no Entregável 3 (Desenho Conceitual), nas tabelas 1 e 2 foram incluídas as informações referentes ao desenho proposto para o Brasil.

Tabela 1 – Características básicas do mercado elétrico de cada país analisado

Mercado	Despacho	Operador do Mercado	Operador do Sistema
Noruega (Nord Pool)	Bilateral	Nord Pool	Statnett (TSO)
PJM	Pool	PJM	PJM (ISO)
CAISO	Pool	CAISO	CAISO (ISO)
Colômbia	Pool	XM	CND (ISO)
Espanha (Mercado Ibérico)	Bilateral	MIBEL	REE (TSO)
Nova Zelândia	Pool	NZX	Transpower (ISO)
México	Pool	CENACE	CENACE (ISO)
Brasil (proposta)	Pool	CCEE	ONS

2.1 Paradigma de mercado e formação de preços

Alguns dos principais destaques do levantamento realizado no que diz respeito ao desenho básico do mercado são apresentados de forma esquemática na Tabela 2. Observamos que a maioria dos mercados possui um Mercado do Dia Seguinte e um Mercado em Tempo Real. Os mercados europeus, além desses dois, implementam ainda um Mercado Intradiário (que pode ser discreto e/ou contínuo). Como exceção aos anteriores, a Nova Zelândia e a Colômbia adotam uma única liquidação em um Mercado em Tempo Real *ex post*. Em termos de preços, tanto o Nord Pool, quanto o Mercado Ibérico adotam preços zonais. Enquanto no MIBEL é adotado um preço por país, no Nord Pool os países podem ser constituídos de uma ou múltiplas zonas. Nos demais países, com exceção da Colômbia que tem um preço único para todo o sistema, são implementados preços nodais.

Tabela 2 – Características básicas do mercado elétrico de cada país analisado

Mercado	Iterações de mercado	Liquidações	Granularidade temporal dos preços	Granularidade espacial dos preços
Noruega (Nord Pool)	Dia Seguinte e Intradiário Contínuo. Intradiário discreto para alguns países (<i>ex ante</i>)	Múltipla	Dia Seguinte: Horária Intradiário: produtos para entrega em 15, 30 e 60 minutos	Preços zonais
PJM	Dia Seguinte e Tempo Real (<i>ex ante</i>)	Dupla	Dia Seguinte: Horária Tempo Real: 5 minutos	Preços nodais
CAISO	Dia Seguinte e Tempo Real (<i>ex ante</i>)	Tripla	Dia Seguinte: Horária Tempo Real: 5 e 15 minutos	Preços nodais
Colômbia	Mercado Tempo Real <i>ex post</i>	Única	Horária	Preço único para o sistema
Espanha (Mercado Ibérico)	Dia Seguinte, Intradiário discreto e Intradiário Contínuo (<i>ex ante</i>)	Múltipla	Horária (em transição para introduzir intervalos de 15 minutos)	Preços zonais (um preço para cada país)
Nova Zelândia	Mercado Tempo Real <i>ex post</i>	Única	30 minutos	Preços nodais
México	Dia Seguinte e Tempo Real (<i>ex ante</i>)	Dupla	Dia Seguinte: Horária Tempo Real: 15 minutos	Preços nodais

Mercado	Iterações de mercado	Liquidações	Granularidade temporal dos preços	Granularidade espacial dos preços
Brasil (proposta)	Dia Seguinte e Tempo Real (<i>ex post</i>)	Dupla	Horária	Preços Zonais

2.2 Ajustes operativos e encargos

É necessário ainda contemplar a possível necessidade de *encargos* devido a elementos da remuneração dos agentes geradores que possam não estar inteiramente incorporados no sinal de preços da energia. Embora existam diferentes tipos de encargos e muitas diferenças na implementação em diferentes países, a Tabela 3 sumariza alguns dos principais pontos relativos a esta componente de desenho. Com exceção do CAISO, nenhum dos mercados analisados fornecem pagamentos por *constrained off*. Por outro lado, a maioria dos mercados remunera custos de *start-up* (implementação atualmente não disponível no mercado brasileiro). Nos diferentes países ainda existem diferentes classificações para “intervenções” do operador, alterando de forma extraordinária as decisões de despacho resultantes do modelo de otimização – entretanto, de uma maneira geral na maior parte dos mercados este tipo de manobra do operador tende a não alterar os preços de mercado (com exceção do PJM e da Colômbia).

Tabela 3 – Características dos ajustes operativos e encargos do mercado elétrico de cada país analisado

Mercado	Pagamento por lucros cessantes <i>constrained off</i> ?	Pagamento para recuperar custos de <i>start-up</i> ?	Despacho forçado pelo operador afeta o preço?	Alocação de custos de encargos
Noruega (Nord Pool)	Não	Não (representado por ofertas complexas)	Não	Demanda (encargos)
PJM	Não	Sim (apenas para agentes com ofertas no <i>dia seguinte</i>)	Sim	Demanda e ofertas virtuais (encargos)
CAISO	Sim	Sim (apenas para agentes com ofertas no <i>dia seguinte</i>)	Não	Demanda (encargos)
Colômbia	Não	Sim	Sim	Demanda (<i>uplift</i> ¹ no preço <i>spot</i>)

¹ Valor adicionado ao preço spot como forma de possibilitar que os geradores recuperem totalmente seus custos operativos

Mercado	Pagamento por lucros cessantes <i>constrained off?</i>	Pagamento para recuperar custos de <i>start-up?</i>	Despacho forçado pelo operador afeta o preço?	Alocação de custos de encargos
Espanha (Mercado Ibérico)	Não	Não (representado por ofertas complexas)	Não	Demanda (encargos)
Nova Zelândia	Não	Não	Não	Demanda (encargos)
México	Não	Sim	Não	Demanda (encargos)

2.3 Estrutura das ofertas

Os principais pontos de destaque da estrutura de ofertas de cada país são apresentados de forma esquemática na Tabela 4. A maioria dos países oferecem a possibilidade de ofertas preço-quantidade (muitos países permitem por volta de 10 segmentos, ou pares preço-quantidade, para cada oferta) e ofertas “inelásticas” apenas de quantidade. Em geral todas as tecnologias são tratadas de forma isonômica, com as renováveis podendo ofertar curvas de oferta preço-quantidade e muitas vezes com a demanda também tendo bastante flexibilidade para realizar ofertas. Com relação à oferta de restrições operativas, nos mercados europeus essas restrições não são retratadas explicitamente, devendo ser incorporadas de forma implícita nos tipos de ofertas por blocos existentes nesses mercados. No México, CAISO, PJM (exceto custos de *start-up* e de *no-load*) e Nova Zelândia, as restrições operativas são parte da oferta submetida diariamente pelos agentes, o que representa uma motivação para que os agentes revisem esses limites operativos declarando-se mais flexíveis em momentos em que esta maior flexibilidade possa ser valiosa para o sistema. No PJM e na Colômbia, por outro lado, as restrições de *start-up* também são ofertadas, mas com menos frequência (p.e., a cada 3 ou 6 meses).

Tabela 4 – Características básicas da estrutura de ofertas do mercado de cada país analisado

Mercado	Tipos de ofertas	Ofertas incluem restrições técnicas?	Ofertas pelo lado da demanda	Número de segmentos por oferta
Noruega (Nord Pool)	Ofertas em segmentos, só quantidade, e múltiplas ofertas em blocos	Não, restrições devem ser incorporadas implicitamente nas ofertas em bloco	Idênticas às ofertas de outros agentes	25

Mercado	Tipos de ofertas	Ofertas incluem restrições técnicas?	Ofertas pelo lado da demanda	Número de segmentos por oferta
PJM	Ofertas em segmentos, só quantidade e virtuais	Sim, exceto custos de <i>start-up</i> e <i>no-load</i> , que são a cada 6 meses	Ofertas preço-quantidade (exceto para a demanda regulada)	9
CAISO	Ofertas em segmentos, só quantidade e virtuais	Sim, mas valores são sujeitos à regulação	Ofertas preço-quantidade	10
Colômbia	Ofertas de quantidade e preço único para as 24h seguintes	Restrições técnicas são declaradas a cada 3 meses	Não submetem ofertas	1
Espanha (Mercado Ibérico)	Ofertas em segmentos, só quantidade, e múltiplas ofertas em blocos	Não retratadas diretamente, e sim implicitamente por ofertas em bloco	Idênticas às ofertas de outros agentes	25
Nova Zelândia	Ofertas em segmentos e só quantidade	Apenas rampa	Ofertas preço-quantidade ou Ofertas de diferença	5 para geração
México	Ofertas em segmentos e só quantidade	Sim	Apenas quantidades	11 para térmicas

2.4 Transparência e mitigação de poder de mercado

A Tabela 5 apresenta os principais pontos identificados nos países analisados e que dizem respeito a elementos de desenho que visam mitigar eventual exercício de poder de mercado no mercado baseado em ofertas e aumentar a transparência do mercado. Vale destacar que os limites mínimo e máximo apresentados nesta tabela-resumo (quando existem) são relativos ao Mercado do Dia Seguinte: no Mercado em Tempo Real, os limites às ofertas e aos preços são sempre mais amplos, e frequentemente ilimitados. Com relação à transparência do mercado e à mitigação do poder de mercado, a maioria dos países fornece informação detalhada anônima, mas usualmente com um atraso de alguns meses. Os limites aplicados (tanto aos preços quanto às ofertas) são variados, mas na maioria dos casos bastante alto, dando flexibilidade aos agentes – o limite mais baixo entre os países pesquisados é o preço-teto espanhol de 180 €/MWh (aproximadamente 1200 R\$/MWh), que é visto por estudiosos do mercado europeu como uma fragilidade nos sinais de preço do mecanismo. Vale destacar ainda que a maior parte dos países analisados permite a ocorrência de preços negativos – a principal exceção, a Colômbia, tem um tratamento peculiar devido à forma como os encargos são tratados naquele país como parte dos preços spot. Além da existência dos limites, no PJM e na Colômbia há provisões especiais que permitem

ao operador descartar ou sobrescrever a oferta submetida pelos agentes em função das condições de mercado.

Tabela 5 – Características básicas de transparência e mitigação de poder de mercado de ofertas de cada país analisado

Mercado	Informação de mercado divulgada	Limite de oferta? (dia seguinte)	Limite de preço? (dia seguinte)	Ofertas podem ser sobrescritas?
Noruega (Nord Pool)	Detalhada anônima no mesmo dia	€ -500/MWh a € 3,000/MWh (teto pode ter reajuste dinâmico)	€ -500/MWh a € 3,000/MWh (teto pode ter reajuste dinâmico)	Não
PJM	Detalhada anônima após 1 (geração) ou após 6 meses (demanda)	Até US\$1,000/MWh (estendido ao custo de geração se for maior que o teto)	Até US\$ 2,000/MWh (reajuste em caso de escassez de reserva ou emergência)	Sim
CAISO	Básica no dia seguinte e detalhada anônima após 2 meses	US\$ -150/MWh a US\$ 1,000/MWh (estendido ao custo de geração se for maior que o teto)	Não tem limite explícito	Não
Colômbia	Detalhada nominal no mesmo dia	US\$ 17.5/MWh a US\$ 307.3/MWh (valores variáveis)	Não tem limite explícito	Sim
Espanha (Mercado Ibérico)	Básica no dia seguinte e detalhada nominal após 3 meses	€ 0/MWh a € 180.3/MWh (perspectiva de revisão)	€ -500/MWh a € 3,000/MWh (teto pode ter reajuste gradual)	Não
Nova Zelândia	Detalhada nominal no máximo após três dias	Limite mínimo de NZD 0/MWh	Limite mínimo de NZD 0/MWh	Não
México	Detalhada anônima após 2 meses	0 até 110% do custo unitário calculado centralizadamente	Não tem limite explícito	Sim

2.5 Monitoramento do mercado

Os principais destaques relativos à atividade de monitoramento de mercado conforme implementada nos países analisados são apresentados de forma esquemática na Tabela 6. Alguns mercados optam por um monitor *interno* a uma entidade oficial do setor elétrico (operador, regulador ou ministério), outros por um monitor *externo* (tipicamente uma empresa especializada contratada com este fim), e em alguns casos utilizam-se ambos. Na maioria dos casos o monitor interno está próximo do operador e/ou do

regulador, embora seja sempre importante ressaltar a sua independência. Tipicamente, os mercados analisados adotam relatórios trimestrais e anuais publicados pelo monitor de mercado (o que não inclui boletins de mercado, que comumente são publicados com frequência maior). Com relação à aplicação de sanções e multas, com exceção dos mercados americanos (PJM e CAISO), todos os mercados analisados dão este poder ao monitor de mercado.

Tabela 6 – Características básicas do monitoramento de mercado de cada país analisado

Mercado	Que tipos de monitor existem?²	A que entidade o monitor está ligado?	Principais publicações	Pode aplicar multas?
Noruega (Nord Pool)	Interno (NVE) e externo (<i>Market Surveillance</i>)	Operador e regulador	Relatórios trimestrais e anuais	Sim
PJM	Externo (<i>Monitoring Analytics</i>)	Regulador e operador	Relatórios trimestrais e anuais	Não
CAISO	Interno (DMM) e externo (MSC)	Operador	Relatórios trimestrais e anuais	Não
Colômbia	Interno (UMMEG)	Ministério	Relatórios trimestrais e anuais	Sim
Espanha (Mercado Ibérico)	Interno (ERSE e CNMC)	Regulador	Relatórios mensais e anuais (Espanha)	Sim

² Links para o site dos monitores de mercado:

- Nord Pool, NVE: <https://www.nve.no/norwegian-energy-regulatory-authority/>
- Nord Pool, *Market Surveillance*: <https://www.nordpoolgroup.com/trading/Market-surveillance/>
- PJM, *Monitoring Analytics*: <http://www.monitoringanalytics.com/>
- CAISO, DMM: <http://www.caiso.com/market/Pages/MarketMonitoring/Default.aspx>
- CAISO, MSC: <http://www.caiso.com/informed/Pages/BoardCommittees/MarketSurveillanceCommittee/Default.aspx>
- Colômbia, UMMEG: <https://www.superservicios.gov.co/servicios-vigilados/energia-gas-combustible/unidad-de-monitoreo-para-mercados-de-energia-y-gas/presentaciones-y-boletines>
- Portugal (Mercado Ibérico), ERSE: <https://www.erse.pt/eletricidade/o-setor/>
- Espanha (Mercado Ibérico), CNMC: <https://www.cnmc.es/>
- Nova Zelândia, EA: <https://www.ea.gov.nz/monitoring/market-performance-and-analysis/>
- México, MIM: <https://www.gob.mx/cre/documentos/reportes-sobre-el-desempeno-y-la-evaluacion-del-mercado-electrico-mayorista>

Mercado	Que tipos de monitor existem?²	A que entidade o monitor está ligado?	Principais publicações	Pode aplicar multas?
Nova Zelândia	Interno (EA)	Regulador	Relatórios trimestrais e anuais	Sim (em geral apenas pela via jurídica)
México	Interno (AVM) e externo (MIM)	Regulador e operador	Relatórios diários e anuais	Sim (apenas o interno)

3 CARACTERÍSTICAS BÁSICAS

Este capítulo apresenta uma breve introdução sobre os mercados elétricos analisados ao longo do presente relatório, apresentando sua história e características físicas. Esta contextualização é importante para indicar o quão próximos são os paralelos que podem ser traçados entre as experiências internacionais avaliadas e a realidade brasileira – por exemplo, em termos da dimensão do país, maturidade do setor elétrico, e composição da matriz energética. Para todos os efeitos, o Brasil não é capaz de mudar estas características intrínsecas do seu mercado no curto prazo – de modo que tais elementos servem principalmente como pano de fundo para as escolhas de desenho feitas e que serão discutidas nos capítulos seguintes. A seleção de uma ampla gama de países, de várias regiões do mundo, com diferentes níveis de desenvolvimento e com estruturas de mercado distintas, visa oferecer uma visão mais completa a respeito do conjunto de estratégias possíveis para o Brasil.

3.1 Noruega (Nord Pool)

Desde o início da década de 1990, quando os países nórdicos desregulamentaram seus mercados de eletricidade, existe o Nord Pool, um mercado comum nórdico inicialmente abrangendo Noruega, Suécia, Finlândia e Dinamarca. Entre 2010 e 2013, os países bálticos (Estônia, Letônia e Lituânia) passaram por processo semelhante e se juntaram ao Nord Pool. Como o Nord Pool envolve vários mercados que com frequência apresentam características distintas em termos de matriz energética e desenho de mercado, focaremos ao longo deste relatório nos mecanismos adotados na Noruega, mas sempre que possível dando uma visão geral do funcionamento deste mercado como um todo.

Como em outros mercados elétricos internacionais, um dos pilares do processo de desregulamentação foi separar as atividades que são monopólios naturais (como as relacionadas ao transporte de eletricidade) daquelas que são adequadas ao processo competitivo (como produção e fornecimento de eletricidade). Trata-se de um mercado baseado em ofertas, de modo que as decisões de curto prazo com respeito à produção e fornecimento de eletricidade são baseadas em um processo competitivo, no qual a produção das usinas e o preço final da energia são determinados por forças de mercado, isto é, pela interação entre oferta e demanda.

Atualmente, o sistema elétrico dos países que formam o Nord Pool está integrado aos dos países do restante da Europa através de interconexões com a Alemanha, Holanda, Polônia, Rússia e Reino Unido. Quanto ao mix energético, a fonte hidrelétrica é responsável por 50% da capacidade de geração do NordPool. Há, no entanto, significativa diferença entre os países. A Noruega, por exemplo, destaca-se pela maciça presença de hidroelétricas, que respondem por 94% da capacidade instalada, enquanto na Finlândia grande parte da capacidade provém de fontes termoelétricas.

Figura 2 – Composição atual da matriz de geração do Nord Pool. Fonte: ENTSO-E (2020).



3.2 PJM

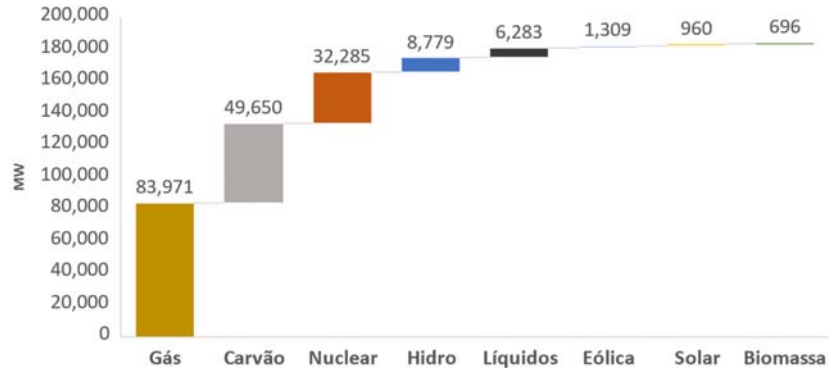
O mercado PJM abrange 13 estados americanos, além do Distrito de Colúmbia, a capital federal. O PJM opera o mercado atacadista de eletricidade, além de ser a responsável pela operação da rede de transmissão e pela garantia de confiabilidade e segurança do sistema. O PJM começou em 1927 quando três concessionárias, percebendo os benefícios e eficiências de se interconectar e compartilhar os recursos de geração, formaram o primeiro *pool* de energia contínuo do mundo. Outras concessionárias ingressaram em 1956, 1965 e 1981. Durante esse período, o PJM era operado por um departamento de uma concessionária membro. Em 1993, se iniciou uma transição para uma organização independente e neutra, quando o *PJM Interconnection Association* foi formado para administrar o *pool* de energia. Em 1997, o PJM tornou-se uma organização totalmente independente e em abril do mesmo ano abriu seu primeiro mercado de energia com base em licitações. Mais tarde, a FERC³ aprovou o PJM como o primeiro operador de sistema independente (ISO) totalmente funcional do país.

O PJM atua como uma parte neutra e independente, que opera um mercado competitivo de atacado de eletricidade e gerencia a rede elétrica de alta tensão para garantir a confiabilidade. Estão contemplados os estados de Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia e o Distrito de Columbia.

Em termos físicos, o sistema possui atualmente 184 GW de capacidade instalada, considerando todos os estados. O sistema é fortemente térmico, com 46% da capacidade vindo de usinas a gás natural, 27% de usinas a carvão e 18% de usinas nucleares. A tecnologia hidroelétrica representa atualmente apenas 5% do sistema, enquanto solar, eólica e biomassa somam 2%.

³ [Federal Energy Regulatory Commission, em inglês. Disponível em ferc.gov.](http://www.ferc.gov)

Figura 3 – Capacidade instalada por tecnologia no PJM em setembro de 2020

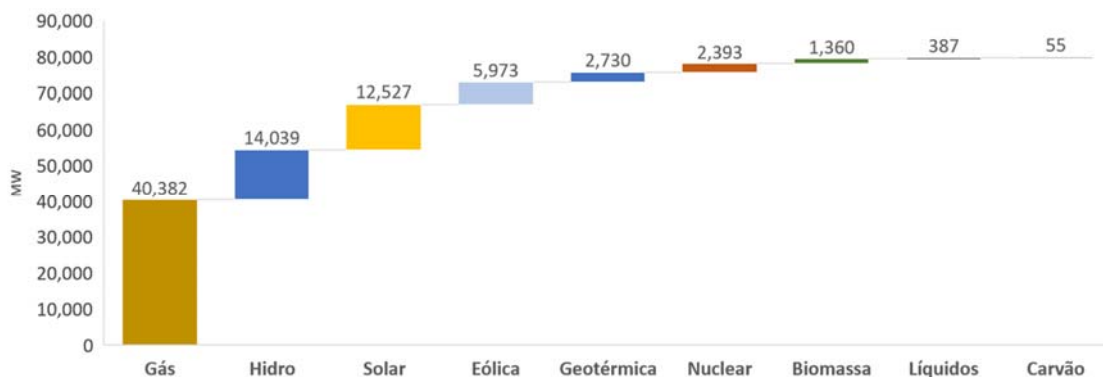


3.3 Califórnia

A reforma de mercado elétrico californiano ocorreu em 1996, quando o setor passou pelo processo de desverticalização. A partir da reestruturação regulatória federal dos mercados de energia, em 1998 foi criado o operador independente da Califórnia, denominado CAISO. O CAISO é o responsável pela gestão do mercado atacadista e operação do sistema elétrico californiano. Por meio do CAISO, é comercializada cerca de 80% da energia da Califórnia, além de englobar uma pequena parte do Estado de Nevada, abastecendo um total de 32 milhões de consumidores.

O mercado da Califórnia é reconhecido pela sua elevada penetração de energias renováveis, que atualmente são responsáveis por 24,4 GW dos 80 GW de capacidade instalada do sistema. Desse total, destaca-se a expressiva capacidade da fonte solar, que corresponde a mais de 14 GW de capacidade instalada. A tecnologia hidroelétrica também tem participação relevante, somando 18% da capacidade total. No entanto, apesar da expressiva participação renovável, o sistema ainda é fortemente dependente de usinas a gás natural, que correspondem a 51% da capacidade instalada. As demais fontes térmicas não possuem grande relevância. Cabe mencionar neste âmbito que a Califórnia tem como meta de alcançar uma geração 60% renovável até 2030.

Figura 4 – Capacidade instalada por tecnologia no CAISO em dezembro de 2019



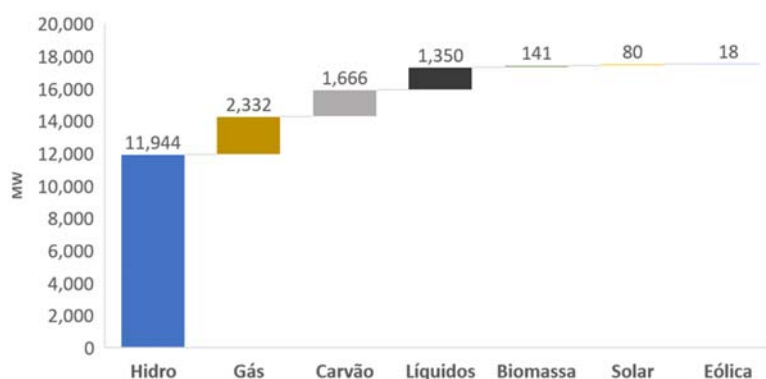
3.4 Colômbia

A liberalização do setor elétrico colombiano ocorreu em 1994, quando foi implementada a desverticalização do mercado e a abertura das atividades de geração e comercialização ao setor privado

(as atividades de transmissão e distribuição foram mantidas como reguladas). Uma das principais características desse processo de liberalização foi a criação de um mercado atacadista, no qual geradores e consumidores (representados pelas comercializadoras) podem negociar energia no mercado de curto prazo ou por meio de contratos negociados bilateralmente.

Em termos físicos, o sistema elétrico colombiano tem uma magnitude de aproximadamente 18 GW de capacidade instalada, sendo a grande maioria proveniente de fontes hídricas (68%), embora as termelétricas (especialmente gás natural e carvão) também desempenhem um papel significativo (31%). As energias renováveis ainda são incipientes no país, que vem buscando estimular investimentos nessas fontes. Atualmente, as tecnologias renováveis (não hídricas) correspondem a apenas 1.4% da capacidade total, sendo apenas 0.6% de fontes solares e eólicas.

Figura 5 – Capacidade instalada por tecnologia na Colômbia em dezembro de 2019

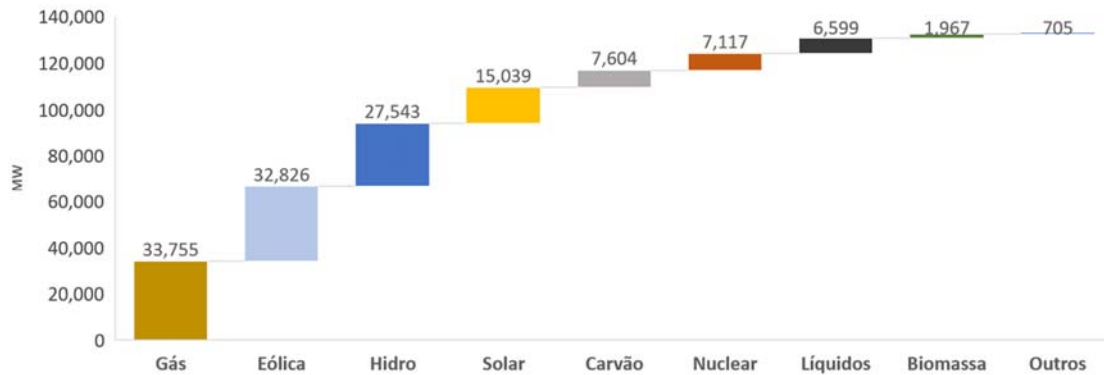


3.5 Espanha (Mercado Ibérico)

O Mercado Ibérico de Eletricidade – MIBEL, resulta de um processo de cooperação desenvolvido pelos Governos de Portugal e da Espanha com o objetivo de promoverem integração dos sistemas elétricos dos dois países. O processo de criação do MIBEL se iniciou em 1998, em conjunto com liberalização do setor elétrico na Espanha. O mercado entrou oficialmente em funcionamento em 2007, abastecendo inicialmente 30 milhões de consumidores. A partir de 2014, o MIBEL passou a fazer parte do Mercado Europeu diário, iniciando em 2018 a integração no mercado intradiário europeu. O MIBEL é dividido em dois mercados, o mercado spot (OMIE) e o mercado de contratos (OMIP).

Em termos físicos, o MIBEL possui atualmente 133 GW de capacidade instalada, sendo a Espanha responsável por 83% do total. O sistema possui grande penetração de renováveis, com as eólicas correspondendo a 25% da capacidade instalada e a solar a 11%. A matriz térmica é fortemente baseada em usinas a gás natural, que correspondem a 25% da capacidade total do sistema.

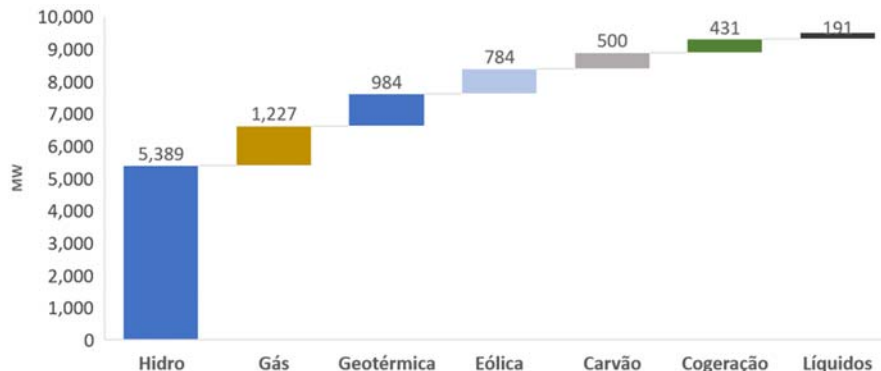
Figura 6 – Capacidade instalada por tecnologia no MIBEL em dezembro de 2020



3.6 Nova Zelândia

Até a década de 1980 as atividades de geração e transmissão eram administradas pelo Departamento de Eletricidade da Nova Zelândia, um órgão estatal ligado ao Ministério da Energia. Em 1986, como parte da primeira fase da reforma do Mercado Elétrico, foi criada a empresa estatal ECNZ (*Electricity Corporation of New Zealand*), responsável por operar as atividades de geração e transmissão. Posteriormente, os ativos de geração e transmissão foram separados, sendo criada a subsidiária estatal Transpower para administrar as redes de transmissão e operar o sistema elétrico neozelandês. A Transpower tornou-se uma empresa independente a partir de 1994. Todos os ativos de geração também foram subdivididos em empresas menores, como forma de estimular a competição no mercado. Em 1996, começa a operação do Mercado de Eletricidade da Nova Zelândia (NZEM), com a implementação de preços nodais, separação das atividades de geração, transmissão e distribuição, e apresentação de oferta de preços.

Em termos físicos, a matriz elétrica da Nova Zelândia possui aproximadamente 9.5 GW e se destaca pela elevada penetração renovável. A fonte hidráulica possui a maior participação na capacidade instalada do sistema, responsável por 57% do total. Também se destacam pela grande relevância as fontes geotérmica (10%) e termoelétrica (20%), com destaque para as usinas a gás natural. As fontes solares e eólicas vêm se desenvolvendo de forma gradual e correspondem atualmente a apenas 10% do total. Vale destacar que em 2020 a geração renovável (incluindo hidro) foi responsável por 81% do suprimento de eletricidade. Ainda assim, o Governo possui metas ambiciosas de aumentar essa participação para 90% em 2025 e para 100% a partir de 2030.

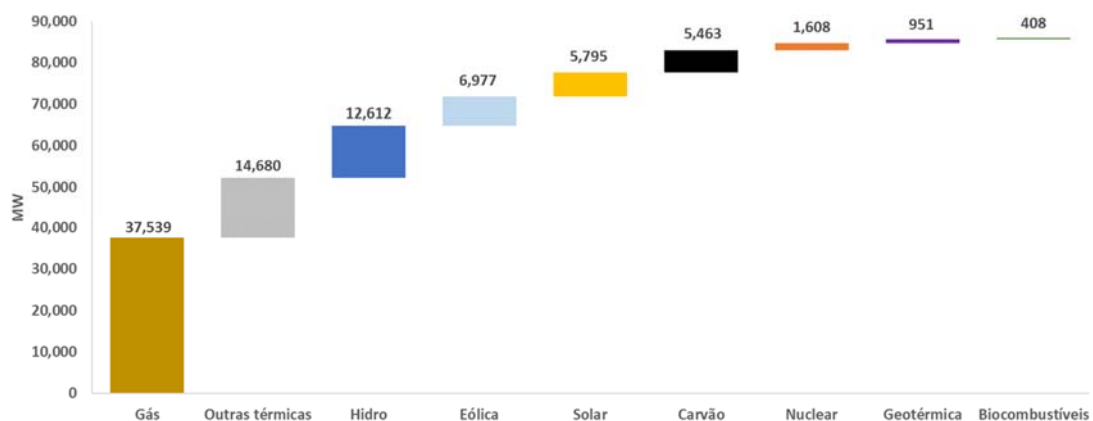
Figura 7 – Capacidade instalada por tecnologia na Nova Zelândia em dezembro de 2020

3.7 México

Entre os anos de 2013 e 2014, o setor energético mexicano passou por uma profunda reforma. Até então verticalizado e controlado por uma empresa estatal (*Comisión Federal de Electricidad*, CFE), o mercado elétrico foi liberalizado, permitindo a entrada de agentes privados nos segmentos de geração e comercialização de energia. Os segmentos de transmissão e distribuição permaneceram a cargo da CFE, que foi desverticalizada e decomposta em diversas unidades independentes, de modo a proporcionar um ambiente mais competitivo para os novos *players*. A reforma envolveu, ainda, a criação de um mercado atacadista moderno, através do qual os agentes negociam energia por meio de contratos bilaterais, leilões ou no mercado de curto-prazo. Houve também o surgimento dos produtos capacidade e certificado de energia limpa, que visam, respectivamente, garantir a adequabilidade do suprimento e o cumprimento das metas de geração renovável do país.

Fisicamente, o sistema mexicano é dividido em 3 subsistemas isolados, sendo o maior deles o SIN (Sistema Interconectado Nacional). A matriz mexicana é caracterizada por uma forte presença de termelétricas, especialmente usinas a gás natural, que compõem cerca de 45% da capacidade de geração do país. As hidrelétricas, quase todas pertencentes à CFE, aportam menos de 15% da capacidade instalada e estão majoritariamente situadas na região sul. Destaca-se ainda o crescimento acelerado da penetração de renováveis desde a reforma de 2013/14, com usinas solares e eólicas possuindo hoje uma participação conjunta semelhante à das hidros – além de ainda haver um grande potencial para ser explorado por centrais destas tecnologias, especialmente solares na região norte e eólicas nas regiões nordeste e sul.

Figura 8 – Capacidade instalada por tecnologia no México em outubro de 2020 (SENER, 2021)



4 PARADIGMAS DE MERCADO E FORMAÇÃO DE PREÇOS

Este capítulo apresenta uma breve descrição das características básicas do mercado elétrico de cada país – em particular como é feita a sua formação de preços (granularidade espacial e temporal) e regras de liquidação (existência de liquidação múltipla). Nota-se que, embora estas características fundamentais de mercado sejam relevantes para fazer comparações e analogias entre países, no escopo do presente projeto não está prevista a revisão de determinados elementos fundamentais da formação de preços do mercado elétrico brasileiro (tais como o paradigma horário⁴ para a granularidade temporal e a granularidade espacial representada por quatro submercados), que são tomados como premissas para a construção de uma proposta de mecanismo baseado em ofertas.

A principal exceção seria a implementação de um mecanismo de liquidação múltipla – que é uma das recomendações apresentadas no Entregável 3, “Proposta conceitual de desenho de mecanismo”, visto que esta seria uma mudança regulatória importante para garantir que todos os agentes tenham os incentivos corretos para submeter ofertas tão acuradas quanto possível no mercado do dia seguinte. A maior parte dos países analisados adota um mecanismo deste tipo, em que há ao menos uma liquidação no mercado do dia seguinte e uma liquidação no mercado em tempo real – sendo que a cada iteração do mercado (i) é calculado um novo preço marginal da energia, (ii) na primeira iteração (tipicamente o mercado *do dia seguinte*), liquida-se ao preço marginal toda a quantidade resultante do despacho e gera-se um compromisso vinculante para a iteração de mercado seguinte, e (iii) em iterações subsequentes, liquida-se apenas a diferença entre a quantidade resultante do despacho (de cada iteração particular) e a quantidade vinculante comprometida na etapa anterior. O funcionamento de um mecanismo “padrão” de liquidação dupla é detalhado no Entregável 1 (Estratégias de desenho) e no Entregável 3 (Desenho Conceitual) – este capítulo focará em destacar as sutilezas e/ou detalhes relevantes de implementação que cada país aplica a mecanismos deste tipo.

4.1 Noruega (Nord Pool)

O mercado do Nord Pool é dividido em atacado e varejo. No mercado atacadista são transacionados grandes volumes de energia, com a participação de múltiplos agentes, como geradores, *brokers*⁵, supridores, companhias de energia e grandes consumidores. No varejista, consumidores de médio e pequeno porte são atendidos por supridores, que utilizam a energia adquirida no atacado para atendê-los. É possível ainda transacionar energia de forma bilateral, fora da bolsa de energia (do Nord Pool), através de contratos negociados de forma independente entre as partes – no entanto, a maior parte da liquidez encontra-se no Nord Pool, que transaciona mais de 90% da energia consumida. As transações feitas nestes mercados implicam em entrega física de eletricidade. Com relação à liquidação, as empresas locais de distribuição e transmissão contabilizam o volume de energia produzido e/ou consumido por cada agente, e isto forma a base para a liquidação do mercado – produtores são pagos pelo volume produzido e consumidores pagam pelo volume consumido.

⁴ A operação do sistema é hoje feita em intervalos semi-horários: entretanto, como ilustrado pelas experiências internacionais citadas neste capítulo, não há empecilhos para a aplicação de um mercado baseado em ofertas com qualquer nível de granularidade temporal.

⁵ Corretoras de Energia. Estes agentes não comercializam ou distribuem energia, realizando apenas a intermediação entre o consumidor e a comercializadora.

O mercado atacadista é dividido em três mercados distintos: (i) Mercado do Dia Seguinte (também conhecido como DAM ou ELSPOT-Market), (ii) Mercado Intradiário Contínuo (também conhecido como IDM ou ELBAS-Market), e (iii) Mercados de Equilíbrio (Lesturgie, 2017). Os dois primeiros são operados por uma bolsa de energia conhecida como Nord Pool, já o terceiro é operado pelo operador do sistema de transmissão (TSO) de cada país. Já no mercado de varejo, consumidores finais de pequeno e médio porte são livres para escolher seu supridor de energia e negociar planos que melhor os atendem.

Com relação à otimização, no Nord Pool todo o conjunto de ofertas (vindas de diversos países) são casadas em um ambiente comum, através de um algoritmo chamado EUPHEMIA. O EUPHEMIA otimiza simultaneamente não apenas o mercado nórdico, mas também um conjunto de outros mercados europeus que estão conectados entre si. Desta forma, ele obtém uma solução única que determina os preços do mercado do dia seguinte em grande parte da Europa. É importante destacar que a adesão a este mercado é opcional, de maneira que nenhum agente é obrigado a ofertar (podendo em vez disso comercializar sua energia por meio de contratos bilaterais físicos, sem participar no mercado spot, por exemplo) – apesar de a participação no mercado de liquidação (*Balancing Market*) ser obrigatória.

Em junho de 2020 foi implementado o mecanismo de múltiplos *Power Exchanges*, onde em um mesmo sistema podem estar operando mais de uma câmara de comercialização de forma coordenada. Cada *Power Exchange* representa um conjunto de clientes (participantes do mercado elétrico), e deve coletar ofertas destes para submetê-las ao algoritmo centralizado EUPHEMIA, organizado por computação em nuvem, no qual é determinado o despacho ótimo e uma liquidação única para todos os agentes levando em conta todos os clientes de todas as *Power Exchanges* no mercado. A diferenciação entre *Power Exchanges* é relativamente pequena e se resume basicamente ao acesso a dados e às taxas cobradas.

Os preços são zonais. O número de zonas varia por país e é definido pelos operadores do sistema de transmissão nacionais (TSOs). Na Noruega o número de zonas pode variar, mas atualmente existem 5 áreas. Embora existam alguns movimentos buscando promover uma discretização espacial mais detalhada, ainda há bastante resistência por parte dos TSOs – muitas vezes relacionada a questões políticas e à possibilidade de divergência de preços entre regiões do país. Com relação à discretização temporal, os preços atualmente são horários, mas existe a intenção de reduzir o tamanho do intervalo para preços a cada 15 minutos.

Devido à característica zonal do mercado, há uma diferenciação entre o tratamento de perdas entre zonas e intrazonas. No esquema do Nord Pool entre zonas, as perdas são tratadas como um custo que se aplica à tarifa de transmissão como uma componente volumétrica: como os agentes sabem que a energia transacionada entre zonas incorrerá nessa componente de custos, o mecanismo acaba afetando as ofertas realizadas no mercado e, conseqüentemente, o despacho econômico. Intrazonas, o tratamento varia de acordo com o país. Na Noruega, país que abordamos em mais detalhes ao longo dos capítulos do presente relatório, a representação das perdas é feita de forma detalhada e os custos resultantes são devidamente atribuídos aos agentes – de modo que, embora as perdas não sejam parte do preço spot publicado, fazem parte do preço percebido. Já em termos de tratamento de reserva, o padrão é a modelagem sequencial: não há cootimização da alocação das reservas em conjunto com a energia, e em vez disso os próprios ofertantes devem montar sua estratégia de ofertas levando em conta eventuais custos de oportunidade de oferecer flexibilidade operativa em mercados de curtíssimo prazo (próximo do tempo real).

O Mercado Intradiário do Nord Pool é um mercado *contínuo*. Este mercado permite múltiplas liquidações ao longo do dia, restrito a compra e venda de eletricidade até 1 hora antes da entrega, com ordens sendo fechadas no sistema *first come first served*⁶. O mercado Intradiário oferece produtos de 15 minutos, 30 minutos, uma hora ou produtos em bloco, permitindo ajustes nas posições do mercado do Dia Seguinte à medida que se aproxima do momento da entrega da energia e se possui mais informações a respeito das incertezas associadas à decisão (Nordpool, 2021b).

Devido ao acoplamento entre os países, o Mercado do Dia Seguinte possibilita a comercialização de energia com os países nórdicos, bálticos, Europa Central Ocidental, além de integração com os leilões semi-horários do Reino Unido e os leilões intradiários da Alemanha.

A partir das ofertas de compra e venda recebidas no mercado do dia seguinte (vide capítulo 6), o algoritmo EUPHEMIA calcula curvas agregadas horárias de compra e venda. A partir das curvas, determinam-se os volumes de cada agente, os preços de equilíbrio para cada área, além de um preço de referência. O preço de referência, ou *system price*, é calculado sem considerar as restrições de congestão da rede e é utilizado como referência para os derivativos negociados no mercado financeiro (Nordpool, 2021d).

A capacidade de transmissão entre as áreas é informada diariamente pelos Operadores de Transmissão às 10:00 horas (CET), e toda a capacidade de transmissão entre os países nórdicos e bálticos são disponíveis a todos os agentes, não havendo leilões de acesso exclusivo. Após os resultados do Mercado do Dia Seguinte, os Operadores publicam a capacidade de rede disponível para o Mercado Intradiário, considerando os requisitos de confiabilidade de cada país. O preço a ser considerado para as liquidações são os preços zonais determinados pelo algoritmo de mercado.

As liquidações ocorrem todos os dias úteis às 14:00 horas (CET), sendo que para o Mercado do Dia Seguinte esta é realizada no mesmo dia da negociação (Nordpool, 2021e). Vale ressaltar que para que se permita operar neste mercado é necessário um depósito inicial como forma de garantia, a qual é calculada como três vezes a exposição líquida máxima do cliente durante um dia de operação. O Nord Pool é o responsável por calcular o nível mínimo de garantia que cada agente deve possuir, além de realizar o monitoramento das garantias de cada agente.

Com base nas informações apresentadas, considera-se adequado classificar o mercado Nord Pool como um mercado bilateral, com a presença de múltiplas liquidações. Com relação aos preços utilizados para a liquidação, estes são determinados de forma *ex-ante*.

4.2 PJM

O mercado atacadista é dividido em dois mercados distintos: (i) Mercado do Dia Seguinte e (ii) Mercado em Tempo Real. A gestão de ambos os mercados é responsabilidade do PJM. Em ambos os mercados, o despacho de energia é otimizado com a reserva do sistema. Para o processo de otimização, é utilizada uma sequência de modelos computacionais, que resultam em um despacho econômico ótimo e em preços para cada produto. Vale destacar que a sequência de modelos usada no Mercado do Dia Seguinte e no Mercado em Tempo Real é distinta, como será explicitado ao longo do texto. O programa de despacho resultante do Mercado do Dia Seguinte vinculante, ou seja, implica em obrigações financeiras:

⁶ Ou seja, a alocação das ofertas é baseada exclusivamente no horário da negociação e aceitação da oferta, sem a aplicação de qualquer outro critério.

as diferenças em relação ao programa de despacho do Mercado em Tempo Real são liquidadas ao preço dos mercados respectivos (PJM Manual 28: Energy & Ancillary Services Market Operations, 2018).

Os preços no PJM são nodais. Atualmente o sistema possui mais de 12,000 nós, que em alguns casos são agregados em zonas. Os preços nodais são compostos por três parcelas:

- Preço de energia do sistema, representando o custo da geração (ou o custo de redução da demanda) através de uma componente única para todos os nós;
- Custo de congestão, referente ao custo de despachar geradores mais caros fora da ordem de mérito para não ultrapassar a capacidade de transmissão;
- Custo de perdas, referente à necessidade de aumento na geração devido às perdas na transmissão.

As perdas são calculadas de acordo com fatores de perdas marginais que representam o impacto de uma pequena mudança nas injeções (ou retiradas) de energia nodais sobre as perdas totais do sistema – que no PJM correspondem em média a aproximadamente 5% da demanda (PJM, 2017a). Em termos temporais, a granularidade dos preços no Mercado do Dia Seguinte é horária, enquanto no Mercado em Tempo Real é de cinco minutos. Os preços em ambos os mercados são calculados a partir das ofertas dos agentes através de um modelo de otimização – embora a liquidação das posições financeiras seja feita com base em medições de geração e consumo efetivo *ex post*, o preço é calculado com base na informação disponível sobre o sistema minutos antes do tempo real, como demanda e agentes disponíveis (PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations, 2021).

Além do mercado de energia, existem também outros produtos cuja comercialização é coordenada pelo PJM, como os Direitos Financeiros de Transmissão, os Serviços Ancilares, e a Capacidade. Todos os geradores que possuam compromissos de capacidade ou direitos financeiros de transmissão são obrigados a apresentarem ofertas no Mercado do Dia Seguinte. Da mesma forma, empresas distribuidoras de energia devem submeter as previsões de demanda de suas respectivas áreas de responsabilidade.

O produto de Direitos Financeiros de Transmissão visa proteger os agentes de eventuais custos de congestão (que pode levar a preços muito altos em barras de demanda e baixos em barras de geração). Esse produto garante ao seu detentor uma remuneração com base na diferença de preços nodais no Mercado do Dia Seguinte em um determinado sentido, minimizando o risco financeiro na comercialização de energia (PJM, 2020). O PJM também coordena o Mercado de Serviços Ancilares, onde se destacam os serviços de regulação de frequência, reserva secundária e *black-start*. As ofertas para a prestação de serviços ancilares ocorrem através de um paradigma específico para este mercado (com submissão de ofertas de serviços ancilares), ou considerando as ofertas realizadas no Mercado de Energia.

O PJM coordena ainda um mecanismo de capacidade, conhecido como *Reliability Pricing Model* (RPM), que funciona como um pagamento fixo realizado aos geradores selecionados em leilão, que assumem o compromisso de entregar potência firme ao sistema. Este mecanismo não é analisado em detalhe no presente relatório (visto que ele não tem efeito sobre o mercado de curto prazo baseado em ofertas) mas seu funcionamento base permite que os geradores recuperem seus custos fixos e se protejam da variabilidade dos preços nodais, garantindo assim os incentivos devidos à expansão do sistema. O

pagamento por capacidade visa garantir a confiabilidade do sistema e pode se dar tanto através de um compromisso para fornecimento de potência (para geradores) como por redução da carga (para a demanda de eletricidade, resposta à demanda) (PJM, 2019).

Com relação ao despacho no Mercado do Dia Seguinte, seu processo de otimização é realizado em etapas. Primeiro, executa-se o *Resource Scheduling & Commitment* (RSC), que considera todas as ofertas de energia e de reserva e os requisitos de confiabilidade definidos pelo Operador, e fornece como resultado um programa preliminar de despacho considerando um horizonte de 48 horas, informando as unidades comprometidas para o atendimento. Em seguida, é executado o *Scheduling, Pricing & Dispatch* (SPD). O SPD, a partir do programa calculado pelo RSC, determina o despacho econômico com granularidade horária considerando as restrições de rede mais detalhadas, como limite de reativos, e as restrições térmicas, definindo as quantidades de geração horárias e os preços nodais de energia e de reserva. Após a publicação do despacho calculado, é aberto um período de reajuste para que as ofertas sejam revisadas. Depois disso, o Operador realiza uma segunda otimização do despacho, conhecida como *Reliability Assessment and Commitment* (RAC), que tem como objetivo minimizar os custos de *start-up* e de *no-load*⁷ para os recursos que estejam comprometidos, considerando as ofertas dos agentes revisadas e a previsão de carga feita pelo operador (PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations, 2021).

Como mencionado anteriormente, o custo marginal no Mercado do Dia Seguinte é determinado com discretização nodal e horária. Já no Mercado em Tempo Real, o preço spot é determinado a cada cinco minutos e as diferenças entre a geração real dos agentes e o programa determinado no Mercado do Dia Seguinte são liquidadas ao preço spot do Mercado em Tempo Real. Como o Mercado do Dia Seguinte possui granularidade horária, a contabilização é realizada considerando um perfil constante (*flat*) dentro de cada hora, permitindo transformar uma programação horária em uma programação de cinco minutos.

Para o cálculo dos custos marginais do mercado em tempo real, da mesma forma que para o mercado do dia seguinte, são executados uma sequência de procedimentos, a fim de incorporar a demanda por energia, os requisitos de reserva, a capacidade de escoamento e as perdas nas linhas de transmissão. Em primeiro lugar, é realizada a otimização pelo *Ancillary Service Optimizer* (ASO), considerando conjuntamente as necessidades de reserva, regulação e energia, visando a alternativa de menor custo. Nesta etapa, é realizado o teste *Three Pivotal Supplier Test* para o serviço de regulação, a fim de se verificar possíveis ações de poder de mercado (que será discutido em mais detalhe na seção 7.2). Como resultado, obtém-se um programa inicial de despacho dos serviços de regulação para a próxima hora. Em seguida, são realizados os processos de *Intermediate Term Security Constrained Economic Dispatch* (IT SCED) e *Real-Time Security Constrained Economic Dispatch* (RT SCED), onde são realizados testes de poder de mercado para a energia e calculados custos de oportunidades para cada recurso elegível, além de determinar um perfil de despacho para os serviços de reserva e energia para os próximos cinco minutos de operação. Por fim, é executado o *Locational Pricing Calculator* (LPC), onde são obtidos os custos nodais do Mercado em Tempo Real para a reserva e energia, considerando a programação determinada no RT SCED (PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations, 2021).

⁷ O custo de *no-load* é definido como o custo para manter a turbina e o gerador sincronizados, sem efetivamente gerar energia. Esse custo é definido em \$ / h.

Figura 9 – Funcionamento do Mercado em Tempo Real no PJM



Dessa forma, são determinados de forma integrada os custos marginais nodais, os preços de reserva sincronizada (SRMCP), os preços de reserva não-sincronizada (NSRMCP) e os preços por capacidade de regulação de frequência (RMCCP). Assim como no Mercado do Dia Seguinte, os preços marginais nodais incorporam o custo das ofertas de geração de energia, o custo marginal de congestão da rede e o custo das perdas na transmissão. As liquidações de serviços ancilares são realizadas tomando como base os preços por serviço de regulação de frequência, os custos não recuperados e a quantidade de serviço provido, ponderado por um índice de desempenho dos recursos selecionados. Esse índice é calculado pelo PJM tomando como base o histórico da usina, refletindo a capacidade de aumentar ou diminuir sua geração (ou demanda) para proporcionar o serviço de regulação de frequência demandado.

Com base nas informações apresentadas, considera-se adequado classificar o mercado PJM como um mercado pool, com um mecanismo de liquidação dupla. Com relação aos preços utilizados para a liquidação do Mercado em Tempo Real, estes são determinados de forma *ex-ante*.

4.3 Califórnia

O mercado atacadista californiano é dividido em três mercados distintos: (i) Mercado do Dia Seguinte, (ii) Mercado de Quinze Minutos, e (iii) Mercado em Tempo Real⁸. Todos os três geram obrigações financeiras, de maneira que as diferenças entre os mercados são liquidadas ao preço do mercado respectivo.

O despacho do sistema é determinado através de uma cootimização dos mercados de energia e serviços ancilares. Para tal, é operada uma sequência de modelos que leva em consideração restrições de rede, restrições técnicas dos agentes, perdas na transmissão e as necessidades de reserva (Fifth Replacement FERC Electric Tariff, 2020). As perdas na transmissão são calculadas considerando a resistividade do componente elétrico, empregando um modelo que lineariza as perdas após sucessivas iterações em cada fluxo de potência.

⁸ Na prática o mercado de quinze minutos (assim como o despacho e formação de preços em tempo real) é tratado como uma “etapa” do procedimento de mercado em tempo real, como será descrito mais adiante.

Os preços são definidos de forma nodal e atualmente o sistema possui aproximadamente 9.700 nós. Os preços são calculados *ex ante* a partir das ofertas dos agentes e possuem três componentes distintas: energia, congestão e perdas. Quanto à granularidade temporal, os preços no Mercado do Dia Seguinte são horários, enquanto no Mercado de Quinze Minutos e Mercado em Tempo Real são determinados a cada quinze e cinco minutos, respectivamente. Vale mencionar que o operador vem estudando a possibilidade de reduzir o tamanho do intervalo do Mercado do Dia Seguinte para quinze minutos, com o objetivo de melhor representar as restrições técnicas que ocorrem na operação em tempo real (California ISO, 2019).

Diariamente, o CAISO realiza o seu prognóstico de demanda para o dia seguinte. Nos momentos em que há descasamento entre o prognóstico de demanda realizada pelo Operador e a demanda efetivamente programada no Mercado do Dia Seguinte, o operador realiza o processo de *residual unit commitment* (RUC) a fim de garantir que haja capacidade disponível suficiente para cumprir com seu prognóstico de demanda para cada hora do dia. São consideradas as mesmas ofertas apresentadas no Mercado do Dia Seguinte e as mesmas restrições operativas, alterando apenas a demanda. A nova otimização busca minimizar os custos das ofertas incrementais, considerando o custo de realocções e capacidades incrementais despachadas para cumprir com os requisitos (incertos) de capacidade adicional que seriam demandados. Ao final, determinam-se as quantidades e os preços spot a serem pagos aos recursos escolhidos para a prestação desse serviço.

As liquidações no Mercado do Dia Seguinte são realizadas de forma separada, liquidando de forma independente os valores relativos à programação de energia, aos recursos premiados no RUC e à prestação de serviços ancilares, de acordo com o preço de cada processo.

No Mercado em Tempo Real são geridos os desvios entre a programação do Mercado do Dia Seguinte e o momento da operação. As ofertas são utilizadas para atender às necessidades de energia não previstas durante a operação (tomando como base a demanda projetada pelo operador), mitigar a congestão, manter a capacidade de regulação e satisfazer os requisitos de reserva. A operação do tempo real é realizada por uma sequência de procedimentos:

1. Hour-Ahead Scheduling Process (HASP): Processo que o CAISO aceita ou rejeita as ofertas apresentadas pelos agentes, realizando uma programação preliminar. Essa otimização não produz preços de liquidação para a energia ou os serviços ancilares. Os resultados são publicados 45 minutos antes da operação.
2. Short-Term Unit Commitment (STUC): Otimização realizada a cada hora considerando a previsão de demanda para as cinco horas seguintes, a fim de identificar unidades que se façam necessárias e possuam tempos de *start-up* menores que o tempo de horizonte. Nem todos os recursos identificados pela otimização irão receber instruções de despacho, sendo considerado um processo consultivo para que a unidade possa confirmar suas condições de *start-up*.
3. Real-Time Unit Commitment (RTUC): O processo RTUC é executado a cada quinze minutos para determinar os compromissos de unidades para início rápido, considerando um horizonte de quatro a sete horas. Dessa forma, são produzidas instruções de inicialização ou desligamento que permitam atender a demanda dentro do horizonte considerado.
4. Fifteen Minute Market (FMM): Através deste processo, o operador produz os programas de despacho vinculantes e os respectivos preços nodais, tanto para o Mercado de Energia quanto

para o atendimento de serviços ancilares, considerando um horizonte de 1 a 4,5 horas. Embora produza instruções financeiras vinculantes, esta programação ainda não é a final, podendo ser modificada durante o Despacho em Tempo Real.

5. Real-Time Dispatch (RTD): Por fim, CAISO realiza uma otimização a cada cinco minutos, considerando um horizonte de uma hora, a fim de determinar instruções de despacho finais com o objetivo de equilibrar a oferta e a demanda. As ofertas consideradas são as mesmas utilizadas no FMM, não sendo possível a alteração entre estas duas otimizações. Essa otimização é realizada 7,5 minutos antes da operação e produz uma programação vinculante para os primeiros cinco minutos.

Neste processo, ocorrem duas liquidações. A primeira é referente às diferenças entre a programação do Mercado do Dia Seguinte (ou IFM⁹, na sigla em inglês) e o Mercado de Quinze Minutos (FMM), que são liquidadas ao preço spot calculado no Mercado de Quinze Minutos. A segunda liquidação ocorre com base nas diferenças entre a programação do FMM e o despacho no Mercado em Tempo Real (RTD), e são liquidadas ao preço spot nodal do RTD.

Para compensar os custos de congestão que possam acontecer no Mercado do Dia Seguinte, há a figura dos Direitos Financeiros de Congestão (CRRs). Estes são contratos financeiros, onde o proprietário tem o direito de receber uma compensação na ocorrência de congestões no sentido assinalado, assim como representa uma obrigação de pagamento caso a congestão ocorra no sentido contrário. Os direitos são comercializados através de leilões, os quais ocorrem mensalmente, ou através de acordo bilaterais (California ISO, 2021b).

Com base nas informações apresentadas, considera-se adequado classificar o mercado da Califórnia como um mercado pool, com um mecanismo de liquidação tripla – (i) Mercado do Dia Seguinte, (ii) diferença entre a programação do Dia Seguinte e a programação do Mercado de Quinze minutos e (iii) diferença entre a programação do Mercado de Quinze Minutos e o despacho em tempo real. Com relação aos preços utilizados para a liquidação do Mercado em Tempo Real (tanto o preço de quinze minutos quanto o preço de cinco minutos), estes são determinados de forma *ex-ante*.

4.4 Colômbia

No Mercado Colombiano existe apenas um Mercado de Tempo Real, em que as quantidades e preços são definidos *ex post* – ou seja, são definidos após a operação com base na geração real das unidades. Embora exista um programa de despacho indicativo para o Dia Seguinte, determinado a partir das ofertas dos agentes, ele não gera obrigações físicas ou financeiras. Todos os geradores que sejam despachados centralmente são obrigados a informar diariamente suas ofertas.

No dia anterior à operação, o Centro Nacional de Despacho (CND) determina um despacho indicativo, considerando os critérios de confiabilidade do sistema, perdas elétricas estimadas (como um acréscimo na demanda), e restrições da rede elétrica. Esta programação serve como um indicador para os geradores da quantidade que será despachada no Mercado em Tempo Real, embora quantidade não seja financeiramente vinculante. Este despacho também não tem qualquer relação com a formação de preços, tendo um papel apenas indicativo (Instituto de Investigación Tecnológica - Universidad Pontificia Comillas, 2018).

⁹ Integrated Forward Market, em inglês

No tempo real, o despacho indicativo pode ser corrigido, por meio de redespachos definidos pelo operador. Da mesma forma que os despachos determinados anteriormente não são vinculantes, os redespachos determinados pelo operador à medida que o mercado se aproxima do tempo real também não implicam obrigações financeiras. Sendo assim, em casos de indisponibilidades nas unidades produtoras, as mesmas não são penalizadas com nenhum tipo de sanção financeira, desde que apresentem uma justificativa plausível e comuniquem a situação com antecedência mínima de 1,5 horas. Isto vale também para a geração variável renovável (eólica e solar), que pode submeter revisões das suas previsões de produção até 1,5 horas antes da realização física do mercado em tempo real.

No dia posterior à operação, são calculadas duas versões do despacho *ex post*, como ilustrado na Figura 10. Em ambas as versões da simulação de mercado é utilizada a última revisão das ofertas submetidas pelos agentes no dia anterior e consideram-se as condições reais observadas do sistema (isto é, usando informações reais de medições de demanda e de produção renovável, além de eventuais indisponibilidades de equipamentos), incluindo a alocação de serviços ancilares. A primeira versão desta simulação, chamada de Despacho Ideal, é a utilizada para a formação de preços. Embora considere os dados de entrada mais precisos das medições *ex post*, nesta simulação não são consideradas as restrições elétricas do sistema – de maneira que é definido um único preço para todo o sistema a cada hora. Como o Despacho Ideal não considera restrições da rede elétrica, é necessário fazer outra simulação que determine variáveis de decisão de despacho que sejam condizentes com a realidade física do sistema. Dessa maneira, é feita a simulação denominada Despacho Real, na qual são consideradas todas as restrições do sistema, inclusive as da rede elétrica – sendo equivalente portanto à operação realizada em tempo real. As divergências entre o Despacho Ideal e o Despacho Real geram pagamentos adicionais (ou reconciliações) que visam remunerar os geradores que entregaram energia ao sistema, mas não foram acionados no Despacho Ideal (Aspectos Comerciales Del Mercado Mayorista de Energía Del Reglamento de Operación, 1995).

Figura 10 – Esquema de liquidação do Mercado Colombiano
PROGRAMADO REAL

As regras de mercado da Colômbia definem dois tipos de reconciliação no mercado em tempo real: a reconciliação positiva associada a eventos em que a geração real de uma usina é maior do que a determinada pelo despacho ideal, e a reconciliação negativa associada a casos em que a usina gerou menos do que o definido no Despacho Ideal. Há regras específicas para cada tecnologia para tratamento desses dois tipos de reconciliação, que de uma forma geral garantem que a usina que está gerando (embora não tenha sido despachada) seja remunerada pelo seu custo de geração (ou custo de oportunidade da água no caso das hidrelétricas) – que serão descritos em mais detalhe na seção 5.4.

Além das componentes descritas acima (remuneração “base” proporcional ao preço spot, reconciliação positiva e reconciliação negativa), existe ainda na Colômbia uma compensação por desvios, aplicada quando há diferença entre a operação real e o despacho determinado *ex ante* pelo operador (despacho econômico programado). Estas compensações são aplicadas quando há desvios (não previamente informados e não ordenados pelo operador) maiores do que 5%, e implicam em uma penalidade proporcional ao preço spot e à diferença entre a quantidade calculada *ex ante* e a quantidade *ex post*. Para que não haja penalização, é necessário que o agente submeta ao operador do sistema com uma antecedência mínima de 1,5 horas informações atualizadas sobre a sua disponibilidade para o mercado em tempo real (e estas previsões não podem ter erro superior a 5%).

Vale mencionar ainda que na Colômbia existe um mecanismo de confiabilidade. Nesse mecanismo, as usinas escolhidas em leilão recebem um valor por oferecer confiabilidade ao sistema, em troca de uma obrigação de energia firme em momentos de escassez. Os momentos de escassez são definidos quando o preço de energia supera o preço de escassez, que é definido como o preço da usina mais cara do sistema.

Em termos de perspectivas para o futuro, a Colômbia vem realizando esforços para modernizar o setor energético e acelerar a penetração de fontes renováveis não convencionais na matriz elétrica – destaca-se em particular a Missão de Transformação Energética organizada pelo ministério, finalizada em 2020 e que tratou de uma série de temas ligados à modernização do setor (Corredor et al., 2020). Em linha com esse objetivo, o órgão regulador colombiano vem trabalhando na implementação de mercados intradiários vinculantes e preços nodais. Além disso, vem estudando a possibilidade de promover a participação de Recursos Energéticos Distribuídos no Mercado Spot, tais como a geração distribuída e serviços de armazenamento (Ministerio de Minas y Energía, 2021).

Com base nas informações apresentadas, considera-se adequado classificar o mercado da Colômbia como um mercado pool, com um mecanismo de liquidação única. Com relação aos preços utilizados para a liquidação, estes são determinados de forma *ex-post*, utilizando as informações de geração, demanda e indisponibilidades efetivamente realizadas.

4.5 Espanha (Mercado Ibérico)

O mercado atacadista é dividido em um Mercado do Dia Seguinte (responsável por cerca de 85% da energia transacionada) e um Mercado Intradiário, denominados conjuntamente de OMIE (que também designa a entidade operadora do mercado). O Mercado do Dia Seguinte é otimizado usando o algoritmo EUPHEMIA, que leva em consideração os limites de intercâmbio entre os mercados. Todas as unidades geradoras que estejam disponíveis são obrigadas a apresentar ofertas, com exceção dos geradores que tenham toda sua capacidade disponível comprometida em contratos bilaterais. Em linha com um esforço de compatibilização dos mercados europeus, também foi inserido recentemente no mercado ibérico um mercado contínuo de eletricidade, idêntico ao introduzido na seção 4.1 (Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español, 2021c).

Os preços são definidos separadamente para Espanha e Portugal, sem diferenças nodais ou preços regionais dentro dos dois países que compõem o mercado (trata-se portando de um mercado “zonal” com duas zonas). Atualmente, os preços possuem uma granularidade horária, embora tenha sido iniciado um processo para introduzir a mudança para um mercado com intervalos de quinze minutos. As perdas na transmissão são consideradas como um incremento na demanda. Cabe destacar que o sistema de transmissão de cada país é operado de forma independente por um órgão nacional, que é responsável por garantir a confiabilidade e segurança do sistema e por identificar eventuais restrições técnicas da rede. Durante o processo de otimização, as perdas são representadas a partir de coeficientes calculados pelo operador de cada país, proporcionais ao volume de energia.

O Mercado Intradiário envolve a realização de seis leilões ao longo do dia, representando oportunidades de correção de posições e ressubmissão das ofertas pelos agentes. Cada um desses leilões possui um horizonte diferente, como indicado na Tabela 7. Desde 2014, o MIBEL integrou-se com o Mercado Europeu, alinhando o leilão do Mercado do dia Seguinte em conjunto com toda Europa, ocorrendo às 12:00 CET (duas horas, portanto, antes da primeira sessão do Mercado Intradiário) e tendo um horizonte de 24 horas (Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español, 2021a).

Tabela 7 - Leilões Intradiários no Mercado Ibérico

	Sessão 1	Sessão 2	Sessão 3	Sessão 4	Sessão 5	Sessão 6
Horário de abertura	14:00	17:00	21:00	01:00	04:00	09:00
Horário de fechamento	15:00	17:50	21:50	01:50	04:50	09:50
Publicação do Programa Horário Final (PHF)	16:20	18:20	22:20	05:20	05:20	10:20
Horizonte de programação	24 horas	28 horas	24 horas	20 horas	17 horas	12 horas
Período de programação (dia:horas)	D+1:1-24	D:21-24 D+1:1-24	D+1:1-24	D:5-24	D:8-24	D:13-24

Além dos leilões, existe um Mercado Intradiário Contínuo, onde é possível a comercialização da energia até uma hora antes do momento da entrega. Vale destacar que este é o único mercado que admite ofertas de portfólio. O seu funcionamento é similar a uma bolsa de valores, de modo que uma oferta de compra e uma oferta de venda podem ser casadas continuamente em tempo real (sem a necessidade de acumular ofertas para construir a interseção das curvas de oferta-demanda). Durante a realização dos leilões regulares do Mercado Intradiário, o Mercado Contínuo é paralisado por quinze minutos.

Dada a integração do Mercado Ibérico com o Mercado Europeu, no Mercado Contínuo os agentes podem comercializar energia também com outras zonas (como por exemplo o mercado francês), desde que haja capacidade de intercâmbio disponível. Considerando a liquidez significativa existente neste mercado, é possível que os agentes façam a gestão de seus balanços de energia, aumentando a eficiência do mercado por facilitar o comércio de energia entre várias zonas da Europa.

Embora todas as ofertas dos diferentes mercados sejam apresentadas no mercado para o processo de otimização através do algoritmo EUPHEMIA, é necessária a validação do programa de despacho pelos operadores do sistema, que consideram as restrições técnicas de cada país. Em caso de o operador observar restrições técnicas que tornem a solução obtida pelo modelo inviável tecnicamente, este tem a prerrogativa de realizar correções, utilizando para isso o Mercado de Restrições e o Mercado de Reserva (Martín, 2017).

Finalmente, após a definição das ofertas e do despacho ótimo há por fim um Mercado de Balanço, que apura as diferenças entre o gerado e ofertado, realizando as liquidações financeiras entre todos os contratos válidos. O processo de liquidação se inicia logo após cada sessão de comercialização com a publicação de uma prévia do processo de liquidação, registrando as cobranças de responsabilidade de cada agente. Por fim, é publicada no dia subsequente a liquidação diária, que contém todas as transações realizadas no dia de referência para todos os mercados envolvidos, incluindo os intercâmbios realizados com outros países e as respectivas faturas de compra e venda.

Como garantia de gestão de riscos para os agentes, há a presença dos derivativos de energia, de responsabilidade da OMIP (entidade operadora do mercado de contratos). Entre os instrumentos disponibilizados, encontram-se contratos de futuros de energia, *forward*, *swap* e opções, podendo ser puramente financeiros ou envolver entrega física de energia. Atualmente, é possível comercializar por meio da OMIP contratos futuros de energia para os mercados de Portugal, Espanha, Alemanha e França (Operador do Mercado Ibérico de Energia – Pólo Português, 2021).

Finalmente, cabe destacar que, embora a função de Operador do Mercado spot seja organizada pelo OMIE (*Operador del Mercado Ibérico de Energía*), cada país possui seu ente Operador do Sistema, que tem como objetivo garantir a confiabilidade e segurança do sistema. Na Espanha, esta função é de responsabilidade da Rede Elétrica da Espanha (REE), coordenando e supervisionando as atividades de geração e transporte. Como operador do sistema, a REE coordena o Mercado de Restrições e o Mercado de Reserva Secundária Espanhol, que determina as limitações de potência de cada unidade geradora e tem a prerrogativa de alterar os programas de energia previstos a fim de manter a segurança do sistema. As atividades da REE serão exploradas em mais detalhe na seção 5.5.

Com base nas informações apresentadas, considera-se adequado classificar o mercado Ibérico como um mercado bilateral, com a presença de múltiplas liquidações. Com relação aos preços utilizados para a liquidação (aplicável aos mercados intradiários discretos e intradiários contínuos), estes são determinados de forma *ex-ante*.

4.6 Nova Zelândia

O mercado atacadista da Nova Zelândia é formado por um único mercado *ex-post*, utilizando as informações de demanda e geração observadas. Embora esteja prevista neste mercado a realização sistemática de um despacho indicativo para o Dia Seguinte, determinado a partir das ofertas dos agentes, esse despacho tem natureza exclusivamente indicativa – espera-se que esta rodada do mercado com alguma antecedência possa oferecer mais previsibilidade aos agentes e contribuir para que eles formem suas estratégias de oferta, mas o mercado não gera obrigações físicas ou financeiras.

O despacho é determinado através de uma cootimização dos mercados de energia e serviços ancilares, cujo objetivo é maximizar o benefício dos compradores. O modelo de otimização leva em consideração as perdas no sistema de transmissão, as restrições de segurança da rede e as necessidades de reserva. Os preços de mercado são nodais e definidos a cada intervalo de tempo de 30 minutos (Electricity Industry Participation Code, 2011).

Embora sejam utilizados para liquidação apenas os preços *ex-post* de 30 minutos, as iterações de mercado anteriores ao tempo real também resultam na publicação de preços, com o objetivo de fornecer sinais preliminares e previsibilidade aos agentes. Antes da operação, são divulgados periodicamente a cada duas horas os chamados *forecast prices*, puramente indicativos e definidos para cada nó da rede com granularidade de 30 minutos para as 36 horas seguintes. Mais próximo da realização física do mercado em tempo real, mas ainda como um cálculo *ex ante*, são calculados os *real-time prices*, que fornecem indicação de preços para todos os nós com uma granularidade de cinco minutos. Ambos os preços são calculados pelo operador do sistema, atualmente de responsabilidade da empresa estatal de transmissão Transpower, e servem para indicar aos agentes as expectativas do mercado.

O cálculo do preço de fato utilizado para liquidação, o preço *ex-post*, é responsabilidade do “*pricing manager*”, um ente independente externo. Atualmente o *pricing manager* é a NZX¹⁰, a Bolsa de Valores da Nova Zelândia. Logo após a operação, são calculados os “*provisional prices*”, que é a primeira estimativa do preço que será utilizado para a liquidação, ainda sem utilizar os dados de medição mais precisos da operação do sistema. No dia posterior, são disponibilizados os “*interim prices*”, que consideram todos os dados de medições físicas efetivamente realizadas. A publicação destes dados

¹⁰ <https://www.nzx.com/services/energy-markets/services>

permite que os agentes do mercado identifiquem possíveis falhas ou erros no cálculo dos preços, de forma que possa haver correções antes da divulgação dos preços definitivos. Em caso de uma reivindicação por parte de algum agente, a publicação dos preços finais é adiada. Por fim, são publicados os “*final prices*”, que possuem granularidade de 30 minutos e consideram as perdas na transmissão através de uma aproximação linear.

As liquidações são realizadas mensalmente tomando como base os preços finais e a geração e o consumo efetivamente realizados, adicionando os fatores de perda relativos a cada ponto de conexão. Vale destacar que os volumes para liquidação são validados pelo *reconciliation manager*. O processo de liquidação é realizado pelo *clearing manager*, um ente independente externo (atualmente a NZX). Todos os preços e liquidações são disponibilizados aos agentes por meio do sistema interno chamado de *Wholesale Information and Trading System (WITS)*.

Para se proteger da volatilidade dos preços de energia, o mercado possui dois instrumentos. Em primeiro lugar, há a figura dos Direitos Financeiros de Transmissão, como forma de proteção contra a diferença de preços entre diferentes nós (Electricity Authority, 2017). Além disso, os agentes podem se proteger por meio de contratos bilaterais e por meio de derivativos do mercado futuro de eletricidade, negociados na Bolsa de Valores da Austrália.

Com base nas informações apresentadas, considera-se adequado classificar o mercado da Nova Zelândia como um mercado pool, com um mecanismo de liquidação única. Com relação aos preços utilizados para a liquidação, estes são determinados de forma *ex-post*, utilizando as informações de geração, demanda e indisponibilidades efetivamente realizadas.

4.7 México

O mercado *spot* mexicano foi criado após a reforma energética de 2013/14 (com início oficial em 2016) e apresenta características modernas, como preços horários e nodais. Além disso, funciona com base em um mecanismo de liquidação dupla, possuindo um Mercado do Dia Seguinte, que faz uso de previsões realizadas sempre no dia anterior, e um Mercado em Tempo Real, a partir das condições observadas no momento da operação. Desta forma, cada mercado possui seus próprios preços e alocação de quantidades, sendo que a etapa do mercado do dia seguinte gera compromissos financeiros (mas não físicos) que são herdados pelo Mercado em Tempo Real, que liquida, ao seu preço resultante, as diferenças entre o que foi transacionado por cada agente no dia anterior e o que foi alocado no novo despacho.

Apesar de ser haver a submissão de ofertas, estas são bastante limitadas a intervalos de preços próximos ao custo de produção estimado pelo operador do sistema. Os agentes devem diariamente submeter ofertas ao operador (Centro Nacional de Controle de Energia, CENACE) tanto para o Mercado do Dia Seguinte quanto para o em Tempo Real.

Para o Mercado do Dia Seguinte, os agentes devem enviar suas ofertas (de venda e de compra) ao operador até às 10h da manhã do dia anterior à operação e, caso não o façam, serão considerados parâmetros e preços de referência calculados centralizadamente. Vale destacar que para as ofertas de compra é permitido apenas o envio das quantidades, posicionando o comprador como um *price taker*. As ofertas possuem formatos distintos, a depender da tecnologia, e, no caso das termelétricas e das hidrelétricas, incluem tanto curvas preço-quantidade para o serviço de energia quanto para serviços

ancilares. Com base nessas informações, o CENACE executa o modelo de despacho, que realiza uma cootimização entre a alocação de geração de energia e de provisão de serviços ancilares pelos agentes, levando em consideração a rede de transmissão e as restrições a ela associadas. Os serviços ancilares comercializados pelos agentes são quatro ao todo: regulação secundária de frequência, reserva girante de 10 minutos, reserva não-girante de 10 minutos, e reserva suplementar. Os resultados de mercado são divulgados às 17h do dia anterior à operação.

Já no Mercado em Tempo Real, as ofertas de venda consideradas são as últimas que foram enviadas por cada agente com antecedência mínima de 2 horas. Estas ofertas podem diferir das ofertas apresentadas no Mercado *do Dia Seguinte* apenas nas quantidades ofertadas (capacidades mínima e máxima de operação e disponibilidade de reservas) mas não nos preços. As ofertas de compra, por sua vez, não são utilizadas para fins do despacho em tempo real, visto que se levam em conta as condições efetivamente observadas. Com estas informações e com base no estado de momento do sistema, o operador executa uma sequência de modelos, que, de forma análoga ao que é feito no dia anterior, busca cootimizar o despacho de energia e a prestação de serviços ancilares, porém agora com informações mais precisas e detalhadas e com um menor grau de liberdade na tomada de decisão. Este procedimento é feito a cada intervalo de 15 minutos e determina as quantidades a serem geradas por cada agente nos 15 minutos seguintes e o preço resultante. Para fins de liquidação, é utilizada uma média dos preços dos intervalos de 15 minutos contidos dentro de cada hora, multiplicado pelas diferenças entre as quantidades alocadas aos agentes nos Mercados em Tempo Real e *do Dia Seguinte* nas respectivas horas (SENER, 2016).

Vale destacar que, previamente ao procedimento de despacho e formação de preços do dia seguinte, o operador executa ainda um modelo com horizonte estendido, de forma a determinar eventuais despachos fora da ordem de mérito e programar o acionamento de usinas mais inflexíveis. Além disso, após a programação do despacho *do dia seguinte*, o CENACE realiza uma etapa adicional, dando instruções de acionamento complementárias, com base em uma reexecução do modelo de despacho que considera uma previsão de demanda feita de forma centralizada, no lugar das ofertas de compra, por motivos de segurança do suprimento. Estes volumes adicionais são remunerados ao preço do despacho no tempo real.

Com relação a outros produtos, no México existe também um mecanismo que visa garantir a adequabilidade do suprimento, que originou o surgimento do produto capacidade. Este produto pode ser transacionado por meio de contratos, leilões ou no mercado *spot*, que funciona com base em quantidades e preços anuais determinados de maneira *ex-post*. As quantidades pelas quais os agentes recebem este pagamento são essencialmente a capacidade média disponível (ou geração média, no caso das renováveis) ao longo das 100 horas críticas do ano, isto é, de menor margem de reserva. Quanto ao preço, este depende de 4 fatores: a tecnologia marginal da expansão e seus custos fixos (hoje, definida como uma usina a gás natural ciclo aberto na região nordeste), a margem de reserva eficiente definida na regulação (atualmente, de 15.3%), a margem de reserva média observada ao longo destas 100 horas e as receitas que hipoteticamente a usina marginal da expansão receberia no mercado de energia. Quanto maiores os custos fixos da usina marginal da expansão e quanto menores a margem de reserva média do sistema nas 100 horas críticas e as receitas da usina marginal da expansão no mercado de energia, maior o preço no mercado de capacidade.

Há também um mercado de certificados de energia limpa (CEL), de modo a buscar o cumprimento das metas de geração renovável do país. Através deste mecanismo, a demanda é obrigada a ter um

determinado percentual de suas compras respaldado por este tipo de certificado. Na ponta da oferta, todas as usinas de tecnologias renováveis que entraram no sistema no período pós-reforma energética recebem 1 CEL por cada MWh gerado. O preço ao qual o produto é transacionado é livre de regulações e é determinado unicamente pelas forças de mercado.

Com base nas informações apresentadas, considera-se adequado classificar o mercado do México como um mercado pool, com um mecanismo de liquidação dupla. Com relação aos preços utilizados para a liquidação do Mercado em Tempo Real, estes são determinados de forma *ex-ante*.

5 AJUSTES OPERATIVOS E ENCARGOS

Um tema importante no contexto de mercados baseados em ofertas é a eventual necessidade que os operadores do sistema possam ter de fazer ajustes operativos adicionais de modo a contemplar eventuais restrições físicas (tipicamente de natureza elétrica) que não estejam devidamente contempladas nos modelos de mercado. Nestas condições, pode haver discrepância entre a formação de preços e o despacho físico dos geradores, o que permite falar de geradores em situação “*constrained-on*” (ou restritos em posição ligada), que devem gerar para atender às necessidades do sistema embora os preços de mercado não remunerem estes agentes inteiramente (de acordo com as ofertas de mercado submetidas; bem como de geradores em situação “*constrained-off*” (ou restritos em posição desligada), cujos custos (representados pelas ofertas submetidas) seriam cobertos pelos preços de mercado caso não houvessem restrições elétricas que o impedissem de gerar. Além de eventuais pagamentos a *constrained-on* e *constrained-off*, pode haver pagamentos adicionais para remunerar custos de *start-up* (ou outros custos “indivisíveis”, não proporcionais à geração) ofertados pelos agentes. Neste capítulo abordamos como os diferentes mercados analisados tratam o tema de ajustes operativos e como se traduzem em encargos e sinais de preços.

5.1 Noruega (Nord Pool)

Devido à representação zonal do mercado no algoritmo EUPHEMIA (sem considerar as restrições de transmissão dentro de cada zona), em princípio existe a possibilidade de incompatibilidade entre o resultado deste problema de otimização e a realidade física da rede. Na prática, entretanto, como a rede de transmissão e distribuição em virtualmente todos os países da Europa é bastante robusta, isto não tende a ser um problema frequente. De qualquer forma, no mercado europeu está previsto que cabe aos operadores do sistema de transmissão (TSOs) nacionais fazer validações da factibilidade física do algoritmo – este é um tratamento separado que não leva a pagamentos adicionais.

Nos momentos em que é identificada a necessidade de alterações no programa de despacho, os TSOs dos países nórdicos utilizam o *Regulating Power Market*. Através desse mecanismo, os Operadores são capazes de regular a geração de acordo com a situação observada em Tempo Real. Nesse mecanismo, os geradores apresentam ofertas para subir ou baixar sua geração, que são aceitas pelo Operador e sem nenhuma participação da demanda. Para cada hora do dia é determinado um valor para a regulação, definido como o preço da posição dominante (para cima ou para baixo) em termos de volume de energia negociados. Este preço é utilizado para a liquidação, sendo pago pela demanda.

Vale notar que a grande maioria das inviabilidades físicas são identificadas e solucionadas no mercado do dia seguinte, com os TSOs informando eventuais limitações de segurança e confiabilidade da rede, impedindo que ofertas flagrantemente inviáveis sejam incluídas no programa de despacho. Dessa forma, o Mercado Contínuo apenas considera modificações incrementais no programa de despacho determinado originalmente pelo algoritmo, permitindo a realização de ajustes operativos via mercado, sem a necessidade de intervenções adicionais por parte do operador.

Com respeito às restrições operativas das usinas, estas são incluídas implicitamente através dos diferentes tipos de ofertas, conforme será apresentado em maiores detalhes em 6.1. Algumas dessas ofertas obrigam que a usina seja considerada como uma variável inteira (por exemplo, a oferta deve ser aceita totalmente ou rejeitada totalmente), e ofertas deste tipo em geral não são refletidas nos custos

marginais do sistema. Para evitar que seja necessário um pagamento adicional para cobrir este tipo de “custo fixo”, o algoritmo de mercado impõe um processo iterativo: caso uma oferta descontínua tenha sido aceita, mas a remuneração do agente (com base no preço spot e quantidades aceitas) não seja suficiente para remunerar o custo total da oferta, esta oferta deve ser desconsiderada e o algoritmo deve ser rodado novamente em busca de um novo equilíbrio. Desta forma, não são necessários encargos adicionais para remunerar os custos fixos (análogos a custos de *start-up*) implícitos pelas ofertas submetidas.

5.2 PJM

No Mercado do PJM, não existe o conceito de pagamentos por *constrained-on* e por *constrained-off*. Isso é defendido através do argumento de que um preço marginal nodal bem dimensionado e sem intervenções externas torna desnecessário esse tipo de pagamento. Como introduzido na seção 4.2, o PJM utiliza uma sequência de modelos e o cálculo do preço spot da energia no mercado em tempo real é a última etapa – de modo que os preços já incorporariam qualquer limitação identificada pelo operador ao longo das etapas seguintes, não sendo necessários pagamentos adicionais. Ademais, eventuais redespachos extraordinários que se façam necessários são refletidos diretamente nos preços nodais.

Com relação aos custos fixos não recuperados, o PJM garante um pagamento *make-whole*¹¹, que garante ao gerador que todos seus custos embutidos na oferta (inclusive custos de *start-up*) serão recuperados. No entanto, essa garantia só é dada aos agentes que apresentarem ofertas no Mercado do Dia Seguinte. O pagamento é calculado em agregados diários, e corresponde a diferença entre seu custo ofertado e toda a receita recebida (incluindo as liquidações no Mercado do Dia Seguinte e no Mercado em Tempo Real). Dessa forma, o mecanismo visa estimular que os agentes ofertem no Mercado do Dia Seguinte os seus custos reais e que sigam as instruções de despacho do operador. Os custos extras gerados por esse componente são alocados a uma conta denominada *uplift*, que reúne todos os custos do operador que não podem ser alocados diretamente a nenhum participante específico. Esses custos posteriormente são divididos entre (i) os agentes consumidores e (ii) os agentes puramente financeiros atuantes no mercado.

5.3 Califórnia

O CAISO possui um pagamento por *constrained on* e *constrained off* para os casos em que há necessidade de despachos excepcionais durante a operação em tempo real, a fim de mitigar ou resolver congestões causadas por limitações da rede de transmissão não retratadas no modelo de otimização. Esse mecanismo garante que o agente seja remunerado no caso de despachos incrementais (*constrained-on*) considerando o máximo entre (i) o preço nodal, (ii) a oferta do gerador e (iii) a oferta regulada pelo Operador (*Default Energy Bid*). Já no caso de despachos decrementais (*constrained-off*), considera-se o mínimo entre os três. Em casos excepcionais, o CAISO pode solicitar ofertas decrementais quando há excesso de geração no sistema (Fifth Replacement FERC Electric Tariff, 2020).

Adicionalmente, existe um mecanismo que se assemelha ao pagamento por *constrained on* e *constrained off*, mas que na prática está mais próximo de uma remuneração por produto reserva (já que é pago

¹¹ Pagamentos realizados para garantir que a usina recupere integralmente seus custos nos momentos que a venda de energia valorada ao preço spot não é suficiente.

proporcionalmente à capacidade disponibilizada para manobras de curto prazo pelo operador): o *flexible ramp product* (FRP). O FRP remunera os agentes que são forçados a produzir menos do que seria ótimo a fim de fornecer serviços de rampa. Dessa forma, está muito em linha com o que normalmente seria um pagamento por *constrained off*, no entanto esse pagamento só é fornecido para agentes que ganham um leilão para ofertar esse produto.

Com relação aos custos não recuperados, o CAISO possui um mecanismo explícito para garantir o pagamento dos mesmos. Esse mecanismo é chamado de *Bid Cost Recovery* (BCR), e inclui custos relativos a *start-up*, geração mínima, custos de transição, além dos custos variáveis do gerador (Fifth Replacement FERC Electric Tariff, 2020). De forma similar ao PJM, essa garantia só é dada aos agentes que apresentarem ofertas no Mercado do Dia Seguinte. O pagamento é definido como a diferença entre a receita total obtida pelo gerador (incluindo a soma das vendas diárias em todos os mercados de energia e de reserva) e os custos do gerador. Assim como no PJM, os custos extras gerados por esse mecanismo são alocados a uma conta *uplift*. Esses custos posteriormente são divididos entre os agentes consumidores.

5.4 Colômbia

Na Colômbia, o Despacho Ideal considerado para liquidações de mercado não considera restrições da rede elétrica. Logo, é natural que este divirja da operação real do sistema. Neste caso, o tema de pagamentos *constrained on* e *constrained off* se torna ainda mais relevante. As diferenças entre a operação real e o Despacho Ideal geram as denominadas “reconciliações” no sistema Colombiano. Vale notar, entretanto, que as reconciliações são definidas a partir de uma “receita base” representada pelo preço spot multiplicado pela geração da usina no Despacho Ideal.

Quando uma usina gera mais do que o que foi determinado no Despacho Ideal, ela recebe uma reconciliação positiva, que é análoga ao pagamento *constrained on*. O valor utilizado para a remuneração varia de acordo com a tecnologia utilizada, através de uma metodologia que busca se aproximar do custo de geração da usina (ou custo de oportunidade). No caso das térmicas, esta remuneração é definida como o menor valor entre o preço da oferta e um preço de referência calculado pelo operador para cada usina (com base em estimativas dos seus custos de combustível e O&M). Para usinas hidráulicas, há uma tabela predefinida pelo operador que determina o preço de remuneração em função do nível do reservatório, que visa representar um proxy para o valor da água da usina.

Por outro lado, quando uma usina gera menos do que o determinado no Despacho Ideal, isto é, quando por restrições de rede ela é obrigada a gerar menos na operação real do que ela conseguiria entregar no Despacho Ideal, ela deve pagar a reconciliação negativa. Na prática, o preço de reconciliação negativa é virtualmente idêntico ao preço de mercado spot¹², de modo que esta componente representa uma “devolução” do excesso de receita que a usina teria recebido na sua “receita base”, e o efeito global é que um gerador sob reconciliação negativa recebe (aproximadamente) o equivalente ao preço spot multiplicado pelo Despacho Real. Dessa forma, não existe o pagamento *constrained off*.

¹² Há pequenos tratamentos diferenciados devido ao preço aplicado a componentes de importação/exportação ou devido à interação entre o preço spot e o mecanismo de obrigações de energia firme introduzido na seção 3.3, que na maioria das horas tem efeito desprezível

Com relação à remuneração de custos não recuperados, estes são incorporados no preço spot através de uma taxa chamada ΔI . Diariamente, com base na operação realizada (número de partidas/paradas) e nos custos declarados, determina-se a remuneração adicional que deve ser destinada a cada gerador (acima dos pagamentos recebidos no mercado spot) para cobrir estes custos, e ao dividir-se este total pela demanda total do sistema obtém-se um *uplift* a ser aplicado aos preços horários. Esse componente, denominada ΔI , é somado ao preço spot do mercado como um encargo para fins de liquidação (de modo que os agentes compradores pagam este custo proporcionalmente ao montante comprado), e posteriormente esta receita é redistribuída aos agentes que incorreram em custos não recuperados no mercado de curto prazo. Vale ressaltar que, como o cálculo é feito *ex post*, não há qualquer risco ao agente neste processo.

5.5 Espanha (Mercado ibérico)

O mecanismo espanhol possui algumas similaridades com o mecanismo norueguês introduzido na seção 3.1 – particularmente no que diz respeito ao tratamento dado às ofertas “por blocos” e o papel do mercado contínuo.

Na regra de mercado do mercado ibérico (MIBEL), não se aplica o conceito do *constrained-off* ou *constrained-off*: após a definição do programa de despacho determinado pelo MIBEL, cabe aos TSOs confirmarem a sua viabilidade técnica. Nas situações em que o Operador determina que o programa de despacho é inviável, como por exemplo devido a congestões na rede que impeçam uma usina de ser despachada, o preço de equilíbrio do MIBEL não é alterado, mantendo-se de acordo com o balanço de oferta-demanda calculado previamente. A diferença entre o preço de equilíbrio definido e os custos decorrentes das alterações no programa de despacho são socializados através dos encargos do sistema.

A Espanha apresenta um mecanismo específico para solucionar as restrições operativas que funciona de forma separada ao mecanismo do MIBEL. Após a definição do programa de despacho no MIBEL para o Mercado do Dia Seguinte e após as sessões intradiárias discretas, o TSO da Espanha (REE) analisa se os critérios de confiabilidade e segurança estão sendo atendidos. Para realizar as alterações, o REE utiliza o *Mercado de Restricciones*, onde os agentes podem ofertar até 10 segmentos de energia a subir e 10 segmentos de energia a baixar. Essas ofertas devem conter o preço e a quantidade de energia para cada um dos períodos de programação (Martín, 2017). A partir das ofertas disponíveis, o REE busca uma solução que cumpra os requisitos de segurança e confiabilidade da rede ao menor custo, gerando por fim um programa de despacho final. Vale destacar que as restrições de segurança e confiabilidade do sistema determinado pelo REE após a análise do programa de despacho do Mercado do Dia Seguinte são informadas ao MIBEL. Essa medida impede que ofertas tecnicamente inviáveis sejam aceitas nos Mercado Intradiários, diminuindo a necessidade de alterações no programa de despacho.

Assim como nos mercados do MIBEL, os geradores térmicos no *Mercado de Restricciones* podem apresentar ofertas complexas a fim de incluir implicitamente suas restrições operativas – além do custo por unidade de energia, os geradores podem ofertar um pagamento para manter acoplada a unidade durante uma hora (custo de *no-load*) e custos de *start-up* (a quente ou a frio). Estas informações detalhadas são utilizadas para decidir que usinas devem ser redespachadas para satisfazer as restrições físicas do sistema, e para determinar qual o valor adicional (sob a forma de pagamentos *constrained-on*) que precisaria ser pago a estes geradores redespachados.

Vale destacar que poderão apresentar ofertas no *Mercado de Restricciones* apenas as térmicas que não estiverem presentes no programa de geração vindo do MIBEL, ou que estejam presentes apenas nas três horas iniciais do dia. Conforme apresentado na seção 4.5, o programa de geração do MIBEL é determinado às 12:00h CET. Sendo assim, em casos de inviabilidade técnicas que impossibilitem a geração de um agente comprometido no programa de despacho, os próximos geradores na curva da ordem de mérito serão responsáveis por substituí-lo. Estes custos não são refletidos no preço da energia, sendo repassados ao sistema por meio de encargos.

5.6 Nova Zelândia

Na Nova Zelândia, os geradores não recebem nenhum tipo de compensação por *constrained-off*. Entretanto, essas perdas são calculadas mensalmente e publicadas pelo *Clearing Manager* (apenas com fins indicativos). Com relação ao pagamento por *constrained-on*, nessas situações é prevista uma remuneração ao gerador de acordo com o preço da sua oferta. O custo por essa compensação é dividido entre todos os compradores do sistema, de forma proporcional ao consumo (Layton, 2005).

Outros custos operativos dos geradores não são considerados diretamente na otimização do sistema – já que o mercado neozelandês não prevê a representação de custos de *start-up* na liquidação do mercado de energia (vide seções 4.6 e 6.6). Entretanto, há um mecanismo especial no mercado chamado *must-run dispatch auction* (MRAD). Esse mecanismo permite que um gerador “compre” o direito de ofertar no mercado de energia a preço zero, o que em tese garante que a unidade será despachada. Dessa forma, a usina será remunerada de acordo com o preço spot nodal, configurando o agente como um *price taker*.

Neste mecanismo, o dia de negociação é dividido em dois blocos diferentes, os quais são chamados *time blocks*. Dessa forma, o primeiro bloco irá conter as primeiras 12h e o segundo bloco as últimas 12h do dia. O gerador poderá apresentar uma oferta para adquirir as quantidades que deseja ofertar a preço zero no período relativo a cada *time block*. Os leilões são realizados todos os dias, e as receitas provenientes são divididas entre os compradores do sistema de forma proporcional ao consumo. Desta forma, os custos de *start-up* no caso da Nova Zelândia são também solucionados inteiramente por meio de transações de mercado, não sendo necessário um mecanismo adicional para remuneração dos custos fixos (Electricity Industry Participation Code, 2011).

5.7 México

Como anteriormente mencionado, no mercado mexicano, a otimização do despacho e a formação de preços são feitas com base em uma representação nodal do sistema, levando em conta a rede de transmissão, as restrições a ela associadas e as perdas de energia. Desta forma, a necessidade de fazer pagamentos *constrained on* e *constrained off* é reduzida, visto que há maior compatibilidade entre a representação da rede nos modelos oficiais e suas características físicas reais – embora nenhum modelo seja perfeito e seja possível contemplar a possibilidade de fragilidades nesta representação. No caso do México, o operador do sistema tem a última palavra para tomar ações necessárias para garantir a segurança de suprimento do sistema, desde que tome tais ações de forma imparcial e de acordo com as Regras de Mercado e o Código de Rede.

O México possui um mecanismo denominado Garantia de Suficiência de Receitas, ou GSI, para recompensar a totalidade dos custos fixos incorridos pelos geradores que não são remunerados no mercado *spot*. Este mecanismo essencialmente determina um pagamento adicional à receita obtida pelos

agentes no mercado. Estão aptos a receber este tipo de pagamento os geradores que possuem prejuízo no mercado de energia de curto-prazo (SENER, 2016). Embora este mecanismo não faça menção explícita a um pagamento *constrained-on*, na prática ele é escrito de forma geral o suficiente para que possa oferecer remuneração adicional a agentes que eventualmente tenham sido despachados pelo operador por restrição elétrica – e esta interpretação também implica que não há pagamentos *constrained-off* no México.

O cálculo do valor adicional a ser recebido por cada agente pelo GSI é feito diariamente e leva em conta todas as receitas obtidas pelo agente no mercado ao longo das 24 horas do dia, considerando tanto as vendas de energia quanto de serviços ancilares, e todos os custos, associados à geração de energia, à provisão de reservas e, em especial, ao acionamento de usinas termelétricas – o chamado custo de *start-up*, além de custos de operação em vazio (*no-load*) (SENER, 2012). Apesar de os custos de *start-up* e *no-load* serem representados no modelo de otimização do despacho, não são custos variáveis da usina e, portanto, podem não ser remunerados pelo custo marginal de demanda. Caso os custos mencionados superem as receitas, o agente recebe um montante através do GSI para evitar que opere com um resultado líquido negativo.

Mais precisamente, a regra de mercado detalha que são feitos dois cálculos do GSI. Primeiro há uma determinação do GSI para o mercado do dia seguinte, utilizando os princípios descritos e as quantidades e preços resultantes do mercado do dia seguinte. Há um segundo cálculo do GSI para o mercado em tempo real que compara os incrementos de custos do agente (todas as componentes listadas acima, mas comparando apenas a diferença entre o mercado do dia seguinte e em tempo real) com a receita no mercado em tempo real (que é também proporcional à diferença entre a geração em tempo real e a quantidade comprometida no mercado do dia seguinte).

Com relação à obtenção dos recursos para pagamento destes custos adicionais, este valor é repassado aos agentes compradores de forma proporcional às suas demandas físicas de energia.

6 ESTRUTURA DAS OFERTAS

Evidentemente, dado que um dos principais objetivos deste projeto de P&D é a construção de uma proposta de mercado baseado em ofertas adaptado à realidade brasileira, um dos elementos chave da experiência internacional que deve ser analisado é a forma como os agentes submetem ofertas. Este capítulo trata deste tema em detalhe, chamando a atenção para escolhas como (i) que tipo de ofertas existem, (ii) o nível de detalhe das curvas preço-quantidade, (iii) se há distinção entre diferentes tecnologias ou tipos de agente (como por exemplo renováveis e demandas), (iv) se a submissão de ofertas é obrigatória ou não (e para que tipos de agente), (v) se as restrições operativas dos geradores são tratadas como parâmetros que podem ser ofertados no mercado; e outros elementos. Nota-se que o principal foco deste capítulo está na estrutura base para a submissão de ofertas: elementos que dizem respeito a limites impostos pelas regras de mercado às ofertas submetidas pelos agentes, embora possam ter implicações para as ofertas dos agentes, serão detalhadas no capítulo 7.

Nota-se que as implementações particulares dos diferentes países devem ser tomadas como inspiração inicial, e devem ser acompanhadas por uma análise fundamentalista com base em princípios de mercado das vantagens e desvantagens destas diferentes escolhas de desenho (como a apresentada no Entregável 1, “Estratégias de desenho”). As escolhas de desenho construídas ao longo desde projeto de P&D e apresentadas no Entregável 3, “Desenho conceitual” e a serem apresentadas no Entregável 6, “Desenho detalhado”, são evidentemente informadas por ambos os tipos de prisma.

6.1 Noruega (Nord Pool)

Como introduzido na seção 3.1, as ofertas no Nord Pool são casadas em um ambiente comum, através de um algoritmo chamado EUPHEMIA. Um leilão é realizado todos os dias às 12:00 horas (CET) e, dadas as ofertas de compra e venda dos agentes e as capacidades disponíveis no sistema de transmissão, se calcula o despacho ótimo (de menor custo) do sistema. A maior parte das transações do mercado do dia seguinte é feita com base em ofertas horárias simples. Nessas ofertas, o agente (comprador ou vendedor) pode especificar um par preço - quantidade ou uma quantidade fixa a ser comprada ou vendida (a qualquer preço); que podem variar para cada hora do dia. Estas ofertas representam cerca de 90% das ofertas transacionadas no mercado. Como detalhado na seção 4.1, os agentes podem escolher um *Power Exchange* para representá-los no ato de submissão de ofertas de mercado – mas os agentes não precisam ser representados por nenhum *Power Exchange* se assim preferirem, sendo possível apresentar apenas ofertas físicas de produção de energia (que, desde que estejam respaldadas por contratos físicos, não implicarão em nenhuma liquidação no mercado spot).

As ofertas aplicáveis no Nord Pool se limitam a quantidades e preços, não sendo possível detalhar explicitamente nenhum tipo de restrição ou característica técnica das usinas diretamente. Apesar disso, existem algumas variações de tipos de oferta que podem ser feitas e que oferecem flexibilidade aos agentes, que na prática podem “emular” qualquer tipo de restrição operativa com uma série de ofertas complexas (Nordpool, 2021a). No mercado do dia seguinte são possíveis as classes de ofertas detalhadas a seguir, muitas das quais são definidas “em bloco” (isto é, uma única oferta para um período de horas consecutivas no dia):

- Oferta “tudo ou nada” (*fill or kill*): a oferta ou é aceita inteiramente, ou é rejeitada.

- Ofertas interruptíveis (*curtailable*): similares às ofertas “tudo ou nada”, mas permitindo flexibilidade na quantidade despachada caso a oferta seja aceita. Tais ofertas possuem um percentual mínimo de aceitação (*minimum acceptance ratio – MAR*).
- Ofertas em blocos com perfil: ofertas em bloco com algum perfil definido – análogo à sazonalização e modulação.
- Ofertas em blocos dependentes: ofertas condicionais cuja aceitação é dependente da aceitação de uma outra oferta prévia.
- Grupos de ofertas mutuamente exclusivas: grupo com diversas ofertas, do qual apenas uma pode ser aceita. Estas ofertas podem ser do tipo interruptível, desde que a taxa mínima de aceitação seja superior a 50%.
- Ofertas flexíveis: ofertas com até 23 horas de duração, não atreladas a um momento de entrega específico, que são alocadas pelo algoritmo aos períodos em que o bem-estar seja maximizado (tipicamente horas de ponta).

Os tipos de oferta são os mesmos para todas as tecnologias do sistema, de maneira agnóstica a tecnologia utilizada. Dessa maneira, os agentes sempre podem incorporar as suas restrições operativas de forma abstrata nas ofertas. Outro aspecto importante é a possibilidade de ofertas de portfólio. É bastante comum que usinas de um mesmo dono – especialmente hidroelétricas – optem por ofertas de portfólio, onde várias unidades são contempladas em uma única oferta. Deve-se destacar que nas ofertas de portfólio todos os ativos devem ser de uma mesma zona, mas distintas tecnologias podem ser agregadas. Não há nenhum mecanismo específico para o tratamento dos geradores hidrelétricos em termos de submissão de ofertas, embora eles sejam uma fração considerável do mercado norueguês. A tese defendida é que com os distintos tipos de oferta e com múltiplas liquidações ao longo do dia, os agentes privados podem gerir os reservatórios de forma eficiente.

Já no Mercado Intradiário, devido a sua natureza contínua, há algumas classes de ofertas que se aplicam apenas a ele. Estas ofertas não têm por objetivo acomodar restrições operativas físicas dos agentes do mercado elétrico, e sim as necessidades dos agentes financeiros atuando nessas transações (Nordpool, 2021c). Por exemplo, destacam-se os seguintes tipos de ofertas “especiais” (além das ofertas preço-quantidade padrão que também existem no mercado intradiário):

- Oferta imediata (*immediate-or-cancel*): Analogamente ao que ocorre na bolsa de valores, as ofertas de compra e venda de energia (da mesma forma que as ofertas de compra e venda de ações) são casadas (e, portanto, retiradas do mercado) sempre que se identifica uma oferta de compra a um preço mais alto que uma oferta de venda, resultando em um excedente econômico com a transação. Uma oferta que não é casada imediatamente pode persistir por algum tempo definido pelo agente que a submete, aguardando que outros agentes submetam ofertas em posição contrária. Na oferta imediata, entretanto, caso o volume desejado não esteja disponível imediatamente após o envio, a oferta é simplesmente cancelada.
- Oferta *iceberg*: uma oferta, geralmente com volume muito grande, pode ser subdividida em várias ofertas menores com o objetivo de ocultar seu tamanho total. O ofertante define o tamanho total das ofertas e o tamanho dos lotes. Os lotes são mostrados ao mercado um de cada

vez, e os lotes seguintes só ficam visíveis quando os anteriores estiverem totalmente correspondidos.

Finalmente, um ponto que deve ser destacado é que, apesar de na teoria todos os agentes serem livres para realizar qualquer tipo de oferta, na prática há um forte monitoramento de mercado que verifica qualquer operação que pareça estranha ou fora do comum. Este tema será objeto do capítulo 8.

6.2 PJM

Diariamente, os agentes apresentam suas ofertas para o Mercado do Dia Seguinte. Já para o Mercado em Tempo Real, as ofertas consideradas são em princípio as mesmas do Mercado do Dia Seguinte – há a possibilidade de fazer alterações até 65 minutos antes da operação, mas, há algumas limitações. Por exemplo, unidades que são *price-takers* (ou seja, declaram apenas a quantidade), ofertas virtuais (de agentes financeiros) e ofertas do lado da demanda não podem fazer ajustes. Já para os agentes com ofertas de preço e quantidade (geração e resposta da demanda), é possível realizar reajustes, mas estes são limitados a não acarretar aumento de custos para o sistema.

As ofertas podem ser divididas em três tipos principais: fixa, variável ou virtual. Nas ofertas fixas os agentes oferecem apenas quantidades para cada hora do dia, a serem atendidas independentemente do preço. Nas ofertas variáveis, os agentes ofertam segmentos de preços e quantidade, permitindo a construção de uma curva de preço-quantidade. As ofertas virtuais por sua vez, são ofertas de agentes financeiros que não possuem ativos físicos (seja de demanda ou de geração), e cuja função é promover uma aproximação entre os preços de equilíbrio do dia seguinte e do tempo real (por isso são frequentemente referidas como “ofertas de convergência”). As ofertas virtuais são sempre submetidas no mercado do dia seguinte e afetam o equilíbrio tanto no mercado do dia seguinte quanto no mercado em tempo real. Elas podem ser divididas em: (i) ofertas de incremento (oferta de venda ativada no dia seguinte quando o preço spot supera o nível estabelecido, e que é acompanhada por uma oferta de compra do mesmo volume no mercado em tempo real), e (ii) de decremento (oferta de compra ativada no dia seguinte quando o preço spot é inferior ao nível estabelecido, e que é acompanhada por uma oferta de venda do mesmo volume no mercado em tempo real). Vale destacar que não há a possibilidade de ofertas de portfólio – um agente detentor de diversos ativos deve apresentar ofertas individuais para cada unidade. Quanto às hidrelétricas, não há qualquer tipo de tratamento especial para essas usinas quanto às suas vendas de energia. Todas as ofertas são apresentadas por meio da plataforma *Markets Gateway*, e às 11:00 as ofertas são encerradas (PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations, 2021).

As ofertas dos geradores são complexas, permitindo a inclusão de restrições técnicas, tais como tempo mínimo de geração, tempo máximo de geração, mínimo *downtime*, taxas de rampa, tempo de *start-up* com diferenciação para partida a frio e partida a quente, número máximo de partidas diárias e semanais, máxima geração semanal, custos de *start-up* e custos de *no-load*. O gerador deve também informar restrições operacionais devido ao uso de água desmineralizada, quantidade de emissões e disponibilidade de combustível. As características de custos de *start-up* e de *no-load* devem ser informados a cada seis meses, embora durante a produção diária exista a opção destes custos não serem considerados caso o gerador assim o prefira. As demais restrições podem ser atualizadas a cada iteração do mercado (dia seguinte ou tempo real).

Os consumidores também podem apresentar ofertas, seja diretamente ou através de comercializadores. Enquanto os clientes regulados são restritos a ofertar uma demanda inelástica, os consumidores livres podem apresentar ofertas de preço-quantidade, havendo a necessidade de especificar em qual zona de transmissão ou barra a energia será entregue. As ofertas com informação de preço e quantidade podem ser definidas através de um bloco contendo até nove segmentos, permitindo assim ofertas sensíveis ao preço.

Um ponto que vale destacar é que caso os agentes de geração não façam ofertas no Mercado, eles não são considerados no despacho (oferta nula). Por outro lado, as ofertas pelo lado da demanda podem ter um valor padrão (*default*), que é usado quando nenhuma oferta é registrada. Outro ponto importante é que todo gerador que possua compromissos de capacidade (vendidos nos leilões periódicos realizados no PJM) é obrigado a enviar sua oferta, mesmo que esteja indisponível.

Em relação aos recursos de armazenamento de energia, estes agentes possuem um modelo especial para apresentarem suas ofertas. Neste modelo, os recursos de armazenamento tomam suas próprias decisões de compromisso de energia, não sendo considerados na decisão de otimização do sistema, e são operados dentro dos seus limites operativos especificados. Estes recursos possuem quatro modos de operação diferentes:

- Contínuo, onde a operação pode transitar entre injeção e recarga de energia. Entretanto, não são consideradas taxas de rampa.
- Recarga, onde a operação pode unicamente retirar energia da rede.
- Descarga, onde a operação pode unicamente injetar energia na rede.
- Indisponibilidade, que indica que o recurso não está disponível para operação.

Os chamados Recursos Energéticos Distribuídos (DER, em inglês) não são obrigados a participar do mercado e, conseqüentemente, não necessitam apresentar ofertas. Nesta categoria são incluídos os recursos de geração ou armazenamento conectados na rede de baixa tensão ou nas dependências do consumidor, limitados a capacidade de geração de 20 MW. Para os DERs que não participam do mercado atacadista, que são a maioria, o operador realiza uma previsão de curto prazo (que engloba desde a geração nos próximos cinco minutos até a semana seguinte) e uma previsão de longo prazo (para analisar os impactos da inserção destes recursos no sistema) (PJM, 2021).

6.3 Califórnia

No Mercado do Dia Seguinte, os agentes podem apresentar ofertas a partir do sétimo dia anterior ao dia da operação até as 10:00 horas do dia anterior. Com exceção dos agentes com contratos bilaterais de *Resource Adequacy* com as distribuidoras, a apresentação de ofertas no mercado não é obrigatória.

Existem dois tipos principais de ofertas, válidas para geradores, consumidores e agentes virtuais: (i) ofertas econômicas, onde o agente especifica pares de preço e quantidade, e (ii) ofertas fixas, onde se especifica unicamente a quantidade e implicam que o agente operará como *price taker*. Cada unidade deve apresentar uma oferta própria, não sendo possível realizar ofertas de portfólio. Além disso, não há nenhum tipo de diferenciação entre tecnologias.

As ofertas diárias dos geradores são complexas, e podem conter informações relacionadas aos seus custos de *start-up*, custos por geração mínima e custos de transição entre configurações multi-estágio (que são

aplicados, por exemplo, a térmicas que podem transicionar entre uma operação a ciclo aberto ou a ciclo combinado), em conjunto com suas ofertas de energia. Entretanto, as ofertas desses três tipos de restrições são limitadas por valores calculados pelo Operador. Pelo lado da demanda, as ofertas também podem ser sensíveis ao preço ou representar quantidades fixas de energia requerida.

Com relação aos serviços ancilares, os geradores podem ofertar os serviços de regulação para cima, regulação para baixo, reserva girante (controle primário de frequência) e reserva não-girante (reserva secundária). A necessidade de reserva é calculada considerando a mais severa contingência que pode ser ocasionada por uma única unidade (critério “N-1”), além de considerar porcentagens da demanda. Os requisitos são determinados para cada zona do sistema. Para prover estes serviços, as unidades, ou os consumidores no caso de resposta da demanda, devem ser certificados e devem possuir sistema de controle automático do despacho, similar ao Controle Automático de Geração (CAG).

Entre o Mercado do Dia Seguinte e o Mercado em Tempo Real, os agentes podem alterar livremente suas ofertas, independente se fazem parte da programação ou não. As restrições técnicas também podem ser alteradas, mas neste caso apenas quando não estejam dentro da programação determinada no Mercado do Dia Seguinte. Vale ressaltar que só são aceitas alterações até setenta e cinco minutos antes da operação em tempo real.

Vale destacar ainda que, como medida para garantir a convergência de preços entre o Mercado do Dia Seguinte e o Mercado em Tempo Real (levando em conta que os agentes podem ser excessivamente conservadores em algumas previsões feitas no mercado do dia seguinte), o CAISO instituiu a possibilidade de ofertas submetidas por agentes que não possuem ativos físicos – o chamado “*convergence bidding*”. Este mecanismo possibilita que os participantes comercializem energia no Mercado do Dia Seguinte (sendo tratadas da mesma forma que as ofertas físicas para fins de liquidação), com a obrigação de que no Mercado em Tempo Real a posição do agente seja reconstituída, já que um agente sem ativo físico por definição entrega uma quantidade igual a zero no mercado físico. Este mecanismo é exatamente análogo às “ofertas virtuais” aplicadas no PJM e detalhadas na seção 6.2.

6.4 Colômbia

No mercado atacadista colombiano, as ofertas são realizadas no ambiente do Administrador do Sistema de Intercâmbios Comerciais (ASIC), que é parte do operador do sistema (XM). Todos os dias às 8:00 horas os geradores apresentam ofertas únicas de preços e quantidades com granularidade horária para as vinte e quatro horas do dia seguinte. No caso das térmicas, também deve ser informado qual configuração e combustível será utilizado (para o caso de térmicas com múltiplas configurações possíveis), assim como possíveis restrições de geração mínima.

De maneira geral, não existe a possibilidade de ofertas de portfólio, sendo necessário ofertas individuais para cada unidade geradora. No entanto, há exceção para algumas hidrelétricas do sistema localizadas de forma subsequente no mesmo rio e pertencentes à mesma empresa. Neste caso, essas usinas podem operar cascatas específicas de maneira verticalizada, isto é, operando como uma entidade de propósito comum com ofertas de preços conjuntas, de forma a *cootimizar* os reservatórios – o operador determina a geração conjunta da cascata e o proprietário das hidrelétricas se encarrega de distribuir esta geração alvo entre as suas usinas de modo a obter máxima eficiência da cascata. Estas usinas com ofertas em conjunto atualmente (seguindo o critério estabelecido de usinas pertencentes ao mesmo proprietário) são (i) Paraíso e Guaca; (ii) Troneras, Guadalupe 3 e Guadalupe 4; e (iii) Alto Anchicayá e Bajo

Anchicayá (CREG, 2005). Nota-se que, para as outras cascatas, cada hidrelétrica submete ofertas individuais e o operador do sistema não toma qualquer atitude para promover uma coordenação entre os agentes da cascata.

Com relação às restrições técnicas, os geradores podem declarar restrições de custo de arranque, rampa de subida e descida, e geração mínima se ligado. No entanto, esses parâmetros não fazem parte das ofertas diárias, mas sim de declarações independentes que ocorrem a cada 3 meses.

Existem usinas no sistema que não realizam ofertas no mercado atacadista: trata-se das chamadas plantas não despachadas centralmente (PNDC), as quais possuem capacidade instalada menor que 20 MW (CREG, 1996). Essas usinas podem declarar uma estimativa da sua geração (caso contrário, o próprio operador fará suas previsões) e a energia produzida é remunerada pelo preço de curto prazo. Para estas usinas, eventuais erros de previsão entre o valor estimado de geração e o valor real não são penalizados (vide seção 4.4), e elas também não estão sujeitas a pagamentos por reconciliação positiva ou negativa, já que possuem prioridade de despacho (vide seção 5.4). Eventuais custos de divergências ocasionadas por PNDCs são divididos entre todos os agentes do sistema.

Pelo lado da demanda, a oferta é restrita à quantidade, não sendo possível ofertar curvas de preços. Vale destacar que a demanda é calculada previamente pelo operador, que comunica aos agentes suas previsões para que estes possam sugerir modificações.

É importante ainda mencionar que, entre o mercado do Dia Seguinte e o mercado de Tempo Real, as usinas podem mudar a sua declaração de disponibilidade; mas não é possível alterar a oferta de preços realizada. Além disso, vale ressaltar também que, apesar de a reserva não ser *cootimizada* com o despacho do sistema, utilizam-se as mesmas ofertas de preço realizadas no mercado de energia para determinar que usinas serão selecionadas para prover reservas no mercado.

6.5 Espanha (Mercado Ibérico)

Todos os agentes situados no Mercado Ibérico que optem por participar do mercado devem apresentar suas ofertas através do *Operador del Mercado Ibérico de Energía* (OMIE). Entretanto, a participação é inteiramente voluntária: as unidades geradoras têm a opção de firmar contratos bilaterais “físicos” com consumidores que as isentam de participar no mercado.

A primeira submissão de ofertas dos agentes para a formação de preços ocorre através do leilão do dia seguinte, onde os produtores podem ofertar seus pares de preços e quantidades para as próximas vinte e quatro horas, assim como os consumidores ofertam a sua demanda requerida. Os preços e quantidades ofertados podem ser reajustados sem qualquer tipo de limitação nas seis iterações do mercado Intradiário ao longo do dia (espaçados de forma irregular, como descrito na seção 4.5). As ofertas podem ser curvas preço-quantidade simples (contendo até 25 segmentos) ou ofertas “em blocos”, agrupando as decisões de despacho ao longo de diferentes horas consecutivas a fim de representar restrições operativas (Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español, 2021b). Já no mercado intradiário, exatamente como no caso da Noruega (vide seção 6.1), as ofertas podem ser do tipo simples, contendo informações de preço e quantidade e podendo ser compradas de forma parcial, ou complexas – tais como *fill or kill* (ofertas só podem ser aceitas inteiramente) ou *iceberg* (oferta grande é apresentada de forma parcial).

Embora as ofertas não incluam restrições operativas, é possível representar tais restrições de forma implícita nas ofertas. Isto ocorre visto que as ofertas podem ser no formato simples, onde os agentes apresentam para cada hora ofertas de preço e quantidade, ou podem incorporar condições especiais. Por exemplo, condições de custos de *start-up* podem ser representadas por meio de uma condição de “renda mínima diária” fixa, que deve ser respeitada no cálculo do despacho ótimo como uma remuneração adicional ao preço variável da oferta (Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español, 2021a). Outras condições especiais que podem estar inclusas nas ofertas, estando estas disponíveis para todos os agentes independentemente da tecnologia, são:

- Condição de indivisibilidade (geração mínima): Permite fixar um valor mínimo de funcionamento
- Condição de gradiente de carga (rampa): Permite estabelecer uma diferença máxima entre a energia de uma hora e da hora seguinte, evitando mudanças bruscas na produção que excedam a capacidade de rampa de subida ou descida da unidade geradora.
- Condição de parada programada (tempo de espera até desligamento): Permite que a unidade geradora seja desligada por orientação do operador em um tempo máximo de três horas, evitando uma parada brusca entre a última hora do dia anterior e a primeira hora do dia seguinte.

Com relação à gestão das hidrelétricas do sistema, deve-se destacar que elas não possuem qualquer tipo de tratamento especial. Isso se deve principalmente ao fato que a maioria das usinas estão situadas em bacias independentes ou muito afastadas umas das outras, havendo poucos exemplos de cascatas complexas com múltiplos proprietários que exigiriam uma coordenação mais ampla. Além disso, uma alternativa implementada recentemente no mercado ibérico é a possibilidade de ofertas de portfólio para o mercado intradiário contínuo, onde um único agente pode oferecer ofertas “agregadas” considerando diferentes usinas e tecnologias (esta possibilidade não existe no mercado do dia seguinte e nos leilões intradiários). Este tipo de oferta permite que o proprietário gerencie seu portfólio da forma que considere que irá maximizar seu resultado e minimize seu risco, sem a necessidade de especificar a origem da energia por usina.

6.6 Nova Zelândia

As ofertas devem ser apresentadas diariamente até as 13h no horário local da Nova Zelândia. Todos os geradores são obrigados a apresentarem ofertas, embora não haja a obrigação de um volume mínimo. A exceção se aplica para as pequenas usinas, com capacidade instalada menor que 10 MW. Essas unidades não necessitam apresentar ofertas, embora necessitem informar uma previsão de geração em caso de requisição do Operador.

As ofertas dos geradores devem especificar para cada período a máxima geração disponível, as taxas de rampa para cima e para baixo, e os pares de preço e quantidade que descrevem a sua curva de oferta. As ofertas de geração têm a possibilidade de ofertar até cinco pares de preço e quantidade, sendo um par base e outros quatro pares incrementais. São permitidas ofertas de portfólio, desde que tal intenção tenha sido previamente comunicada ao operador do sistema e aos outros entes do mercado. Não há a presença de um limite máximo para as ofertas, entretanto as ofertas não podem conter preços negativos.

Com relação aos geradores de recurso intermitente, inicialmente não eram permitidas ofertas de preço. Entretanto, a partir de 2019 esse recurso foi disponibilizado, possibilitando que estes geradores também ofertem pares preço-quantidade. No momento atual, essa restrição persiste unicamente para usinas de cogeração, sendo permitido apenas a apresentação de ofertas de quantidade (*price-takers*). Além disso, atualmente se discutem atualizações no regulamento para incentivar o uso de recursos de armazenamento – que, embora possam tecnicamente submeter ofertas ao mercado sob as regras atuais, tomam um risco elevado devido ao fato de que o seu acoplamento entre as diferentes horas (necessidade de ciclos de carga e descarga) não é devidamente representado. Algumas alternativas levantadas para este incentivo baseiam-se na isenção de taxas de transmissão e/ou no aumento da participação de baterias na prestação de serviços ancilares. O regulamento vigente não prevê qualquer tipo de tratamento especial para essa tecnologia.

Pelo lado da demanda, as ofertas podem conter até 10 segmentos, especificando o nó onde será retirada a energia. A demanda também pode apresentar ofertas de diferença, que representam a disposição de aumentar ou diminuir um nível de demanda de referência de acordo com o nível de preços (resposta a demanda). Para este último tipo de oferta, podem ser apresentados até cinco segmentos.

Em geral, as ofertas podem ser revisadas até uma hora antes do início da operação. Como exceção, os geradores que não estejam conectados diretamente à rede de transmissão podem alterar suas ofertas até 30 minutos antes. Antes do fechamento do período de alterações, não há quaisquer restrições para a alteração das ofertas, podendo ser totalmente substituídas. No entanto, os recursos intermitentes são obrigados a atualizar suas previsões de geração nas duas horas que antecedem a operação ao menos uma vez a cada 30 minutos. Essas atualizações devem ser baseadas na medição da geração da usina no momento da previsão – como esses momentos são próximos da operação em tempo real, a suposição de que a geração da usina permanecerá aproximadamente constante nesse período oferece boas previsões para o mercado em tempo real.

Vale destacar que os agentes são obrigados a revisar as quantidades de suas ofertas se existirem expectativas que a quantidade real difira da ofertada acima de determinado limite. Para os compradores, o limite para acionar essa exigência de revisão é a menor quantidade entre 20 MW e 20% da quantidade da oferta. Para os geradores, o limite é a menor quantidade entre 10 MW e 10% da quantidade. Entretanto, a regra explícita que não há a necessidade de alteração caso a quantidade seja menor que 5 MW. Nota-se que essas exigências e regras para a revisão das ofertas dos agentes são importantes para o mercado da Nova Zelândia, embora não estejam presentes na maior parte dos outros países avaliados: esta característica está intimamente relacionada com o fato de que, como o mercado da Nova Zelândia utiliza um modelo de liquidação única (como introduzido na seção 4.6), os agentes não têm incentivos financeiros claros para fazer previsões acuradas antes do tempo real.

Após o fechamento do período de revisões, serão permitidas alterações apenas se houver uma justificativa de risco para a segurança dos ativos do agente: elas devem ser reportadas por escrito à Autoridade de Eletricidade da Nova Zelândia, que irá analisar se a justificativa está de acordo com o regulamento, e se não, poderá aplicar sanções. Além disso, são permitidas alterações apenas relativas às quantidades ofertadas, não sendo possível realizar alterações nos preços. Em casos especiais, em situações que apresentem um risco concreto para a segurança dos ativos, é permitida uma alteração nos quinze minutos finais antes da operação. Nestes casos, adicionalmente à justificativa em escrito ao regulador, é exigido que o agente notifique de forma imediata e formal o Operador sobre o incidente.

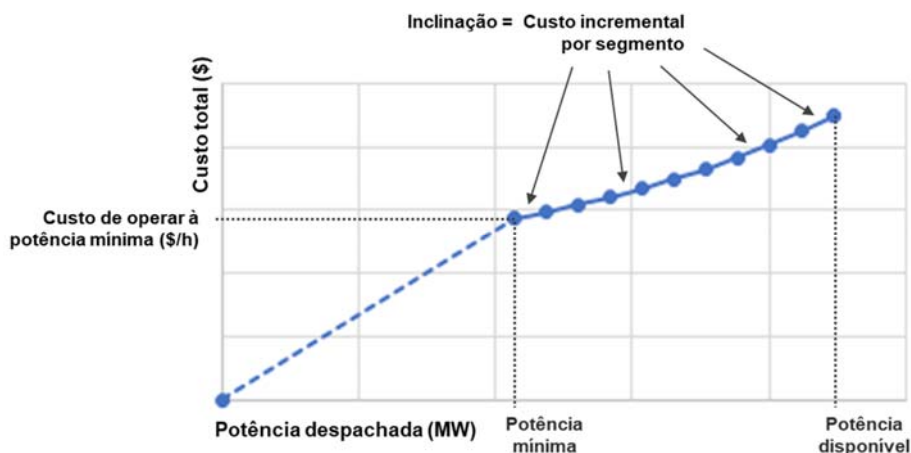
6.7 México

No mercado mexicano, os agentes devem submeter todos os dias ofertas de compra e de venda para o Mercado do Dia Seguinte, além de ofertas de venda (apenas) para o Mercado em Tempo Real. Caso não o façam, serão considerados no lugar dessas ofertas parâmetros e preços de referência calculados centralizadamente pelo operador – que correspondem a uma estimativa centralizada dos custos reais de operação (mais uma “folga” de 10%).

As ofertas de compra (lado da demanda) são enviadas pelas chamadas Entidades Responsáveis de Carga e são compostas unicamente por quantidades (em MW), uma para cada hora do dia - sendo, assim, inelástica. Já no caso das ofertas de venda, seus formatos variam, a depender da tecnologia da usina. São definidos 4 tipos de oferta, sendo eles: oferta termelétrica, oferta hidrelétrica, oferta intermitente despachável (aplicadas a recursos renováveis que têm a possibilidade de fazer *curtailment* da sua produção) e oferta não-despachável (SENER, 2016).

As ofertas de venda termelétricas são divididas em duas partes: ofertas diárias e ofertas horárias. As primeiras contêm unicamente parâmetros associados a restrições operativas da usina, que são considerados fixos ao longo do dia, sendo eles o tempo (em horas) e o custo (em pesos mexicanos) de *start-up* para 3 estados da usina (frio, morno ou quente). Já as ofertas horárias contêm para cada hora: (i) capacidades mínima e máxima às quais a usina deve operar, caso seja acionada (em MW); (ii) custo de operação à potência mínima (em pesos); (iii) 11 pares preço-quantidade representando ofertas de blocos de potência incremental à potência mínima (em MW) e os custos incrementais de geração em cada um destes blocos (em pesos/MWh); e (iv) ofertas de quantidade (em MW) e preço (em pesos/MWh) para a provisão de cada um dos tipos de reserva.

Figura 11 – Estrutura das ofertas de termelétricas no mercado mexicano



No caso das ofertas de hidrelétricas, analogamente às térmicas, elas são divididas em *bids* diários e horários. Nas ofertas diárias, as hidros informam a qual grupo de unidades (ou a qual reservatório) pertencem e ofertam seus custos de oportunidade, em pesos por MWh, que serão considerados constantes ao longo do dia (o despacho hidrelétrico em qualquer hora do dia é valorado de acordo com este valor da água, implicitamente representando o custo de oportunidade de manter esta água armazenada para o dia seguinte). Nas ofertas horárias, os agentes determinam capacidades mínima e

máxima de operação (em MW), além de ofertas de quantidade (em MW) e preços (em pesos/MW) para a prestação de serviços ancilares.

As usinas intermitentes despacháveis (como solares e eólicas) fazem apenas ofertas horárias, compostas por previsões de geração hora a hora (em MW), que podem ser divididas em até 3 blocos com ofertas de preços diferentes (em pesos/MWh). Na prática, porém, as regras de mercado não permitem que essas usinas ofertem um preço de oferta maior do que o seu custo de O&M estimado pelo operador (que é um valor muito baixo para geradores renováveis) – de modo que quase todas as usinas deste tipo oferecem preços nulos, configurando-as como *price takers*.

Por fim, as centrais não-despacháveis (representadas, por exemplo, por usinas menos flexíveis, como as nucleares), oferecem unicamente quantidades horárias e são invariavelmente despachadas. Nota-se que as renováveis podem escolher entre ser representadas como usinas intermitentes despacháveis ou não-despacháveis – porém, uma renovável que declarar-se não-despachável está sujeita ao risco de produzir em momentos em que o preço de equilíbrio do sistema é negativo (o que, embora seja uma ocorrência rara, já ocorreu em alguns nós do sistema mexicano desde a implementação do mercado).

Vale ressaltar que as ofertas de termelétricas, hidrelétricas e de geração intermitente incluem também um campo no qual o agente pode classificar a oferta como “econômica”, “obrigada” ou “não-disponível”. A oferta econômica, a mais comum, é a categoria padrão, através do qual a seleção ou não da usina para o despacho é resultado do problema de otimização do despacho resolvido pelo operador – resultante, portanto, essencialmente de fatores econômicos, como a sua posição na curva de ordem de mérito. As ofertas obrigadas, como o nome sugere, devem ser aceitas pelo operador, recebendo tratamento semelhante às usinas não-despacháveis (esta categoria é usualmente utilizada de forma temporária por centrais em fase de testes). Já caso a oferta seja classificada como não disponível, a usina não será considerada no procedimento de despacho.

Outros parâmetros das usinas, como rampa, mínimo *uptime* e mínimo *downtime*, não são informados nas ofertas, mas são registrados junto ao operador e são levados em conta na determinação do despacho.

Existem também outros tipos de oferta que são feitas diariamente, mas que são exclusivas para determinados tipos de agente, como as ofertas de importação, de exportação e ofertas do gerador de intermediação. Este último tipo, por exemplo, se refere a ofertas feitas por um braço da empresa estatal CFE criado exclusivamente para gerenciar contratos legados firmados entre geradores e consumidores, nas bases da lei anterior à reforma energética.

7 TRANSPARÊNCIA E MITIGAÇÃO DE PODER DE MERCADO

O princípio chave para a implementação de um mercado elétrico baseado em ofertas (independentemente do país) envolve a introdução de sinais de preços corretos para que as ofertas submetidas pelos agentes sejam verdadeiras – o que dá credibilidade ao mecanismo e garante que os agentes farão o esforço necessário para fazer ofertas tão precisas e compatíveis com a realidade quanto possível. No entanto, mercados podem estar sujeitos a falhas de mercado – o que levaria a distorções aos incentivos percebidos pelos agentes, podendo levar a práticas maléficas (como conluio e manipulação de preços) e assim reduzindo os benefícios potenciais da implementação de um mecanismo baseado em ofertas. Neste contexto, muitos mercados elétricos internacionais implementam mecanismos explicitamente com o objetivo de mitigação de poder de mercado dos agentes – e estes mecanismos representam o tema central explorado no presente capítulo.

Entre as práticas mais comuns entre mercados elétricos internacionais que serão abordadas nas seções seguintes estão (i) a implementação de limites para as ofertas submetidas pelos agentes e/ou para os preços da energia, (ii) a criação de mecanismos adicionais que busquem limitar de forma automática o exercício de poder de mercado, e (iii) os sistemas de transparência e divulgação de dados de mercado (que, embora não afetem o poder de mercado diretamente, podem ter alguma influência sobre as estratégias dos agentes). A atuação de um agente monitor de mercado é também uma iniciativa comum em diferentes países – porém, os agentes monitores de mercado serão avaliados em mais detalhe em um capítulo próprio (vide capítulo 8). Este capítulo apresenta ainda, para alguns dos países selecionados, exemplos de eventos e controvérsias passadas no que diz respeito ao exercício de poder de mercado com fins ilustrativos.

7.1 Noruega (Nord Pool)

As ofertas de preço submetidas no Mercado do Dia Seguinte devem respeitar os limites estabelecidos, atualmente na faixa de -500 €/MWh a 3,000 €/MWh – este limite bastante amplo sugere que não houve grande preocupação com a possibilidade de exercício de poder de mercado no Nord Pool quando tais limites foram fixados. Além disso, adicionalmente a esses limites amplos existe um mecanismo de ajuste gradual, segundo o qual o limite superior aumenta a cada vez que o preço de liquidação exceda 60% do preço máximo – 5 semanas depois de constatado o evento de preços elevados, o preço-teto é incrementado em 1,000 €/MWh. Esse mecanismo significa que o limite superior para os preços de energia transacionados no mercado do dia seguinte é praticamente infinito – mas tem o papel de impedir uma subida abrupta dos preços. Além dos limites bastante abrangentes para o mercado do Dia Seguinte, não há limitações para as ofertas no mercado Intradiário, e nenhum mecanismo explícito de limitação ou substituição de ofertas muito extremas. Em vez disso, o Nord Pool utiliza a atividade de monitoramento de mercado (vide capítulo 8) para abrir investigações caso sejam identificados comportamentos suspeitos – podendo levar a investigações e aplicação de multas. Na prática, tais sanções são independentes da formação de preços e liquidações do mercado elétrico.

O Regulamento sobre Integridade e Transparência do Mercado de Energia (REMIT) exige que todos os participantes do mercado de energia da União Europeia publiquem informações sensíveis aos preços (Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency, 2011). Embora nem todos os países participantes do Nord Pool façam parte da União Europeia, as práticas previstas no REMIT foram harmonizadas com as vigentes no Mercado, sendo aplicável os requisitos de relatório de dados sobre os

contratos realizados entre os agentes e suas ofertas apresentadas, tanto no Mercado do Dia Seguinte quanto no Intradário.

Após a definição da programação do despacho realizado por meio do algoritmo EUPHEMIA, todas as informações de preço, quantidades, capacidade da rede de transmissão e fluxos são tornados públicos. Todas as informações são divulgadas com granularidade horária e detalhadas conforme a zona ou a interconexão desejada. Diariamente também são publicadas todas as ofertas consideradas para a elaboração das curvas agregadas, contendo os dados de preço e volume correspondentes. A publicação se dá no mesmo dia do leilão, porém não contém informações sobre os agentes.

Com relação ao Mercado Intradário, são publicados para cada produto as informações de maior, menor, média e último preço praticado, assim como o volume comercializado. Estas informações são atualizadas automaticamente conforme ocorrem as negociações. Assim como no Mercado do Dia Seguinte, informações sobre capacidade da rede de transmissão e fluxos também são públicas. Com relação aos reservatórios das hidrelétricas, são publicados semanalmente a energia armazenada em cada área, assim como o seu histórico de anos anteriores.

7.2 PJM

O PJM impõe um preço máximo para a oferta que pode ser submetida pelos agentes, igual a 1000 US\$/MWh. Centrais que possuam um custo operativo superior a este limite máximo, entretanto, podem submeter ao operador do sistema uma comprovação dos seus custos reais – e neste caso o seu limite máximo de oferta passará a ser igual ao seu custo auditado de geração. Além deste limite para o preço da oferta, há também um limite adicional de 2000 US\$/MWh para o preço spot (denominado “teto da oferta de energia”), aplicado tanto no Mercado do Dia Seguinte quanto no Mercado em Tempo Real. Este limite máximo, entretanto, pode ser ultrapassado em momentos em que há uma escassez de reserva ou durante procedimentos emergenciais, quando há a aplicação de um “fator de penalidade” adicional, como indicado pela Equação (1).

$$\begin{aligned} \text{Preço da Energia Máximo} \\ = \text{Teto da Oferta de Energia} + 2 * \text{Fator de Penalidade de Reserva} \end{aligned} \quad (1)$$

Além disso, vale observar que este Preço da Energia Máximo é aplicado unicamente à componente de energia dos preços: como destacado na seção 4.2, os custos marginais no PJM são compostos por três parcelas, e não há limite para as componentes de congestão e perdas do custo marginal. Estas características sugerem que a definição de limites às ofertas e aos preços no PJM envolveu pouca ou nenhuma preocupação com a possibilidade de exercício de poder de mercado.

As informações relativas às ofertas submetidas pelos agentes – tanto pelo lado dos geradores, quanto pelo lado da demanda – são publicadas mensalmente, contendo dados sobre as quantidades e preços ofertados. No entanto, enquanto as ofertas dos geradores são referentes ao mês anterior, as informações sobre as ofertas da demanda correspondem ao período de seis meses antes da divulgação do relatório (há um tempo de espera maior para a divulgação de informações da demanda).

A fim de identificar se existe poder de mercado estrutural, o PJM aplica o modelo “*Three Pivotal Supplier Test*” (TPST), examinando a concentração da oferta em comparação com a demanda e determinando a capacidade que cada gerador ou grupo de geradores pode ter para influenciar os preços (Monitoring Analytics, 2019). Como indicado na seção 3.2, este teste é parte integrante do processo de otimização

do despacho e formação de preços, e pode levar a mudanças nas ofertas submetidas pelos agentes para efeito do seu despacho.

O conceito geral do teste é analisar se a restrição de demanda pode ser atendida mesmo desconsiderando a participação (i) dos dois maiores agentes geradores do sistema e (ii) do gerador que está sendo testado. Caso não haja oferta suficiente para o atendimento da demanda desconsiderando estes três geradores, o grupo é considerado conjuntamente fundamental, indicando que o fornecimento de energia está concentrado em poucos agentes, de forma que há risco de não atendimento e de exercício de poder de mercado. Nota-se que, por analisar o mercado apenas de forma estrutural, o teste não examina a competitividade das ofertas, e tampouco indica que os geradores estejam de fato exercendo poder de mercado, realizando apenas uma indicação de que existe o potencial de exercício de poder de mercado.

Quando o teste falha, são acionadas medidas mitigadoras preventivas, onde as ofertas destes geradores passam a ser definidas pelo menor valor entre seu custo auditado e sua oferta de preço. Vale enfatizar que haverá este tipo de intervenção do operador unicamente nos horários em que o teste falhou, visto que o procedimento é realizado para cada hora do dia. Dessa forma, as ações de mitigação do operador impactam diretamente o despacho e os preços spot. Entretanto, vale destacar que tais ações ocorrem de forma previsível, seguindo um conjunto de regras pré-estabelecidas que não estão sujeitas a decisões discricionárias do operador – uma característica que contribui para dar credibilidade e solidez a este mecanismo de “mitigação” de ofertas.

Vale mencionar que houve algumas críticas do Monitor de Mercado Independente em relação às medidas atuais de mitigação de poder de mercado (vide seção 8.2). Ao final de 2020, o monitor emitiu uma carta declarando que considerava necessária uma revisão no mecanismo de mitigação de poder de mercado (Monitoring Analytics, 2020). Tal declaração foi baseada na observação de que mesmo as ofertas “mitigadas” pelo critério do TPST descrito acima teriam as suas ofertas substituídas por um preço que ainda seria significativamente mais alto do que o seu custo variável real – mantendo, conseqüentemente, espaço para exercício de poder de mercado.

7.3 Califórnia

No que diz respeito a limites para as ofertas, as ofertas de energia possuem um teto que limita as ofertas no mercado a um máximo de US\$ 1000/MWh, além de um limite inferior igual a US\$ -150/MWh. As ofertas para reserva também são limitadas, devendo estar situadas na faixa entre US\$ 0/MWh e US\$ 250/MWh (Fifth Replacement FERC Electric Tariff, 2020).

Além disso, com o objetivo de adequar-se à Ordem 831 da FERC, está previsto que ocorra uma modificação nesses limites, com a implementação de um “teto duplo” – inicialmente previsto para ser implementado a partir de junho de 2021. Sob este novo sistema, haverá um teto inicial de US\$ 1000 / MWh que será ampliado para US\$ 2000 / MWh para ofertas baseadas em custo (isto é, caso o gerador térmico seja capaz de comprovar um custo de geração superior a US\$ 1000 / MWh – como o mecanismo aplicado no PJM e descrito na seção 7.2). Também está previsto que esse teto mais elevado seja aplicado também para as ofertas de importação e ofertas virtuais nos momentos que o *Maximum Import Bid Price* (MIBP) supere os US\$ 1000 / MWh (California ISO, 2021a).

Existem três tipos de relatórios publicados pelo operador e usados para divulgar informações do mercado: diário, quinzenal e mensal. No relatório diário são publicadas as informações relativas ao

Mercado do Dia Seguinte do dia anterior, incluindo os resultados da otimização, como por exemplo os preços nodais, preços nas linhas de transmissão, requerimento de serviços ancilares e os resultados do RUC. No relatório quinzenal são publicadas estatísticas sobre os preços dos Mercado do Dia Seguinte e Mercado em Tempo Real. O relatório mensal é o que contém informações mais detalhadas sobre os mercados de energia e serviços ancilares, incluindo indicadores de congestão, vertimento de renováveis, custos do RUC, entre outros. O relatório mensal usualmente é publicado com um atraso de dois meses.

Com relação aos mecanismos de mitigação, antes de cada iteração do mercado é realizada uma análise das ofertas dos agentes, a fim de avaliar se há risco de poder de mercado. Nessa análise realiza-se um *Three Pivotal Supplier* (idêntico ao aplicado no PJM – vide seção 7.2), onde se checa se o congestionamento em uma restrição pode ser aliviado com o fornecimento residual de contrafluxo quando os três maiores agentes não participam do despacho (California ISO, 2018). Nos casos em que o risco de poder de mercado é detectado, as ofertas dos geradores são substituídas pelos seus custos variáveis regulados pelo operador, chamados de *Default Energy Bids* (DEB). O objetivo do processo de mitigação é incentivar um resultado competitivo nas situações com risco de poder de mercado, recompensando os geradores pelos seus custos variáveis.

O cálculo do DEB pode ser realizado considerando diferentes metodologias (à escolha da própria unidade sujeita ao processo de mitigação de ofertas): os custos variáveis auditados da unidade, a média ponderada dos custos marginais nodais nas horas que a unidade foi despachada, ou ainda através de negociações com o operador. O regulador calcula diferentes DEBs para o Mercado do Dia Seguinte e para o Mercado em Tempo Real, desagregando também em horas de ponta e horas fora de ponta (Fifth Replacement FERC Electric Tariff, 2020).

Adicionalmente, visando mitigar práticas anticompetitivas nos mercados locais, o CAISO vem implementando um teste automatizado durante a otimização, que busca avaliar a competitividade estrutural da rede de transmissão. Com base nas condições da rede e na presença de restrições de transmissão, o teste determina para cada intervalo da otimização se há risco de poder de mercado local, implementando medidas de mitigação se identificadas, tais como a utilização das DEBs (Department of Market Monitoring, 2020a).

7.4 Colômbia

As ofertas dos geradores colombianos possuem limites mínimo e máximo, que são atualizados mensalmente. O limite mínimo é definido com base nos encargos do sistema (que devem ser pagos pelos geradores que submetem ofertas), sendo igual à soma de dois encargos: o Custo Equivalente de Energia (CEE), cujo objetivo é recuperar os custos do mecanismo de confiabilidade do sistema colombiano, e o FAZNI, representando os custos de eletrificação rural e ajuda às zonas isoladas. Nota-se que, de acordo com a regra colombiana, estes encargos são coletados como um “markup” dos preços spot de todos os agentes que transacionam no mercado de curto prazo. Já o limite superior é atualmente de 307.3 USD/MWh, correspondente à 75% do Custo Incremental Operativo de Racionamento de Energia (CRO1).

No mercado colombiano, diariamente se publica um relatório contendo as ofertas de preços dos agentes para a programação do dia seguinte. Desde 2009, as informações detalhadas das ofertas de preços e declarações de disponibilidade dos agentes são públicas, inclusive com a identificação das usinas. Essas informações são publicadas nos informes diários da XM no mesmo dia da apresentação da oferta, dia

anterior a operação. Isso abre espaço para que os agentes mudem sua estratégia de acordo com as ofertas publicadas referentes ao dia anterior.

No que diz respeito a práticas de mitigação de poder de mercado, cabe destacar que, para efeito de determinação dos preços de reconciliação positiva (conforme detalhado na seção 5.4), de um modo geral os preços de oferta submetidos pelo agente não são levados em conta: em vez disso, tal remuneração é influenciada por preços de referência calculados pelo operador (refletindo uma estimativa dos custos reais para termelétricas e dos custos de oportunidade para hidrelétricas). Embora este tratamento não seja explicitamente um mecanismo de mitigação de acordo com as regras de mercado, nota-se que agentes que estejam em situação *constrained-on* são aqueles que têm maior possibilidade de exercício de poder de mercado (já que, por restrições físicas da rede, suas ofertas têm alta probabilidade de ser aceitas independentemente do quão caras sejam) – de modo que a opção por efetivamente ignorar as ofertas submetidas por agentes nesta situação é condizente com um mecanismo de mitigação de poder de mercado.

Outro mecanismo introduzido na Colômbia em 2014 permite que o operador efetivamente imponha um preço-piso para as ofertas de geradores hidrelétricos (CREG, 2014), e pode ser entendido como uma linha de proteção contra falhas de mercado. Este mecanismo, denominado “estatuto do risco de desabastecimento”, determina alguns indicadores que devem ser monitorados de forma sistemática. O estatuto define três indicadores de monitoramento, baseados em variáveis energéticas e de comportamento de mercado. Estes índices podem ser descritos como:

- Índice ED – *Energía Disponible Corto Plazo*: A partir de análises realizadas pela UPME¹³ com horizonte de 12 meses, calcula-se a energia disponível para as hidrelétricas e térmicas do sistema, e a mesma é comparando com a demanda projetada diária. Se a energia disponível for menor que a demanda média projetada em qualquer um dos meses analisados, é configurado um “alerta vermelho”.
- Índice PBP – *Precio Bolsa Punta*: Toma-se como parâmetro o preço de bolsa médio dos últimos sete dias durante o horário da ponta (período entre 18h e 21h). Se o índice PBP for maior ou igual à oferta da térmica mais cara em 5 dos 7 dias analisados, é configurado um “alerta vermelho”.
- Índice AE – *Análisis Energético*: Utilizando uma simulação energética, é calculado o valor esperado de racionamento para um horizonte de 12 meses. Para a análise, é considerado o suprimento de energia e potência. Caso o Valor Esperado de Racionamento de Energia Condicionado (VEREC) seja maior que zero, é configurado um “alerta vermelho”.

A partir dos índices de monitoramento, o sistema pode ser classificado em uma situação normal, de vigilância ou alerta vermelho. Vale ressaltar que o regulamento prevê um critério adicional para a definição de uma condição de vigilância, requerendo que as vazões afluentes do mês em análise sejam iguais ou menores que 90% da média histórica. Na hipótese que o sistema seja classificado como alerta vermelho, sendo identificado uma condição de risco de racionamento significativo e um preço spot da energia relativamente baixo (indicando pouca prudência nas ofertas das hidrelétricas), o operador do sistema pode definir um montante mínimo de geração térmica, “rejeitando” algumas ofertas

¹³ Unidad de Planeación Minero Energética

hidrelétricas realizadas a preço mais baixo, “obrigando” que elas sejam deslocadas pelas ofertas dos geradores termelétricos (e, portanto, forçando um aumento na energia armazenada nos reservatórios).

Preocupações com a possibilidade de exercício de poder de mercado na Colômbia têm sido recorrentes, particularmente durante ocorrências do fenômeno climática El Niño – que reduzem a disponibilidade hídrica no país, portanto tornando o balanço oferta-demanda mais apertado e assim ampliando as oportunidades de exercício de poder de mercado dos agentes. Dois eventos de escassez recentes, ocorridos em 2009-2010 e em 2015-2016 respectivamente, podem ser analisados sob esta ótica (McRae & Wolak, 2018a). Na prática, entretanto, cada um destes eventos teve suas próprias particularidades físicas e regulatórias (o El Niño de 2015-2016, por exemplo, foi acompanhado de dificuldades com o suprimento de gás e polêmicas na definição do preço de escassez para efeito do mecanismo de confiabilidade); e mesmo sob condições ideais é difícil demonstrar se houve exercício de poder de mercado de fato, ou simplesmente um aumento natural dos preços associado a um custo de oportunidade da água elevado na iminência do racionamento. Em (McRae & Wolak, 2018b), argumenta-se que houve a *possibilidade* de exercício de poder de mercado a partir de métricas de mercado. Entretanto, vale notar que, quando os agentes têm a possibilidade de exercer poder de mercado mas possuem obrigações contratuais a cumprir, o poder de mercado pode atuar na direção oposta, levando a preços de energia artificialmente baixos e portanto um esvaziamento mais rápido dos reservatórios, aumentando o risco de racionamento (o que foi uma das motivações por trás da introdução do Estatuto do risco de desabastecimento).

7.5 Espanha (Mercado Ibérico)

As ofertas no mercado ibérico possuem atualmente um limite relativamente estreito, no intervalo de 0 a 180.3 euros / MWh. Entretanto, estes limites estão em processo de mudança para se alinharem aos praticados ao nível europeu, que se situam no intervalo de -500 a 3000 euros / MWh.

Apesar de as informações do mercado serem públicas, com exceção das curvas preço-quantidade e da curva de equilíbrio (que são disponibilizadas no dia seguinte), as informações detalhadas são publicadas apenas após três meses do dia de operação, reduzindo a possibilidade de que os agentes utilizem esses dados para modificar suas estratégias.

Com exceção dos limites de oferta (teto e piso) mencionados acima, não há nenhum outro tipo de limitação das ofertas. No entanto, unidades geradoras que de forma frequente e sistemática apresentem ofertas muito acima de seus custos marginais que insinuem o desejo de alterar a ordem de despacho podem ser enquadradas como práticas abusivas, sendo sujeitas a sanções. Neste sentido, o órgão regulador espanhol apresenta precedentes de aplicações de sanções a empresas que apresentaram ofertas com preços considerados injustificadamente elevados, impossibilitando que essas ofertas ficassem disponíveis no mercado.

7.6 Nova Zelândia

Embora os preços na Nova Zelândia não possuam limite máximo, eles não podem ser negativos, e apenas geradores específicos podem apresentar ofertas a custo zero. Há ainda um mecanismo especial que implementa um preço-piso e que garante a realização de preços suficientemente altos em momentos de emergência no suprimento que provoquem a necessidade de racionamento em ao menos uma das ilhas da Nova Zelândia. Esse mecanismo é chamado de “*scarcity pricing*”, o qual prevê que os preços

devem ser de no mínimo NZD 10,000/MWh e no máximo NZD 20,000/MWh nessas situações (Electricity Authority, 2011). Por outro lado, para evitar perdas significativas entre os agentes, há um mecanismo de *stop-loss* que interrompe o mecanismo de escassez se a média do preço de energia nos últimos sete dias for maior que NZD 1,000/MWh – nessas situações, o “pisso” de NZD 10,000/MWh deixa de ser aplicado em função da média móvel do preço nos últimos 7 dias e volta-se à uma situação normal (sem preço-piso para a energia) – embora ainda seja possível que o preço seja muito elevado em função do cruzamento das curvas de oferta e demanda.

É interessante traçar um paralelo entre este mecanismo da Nova Zelândia com o mecanismo implementado na Colômbia (vide seção 7.4) e que também visa efetivamente implementar um “preço-piso” em situações críticas. Esta parece ser uma preocupação particular de mercados elétricos baseados em oferta e ricos em participação hidroelétrica – nos quais a possibilidade de preços excessivamente baixos (incompatíveis com um risco de racionamento potencialmente iminente) pode ser tão danosa quanto os preços excessivamente altos advindos de manipulações e exercício de poder de mercado por geradores. Entretanto, diferentemente do mecanismo da Colômbia – que prevê uma análise *ex ante* de uma possível situação de racionamento – o mecanismo de *scarcity pricing* na Nova Zelândia é disparado exclusivamente quando a situação efetivamente ocorre. A ordem de desligamento de carga compulsória pode ser emitida devido a níveis (i) insuficientes de geração, (ii) controle de frequência inadequado ou (iii) ausência de capacidade de transmissão. Vale ressaltar que previamente à ordem de desligamento compulsório, o Operador do sistema pode solicitar a utilização de qualquer capacidade de geração remanescente que não esteja despachada ou solicitar alterações nas ofertas dos consumidores para a diminuição de demanda. Outro aspecto que diferencia o desenho neozelandês é a possibilidade de acionamento do mecanismo para apenas uma das ilhas, caso os gatilhos descritos acima não sejam observados nacionalmente.

Visto que virtualmente não há limites superiores para o preço, a transparência é a principal medida de mitigação de poder de mercado utilizada no mercado neozelandês. O órgão regulador toma como suposição que o aumento da competição do mercado pode se dar unicamente pelo aumento da transparência e melhoria do acesso às informações. São publicadas informações detalhadas sobre as ofertas apresentadas, em geral com um a três dias de atraso em relação a operação. A divulgação inclui todos os detalhes da oferta, incluindo rampas, pares preço-quantidade e identificação do nó de injeção e da unidade.

Todos os agentes possuem a obrigação de tornar públicas informações que possam ter impactos no mercado. Nesse contexto, não são permitidos acordos de confidencialidade bilaterais que evitem a divulgação de informações sensíveis ao mercado. No ato de divulgação da informação, devem ser considerados: (a) a natureza da informação, (b) quais mercados podem ser impactados, (c) o nível de detalhe suficiente para que todas as partes interessadas possam compreender o evento e analisar o impactos nos preços, (d) em quais decisões a informação pode ter impacto, tais como decisões de ofertas de preço e negociação de contratos futuros, (e) o nível de detalhe que o próprio agente demandaria para compreender e analisar a situação, e (f) o nível de detalhe fornecido em situações similares anteriores. Exemplos de informações sensíveis que devem ser divulgadas são uma decisão de grande investimento ou desinvestimento, mudanças significativas no fornecimento de combustível e alterações significativas nas posições de energia contratada.

7.7 México

O Sistema de Informação do Mercado (SIM) contém uma série de informações públicas que podem ser acessadas pelos agentes, como ofertas de compra e venda nos Mercados do Dia Seguinte e em Tempo Real, preços de ambos os mercados, alocação de serviços ancilares e instruções de acionamento e desligamento. Porém, os agentes são sempre representados através de códigos, que são modificados periodicamente, o que acaba por dificultar a identificação.

Em termos de mitigação de poder de mercado, como já mencionado, os agentes não são livres para oferecer qualquer valor em suas ofertas, razão pela qual, na prática, o mercado pode ser interpretado como possuindo um despacho “por custos”. As ofertas de venda devem respeitar um preço teto calculado pelo CENACE, denominado Preço de Referência. Este é calculado como 110% da estimativa do custo real de produção unitário calculado centralizadamente, com base nos parâmetros de cada usina registrados junto ao operador – tais como custo de O&M, curva de produção, custo unitário do combustível, dentre outras componentes (SENER, 2016). Devido à pequena liberdade que os agentes têm para declarar seus custos no mercado e devido ao fato de que a oferta “padrão” ao Preço de Referência já incorpora o *mark-up* máximo de 10% que os agentes podem declarar sobre os custos auditados pelo CENACE, é comum que muitos agentes deixem de fazer suas declarações no mercado do dia seguinte (o que os leva a ser considerados com a oferta padrão).

Caso o agente submeta uma oferta que tenha valor ofertado superior a este limite, o CENACE desconsiderará a oferta e a substituirá pelo Preço de Referência da respectiva usina. Além disso, há também um monitoramento constante do CENACE com relação às quantidades ofertadas, que também pode resultar em descarte da oferta ou em verificações e inspeções por parte da Unidade de Vigilância do Mercado.

No caso das hidrelétricas, o CENACE estipula uma quantidade máxima diária que pode ser produzida por cada grupo de unidades (que fazem uso de determinado reservatório), além de calcular o custo de oportunidade que deve ser oferecido pelas usinas deste grupo. Analogamente às demais tecnologias, um descumprimento destas restrições leva ao descarte da oferta e à substituição pelos preços e parâmetros de referência.

8 MONITORAMENTO DO MERCADO

A atividade de monitoramento de mercado é de particular interesse para mercados elétricos baseados em ofertas, que possui objetivos análogos a outras iniciativas que visam mitigar e conter eventuais falhas de mercado (como introduzido no capítulo 7) mas que dependem de algumas sutilezas que justificam o seu tratamento separado. Em particular, destaca-se que seria necessário construir no Brasil as responsabilidades institucionais associadas à atividade de monitoramento de mercado, sendo importante para isso conhecer as melhores práticas internacionais. Neste contexto, este capítulo descreve os tipos de iniciativas de monitoramento, a entidade pública responsável pelo monitoramento, os tipos de informação a que o monitor tem acesso, extensão dos relatórios publicados (com diferenciação entre os relatórios de curto e de longo prazo), o nível de detalhe publicado das ofertas, e o nível de *enforcement* que o monitor de mercado tem.

Existem referências na literatura que abordam o tema do monitoramento de mercado e possíveis organizações para esta atividade (Twomey et al., 2005)(Wolak, 2020). Uma das distinções mais comumente utilizadas para tratar deste tópico é a diferenciação entre um monitor “interno” (tipicamente um grupo ou departamento dentro do operador do sistema ou da agência reguladora) e um monitor “externo” (tipicamente um grupo de expertos para consulta, ou uma empresa especializada contratada para este fim). Entre os mercados da América do Norte há uma clara preferência pela adoção de um monitor externo (frequentemente sem detrimento da atuação do monitor interno) como uma forma de garantir maior independência e objetividade nas análises do monitor de mercado. Por outro lado, a experiência dos outros países sugere que uma atividade de monitoramento interna também pode ser eficaz – desde que seja garantida a independência desse departamento, cuja atuação deve ser tão isenta quanto possível (especialmente em situações em que se faça necessário levantar críticas à atuação do próprio operador sobre o mercado, por exemplo).

8.1 Noruega (Nord Pool)

O monitoramento e vigilância do mercado é uma atividade com várias sobreposições de áreas de atuação de diferentes entidades no Nord Pool. A primeira instância é o regulamento europeu REMIT, cuja conformidade é verificada pela ACER (Agência para Cooperação dos Reguladores de Energia). Em seguida, existe o operador de mercado regional, que é responsável por um monitoramento constante dos resultados do mercado. Há ainda as autoridades reguladoras nacionais, muitas vezes apoiadas pelos TSOs (operadores da rede de transmissão), que realizam uma atividade de monitoramento paralelo, observando questões específicas em cada sistema de energia. Todos os órgãos possuem acesso às informações de mercado (resultados de mercado e preços, eventos de congestionamento, margem de oferta), informações estruturais (participantes do mercado, participação de mercado, custos estimados) e informações comportamentais (propostas enviadas por cada agente individual).

Na Noruega, o órgão regulador é a NVE (Autoridade Reguladora de Energia Norueguesa). A NVE¹⁴ é responsável, entre outras coisas, por realizar um monitoramento constante das licitações de energia hidrelétrica, que são comparadas com os resultados dos exercícios de modelagem. O órgão publica relatórios trimestrais e anuais, onde informam os preços praticados no Mercado Nórdico, a situação hidrológica, o consumo e a situação das interconexões. A partir do monitoramento dos preços ofertados

¹⁴ <https://www.nve.no/norwegian-energy-regulatory-authority/>

pelos agentes, comportamento suspeitos são investigados. Além disso, o Monitor pode suspender ofertas quando há evidências claras que o preço não é eficiente para o mercado.

No âmbito regional, o REMIT (Regulamento sobre Integridade e Transparência no Mercado Atacadista de Energia) estabelece que os agentes são obrigados a divulgar suas transações realizadas, incluindo as ordens de negociação, contratos de compra e venda de energia e negociação de derivativos, além de quaisquer informações privilegiadas sobre as instalações detidas pelos agentes ou quaisquer outros fatos relevantes sobre a companhia que possa influenciar os preços de energia. Exemplos de informações relevantes são indisponibilidades de usinas, problemas na rede de transmissão, manutenções programadas e previsões de vazões que impactem os níveis de reservatórios. Todas essas informações são publicadas em plataforma específica de amplo acesso, através do sistema de Mensagens Urgentes de Mercado (UMM)¹⁵.

Todas as atividades consideradas suspeitas, onde se destaca riscos de manipulação de mercado ou utilização de informação privilegiada, são informadas às Agências Reguladoras Nacionais correspondentes. Em caso de comprovação de práticas ilícitas, as autoridades reguladoras podem aplicar sanções aos agentes. Caso o poder de mercado identificado esteja afetando o mercado regional como um todo, o próprio regulador regional pode emitir multas.

8.2 PJM

O processo de monitoramento do mercado é realizado por um monitor externo e independente, chamado de *Monitoring Analytics*¹⁶. Para definir as normas de seu funcionamento, assim como suas responsabilidades, é definido o Plano de Monitoramento do Mercado. Neste plano, constam como responsabilidades do monitor o monitoramento do cumprimento das regras e procedimentos definidos pela PJM e *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC), identificação de potenciais falhas nas regras existentes e de problemas estruturais do Mercado que possam inibir sua competitividade, além do monitoramento dos agentes quanto ao exercício de poder de mercado (PJM, 2017b).

O monitoramento engloba o Mercado de Energia, de Capacidade e de Serviços Ancilares, além da operação e dos leilões de produto capacidade realizados pelo PJM. O monitoramento também é aplicável aos Direitos Financeiros de Transmissão, tanto aos leilões mensais deste produto quanto a eventuais acordos bilaterais entre os agentes transacionando este tipo de direito. Nestes casos o monitor examina diversos fatores para atestar a lisura e ausência de práticas anticompetitivas, tais como fundamentos de oferta e demanda, questões de crédito, padrões e concentração de propriedade, volumes de negociação, preços, receita, adequação de receita, lances de participantes, resultados de teste de estrutura de mercado, aplicação de limites de oferta e outras métricas relevantes.

O monitor do mercado também replica as simulações de mercado realizadas pela PJM, utilizando o mesmo software e os mesmos dados de entrada. Este processo permite que o monitor verifique os resultados e analise em maior detalhe as premissas utilizadas pelo operador, além de possíveis cenários alternativos. A partir destas simulações, o monitor pode sugerir modificações nas premissas utilizadas para o despacho no Mercado do Dia Seguinte e/ou no Mercado em Tempo real.

¹⁵ <https://umm.nordpoolgroup.com/#/messages>

¹⁶ <http://www.monitoringanalytics.com/>

Em caso de irregularidades, a unidade de monitoramento não possui autoridade para definir sanções e punições, encaminhando tais pareceres à direção do PJM e demais órgãos reguladores aplicáveis. O monitor também possui acesso aos dados dos agentes, podendo utilizar as métricas de tamanho e concentração do mercado, índice de oferta residual, *markup* de preço ofertado em relação ao custo estimado, e receita líquida (entre outras) para analisar o desempenho do mercado e/ou de agentes individuais.

A unidade de monitoramento apresenta anualmente relatórios detalhados contendo análises de competitividade e eficiência do mercado, além de relatórios trimestrais resumidos. O relatório completo, com as informações detalhadas dos agentes, é apresentado à Comissão do PJM. No entanto, como este pode conter informações confidenciais e sensíveis (como por exemplo investigações em andamento), o relatório tornado público usualmente tem algumas partes retiradas do seu texto.

Recentemente, vem sendo observado um desentendimento entre o monitor de mercado e o PJM. No relatório trimestral publicado em novembro de 2020, o monitor avaliou que a estrutura do mercado local não é competitiva, com indicação de poder de mercado em submercados. A situação é causada por uma alta concentração de abastecimento em mercados locais, devido a restrições de transmissão e problemas de confiabilidade. O monitor aponta que há situações em que o acionamento de medidas de mitigação não é suficiente para impedir que alguns geradores exerçam poder de mercado (como indicado na seção 7.2).

O Mercado de Capacidade também foi classificado pelo monitor de mercado como não competitivo e com “poder de mercado estrutural endêmico”. Em vista desses problemas, o monitor solicitou à FERC, entidade federal que regula a PJM, a abertura de uma investigação para determinar se as regras atuais são adequadas para mitigar o poder de mercado nos mercados de energia, capacidade e serviços ancilares. O PJM, por outro lado, vem se posicionando contrário às recomendações do monitor, defendendo o desenho atual do mercado e informando que este proporciona controle sobre as práticas de manipulação e poder de mercado, e solicitou que a FERC impugnasse todas as solicitações apresentadas.

Embora o resultado desta polêmica ainda não seja conhecido, nota-se que é desejável para a robustez do sistema que possa haver esse tipo de discordância entre a posição do monitor de mercado e as autoridades de mercado. Antes de 2008 (quando a empresa *Monitoring Analytics* foi contratada para prestar este serviço), a atividade de monitoramento era realizada apenas dentro do próprio PJM, o que pode ter levado a conflitos de interesse – já que iria contra os interesses do PJM criticar a sua própria atuação e decisões anteriores. Este argumento tem sido utilizado por defensores da obrigatoriedade de implementação de um monitor de mercado externo.

8.3 Califórnia

O processo de monitoramento do mercado no CAISO é realizado por duas entidades: (i) um monitor interno ligado ao operador, denominado *Department of Market Monitoring*¹⁷ (DMM), e (ii) um monitor externo independente, o *Market Surveillance Committee*¹⁸ (MSC).

¹⁷ <http://www.caiso.com/market/Pages/MarketMonitoring/Default.aspx>

¹⁸ <http://www.caiso.com/informed/Pages/BoardCommittees/MarketSurveillanceCommittee/Default.aspx>

O monitor interno é responsável por analisar as regras do mercado e por sugerir melhorias, visando mitigar o poder de mercado. Está dentre suas atribuições a validação das ofertas utilizadas nas otimizações nos Mercados do Dia Seguinte e Tempo Real e o cálculo dos custos regulados dos agentes. O DMM possui acesso a todos os dados operacionais e de mercado, além de trabalhar em conjunto com a FERC e as agências regulatórias estaduais.

O DMM elabora relatórios trimestrais e anuais sobre as condições do mercado. Nos relatórios trimestrais são realizadas análises sobre a variabilidade dos preços, ocorrência de indisponibilidades dos agentes, ocorrência de congestão e indicadores de performance dos Mercado do Dia Seguinte, Mercado em Tempo Real, leilões de convergência e serviços ancilares. O relatório analisa também a frequência e o impacto das mitigações de poder de mercado realizadas (conforme descrito na seção 7.4).

Nos relatórios anuais, o DMM apresenta análises mais aprofundadas sobre as condições de competitividade, além de apresentar informações detalhadas sobre as condições de cada mercado e produtos oferecidos. Para analisar as condições de competitividade nos mercados locais, o monitor utiliza os modelos “*Three Pivotal Supplier Test*” (TPST) e *Residual supply index* (RSI), examinando a concentração da oferta em comparação com a demanda e determinando a capacidade que cada gerador ou grupo de gerador pode ter para influenciar os preços (Department of Market Monitoring, 2020b).

Além das estatísticas mencionadas acima, o monitor realiza simulações para avaliar a competitividade nos Mercados de Energia, onde considera preços de referência calculados considerando condições competitivas. Essas simulações de referência são comparadas com as simulações reais, de forma a avaliar o impacto de mudanças em ofertas ou outros inputs.

Em casos que julgue necessário, o monitor pode solicitar qualquer tipo de informação ao operador. Nos casos que o DMM acredite que há provas suficientes contra um agente que caracterize uma violação às regras do mercado, a administração do CAISO e a FERC deverão ser comunicadas. No entanto, o monitor não possui poder sancionador.

Com relação ao *Market Surveillance Committee*, esse órgão externo tem como objetivo fornecer uma opinião independente com respeito ao desempenho do mercado e as regras vigentes, além de recomendar sanções. O MSC reporta diretamente ao Conselho de Administração do CAISO, devendo providenciar comentários, sugestão ou avaliações a partir de requisições do próprio conselho ou do DMM. As reuniões e relatórios elaborados por ele geralmente são públicos, embora possam ser introduzidas restrições caso envolvam informações comerciais sensíveis.

8.4 Colômbia

A entidade responsável pelo monitoramento do mercado elétrico colombiano é a Superintendência de Serviços Públicos Domiciliares (SSPD)¹⁹. A entidade foi criada na reforma do sistema elétrico em 1994 e é um braço independente do Departamento Nacional de Planejamento (DNP). A SSPD possui as funções de vigilância e controle dos serviços públicos domiciliares, tais como de energia e gás.

Além da SSPD, durante o evento de El Niño do período de 2005-2006, foi criado o Comitê de Monitoramento do Mercado Elétrico Atacadista (CSMEM), com o objetivo de realizar o monitoramento do mercado e garantir sua eficiência. O CSMEM emitia informes mensais com

¹⁹ <https://www.superservicios.gov.co/servicios-vigilados/energia-gas-combustible/energia>

informações detalhadas sobre as condições do mercado, além de realizar análises e propor melhorias que visavam evitar o poder de mercado e aumentar a confiabilidade estrutural. No entanto, o Comitê teve suas atividades encerradas em 2016.

Com a intenção de substituir o CSMEM, foi criada em 2019 a Unidade de Monitoramento dos Mercados de Eletricidade e Gás (UMMEG), vinculada à SSPD. A entidade publica boletins trimestrais, contendo informações detalhadas sobre o balanço de oferta e demanda do sistema, preços observados, níveis de contratação e análise de indicadores de desempenho do sistema. Dentre os indicadores publicados estão indicadores de vendas líquidas dos geradores por meio de contratos e por meio da bolsa de energia, além da disponibilidade das usinas com respeito às obrigações de energia firmes.

Além das publicações trimestrais da UMMEG²⁰, a SSPD tem também publicações anuais, as quais possuem enfoque maior sobre a qualidade do serviço prestado – tanto em termos de geração quanto de transmissão. A entidade possui poder sancionador, podendo aplicar penalidades sem a necessidade de recorrer à justiça. Trimestralmente, publica-se um informe listando as punições impostas aos agentes nos últimos meses, de maneira a tornar pública a informação das regras desrespeitadas e das respectivas multas cobradas.

8.5 Espanha (Mercado Ibérico)

Por ser um mercado que abrange dois países, existem duas organizações responsáveis pelo monitoramento do mercado.

Pelo lado português, o monitoramento do mercado é função da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE)²¹, a qual é responsável pela regulação dos setores de eletricidade e derivados de petróleo. Além do monitoramento, a entidade tem como funções a regulação econômica dos serviços de transporte e distribuição de energia, e a determinação da estrutura tarifária do país.

No âmbito de supervisão do mercado energético, a entidade realiza o monitoramento dos agentes do mercado, além de promover a transparência do MIBEL pela divulgação de informações sobre o funcionamento do mercado de forma periódica. Em especial, pode-se citar os Boletins do Mercado Diário do MIBEL, publicados mensalmente com informações sobre os Mercados de Comercialização Diário e Intradiário, com dados sobre os preços, quantidade de energia transacionada e serviços de regulação do sistema requeridos. De forma trimestral, também são publicados relatórios sobre as Ofertas Comerciais dos Comercializadores, comparando os preços praticados com os preços de referência calculados pela Entidade. Por fim, é publicado anualmente um relatório detalhado sobre as atividades do setor elétrico, com análises sobre a concorrência no setor, monitoramento dos preços, segurança do abastecimento e sanções realizadas pelo órgão.

Pelo lado espanhol, a função de monitoramento é da Comissão Nacional dos Mercados e da Competição (CNMC)²², anteriormente Comissão Nacional de Energia (CNE), responsável pela regulação de todo Sistema Elétrico espanhol. O organismo foi fundado em 2013 após a fusão de diferentes entidades

²⁰ <https://www.superservicios.gov.co/servicios-vigilados/energia-gas-combustible/unidad-de-monitoreo-para-mercados-de-energia-y-gas/presentaciones-y-boletines>

²¹ <https://www.erse.pt/eletricidade/o-setor/>

²² <https://www.cnmc.es/>

reguladoras, e tem como objetivo supervisionar e controlar os mercados sob sua responsabilidade, em especial os mercados de eletricidade, gás natural e energias renováveis.

De forma a promover a transparência do mercado, a entidade publica mensalmente o Boletim de Indicadores Elétricos, que contém informações sobre a demanda no sistema, mercado de geração e distribuição, estrutura tarifária e a evolução de preços no MIBEL. Também publica mensalmente os informes de supervisão, com informações sobre as liquidações de contratos na OMIP, como volume financeiro comercializados e preços de mercado. Com relação aos agentes do mercado, a CNMC publica anualmente um relatório que contém análises sobre o risco de poder de mercado, apresentando o *market share* dos maiores geradores, o grau de verticalização dos agentes e o Índice de Herfindahl e Hirschman (HHI) para cada um dos mercados – tais como os Programa Diário de Operação, Reserva de Potência, Gestão de Desvios, entre outros.

É importante destacar que ambos os órgãos possuem competência para investigar e sancionar diretamente práticas empresariais que julgarem serem anticompetitivas ou que violem a regulação vigente. Apesar de as sanções poderem ser aplicadas sem necessidade de levar a questão à justiça, os agentes têm o direito de recorrer judicialmente às sanções aplicadas. Além disso, os órgãos também funcionam como “Câmaras de Arbitragem”, resolvendo disputas e conflitos que envolvam os agentes do mercado.

O MIBEL como um todo também está sujeito ao REMIT, mercado regulatório europeu que estipula um conjunto de normas relativas à integridade e transparência nos mercados de eletricidade, disciplinando práticas abusivas ou anticompetitivas que agentes possam tomar com o objetivo de manipular o mercado. Como formas de impedir tais práticas abusivas, o REMIT tem como características:

- Obrigação de registro de todos os participantes que realizem operação nos Mercados de Energia
- Divulgação obrigatória das transações realizadas, incluindo as ordens de negociação, contratos de compra e venda de energia e negociação de derivativos
- Divulgação obrigatória de informações privilegiadas sobre as instalações detidas pelos agentes ou quaisquer outros fatos relevantes sobre a companhia

Todas as informações ficam à disposição da Agência para Cooperação dos Reguladores de Energia (ACER), das entidades regulatórias nacionais e da Autoridade Europeia de Segurança e Mercado (ESMA), entre outras instituições relevantes.

8.6 Nova Zelândia

O monitoramento do mercado é realizado pela EA (Autoridade de Eletricidade da Nova Zelândia)²³. A abordagem de monitoramento de mercado realizado pela EA difere do comumente praticado, com um foco em incentivar os agentes a autorregulação. Dessa forma, ao invés de um monitoramento direto nas ofertas e nos níveis de preços, o regulador possui um foco em garantir que as condições gerais do mercado permitam competitividade e com o mínimo de barreiras de entrada. A Autoridade de Eletricidade também analisa se a regulação atual possui alguma deficiência, sugerindo recomendações ou iniciando propostas de alterações no código a fim de aumentar sua eficiência.

²³ <https://www.ea.govt.nz/monitoring/market-performance-and-analysis/>

Conforme apresentado em 7.6, o regulador preza pela transparência como principal medida de mitigação de poder de mercado. Nessa linha, o monitor fornece ao mercado informações detalhadas sobre as condições estruturais do sistema. A fim de avaliar a competitividade do setor, é utilizada uma abordagem “Estrutura-Condução-Performance” (SCP), que utiliza a premissa que a estrutura do mercado reflete a conduta de seus participantes (Economic Consulting Associates Limited, 2015). Conseqüentemente, um mercado mais competitivo reflete uma conduta competitiva entre os participantes, o que garante a eficiência do mercado.

Nas informações relacionadas a estrutura, são apresentadas informações relacionadas à concentração de mercado no lado da oferta e da demanda. Para tal, são utilizados indicadores como o Índice de *Herfindahl-Hirschman* (HHI) e *Residual Supply Index* (RSI). São também apresentadas informações sobre possíveis barreiras de entrada, como o grau de verticalização das empresas. Com relação à conduta, são apresentadas informações sobre ofertas classificadas como “*hard to explain*”, assim como possíveis investigações e sanções realizadas. Pelo lado da demanda, são apresentadas informações sobre a porcentagem de clientes que mudaram de fornecedor, assim como os custos de referência pagos pelos consumidores. De forma geral, a aplicação de sanções não é uma prática utilizada pelo regulador, e punições mais pesadas são realizadas pela via jurídica.

Relacionado à performance, o regulador monitora se os instrumentos de preços futuros refletem de forma confiável as expectativas de preços futuros e se esses preços sinalizam um investimento apropriado. Isso inclui o monitoramento da evolução dos preços de contratos de hedge e instrumentos financeiros semelhantes (como os Direitos Financeiros de Transmissão). Dessa forma, são apresentadas comparações dos preços de energia futuros e se estes estão refletindo corretamente acontecimentos mais recentes do mercado – tais como aumento da demanda, eventos climáticos e indisponibilidades.

Na ocorrência de eventos incomuns ou anormais, a Autoridade pode abrir investigações a fim de determinar sua causa e se são necessárias alterações na regulamentação atual. Toda a informação sobre contratos de energia, ofertas e custos são acessíveis para a investigação. Há também a possibilidade de se requerer novas informações, caso a Autoridade julgue ser necessário. De forma geral, não é divulgado publicamente que uma investigação está em curso.

8.7 México

O monitoramento do mercado elétrico mexicano é feito pela Autoridade de Vigilância do Mercado (AVM), seja diretamente ou através da Unidade de Vigilância do Mercado, com apoio de um monitor independente. Ambos têm como função supervisionar a operação do mercado, a fim de garantir o seu funcionamento eficiente e o cumprimento das regras do mercado. O monitor independente de mercado (MIM), é responsável, dentre outras incumbências, por elaborar relatórios periódicos para a Unidade de Vigilância, sendo os relatórios anuais divulgados para acesso do público geral (SENER, 2014).

Diferente do monitor independente, a Autoridade e a Unidade de Vigilância possuem o dever de não apenas monitorar o mercado, como também de tomar as medidas cabíveis para corrigir eventuais distorções ou condutas prejudiciais ao funcionamento adequado do mercado elétrico. Cabe à Unidade de Vigilância, por exemplo, revisar os parâmetros de referência registrados no CENACE e utilizados para cálculo dos Preços de Referência que determinam a aceitação ou não das ofertas dos agentes, permitir ou não a classificação de usinas como centrais *must-run* (seja por ofertas térmicas obrigadas ou como recursos não-despacháveis), inspecionar ou solicitar auditorias a agentes a fim de verificar o

descumprimento de regras do mercado, dentre outras atribuições. Caso sejam detectadas e comprovadas irregularidades, a Autoridade de Vigilância é o ente responsável pela imposição das sanções correspondentes aos agentes infratores. As entidades de vigilância contam, ainda, com o apoio do próprio CENACE, que é responsável por mantê-las informadas a respeito de inconsistências nas ofertas submetidas pelos agentes ou em caso de outros comportamentos incomuns, como desligamentos inesperados.

9 CONCLUSÕES

Ao longo deste relatório, apresentamos uma análise comparativa de implementações de ofertas de preços em mercados com distintas características – tanto físicas, quanto de desenho – visando embasar as escolhas de desenho propostas no contexto do mercado elétrico brasileiro. Analisamos os mercados da Noruega (Nord Pool), PJM, Califórnia, Colômbia, Espanha (Mercado Ibérico), Nova Zelândia e México. O relatório foi estruturado em capítulos “temáticos”, que trataram cinco temas essenciais para a estruturação de um desenho de mercado.

Um dos temas mais relevantes, abordado no capítulo 4, é a definição da filosofia de mercado. Tipicamente, existem dois tipos principais dominantes: o “modelo europeu” e o “modelo americano”. A filosofia de implementação dos modelos europeus é que estes priorizam a representação do problema de despacho como se fosse um problema *financeiro*, abstraindo a maior parte das características *físicas* particulares do sistema elétricos. Dessa forma, o mercado funciona de forma muito similar a uma bolsa de valores. Por outro lado, o modelo americano busca uma representação sofisticada do sistema, com detalhamento das suas características físicas e das restrições técnicas dos geradores, visando reduzir o custo operativo total. Estas duas opções foram discutidas em mais detalhe no Entregável 3 deste projeto (“Desenho Detalhado”). Essa dualidade é bastante evidente nos mercados analisados, com o Mercado Ibérico e o Nord Pool adotando o modelo europeu, México, Califórnia e PJM seguindo o modelo americano, e Colômbia e Nova Zelândia possuindo características mais mistas (embora mais próximas do modelo americano).

Outro ponto essencial é a definição dos mercados existentes e das liquidações. A grande maioria dos mercados analisados opta por liquidação dupla ou múltipla. Os mercados que seguem a filosofia americana tipicamente usam a dupla liquidação, com um mercado do Dia Seguinte no dia anterior à operação e um Mercado em Tempo Real. Dentro do Mercado em Tempo Real, alguns optam por uma abordagem *ex post*, onde os preços são definidos com base na operação real do sistema, enquanto outros seguem com um enfoque *ex ante*, com os preços sendo definidos com base no despacho ótimo definido com base nas ofertas do Mercado em Tempo Real (minutos antes das realizações concretas de mercado). Por outro lado, os mercados que seguem a filosofia europeia, além do Mercado do Dia Seguinte e do Mercado em Tempo Real, tendem a implementar também Mercados Intradiários. Tanto no Nord Pool quanto no Mercado Ibérico, existe um Mercado Intradiário discreto, com leilões pré-definidos ao longo do dia, e um Mercado Intradiário contínuo, que permite transações a qualquer hora do dia e funciona de maneira muito similar a uma bolsa de valores. Como exceção aos anteriores, a Nova Zelândia e a Colômbia adotam uma única liquidação em um Mercado em Tempo Real *ex post*.

Essa diferença entre o desenho básicos dos Mercados da Nova Zelândia e Colômbia em relações aos demais gera um impacto significativo com respeito aos ajustes operativos. Para Mercados de Liquidação Dupla, os agentes são incentivados a declararem de forma mais acurada possível suas ofertas no despacho *forward*, com o objetivo de evitar a maior volatilidade de preços no Mercado em Tempo Real. Dado que adotam um mercado de liquidação única, os mercados da Nova Zelândia e Colômbia são obrigados a adotar dispositivos explícitos para penalizar os desvios operativos. No mercado colombiano, por exemplo, há a presença de dois mecanismos com este objetivo: as reconciliações, que punem a diferença entre a operação real e o despacho determinado *ex ante* pelo operador (despacho econômico programado), e a *Penalización por Desviaciones*, aplicada quando há desvios operativos maiores do que

5% entre o programa de despacho do operador e a geração efetivamente realizada. (O tópico de desvios operativos é tratado em mais detalhe no Anexo 1)

Em termos de preços, tanto o Nord Pool quanto o Mercado Ibérico adotam preços zonais, que em geral são representados por um preço por país. Essa decisão de preços zonais é defendida através de um argumento de robustez da rede, que leva a poucas restrições. Nos demais países, com exceção da Colômbia que tem um preço único para todo o sistema, é implementado preços nodais. Os preços nodais são bastante defendidos por fornecerem sinais de preço locais eficientes. Vale ressaltar que na Colômbia, apesar de o preço ser único, existe um mecanismo de reconciliações que visa compensar a visão míope do despacho com preço único.

Em termos de encargos e pagamentos adicionais ao preço, nota-se que, com exceção do CAISO, nenhum dos mercados analisados fornece pagamentos por *constrained off*, enquanto pagamentos por *constrained on* são mais frequentes. Além disso, a maioria dos mercados remunera custos adicionais não incluídos nos custos variáveis dos geradores, como por exemplo custos de *start-up*. Na maioria dos casos essa remuneração gera um encargo adicional que não influencia o preço spot. Com relação ao despacho forçado, a maioria não altera os preços de mercado, com exceção do PJM e da Colômbia.

Dentro do contexto de estrutura de ofertas, a maioria dos mercados trata todas as tecnologias de forma isonômica, com as renováveis podendo ofertar pares de preço-quantidade e muitas vezes com a demanda também tendo bastante flexibilidade para realizar ofertas. O número de segmentos por oferta varia bastante. Nos mercados europeus é possível ofertar até 25 segmentos, no PJM, CAISO e México o limite fica em torno de 10, na Nova Zelândia podem ser ofertados até 5 segmentos (para geração) e na Colômbia só é possível ofertar um único segmento. Além disso, de forma geral, é possível notar que os países com maior participação hidrelétrica no sistema tendem a ter (ou usar) mecanismos mais simples de oferta. Mesmo na Noruega, por exemplo, onde existem tipos complexos de ofertas, as ofertas simples são as mais utilizadas.

Ainda neste tema, é importante abordarmos a oferta de restrições operativas. Nos mercados europeus essas restrições não são retratadas explicitamente, devendo ser incorporadas de forma implícita nos tipos de ofertas por blocos existentes. No México, CAISO e Nova Zelândia, as restrições técnicas são incorporadas nas ofertas diárias, mas no último estão restritas a declaração de rampa. No PJM e na Colômbia as restrições também são ofertadas, mas com menos frequência (p.e., a cada 3 ou 6 meses). Vale destacar, ainda, que em alguns países (com destaque para PJM e Colômbia), os valores declarados de restrições estão sujeitos à regulação e a limites, o que por si só já é um mecanismo de mitigação de poder de mercado.

Com relação à transparência do mercado e à mitigação do poder de mercado, a maioria dos países fornece informação detalhada anônima, mas usualmente com um *lag* de alguns meses. Os limites às ofertas são variados, mas na maioria dos casos bastante alto, dando flexibilidade aos agentes. Já em termos de limites de preços, é comum não haver um limite explícito ou apresentar limites elevados. Quando os limites não são respeitados ou se identifica poder de mercado, as práticas variam entre descartar ou sobrescrever a oferta. De forma geral, é possível identificar uma busca por um equilíbrio entre liberalizar o mercado e manter o controle da situação. Vale ressaltar que, quanto mais competição houver no mercado, menos relevante se tornam os mecanismos de mitigação. Ainda assim, o ideal é estabelecer regras bem definidas e transparentes aos agentes – embora um mecanismo robusto não

impeça a ocorrência de eventos indesejáveis, é a estratégia que maximiza a receptividade da proposta pelo mercado e conseqüentemente suas chances de sucesso eventualmente.

Ainda neste âmbito, é importante tratar do tema de monitoramento do mercado. Todo mercado tem algum tipo de monitor. Alguns mercados optam por um monitor interno, outros por um monitor externo, e em alguns casos utiliza-se ambos. O ponto principal destacado em todos os mercados é a garantia da independência do monitor de mercado, possibilitando a identificação e prevenção de problemas com antecedência e sem a intervenção de nenhuma outra entidade do setor. Além disso, ressalta-se a importância de manter a transparência dos dados, de forma que o monitor tenha acesso a todas as informações necessárias para reproduzir as condições de mercado e analisar os eventos suspeitos. Deve haver publicações frequentes de relatórios de monitoramento, disponibilizados a todos os agentes do setor. Tipicamente, os mercados analisados adotam relatórios trimestrais e anuais. Outro tema bastante relevante é a possibilidade de aplicar sanções e multas quando uma situação irregular é encontrada. Com exceção dos mercados americanos (PJM e CAISO), que priorizam a independência do monitor externo como entidade com fins exclusivamente de diagnóstico imparcial, todos os mercados analisados dão este poder ao monitor de mercado.

10 REFERÊNCIAS

- California ISO. (2018). *Market monitoring and market power mitigation*. <https://doi.org/10.1016/B978-008047172-3.50011-8>
- California ISO. (2019). *Day-Ahead Market Enhancements Phase 1: Fifteen-Minute Granularity*.
- Fifth Replacement FERC Electric Tariff, (2020).
- California ISO. (2021a). *Business Requirements Specification FERC 831 - Import Bidding and Market Parameters*.
- California ISO. (2021b). *Congestion revenue rights*. <http://www.caiso.com/market/Pages/ProductsServices/CongestionRevenueRights/Default.aspx>
- Corredor, P., Helman, U., Jara, D., & Wolak, F. A. (2020). *Mission of energy transformation, Focus 1 Report: Competition, participation and structure of the electricity market* (Issue January). <https://www.minenergia.gov.co/en/foros?idForo=24169153>
- Aspectos comerciales del mercado mayorista de energía del Reglamento de Operación, 55 (1995).
- CREG, C. de R. de E. y G. (1996). *Resolución CREG 086 de 1996*. <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resolución-1996-CRG86-96>
- CREG, C. de R. de E. y G. (2005). *Resolución CREG 023 de 2005*. <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/8fe536aacb78d04d0525785a007a6b87?OpenDocument>
- CREG, C. de R. de E. y G. (2014). *Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento*. Resolución CREG 26-2014.
- Department of Market Monitoring. (2020a). *Annual Report on Market Issues & Performance 2019*.
- Department of Market Monitoring. (2020b). *Electricity Market Monitoring* (Issue December).
- Economic Consulting Associates Limited. (2015). *European Electricity Forward Markets and Hedging Products – State of Play and Elements for Monitoring Final Report*. *European Electricity Forward Markets and Hedging Products – State of Play and Elements for Monitoring Final Report*, 4, 1–204.
- Electricity Industry Participation Code, (2011).
- Electricity Authority. (2011). *Scarcity pricing - Overview*.
- Electricity Authority. (2017). *Overview of the FTR market*.
- Regulation on wholesale energy market integrity and transparency, Official Journal of the European Union 1 (2011). <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32011R1227&from=EN>
- Instituto de Investigación Tecnológica - Universidad Pontificia Comillas. (2018). *Estudio para la modernización del despacho y el mercado spot de energía eléctrica - despacho vinculante y mercados intradiarios - Informe final*.
- Layton, B. (2005). *Market Design Report: Initial Stock-take Paper (Report to the Electricity Commission)*. August.
- Lesturgie, J. (2017). *Approaches for Long-term Regulating Prices Modeling in the Nordics*. KTH ROYAL INSTITUTE OF TECHNOLOGY.
- Martín, R. S. F. J. M. P. (2017). El mercado de la energía eléctrica en España. In *Universidad Politécnica de Madrid* (Vol. 1, Issue 233).

- McRae, S. D., & Wolak, F. A. (2018a). *Market Power in a Hydro-Dominated Wholesale Electricity Market* (Issue 1036). <https://www.sdmcrae.com/publication/market-power-hydro-dominated/market-power-hydro-dominated.pdf>
- McRae, S. D., & Wolak, F. A. (2018b). *Market Power in a Hydro-Dominated Wholesale Electricity Market* (Issue 1036).
- Ministerio de Minas y Energía. (2021). *Transición energética: un legado para el presente y el futuro de Colombia*.
- Monitoring Analytics. (2019). *State of the Market Report for PJM* (Vol. 1).
- Monitoring Analytics. (2020). *PROTEST OF THE INDEPENDENT MARKET MONITOR FOR PJM*.
- Nordpool. (2021a). *Day-Ahead Order types*. <https://www.nordpoolgroup.com/trading/Day-ahead-trading/Order-types/>
- Nordpool. (2021b). *Intraday market*. <https://www.nordpoolgroup.com/the-power-market/Intraday-market/>
- Nordpool. (2021c). *Intraday Order types*. <https://www.nordpoolgroup.com/trading/intraday-trading/order-types/>
- Nordpool. (2021d). *Price calculation*. <https://www.nordpoolgroup.com/trading/Day-ahead-trading/Price-calculation/>
- Nordpool. (2021e). *Settlement*. <https://www.nordpoolgroup.com/trading/Clearing/Settlement/>
- Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español, S. A. (2021a). *Detalle del funcionamiento del mercado intradiario*. 1–9.
- Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español, S. A. (2021b). *Funcionamiento Del Mercado Diario*. 5. https://www.omie.es/sites/default/files/inline-files/mercado_diario.pdf
- Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español, S. A. (2021c). *Mercado europeo*. <https://www.omie.es/es/mercado-europeo>
- Operador do Mercado Ibérico de Energia – Pólo Português. (2021). *Modelo de Mercado*. <https://www.omip.pt/es/modelo-de-mercado>
- PJM. (2017a). *Dispatch Signal & Locational Marginal Pricing (LMP)*. 25. <https://pjm.com/-/media/training/nerc-certifications/gen-exam-materials-feb-18-2019/training-material/02-generation/1-3-dispatch-signal-and-lmp.ashx?la=en>
- PJM. (2017b). *PJM MARKET MONITORING PLAN*.
- PJM Manual 28: Energy & Ancillary Services Market Operations, 1 (2018).
- PJM. (2019). *Understanding the Differences Between PJM's Markets Markets*.
- PJM. (2020). *FTRs: Protection Against Congestion Charges*.
- PJM. (2021). *Distributed Energy Resources*. <https://learn.pjm.com/energy-innovations/energy-storage/distributed-energy-resources.aspx>
- PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations, (2021).
- Schweppe, F. C., Caramanis, M. C., Tabors, R. D., & Bohn, R. E. (1988). *Spot Pricing of Electricity*. Springer, Boston, MA. <https://doi.org/https://doi.org/10.1007/978-1-4613-1683-1>
- SENER. (2012). *Manual de Liquidaciones*.
- SENER. (2014). *Manual de Vigilancia del Mercado*.

SENER. (2016). *Manual de Mercado de Energia de Corto Plazo*.

SENER. (2021). *PRODESEN 2020-2034*.

Stoft, S. (2002). *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*.

Twomey, P., Green, R., Neuhoff, K., & Newbery, D. (2005). A Review of the Monitoring of Market Power: The Possible Roles of Transmission System Operators in Monitoring for Market Power Issues in Congested Transmission Systems. *Journal of Economic Literature*, 11(209), 3–54.

Wolak, F. A. (2020). *Wholesale Electricity Market Design*.
<https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>

11 ANEXO 1: CONSIDERAÇÕES A RESPEITO DE DESVIOS OPERATIVOS

Um aspecto fundamental do desenho de mercado é fornecer incentivos para que os agentes forneçam a melhor previsão possível de geração e consumo com antecedência suficiente para que o operador possa fazer os ajustes necessários (por exemplo, despachar térmicas adicionais). Em um mercado por ofertas, estes incentivos são construídos em linha com o objetivo dos agentes de maximizar suas receitas individuais, o que no equilíbrio de um mercado competitivo promove a maximização do bem-estar total.

O modelo de liquidações múltiplas, utilizado pela maioria dos países aqui apresentados, tem como característica incentivar os agentes a declararem de forma mais acurada possível suas ofertas no despacho *forward* e no despacho em tempo real, visto que ambos geram vínculos financeiros aos agentes. Exemplificando quanto à declaração no despacho *forward* em um mercado de liquidação dupla, nota-se que, como o compromisso do mercado do dia seguinte é vinculante, eventuais desvios em relação ao compromisso inicial serão penalizados proporcionalmente ao novo preço de equilíbrio determinado no mercado em tempo real. Dessa forma, os agentes são incentivados a apresentarem sua melhor previsão no Mercado do Dia Seguinte, a fim de evitar uma exposição aos preços do Mercado em Tempo Real, que costumam ser mais voláteis. O mesmo se aplica para os mercados com múltiplas liquidações, como o Nord Pool e o MIBEL com o mercado intradiário contínuo: o agente tem incentivo para informar o operador na primeira oportunidade possível (por exemplo, na iteração seguinte do mercado intradiário).

Nota-se que justamente os países que adotam um mecanismo de liquidação única *ex post* (caso da Colômbia e da Nova Zelândia, como apresentado no capítulo 4) são aqueles que veem maior necessidade de se estabelecer um mecanismo explícito de penalização por desvios – visto que o incentivo de mercado induzido pela liquidação dupla (ou múltipla) está ausente. Conforme apresentado na seção 4.4, a Colômbia possui uma penalidade quando há diferença entre a operação real e o despacho determinado *ex ante* pelo operador (despacho econômico programado). Este mecanismo é chamado de *Penalización por Desviaciones*, e é aplicado quando há desvios (não previamente informados e não ordenados pelo operador) maiores do que 5%, e implicam em uma penalidade proporcional ao preço spot.

Outros mercados, por outro lado, podem também apresentar mecanismos de penalização similares em casos de indisponibilidades ou erros de previsão – de modo a oferecer um incentivo adicional para os agentes corrigirem suas ofertas em função de eventos inesperados que ocorrem no intervalo entre o mercado do dia seguinte e o mercado em tempo real, por exemplo (e penalizar agentes que apresentem desvios sistemáticos). Um exemplo deste esquema é o utilizado pela Califórnia. No CAISO, os geradores só podem se desviar em relação ao programa de despacho dentro de uma faixa específica, chamada *Tolerance Band*, que usualmente corresponde a 3% da quantidade comprometida no mercado em tempo real. Caso o gerador exceda esse limite, é imposta uma penalidade proporcional ao preço spot nodal do Mercado em Tempo Real. Vale enfatizar que desvios frequentes por parte do gerador podem ser enquadrados como uma quebra do código operativo de rede, sendo cabível multas específicas nestes casos.

De forma geral, entretanto, eventuais desvios em relação ao programa de despacho para o tempo real *ex ante* são corrigidos na maior parte dos países através de mecanismos de reserva operativa. Há uma ampla

gama de implementações no que diz respeito a como diferentes países tratam esta questão: por exemplo, tratamento da reserva como produto de mercado, número de produtos definidos, submissão de ofertas de reserva pelos agentes, cálculo dos requisitos de reserva, alocação de custos da reserva, e outros. Visto que a questão da reserva operativa não é exclusiva do mercado baseado em ofertas (sendo de grande relevância também para o mercado baseado em custos) e visto que a proposta construída ao longo deste projeto de P&D não envolve mudança no tratamento da reserva no Brasil, este tema não foi contemplado nas análises – e poderia ser alvo de uma iniciativa futura focada exclusivamente na criação de um mercado de reserva no Brasil.

12 ANEXO 2: GLOSSÁRIO

ACER	<i>Agency for the Cooperation of Energy Regulators</i> , ou Agência para Cooperação dos Reguladores de Energia
ASO	<i>Ancillary Service Optimizer</i> , otimização inicial do Mercado em Tempo Real no PJM
AVM	<i>Autoridade de Vigilancia do Mercado</i> , monitor interno do mercado mexicano
CEE	<i>Costo Equivalente de Energía</i> , encargo aplicado na Colômbia
CENACE	<i>Centro Nacional de Control de Energía</i> , ente operador do mercado do México
CET	<i>Central European Time</i> , fuso horário que engloba Espanha, Noruega, Alemanha, e outros países
CFE	<i>Comisión Federal de Energía</i> , estatal do setor elétrico mexicano
CND	<i>Centro Nacional de Despacho</i> , Operador do Sistema Elétrico da Colômbia, ligada a XM
CNE	<i>Comisión Nacional de Energía de España</i> , ou Comissão Nacional de Energia
CNMC	<i>Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia</i> , Comissão Nacional dos Mercados y da Competição da Espanha
CRO1	Custo Incremental Operativo de Racionamento de Energia na Colômbia
CRR	<i>Congestion revenue rights</i> , ou Direitos Financeiros de Transmissão no CAISO
CSMEM	<i>Comité de Seguimiento del Mercado de Energía Mayorista</i> , Comitê de Monitoramento do Mercado Elétrico Atacadista
DAM	<i>Day-Ahead Market</i> , ou Mercado do Dia Seguinte
DEB	<i>Default Energy Bids</i> , ou ofertas padrões de energia definidas pelo regulador da Califórnia
DER	<i>Distributed energy resources</i> , recursos energéticos distribuídos
DMM	<i>Department of Market Monitoring</i> , ou Departamento de Monitoramento do Mercado
EA	<i>Electricity Authority</i> , entidade responsável pelo monitoramento do mercado na Nova Zelândia
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos de Portugal
ESMA	<i>European Securities and Markets Authority</i> , ou Autoridade Europeia de Segurança e Mercado
FANZI	<i>Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas</i> , encargo colombiano que financia políticas de infraestrutura energética em zonas isoladas na Colômbia
FERC	<i>Federal Energy Regulatory Commission</i> , ou Comissão Federal de Regulação de Energia dos EUA
FMM	<i>Fifteen Minute Market</i> , ou Mercado de Quinze Minutos na Califórnia
GSI	<i>Garantía de Suficiencia de Ingresos</i> , mecanismo aplicado no México
HASP	<i>Hour-Ahead Scheduling Process</i> , programação preliminar no Mercado em Tempo Real do CAISO
HHI	<i>Herfindahl–Hirschman Index</i> , ou Índice de Herfindahl e Hirschman
IDM	<i>Intraday market</i> , ou Mercado Intradário Contínuo na Espanha e Noruega
IFM	<i>Day-ahead integrated forward market</i> , Mercado do Dia Seguinte no CAISO
ISO	<i>Independent System Operator</i> , Operador Independente do Sistema de Transmissão
IT SCED	<i>Intermediate Term Security Constrained Economic Dispatch</i> , otimização intermediária no Mercado em Tempo Real do PJM

LPC	<i>Locational Pricing Calculator</i> , modelo que calcula os preços nodais no Mercado em Tempo Real do PJM
MIBEL	<i>Mercado Ibérico de Eletricidade</i> , Mercado de Energia que engloba Portugal e Espanha
MIM	<i>Monitor Independente de Mercado</i> , monitor externo do mercado mexicano
MSC	<i>Market Surveillance Commitee</i> , ou Comitê de Vigilância do Mercado
NSRMCP	<i>Non-Synchronized Reserve Market Clearing Prices</i> , ou preços de reserva não-sincronizada
<i>no-load</i>	Custo de geração em vazio (térmica em posição “ligada” mas com geração zero)
NVE	<i>Norwegian Energy Regulatory Authority</i> , ou Autoridade Reguladora de Energia Norueguesa
NZD	Dólares neozelandeses, moeda da Nova Zelândia
NZX	Bolsa de valores da Nova Zelândia
OMIE	<i>OMI-Polo Español</i> , ente que gerencia o mercado spot de energia do MIBEL
OMIP	<i>OMI-Polo Português</i> , ente que gerencia o mercado a prazo do MIBEL
PNDC	<i>Plantas no despachadas centralmente</i> , usinas com capacidade instalada menor que 20 MW na Colômbia
RAC	<i>Reliability Assessment and Commitment</i> , segunda otimização do despacho no Mercado PJM
REE	<i>Red Eléctrica de España</i> , empresa que opera o Sistema Elétrico Espanhol
REMIT	<i>Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency</i> , ou Regulamento sobre Integridade e Transparência no Mercado Atacadista de Energia, aplicável ao mercado europeu
RMCCP	<i>Regulation Market Capability Clearing Price</i> , ou preços por capacidade de regulação de frequência no PJM
RPM	<i>Reliability Pricing Model</i> , mecanismo de capacidade do mercado PJM
RSC	<i>Resource Scheduling & Commitment</i> , otimização inicial do mercado PJM
RSI	<i>Residual supply index</i> , ou índice de fornecimento residual usado na Califórnia
RT SCED	<i>Real-Time Security Constrained Economic Dispatch</i> , programa que calcula o despacho final para o Mercado em Tempo Real do PJM
RTD	<i>Real-Time Dispatch</i> , despacho final no Mercado em Tempo Real do CAISO
RTUC	<i>Real-Time Unit Commitment</i> , segunda otimização intermediária no Mercado em Tempo Real do CAISO
RUC	<i>Residual Unit Commitment</i> , processo de otimização do CAISO para inclusão de novos geradores no despacho do Mercado do Dia Seguinte
SCP	“ <i>Structure-Conduct-Performance</i> ”, metodologia de monitoramento de mercado
SPD	<i>Scheduling, Pricing & Dispatch</i> , despacho econômico realizado no mercado PJM
SRMCP	<i>Synchronized Reserve Market Clearing Price</i> , ou preços de reserva sincronizada no PJM
SSPD	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, ou Superintendência de Serviços Públicos Domiciliares da Colômbia
STUC	<i>Short-Term Unit Commitment</i> , otimização intermediária utilizada no Mercado em Tempo Real do CAISO
<i>start-up</i>	Custo de arranque

TPST	<i>Three Pivotal Supplier Test</i> , ou teste dos três fornecedores pivotais usado no PJM e CAISO
TSO	<i>Transmission System Operator</i> , Operador do sistema de transmissão
UMM	<i>Urgent Market Messages</i> , sistema de Mensagens Urgentes de Mercado do Nord Pool
UMMEG	<i>Unidad de Monitoreo de los Mercados de Electricidad y Gas</i> , Unidade de Monitoramento dos Mercados de Eletricidade e Gás da Colômbia
WITS	<i>Wholesale Information and Trading System</i> , sistema de informações de mercado
XM	Empresa que opera o Sistema Elétrico e o Mercado de Energia Colombiano