



INTERFACE TSO-DSO: ANÁLISE DA INTEGRAÇÃO ENTRE A OPERAÇÃO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO E A OPERAÇÃO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

PRODUTO I.A

Produto I.A – Experiência Internacional

Preparado para
ONS

Janeiro de 2025

Sumário

Glossário.....	5
1 Introdução	8
1.1 Motivação.....	8
1.2 Objetivos do projeto	9
1.3 Estrutura deste relatório	9
2 Resumo executivo.....	11
2.1 Sistema físico.....	11
2.2 Caracterização dos mercados.....	14
3 Austrália (NEM)	17
3.1 Visão institucional	18
3.2 Sistema físico.....	24
3.3 Síntese da regulamentação envolvendo REDs	25
3.4 Mecanismos de remuneração	31
3.5 Destaques de <i>inovações</i> envolvendo REDs	35
4 Califórnia (CAISO)	41
4.1 Visão institucional	41
4.2 Sistema físico.....	46
4.3 Síntese da regulamentação envolvendo REDs	48
4.4 Mecanismos de remuneração	52
4.5 Destaques de <i>inovações</i> envolvendo REDs	59
4.6 Dinâmica de despacho dos REDs	60
5 Texas (ERCOT)	62
5.1 Visão institucional	62
5.2 Sistema físico.....	66
5.3 Síntese da regulamentação envolvendo REDs	67
5.4 Mecanismos de remuneração	74

5.5 Destaques de inovações envolvendo REDs	77
5.6 Dinâmica de despacho dos REDs	77
6 Espanha	79
6.1 Visão institucional	79
6.2 Sistema físico.....	83
6.3 Síntese da regulamentação envolvendo REDs	84
6.4 Mecanismos de remuneração	90
6.5 Destaques de inovações envolvendo REDs	97
6.6 Dinâmica de despacho dos REDs	98
7 Reino Unido.....	99
7.1 Visão institucional	99
7.2 Sistema físico.....	104
7.3 Síntese da regulamentação envolvendo REDs	104
7.4 Mecanismos de remuneração	111
7.5 Destaques de inovações envolvendo REDs e DSO.....	115
7.6 Dinâmica de despacho.....	120
8 Suécia.....	121
8.1 Visão institucional	121
8.2 Sistema físico.....	125
8.3 Síntese da regulamentação envolvendo REDs	127
8.4 Mecanismos de remuneração	130
8.5 Destaques de inovações envolvendo REDs	133
8.6 Dinâmica de despacho dos REDs	136
9 Conclusão	137
Referências	139
10 Anexo I - Entrevistas	148
10.1 Iberdrola - 18/jul/2024	148

10.2	Adelat - 19/jul/2024.....	149
10.3	EU DSO Entity - 26/jul/2024	150
10.4	AEMO - 31/jul/2024.....	153
10.5	CAISO – 02/ago/2024.....	154

GLOSSÁRIO

AB	Assembly Bill
ACC	Avoided Cost Calculator
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
aFRR	Automatic Frequency Restoration Reserve
aFRR	ativação automática para recuperação da frequência
BCR	Bid Cost Recovery
BRP	Balance Responsible Party
BSP	Balancing Service Provider
BTM	Behind the Meter
CAISO	California Independent System Operator
CCA	Community Choice Aggregator
CEC	California Energy Commission
CECRE	Centro de Control de Energías Renovables
CNMC	Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
COCEL	Centro de Control Eléctrico
CPUC	California Public Utilities Commission
CRR	Congestion Revenue Right
CSI	California Solar Initiative
CUPS	Código Universal del Punto de Suministro
DERP	Distributed Energy Resource Provider
DOE	Department of Energy
DRAM	Demand Response Auction Mechanism
DSO	Distribution System Operator
Ei	Energy Markets Inspectorate
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators
EPIC	Electric Program Investment Charge
FCR	Frequency Containment Reserve

FERC	Comissão Federal Reguladora de Energia
FFR	Fast Frequency Reserve
GD	Geração Distribuída
GEE	Gases de Efeito Estufa
GNL	Gás Natural
GRD	Gestores de la Red de Distribución
IOU	Investor-Owned Utility
kW	Quilowatt
LSE	Electric Load-Serving Entity
mFRR	Manual Frequency Restoration Reserve
mFRR	reserva de ativação manual
MIBEL	Mercado Ibérico de Electricidade
MINTUR	Ministerio de Industria, Energía y Turismo
MITECO	Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico
MW	Megawatt
NBC	Non-bypassable Charge
NBT	Net Billing Tariff
NEM	Net Energy Metering
O&M	Operação e Manutenção
OMIE	Operador del Mercado Ibérico de Energía
OMIP	Operador del Mercado Ibérico – Polo Português
PDVP	programas diários provisórios viáveis
PG&E	Pacific Gas and Electric Company
Pmh	preço médio horário
PTO	Participating Transmission Owner
PVPC	Preço Voluntário para o Pequeno Consumidor
RAIPRE	Registro Administrativo de Instalações de Produção de Energia Elétrica
RD	Resposta da Demanda

RED	Recursos Energéticos Distribuídos
REE	Red Eléctrica de España
ReMAT	Renewable Market Adjusting Tariff
RPS	Renewable Portfolio Standard
RR	reserva de reposição
RRTT	Mercado de Restricciones Técnicas
SB	Senate Bill
SC	Scheduling Coordinator
SCE	Southern California Edison
SDAC	Mercado do Dia Seguinte
SDG&E	San Diego Gas and Electric
SEK	Coroa Sueca
SIDC	Mercado Intradiário Contínuo
SPIN	Smart Power Integrated Node
SRAD	Serviço de Resposta Ativa da Demanda
SvK	Svenska kraftnat
ToU	Time of Use
TSO	Operador do Sistema de Transmissão
UDC	Utility Distribution Company
UE	União Europeia
UNEF	União Fotovoltaica Espanhola
UP	unidades de programação
UPS	Sistema de Fonte de Alimentação Ininterrupta
V2G	Vehicle-to-grid
VE	Veículos Elétricos
VPP	Virtual Power Plant
ZEV	Zero-emission Vehicle

1 INTRODUÇÃO

1.1 Motivação

Há uma transformação em curso do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), e dos setores elétricos de diversos países devido a tendência mundial da transição energética atuando nos “3D’s”: Descarbonização, Descentralização e Digitalização. Nesse sentido, as fontes de geração renovável e os chamados Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) conectados à rede de distribuição vêm ganhando uma importância cada vez maior – incluindo desde tecnologias convencionais de geração, como solares *roof-top* no nível de distribuição até centrais geradoras renováveis de pequeno porte, como a Micro e Mini Geração Distribuída (MMGD), *Virtual Power Plants*, Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE) distribuídos, e Veículos Elétricos (VEs).

O crescimento dos REDs no sistema exige uma modificação no papel das distribuidoras para que elas possuam uma postura mais ativa em relação aos sistemas interligados, dessa maneira, torna-se fundamental uma melhor integração entre as fronteiras do “atacado” e “varejo” nos sistemas de potência para tornar os REDs recursos “visíveis” para o operador do sistema de transmissão (*Transmission System Operator* – TSO), potencializando ou induzindo maiores contribuições desses recursos para a flexibilidade do sistema e permitindo, assim, uma integração adequada e eficiente.

Os operadores dos sistemas de distribuição (*Distribution System Operators* – DSOs) têm um papel central nessa dinâmica, sendo a interface TSO-DSO um elemento chave – como destacado, por exemplo, no trabalho seminal do *Massachusetts Institute of Technology* (MIT) sobre a distribuidora do futuro¹, realizado em 2016, e cujas conclusões foram reforçadas em relatório mais recente da IRENA², e na *Order No. 2222* da *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) nos EUA³.

É importante ressaltar que, ao longo do presente trabalho, por vezes as siglas TSO e DSO serão utilizadas para referenciar a *atividade* de operação do sistema de transmissão e distribuição respectivamente, e por vezes à *entidade* responsável por realizar esta atividade – explicitando a distinção sempre que houver ambiguidade. Nota-se que o arranjo institucional de diferentes países pode construir a “fronteira” entre as atividades de TSO e DSO de diferentes formas – atualmente no Brasil, por exemplo, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é a entidade responsável pela atividade de TSO, enquanto as

¹ MIT *Utility of the Future*, 2016, disponível em <https://energy.mit.edu/research/utility-future-study/>

² IRENA (2020), *Innovation landscape brief: Co-operation between transmission and distribution system operators*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi

³ A FERC *Order No. 2222* foi aprovada em 2020 com o objetivo de apoiar o desenvolvimento das redes elétricas do futuro e promover competição nos mercados de eletricidade por meio da remoção de barreiras à participação de REDs, de forma agregada, nos mercados organizados de capacidade, energia e serviços ancilares sob responsabilidade dos operadores regionais de rede.

distribuidoras implicitamente assumem atribuições de DSO adicionalmente às suas outras funções (propriedade e gestão das redes de distribuição e atividade de comercialização regulada).

1.2 Objetivos do projeto

No contexto apresentado acima, o objetivo central do presente projeto, de iniciativa do ONS e execução pelo consórcio formado pelas empresas PSR e Daimon, é a análise da integração das atividades de operação, do sistema de transmissão (TSO) e do sistema de distribuição (DSO). O projeto busca analisar e indicar os desafios e avanços necessários para o aperfeiçoamento da coordenação, integração e relacionamento entre os todos os níveis de Operadores de Rede.

Essa integração tem como principal objetivo aproveitar eventuais sinergias ao longo da operação do sistema como um todo, permitindo extrair ao máximo o benefício dos REDs. Tais benefícios incluem o oferecimento de flexibilidade operativa (inclusive reserva ou outros serviços ancilares), contribuindo para a segurança, eficiência e menor custo da operação.

À luz das melhores práticas internacionais e após uma contextualização e análise da situação vigente no Sistema Elétrico Brasileiro (SEB), o projeto deverá entregar propostas regulatórias e tecnológicas, incluindo aspectos digitais de base e de comunicação de dados, de modo a subsidiar a regulação que permita a viabilização da integração eficiente entre DSO-TSO.

Espera-se que as recomendações propostas contribuam com o processo de modernização do SEB, as quais demandarão avaliação das instituições regulatórias e da sociedade e deverão preparar estruturalmente o ONS para enfrentar com eficiência e segurança os desafios da alta penetração dos REDs, de forma integrada com os demais agentes do sistema.

1.3 Estrutura deste relatório

Este Subproduto I.A apresenta a avaliação da experiência internacional e tem por objetivo identificar lições aprendidas em sistemas elétricos mais consolidados em termos de penetração de REDs e integração de *Transmission System Operators Independent*, *System Operators Regional* e *Transmission Organizatios* (TSOs/ISOs/RTOs respectivamente) com as distribuidoras (DSOs) – tanto em termos regulatórios quanto em termos técnicos.

O relatório é organizado de forma que cada capítulo aborda um dos sistemas analisados. Dentro de cada sistema apresenta-se uma visão institucional, o sistema físico, uma síntese da regulamentação envolvendo REDs, os mecanismos de remuneração e destaques de inovações envolvendo REDs, utilizados nesse sistema. Os capítulos estão organizados da seguinte forma:

- O capítulo 1 apresenta uma introdução do estudo;
- O capítulo 2 apresenta o resumo executivo;
- O capítulo 3 apresenta o sistema NEM da Austrália;

- O capítulo 4 apresenta o sistema CAISO da Califórnia, nos Estados Unidos da América;
- O capítulo 5 apresenta o sistema ERCOT do Texas, nos Estados Unidos da América;
- O capítulo 6 apresenta o sistema da Espanha;
- O capítulo 7 apresenta o sistema do Reino Unido;
- O capítulo 8 apresenta o sistema da Suécia;
- O capítulo 9 apresenta as principais conclusões do projeto;
- O capítulo 0 lista as referências utilizadas ao longo do relatório.

Vale destacar que, como parte do presente relatório, foram realizadas uma série de entrevistas com agentes dos diferentes sistemas analisados. O conteúdo destas entrevistas foi incorporado ao longo dos capítulos, mas também é apresentado de forma sintética e estruturada no Anexo (capítulo 10).

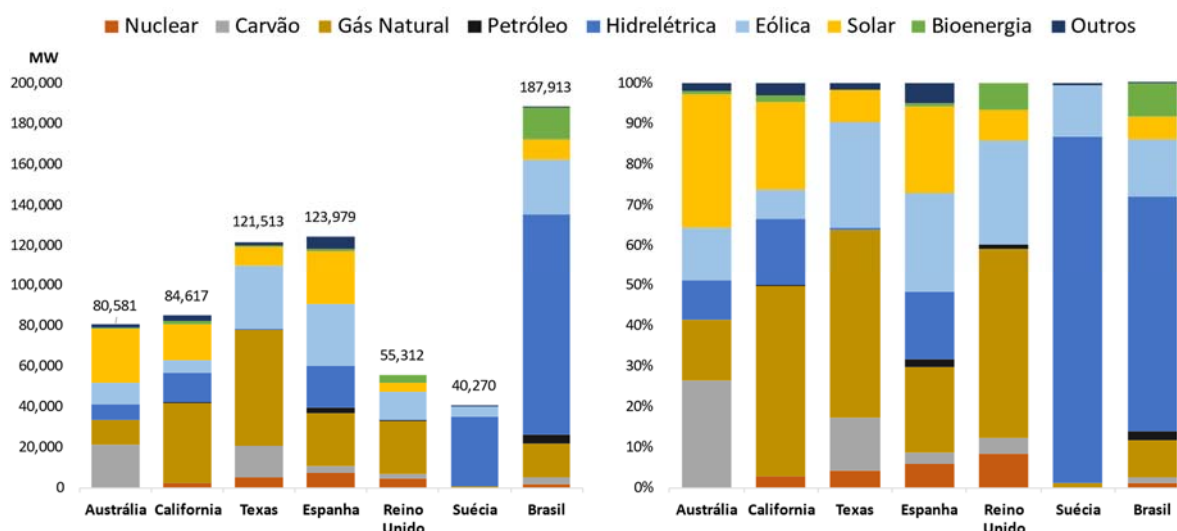
2 RESUMO EXECUTIVO

Buscando compreender as relações entre *Transmission System Operators* (TSO) e *Distribution System Operators* (DSO) em diferentes países, a PSR e a Daimon conduziram uma série de pesquisas internacionais. Essas pesquisas permitiram identificar lições e tendências gerais de mercado e de contextos regulatórios que podem servir como referência para o sistema brasileiro. Os sistemas analisados foram: Austrália, Califórnia, Texas, Espanha, Reino Unido e Suécia.

2.1 Sistema físico

Os sistemas analisados apresentam diferentes composições de matriz energética e níveis de participação de energias renováveis, conforme ilustrado na Figura 1.

Figura 1: Matriz energética dos países estudados e do Brasil.



O Brasil, com suas dimensões continentais, destaca-se como o sistema com maior capacidade instalada entre os analisados, com aproximadamente 188 GW. Os sistemas da Espanha e do Texas também possuem grande magnitude, embora significativamente menores que o sistema brasileiro, com cerca de 120 GW. Em seguida estão os sistemas da Califórnia e da Austrália, que apresentam dimensões medianas em comparação ao grupo, com capacidade instalada em torno de 80 GW. Por fim, figuram os sistemas do Reino Unido e da Suécia, com capacidades menores, em torno de 40 GW e 50 GW.

Em termos tecnológicos, o sistema brasileiro exibe uma composição energética com elevada participação de fontes renováveis, em especial da energia hidrelétrica. O sistema sueco também se distingue por ser quase totalmente renovável, composto majoritariamente por recursos hídricos e eólicos. A Espanha apresenta um alto percentual de fontes renováveis, com predominância de fontes não convencionais, como solar e eólica. A Austrália segue uma tendência semelhante, mas com maior participação térmica, principalmente de usinas a carvão e a gás natural. Da mesma forma, Califórnia,

Texas e Reino Unido também possuem forte presença de tecnologias renováveis, mas se destacam pela predominância de usinas térmicas a gás natural.

No que diz respeito aos recursos energéticos distribuídos, a Austrália e o Brasil se destacam como os sistemas com maior desenvolvimento em termos absolutos, com cerca de 35 GW e 27 GW de capacidade instalada de recursos solares distribuídos, respectivamente. Em seguida, Reino Unido e Espanha apresentam aproximadamente 7 GW cada, enquanto Suécia e Texas apresentam apenas 2 GW. Esses dados são apresentados na Tabela 1, que resume a capacidade instalada de geração solar distribuída em cada sistema.

Tabela 1: Capacidade instalada de geração distribuída em GW solar nos sistemas analisados⁴.

Ano	Austrália	Reino Unido	Espanha	Suécia	Califórnia	Texas	Brasil
2015	4.9	4.3	0.0	0.1	3.2	0.2	0.0
2020	20.7	5.5	1.4	1.0	8.9	1.0	5.2
2022	30.4	6.3	5.2	2.2	12.5	2.1	18.0
2023	34.7	7.1	7.1	-	14.8	-	27.3

É importante destacar que a tecnologia solar é a mais representativa entre os recursos energéticos distribuídos em grande parte do mundo, e isso vale para os sistemas analisados. Por essa razão, as informações sobre a capacidade de geração distribuída solar são as mais amplamente divulgadas e apresentam maior consistência de dados. Por exemplo, a menor participação da tecnologia solar no total de recursos distribuídos em 2023 dentre os sistemas analisados foi de 83% no Reino Unido⁵. Portanto, é razoável restringir a análise de dimensão física de recursos distribuídos à tecnologia solar.

Para avaliar o impacto desses valores em cada sistema, a capacidade instalada de geração solar distribuída foi comparada à demanda média anual, conforme apresentado na Tabela 2. Cabe destacar que, enquanto Brasil e Texas continuam a apresentar tendência de crescimento da demanda elétrica, os demais sistemas mostram uma demanda estável ou até mesmo uma ligeira redução na demanda ao longo da última década.

Tabela 2: Demanda média em GW médio nos sistemas analisados.

Ano	Austrália	Reino Unido	Espanha	Suécia	Califórnia	Texas	Brasil
2015	22.6	29.2	30.5	14.9	26.4	44.8	53.2
2020	22.4	29.1	27.3	14.7	24.1	48.7	54.4

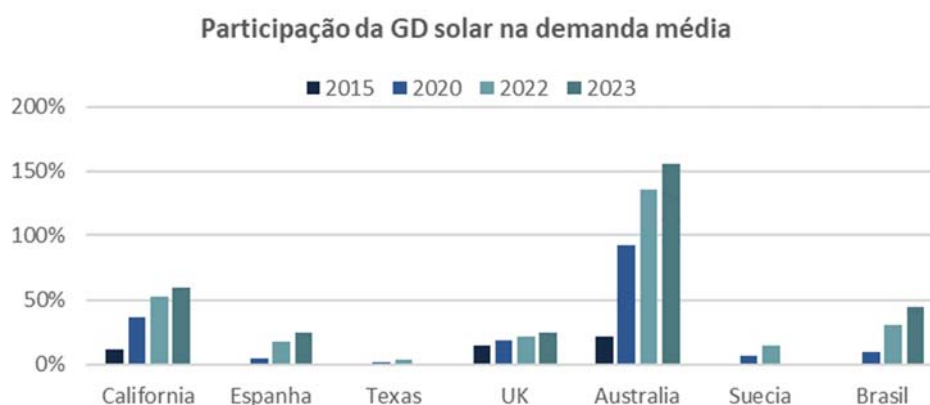
⁴ Não foram encontrados dados para o ano de 2023 para os sistemas da Espanha e do Texas.

⁵ Não foi possível encontrar a capacidade instalada total de recursos distribuídos (incluindo todas as tecnologias) para todos os sistemas analisados.

Ano	Austrália	Reino Unido	Espanha	Suécia	Califórnia	Texas	Brasil
2022	22.4	28.5	29.9	14.7	24.1	54.3	58.2
2023	22.3	28.5	28.9	14.5	25.0	-	60.7

Dividindo a capacidade instalada de recursos solares distribuídos pela demanda média de cada sistema, obtém-se um primeiro indicador, ilustrado na Figura 2. É importante destacar que esse indicador não é limitado em 100%, uma vez que a capacidade instalada tende a ser significativamente superior à geração média de uma usina, especialmente no caso da tecnologia solar. Entretanto, um percentual próximo ou superior a 100% indica a possibilidade de que os recursos distribuídos sejam suficientes para atender à totalidade da demanda do sistema em determinados momentos.

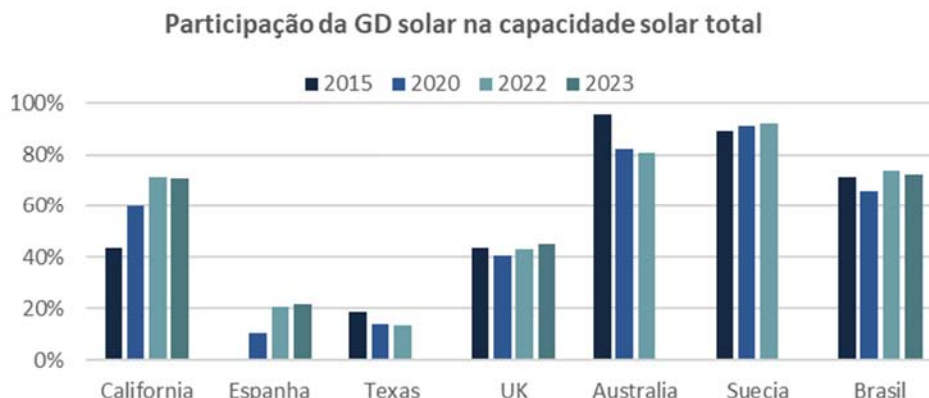
Figura 2: Capacidade instalada de GD solar dividida pela demanda média dos sistemas analisados.



A Austrália destaca-se como o sistema com maior participação relativa de recursos distribuídos e com um crescimento expressivo desse percentual na última década. A Califórnia ocupa a segunda posição, com uma participação relativa de cerca de 60% em 2023. O Brasil, apesar da sua grande capacidade instalada de geração distribuída, ocupa o terceiro lugar em termos relativos, com aproximadamente 45% de participação em 2023. Observa-se, no entanto, um crescimento expressivo dessa participação no Brasil na última década, mesmo com o aumento da demanda elétrica; evidenciando a rápida expansão dos recursos distribuídos. Espanha e Reino Unido, por sua vez, apresentam uma participação intermediária de 25%, enquanto Suécia e Texas têm uma participação mais modesta.

Uma segunda comparação relevante é a participação dos recursos distribuídos na capacidade instalada solar total de cada sistema, que engloba empreendimentos de pequena, média e grande escala. A Figura 3 apresenta a evolução desse indicador nos sistemas analisados.

Figura 3: Capacidade instalada de GD solar dividida pela demanda média dos sistemas analisados.



Na maioria dos sistemas analisados, os recursos distribuídos correspondem à maior parte da capacidade instalada de tecnologia solar. Na Califórnia, Austrália, Suécia e Brasil, esse percentual ultrapassa 70%, com a Suécia apresentando uma participação superior a 90%. No Reino Unido, a participação é de cerca de 45%, enquanto no Texas e na Espanha, o percentual é menor. Ao longo da última década, a maioria dos sistemas manteve esse percentual relativamente estável, exceto na Califórnia e na Espanha, onde foi observada uma tendência de crescimento mais acentuado dos recursos distribuídos.

2.2 Caracterização dos mercados

Ao longo do presente relatório é apresentada a caracterização dos mecanismos de remuneração presentes em cada sistema, com detalhamento dos incentivos e sua importância para o desenvolvimento dos REDs em cada mercado analisado. São apresentados os principais destaques e inovações de cada sistema, com foco nos elementos específicos. Muitos desses programas, estudos ou projetos piloto ainda estão em processo de implementação, pois as questões de comunicação entre TSO e DSO são um assunto relativamente novo e ainda não totalmente consolidado.

Um aspecto interessante observado em todos os países é a possibilidade de entrada no mercado através de produtos específicos para REDs. Embora existam diferentes mecanismos e particularidades, podem ser destacados: mecanismos centralizados baseados em preço, mecanismos baseados em preço para varejistas, mercado *spot* para energia e serviços ancilares, e programas de leilão de longo prazo.

Os mecanismos centralizados baseados em preço são os produtos clássicos dos mercados tradicionais, como por exemplo: *Feed-in Tariffs*, *Net Metering* e *Net Billing*. Observa-se, todavia, uma tendência de substituição de tais dispositivos por alternativas mais dinâmicas e modernas. Entende-se que é necessário reduzir os incentivos para os REDs, uma vez que eles já são competitivos e possuem mercados estabelecidos. Ainda assim, a criação de novas tarifas pode se mostrar uma estratégia interessante. Entre os exemplos observados estão as *Feed-in Tariffs* no Reino Unido, o *Net Billing* na Califórnia, o Preço

Voluntário para Pequenos Consumidores (PVPC) atrelado ao mercado *spot* na Espanha, e alguns incentivos estaduais e pontuais na Austrália.

Uma alternativa às tarifas é um mecanismo baseado em preço dos varejistas. Nesse caso, os varejistas assumem o risco de mercado, comprando excedentes de REDs a uma tarifa fixa e liquidando-os ao preço *spot* como parte de seu negócio. No Reino Unido, por exemplo, os varejistas são obrigados a oferecer termos de compra, mas possuem liberdade para definir as tarifas ofertadas. Vale mencionar que mesmo os sistemas que mantêm mecanismos baseados em preço apresentam condições menos generosas e os sinais de preço tendem a ser variáveis no tempo, como é o caso da Espanha e do Estado da Califórnia.

Em todos os casos, observa-se um esforço para integrar os REDs ao mercado *spot*, seja por meio de um sinal de preço clássico, seja permitindo uma participação “por oferta”. Neste último caso, o operador não possui a informação fidedigna dos REDs, mas pode incentivar ações voluntárias dos proprietários. Essa estrutura dialoga com o proposto para a Fase 2 deste trabalho, como ilustrado na Figura 4.



Um ponto sensível do mercado *spot* é a baixa visibilidade dos REDs em relação à remuneração dos serviços prestados, como por exemplo para a prestação de serviços de flexibilidade. No Brasil existem diversos sistemas de leilão disseminados, o que não se observa com frequência nos países estudados. Os leilões são capazes de garantir compromissos de mais longo prazo com o mercado e com o sistema eletroenergético.

Nota-se ainda que há diferenças significativas entre os países no que diz respeito a como definem os seus “produtos confiabilidade” (de longo prazo) e “produtos flexibilidade” (de curto prazo), o que pode afetar o desenho de mercado *spot*. Dos países analisados neste relatório, apenas o Reino Unido apresenta um produto confiabilidade definido, alocado em um mecanismo de leilão. Os mecanismos de leilão se mostraram relativamente raros nesta pesquisa internacional, destacando-se apenas, além do caso do Reino Unido, os leilões de resposta à demanda com produto de disponibilidade em horas críticas na Califórnia.

Outro destaque importante é a coordenação e harmonização entre as entidades responsáveis. Em particular, na Espanha, Suécia e Austrália existe um grande desafio relacionado à autonomia dessas entidades em face da necessidade de harmonização regulatória. Os TSOs da Espanha e da Suécia têm autonomia nacional, mas devem atender às normas da União Europeia. Na Austrália, os estados

possuem sua autonomia, mas estão submetidos às normas nacionais. Embora muitos estudos explorem como deve ser feita a comunicação e atuação de todas as entidades frente a uma regulação única, ainda não houve uma implementação efetiva. Já nos estados norte americanos e no Reino Unido, não se observa uma grande preocupação com esse ponto.

No Brasil, já existe um diálogo com as distribuidoras, mas sua natureza é particular, pois todas estão sujeitas às normas do regulador nacional, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A autonomia das distribuidoras para atuação como DSOs ainda é muito incipiente, mas o fato de estarem sob a mesma regulamentação implica em um desafio a menos a ser superado quando comparado aos outros sistemas.

Um último ponto de atenção a ser abordado é o alto desenvolvimento dos mercados para a inserção de REDs, tanto no mercado *spot*, quanto nos mercados de flexibilidade/reserva. Embora o enfoque maior seja em requisitos de resposta à demanda e aos serviços de armazenamento, os REDs já possuem a possibilidade de atuação direta ou indireta (através de agregadores) em todos os sistemas analisados. Um resumo do acesso aos mercados é apresentado na Tabela 3 a seguir.

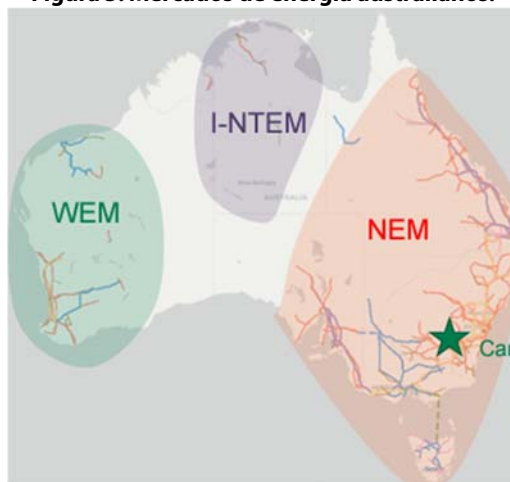
Tabela 3: Resumo de atuação nos diferentes mercados.

Sistema:	Austrália	Reino Unido	Espanha	Suécia	Califórnia	Texas
Acesso “mínimo” ao Mercado Spot?	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Despachável no Mercado Spot?	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Existe a figura de agregador de REDs?	Piloto	Sim	-	Piloto	Sim	Piloto
Provê serviços de flexibilidade?	Piloto	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Provê outros serviços ancilares?	-	Piloto	Piloto	Piloto	-	-

3 AUSTRÁLIA (NEM)

A Austrália, com sua vasta extensão territorial e diversificado cenário de recursos energéticos, possui uma estrutura de mercados de eletricidade altamente complexa e eficiente. O sistema elétrico australiano é dividido em três principais mercados: WEM, I-NTEM e NEM. Cada um desses mercados é adaptado às especificidades regionais, operando sob regulamentações distintas e contribuindo para a segurança energética, eficiência e sustentabilidade do fornecimento de eletricidade no país.

Figura 5: Mercados de energia australianos.



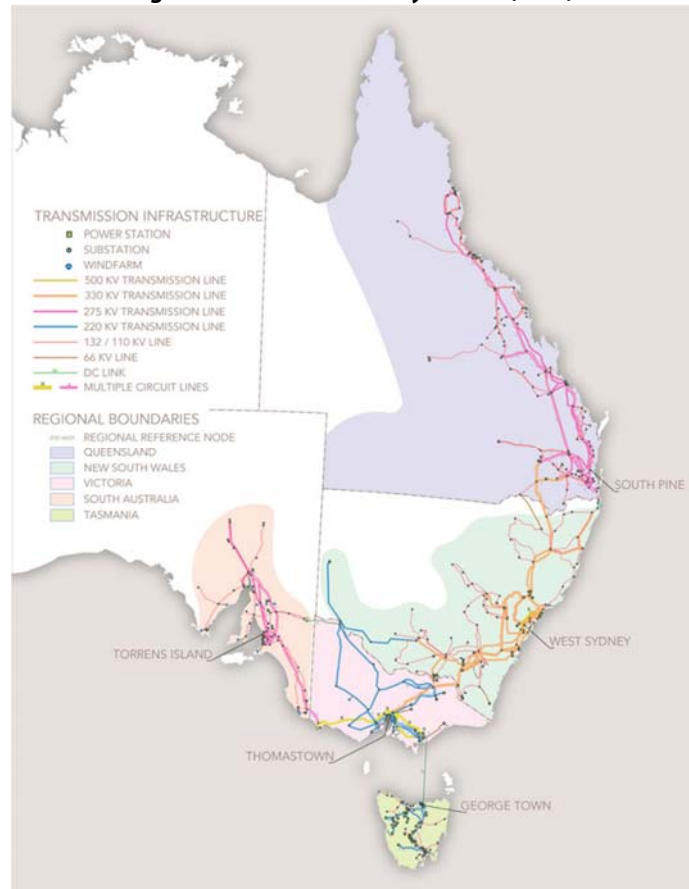
O *National Electricity Market* (NEM) é o maior e mais abrangente mercado de eletricidade da Austrália, cobrindo aproximadamente 5.000 km ao longo da costa leste e sudeste do país. O NEM interliga os estados de Queensland, New South Wales (incluindo o *Australian Capital Territory*), Victoria, South Australia e Tasmania, atendendo a mais de 10 milhões de consumidores finais. O NEM é operado pelo *Australian Energy Market Operator* (AEMO) e tem se destacado pela crescente integração de fontes de energia renovável, como solar e eólica.

O *Wholesale Electricity Market* (WEM) atua na região da Austrália Ocidental, especificamente o *South West Interconnected System* (SWIS), que inclui Perth e áreas adjacentes. Também operado pelo AEMO, o WEM foi projetado para promover concorrência no setor de geração, assegurando a eficiência e a transparência na formação de preços.

O *Interim Northern Territory Electricity Market* (I-NTEM) é um mercado emergente que cobre principalmente o *Darwin-Katherine Interconnected System* (DKIS) no território norte. Implementado como uma medida temporária, o I-NTEM visa melhorar a eficiência operacional e promover a concorrência entre os fornecedores de energia na região, enquanto se desenvolve um mercado mais robusto. A estrutura do I-NTEM facilita a gestão da rede em uma área caracterizada por desafios geográficos e climáticos únicos devido à grande extensão de desertos.

A análise deste relatório será focada no *National Electricity Market* (NEM), responsável por aproximadamente 80% do consumo de eletricidade do país.

Figura 6: National Electricity Market (NEM).



3.1 Visão institucional

A governança do NEM é baseada em uma estrutura regulatória robusta que visa promover a concorrência, a eficiência e a segurança do fornecimento de energia. As principais normas e regulamentações são definidas na *National Electricity Law* (NEL) e na *National Electricity Rules* (NER), que estabelecem os direitos e obrigações dos participantes do mercado.

3.1.1 Instituições do setor

A estrutura institucional do NEM é composta por 4 entidades principais: o Departamento de Mudança Climática, Energia, Meio Ambiente e Água (DCCEEW), a Comissão Australiana de Mercado de Energia (AEMC), o Operador do Mercado de Energia da Austrália (AEMO) e o Regulador de Energia da Austrália (AER). A figura a seguir resume a estrutura institucional do setor elétrico australiano.

Figura 7: Caracterização institucional do setor elétrico da Austrália.



Departamento de Mudança Climática, Energia, Meio Ambiente e Água (DCCEEW)

O DCCEEW (*Department of Climate Change, Energy, the Environment and Water*) é uma agência governamental australiana responsável por desenvolver políticas e implementar iniciativas nas áreas de mudanças climáticas, energia, meio ambiente e recursos hídricos. Suas iniciativas buscam integrar o crescimento econômico à sustentabilidade ambiental, fortalecendo a transição energética e contribuindo para a mitigação das mudanças climáticas globais. O departamento é fundamental para alinhar as prioridades nacionais aos compromissos internacionais, como o Acordo de Paris. Entre suas principais funções estão a redução de emissões de gases de efeito estufa, o incentivo à transição para fontes de energia renovável, a segurança energética, a proteção da biodiversidade e o gerenciamento sustentável dos recursos hídricos, enfrentando desafios ambientais como secas severas e incêndios florestais. Além disso, o DCCEEW atua na proteção de ecossistemas naturais, incluindo a Grande Barreira de Coral, e na garantia da resiliência ambiental e climática do país.

Comissão Australiana de Mercado de Energia (AEMC)

A AEMC (*Australian Energy Market Commission*) é uma instituição independente de atuação nacional, que colabora com órgãos estaduais e territoriais, além de outros agentes do setor energético, como o regulador (AER) e o operador do mercado (AEMO). Embora não faça parte do governo federal, a AEMC desempenha um papel central no desenvolvimento e revisão das regras que regem o mercado nacional de eletricidade, o mercado de gás natural e os mercados varejistas relacionados. A comissão também assessora o Conselho Ministerial de Energia e Mudança Climática em questões estratégicas e operacionais relacionadas a energia. Além disso, monitora e reporta regularmente aspectos como o nível de competição nos mercados de varejo de energia, tendências de preços e desempenho do mercado. A comissão é responsável ainda por analisar o impacto de políticas relevantes, como as relativas a redução de emissões, e oferecer recomendações para promover resultados políticos integrados e consistentes.

Regulador de Energia da Austrália (AER)

O AER (*Australian Energy Regulator*) é a autoridade regulatória encarregada de monitorar e fazer cumprir as regras do mercado de eletricidade, garantindo que os participantes do mercado operem de maneira justa e eficiente. O AER também é responsável pela proteção dos consumidores e por aprovar tarifas de transmissão e distribuição.

Operador do Mercado de Energia da Austrália (AEMO)

A AEMO (*Australian Energy Market Operator*) é a entidade responsável pela operação do NEM, incluindo a gestão do mercado *spot*, o balanceamento da oferta e demanda, e a coordenação do despacho de energia. A AEMO também desempenha um papel crucial no planejamento a longo prazo e na integração de energias renováveis, assegurando a estabilidade e a segurança do sistema.

3.1.2 Responsabilidades por atividades de rede

O modelo australiano envolve múltiplos agentes de transmissão e de distribuição em diferentes concessões regionais, dando autonomia a eles nas suas respectivas regiões. O AEMO é o operador do mercado, mas também possui responsabilidades vinculadas à coordenação física dos fluxos de energia envolvendo os operadores de sistema de transmissão (TNSPs) e os operadores de sistema de distribuição (DNSPs) regionais. As distribuidoras responsáveis pela atividade de fio são também responsáveis pela operação do sistema de distribuição, mas a atividade de comercialização regulada varejista é separada.

Tabela 4: Matriz resumo de responsabilidades por atividade de rede na Austrália.

Entidades	Transmissão (TNSP)	Distribuição (DNSP)	Operador (AEMO)
Funções	Monopólio regional	Monopólio regional	Monopólio
Propriedade rede T	X		
Decisão expansão rede T			X
Decisão despacho geração conectada na T			X
Execução manobras T	X		
Programação da operação T			X
Medição T	X		
Operação do mercado de atacado T			X
Propriedade rede D		X	
Decisão expansão rede D		X	
Decisão despacho D		X	

Entidades	Transmissão (TNSP)	Distribuição (DNSP)	Operador (AEMO)
Execução manobras D		X	
Medição D		X	

Operadores de Sistema de Transmissão (TNSPs)

Os TNSPs (*Transmission Network Service Providers*) desempenham papel crucial na operação e manutenção da infraestrutura elétrica de alta tensão. Suas responsabilidades incluem o planejamento e desenvolvimento da rede de transmissão, abrangendo a construção de novas linhas e subestações, além da atualização da infraestrutura existente. Devem garantir que exista capacidade de transmissão suficiente para acomodar a geração injetada, considerando a variabilidade e incerteza de fontes intermitentes. Cabe ao planejamento otimizar recursos, prevenir sobrecargas e garantir a segurança do sistema, evitando apagões, e mantendo a operação eficiente e estável.

Além do planejamento, a operação da rede de transmissão também é responsabilidade dos TNSPs. Eles monitoram e controlam o fluxo de eletricidade através das linhas de alta tensão, garantindo que a energia seja entregue de forma eficiente e segura dos pontos de geração aos operadores de distribuição. A operação deve ser realizada de maneira a manter a integridade da rede, operando dentro dos limites de segurança e respondendo rapidamente a qualquer falha ou interrupção.

Os TNSPs também colaboram com o operador (AEMO) para assegurar um despacho eficiente e lidar com emergência ou perturbações no sistema. Isso inclui o fornecimento de dados em tempo real sobre o estado da rede de transmissão, auxiliando o AEMO na tomada de decisões informadas para manter a estabilidade e a eficiência do sistema elétrico.

A natureza dos TNSPs na Austrália varia entre entidades privadas e estatais. A TransGrid em New South Wales e a Powerlink em Queensland são estatais, enquanto a AusNet Services em Victoria é uma empresa privada. Essa diversidade na propriedade dos TNSPs reflete a estrutura descentralizada do NEM e a variedade de modelos de gestão de infraestrutura de transmissão que coexistem no mercado australiano. Os principais TNSPs no NEM são:

- TransGrid: opera a rede de transmissão em New South Wales e no Australian Capital Territory.
- Powerlink: gerencia a rede de transmissão em Queensland.
- AusNet Services: gerencia a rede de transmissão em Victoria.
- ElectraNet: opera a rede de transmissão no sul da Austrália, desempenhando um papel crucial na interligação da rede local com outras regiões, facilitando o mercado interestadual de energia.
- TasNetworks: gerencia a transmissão na Tasmânia, sendo essencial para a exportação de energia hidrelétrica para o continente.

Operadores de Sistema de Distribuição (DNSPs)

Os DNSPs (*Distribution Network Service Providers*) são responsáveis pela operação, manutenção e qualidade das redes de distribuição de energia elétrica. Eles garantem que o fornecimento de energia aos consumidores atenda aos padrões de tensão e frequência, monitorando constantemente a qualidade da energia distribuída. Para tal, implementam corretivas, assegurando a proteção de equipamentos e a satisfação dos consumidores. Além disso, os DNSPs gerenciam a conexão de novos consumidores e produtores de energia à rede de distribuição, garantindo que a infraestrutura existente suporte a adição de novas cargas. Esse papel é particularmente importante com o crescimento da geração distribuída e das tecnologias de geração renovável intermitente.

Os DNSPs colaboram com outras entidades do mercado, como os operadores de sistema de transmissão (TNSPs) e o operador de mercado (AEMO) para assegurar uma transferência de energia eficiente entre os sistemas de transmissão e distribuição. Essa coordenação inclui a troca de informações operacionais (como o estado de equipamentos, cronogramas de manutenção, dados sobre geração distribuída, tensão, previsão de demanda, entre outros) e de planejamento, visando melhorar a resposta a eventos e mapear melhorias na rede. Em algumas distribuidoras (mas não todas), o intercâmbio de informações já é possível próximo do tempo real.

Os DNSPs podem ser empresas privadas ou estatais, refletindo a estrutura multifacetada do NEM. Por exemplo, a Ausgrid em New South Wales é privada, enquanto a Essential Energy, no mesmo estado, é estatal. Esta variedade de propriedade permite diferentes abordagens na gestão e operação das redes de distribuição. As principais DNSPs no NEM incluem:

- Ausgrid: atende mais de 17% dos consumidores do país e opera na região de Sydney, Hunter Valley e Central Coast em New South Wales.
- Endeavour Energy: atende mais de 26% dos consumidores do país e serve a região oeste de Sydney e as áreas adjacentes.
- Essential Energy: atende aproximadamente 9% dos consumidores do país e cobre uma das maiores áreas geográficas de distribuição na Austrália, incluindo New South Wales e algumas partes do estado de Queensland. A Essential Energy atende áreas rurais e remotas que, por sua distância dos centros urbanos, exigem uma infraestrutura robusta para garantir um fornecimento de energia confiável.
- Energex: atende mais de 15% dos consumidores do país e é responsável pela distribuição de eletricidade no sudeste de Queensland, incluindo Brisbane. Energex opera uma rede altamente urbanizada e densamente populada.
- Ergon Energy: atende aproximadamente 8% dos consumidores do país e cobre áreas regionais e rurais de Queensland, fornecendo serviços de distribuição para uma vasta área geográfica e garantindo o suprimento de comunidades remotas.

- Jemena: atende quase 4% dos consumidores do país e gere a rede de distribuição de eletricidade no norte e oeste de Melbourne, Victoria.
- United Energy: atende aproximadamente 7% dos consumidores do país e opera no sudeste de Melbourne e nas penínsulas de Mornington e Bass Coast.
- CitiPower and Powercor: atendem juntas aproximadamente 12% dos consumidores do país. CitiPower opera na área central de Melbourne, enquanto Powercor cobre as áreas regionais do oeste de Victoria. Ambas as empresas trabalham juntas para manter uma rede de distribuição eficiente e confiável.

Operador do sistema (AEMO)

Criado em 2009, o AEMO (*Australian Energy Market Operator*) desempenha um papel central na garantia do fornecimento seguro, eficiente e confiável de eletricidade e gás natural na Austrália. É responsável pela operação dos sistemas elétricos do NEM (incluindo as cinco regiões interconectadas: Nova Gales do Sul, Queensland, Austrália do Sul, Tasmânia e Victoria) e do WEM (no Sistema de Eletricidade do Sudoeste). Além de operar o sistema elétrico, o AEMO administra os mercados de eletricidade e gás natural, garantindo o cumprimento das regras e regulamentos, e promovendo a concorrência e a eficiência no setor.

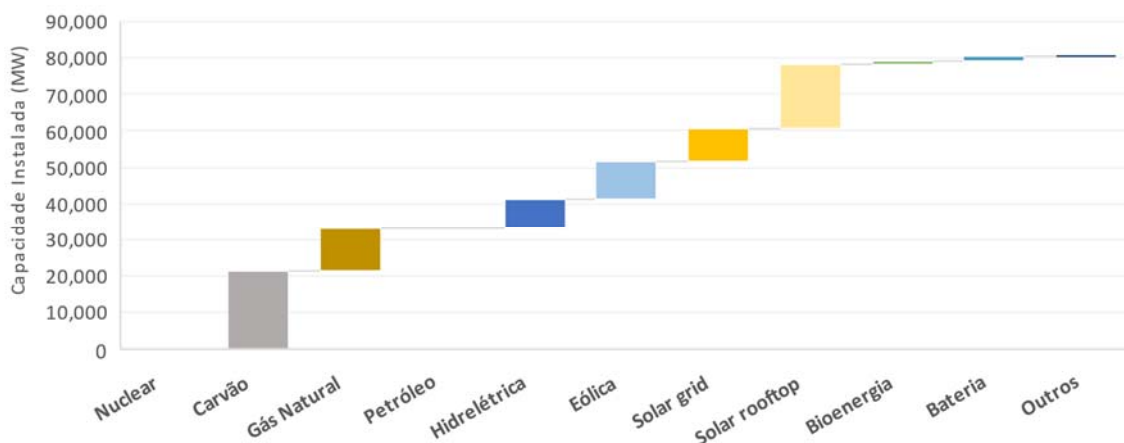
Outro aspecto crucial do seu trabalho é o planejamento e desenvolvimento a longo prazo do setor energético. O AEMO publica estudos e previsões detalhadas sobre a demanda e a oferta de energia, orientando o desenvolvimento da infraestrutura energética. Um dos seus principais produtos é o *Integrated System Plan* (ISP), que traça estratégias para o desenvolvimento de uma infraestrutura energética sustentável e resiliente, alinhada às necessidades futuras do país. A confiabilidade e a segurança do fornecimento de energia são prioridades fundamentais da organização, que monitora continuamente o desempenho do sistema elétrico e implementa medidas preventivas e corretivas para lidar com falhas e emergências. A colaboração com outros operadores de rede, governos e órgãos reguladores é essencial para garantir a resiliência do sistema elétrico.

Dentro do contexto de planejamento, a integração de energias renováveis é uma área de grande importância para o AEMO. A organização trabalha para facilitar a incorporação de fontes renováveis na rede elétrica, desenvolvendo ferramentas e metodologias que ajudam a gerenciar a variabilidade e intermitência dessas fontes renováveis. O AEMO enfrenta vários desafios relacionados a transição para um sistema de baixa emissão de carbono e a integração de novas tecnologias, como armazenamento de energia e redes inteligentes. Ao mesmo tempo, mantém um diálogo constante com uma ampla gama de partes interessadas, incluindo consumidores, instituições governamentais e investidores, para garantir que suas operações e planos atendam às necessidades de todos os participantes do setor.

3.2 Sistema físico

O sistema do mercado elétrico nacional australiano (NEM) é um dos maiores e mais complexos mercados de eletricidade do mundo, abrangendo a costa leste e sudeste do país. Sua matriz energética reflete a diversidade geográfica do país, bem como o impacto das políticas governamentais e investimentos em infraestrutura. Essa matriz diversificada está em constante transformação, com especial destaque para a crescente integração de fontes renováveis.

Figura 8: Capacidade instalada no NEM, na Austrália, em 2023.



- **Carvão:** historicamente, o carvão tem sido a principal fonte de geração de eletricidade na Austrália, representando uma parte significativa da matriz energética. As usinas a carvão são responsáveis por uma grande parcela da geração de base, devido à sua capacidade de fornecer energia contínua e confiável. No entanto, sua participação está em declínio devido às políticas de descarbonização e ao aumento da competitividade das energias renováveis.
- **Gás Natural:** o gás natural é utilizado tanto para geração de base quanto para geração de pico, oferecendo flexibilidade ao sistema elétrico. As usinas a gás podem ser rapidamente ativadas para atender a picos de demanda ou para complementar a geração intermitente de fontes renováveis, proporcionando um equilíbrio crucial para a rede elétrica.
- **Solar:** a Austrália é um dos líderes mundiais em instalações de painéis solares fotovoltaicos, tanto em escala residencial quanto comercial. A maior parte desta capacidade provém de sistemas distribuídos em telhados residenciais e comerciais (“*solar rooftop*”).
- **Eólica:** a energia eólica também vem crescendo rapidamente, com grandes parques eólicos em South Australia, Victoria e New South Wales. A Austrália possui excelentes recursos eólicos, especialmente nas regiões costeiras, contribuindo para a viabilidade e expansão da tecnologia.
- **Hidrelétrica:** a energia hidrelétrica é uma fonte importante, especialmente na Tasmânia, onde a topografia montanhosa e os altos níveis de precipitação são ideais para este tipo de geração. A energia hidrelétrica é uma fonte confiável e flexível, complementando outras fontes renováveis.

- **Outras Fontes:** além das principais fontes de energia, a matriz energética do NEM inclui contribuições menores de biomassa e energia geotérmica. Estas fontes, embora representem uma pequena fração da capacidade instalada total, adicionam diversidade ao mix energético e oferecem oportunidades adicionais para a geração de energia sustentável.

3.2.1 Sistema de transmissão e interconexões

A rede de transmissão do NEM é vasta e de longas distâncias para conectar as áreas de geração de energia, muitas vezes em locais remotos, aos principais centros de consumo. A rede é composta por linhas de alta tensão que operam em diferentes níveis de tensão, incluindo 500 kV, 330 kV e 275 kV, dependendo da região. A infraestrutura é operada por várias empresas estatais e privadas (TNSPs).

A rede de transmissão do NEM é altamente interconectada, permitindo a troca de energia entre diferentes estados e regiões. As principais interconexões incluem:

- Basslink: interconexão submarina que liga a Tasmânia ao continente, permitindo a exportação de energia hidrelétrica e a importação de energia quando necessário.
- Interconexão NSW-QLD (QNI): conecta New South Wales a Queensland, permitindo o fluxo bidirecional de eletricidade entre os dois estados, melhorando a segurança do fornecimento e a eficiência do mercado.
- Interconexão VIC-NSW: liga Victoria a New South Wales, facilitando o mercado de energia e ajudando a equilibrar a oferta e a demanda entre os dois estados.
- Interconexão Heywood: conecta South Australia a Victoria, permitindo a troca de energia entre os estados e ajudando na integração das fontes renováveis, como solar e eólica, ao sistema.

3.3 Síntese da regulamentação envolvendo REDs

3.3.1 Visão geral

Os REDs no NEM têm acesso ao mercado atacadista de energia de curto prazo (mercado *spot*) e a vários mecanismos de incentivo baseados em preço, que visam incentivar a integração de geração distribuída na matriz energética. A Tabela 5 a seguir resume os principais aspectos comerciais e físicos relacionados aos REDs na Austrália.

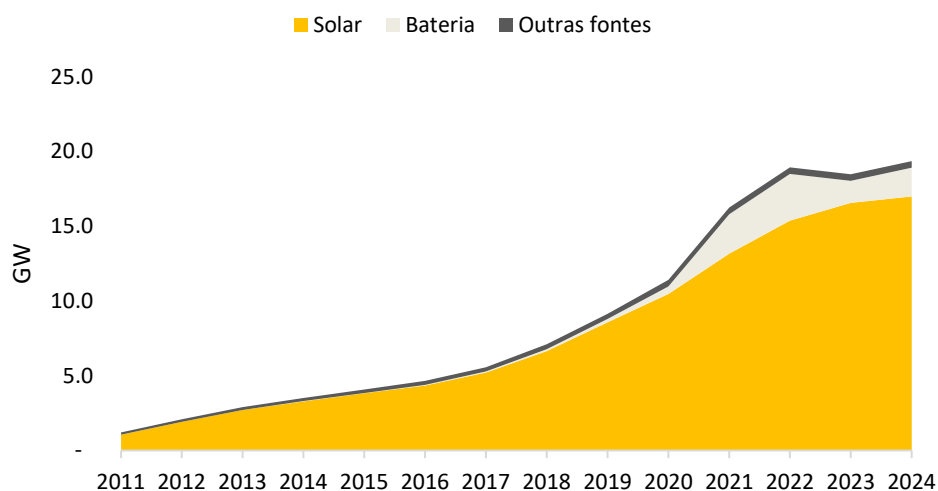
Tabela 5: Visão geral da regulamentação para REDs na Austrália.

Categoria	Pergunta	Resposta	OBS
Comercial	REDs têm acesso a “mecanismos baseados em preço (subsídios ou incentivos econômicos)”?	Sim	Diversos mecanismos variando por estado (detalhado no item 3.4.2)
	REDs têm acesso a um “mercado <i>spot</i> ”?	Sim	Casos particulares (resposta da demanda)

Categoria	Pergunta	Resposta	OBS
	REDs têm acesso a “leilões de contratos”?	Não	
Físico	Os programas de remuneração dos REDs dão incentivos à previsão mais acurada?	Não	Em geral não (para mecanismos baseados em preço)
	Existe uma infraestrutura / protocolos para submeter informações de previsão?	Não	Na maior parte dos casos não
	Os programas de remuneração contemplam a possibilidade de <i>curtailment</i> dos REDs?	Não	

A penetração da geração distribuída no sistema do AEMO tem mostrado um crescimento expressivo nos últimos anos, especialmente no que diz respeito à energia solar fotovoltaica. A Figura 9 ilustra a evolução da capacidade instalada dos recursos energéticos distribuídos (REDs) no NEM, destacando um aumento acentuado a partir de 2018. Esse crescimento é impulsionado principalmente pela adoção de sistemas solares, complementados por baterias e outras fontes de energia distribuída. Este avanço reforça a transição para uma matriz energética mais descentralizada e sustentável, exigindo novos mecanismos de gerenciamento e integração por parte do AEMO para manter a confiabilidade do sistema.

Figura 9: Evolução da capacidade instalada dos REDs no NEM.



Os operadores de rede, incluindo os TNSPs e os DNSPs, são responsáveis por integrar os REDs aos sistemas de distribuição, garantindo que essa integração ocorra de maneira segura e eficiente, mantendo a estabilidade e a qualidade da rede. Para isso, devem planejar e adaptar a infraestrutura existente, incluindo a modernização das redes de distribuição para suportar fluxos bidirecionais de energia gerados pelo aumento da penetração de REDs.

As entidades reguladoras, como a Comissão Australiana de Mercado de Energia (AEMC) e o Regulador de Energia da Austrália (AER), desenvolvem políticas e regulamentações que facilitam a integração de REDs ao NEM. Isso inclui a definição de normas técnicas, a criação de incentivos econômicos e o

estabelecimento de mecanismos de mercado. Essas entidades também monitoram a conformidade com as políticas e garantem que os participantes do mercado sigam as regras estabelecidas para a operação segura e eficiente de REDs.

A integração eficaz dos REDs ao NEM exige uma coordenação estreita entre todos os agentes envolvidos. Isso inclui a troca de informações, a colaboração em projetos piloto e iniciativas de pesquisa e desenvolvimento, além da implementação de tecnologias avançadas de gestão de energia. Os agentes de REDs são fundamentais para a transição energética na Austrália, promovendo a descentralização e a sustentabilidade do sistema elétrico. Suas responsabilidades abrangem desde a instalação e manutenção de tecnologias inovadoras até a participação em programas de resposta da demanda e a conformidade com regulamentações rigorosas, contribuindo para um sistema elétrico mais resiliente, eficiente e sustentável.

3.3.2 Caracterização de tipos de agente

Proprietários de ativos de RED

Os proprietários de ativos de RED - que podem ser residenciais, comerciais ou industriais - investem em sistemas de geração distribuída para reduzir seus custos de energia e aumentar a resiliência energética. Esses proprietários participam de programas de resposta da demanda, permitindo que seus ativos sejam utilizados para estabilizar a rede durante períodos de alta demanda ou escassez de energia. Isso não apenas beneficia os proprietários ao proporcionar economia de custos, mas também contribui para a estabilidade e a eficiência do sistema elétrico mais amplo, como o mercado nacional (NEM).

Os ativos de RED mais comuns na Austrália são sistemas solares fotovoltaicos, sistemas de armazenamento e, em menor escala, geração eólica. Os sistemas solares de 1 kW a 10 kW são usados tipicamente para abastecimento de residências, enquanto empreendimentos de 10 kW a 100 kW são adequados para edifícios comerciais e pequenos negócios. Instalações com mais de 100 kW são considerados de grande escala. De forma semelhante, os geradores eólicos de 1 kW a 10 kW são usados tipicamente para abastecimento residencial e agrícola, enquanto empreendimentos de 10 kW a 100 kW são adequados para pequenas comunidades e propriedades comerciais. Instalações com mais de 100 kW são considerados de grande escala.

As baterias residenciais variam tipicamente de 5 kWh a 20 kWh, enquanto baterias de uso comercial variam de 20 kWh a 100 kWh, ideais para pequenas e médias empresas. Sistemas de armazenamento com mais de 100 kWh são considerados de grande escala. Além disso, veículos elétricos podem atuar como REDs por meio tecnologia *Vehicle-to-Grid* (V2G), fornecendo energia armazenada de volta à rede de distribuição. As baterias usadas em carros elétricos pessoais e frotas comerciais, com capacidade que

varia tipicamente entre 30 kWh e 100 kWh, podem fornecer energia à rede dependendo da infraestrutura de carregamento e da gestão do sistema.

Outras tecnologias de RED incluem sistemas de cogeração e trigeração, que permitem a produção simultânea de eletricidade e calor útil (cogeração), ou eletricidade, calor e refrigeração (trigeração) a partir de uma única fonte de combustível. Sistemas de 50 kW a 1 MW são utilizados em edifícios comerciais e hospitais, enquanto aqueles entre 1 MW a 10 MW são adequados para universidades e grandes complexos comerciais. Acima de 10 MW são usados em indústrias e grandes instalações.

Provedores de serviços de RED

Os provedores de serviços de RED são responsáveis pela instalação e manutenção de sistemas de geração distribuída (como painéis solares, baterias e sistemas de gerenciamento). Esses provedores, predominantemente do setor privado, garantem que os sistemas sejam instalados de acordo com os padrões regulamentares e de segurança. Além disso, monitoram e operam os sistemas de RED para assegurar seu desempenho ideal e sua integração eficiente com a rede elétrica principal. Para tal, utilizam tecnologias avançadas de monitoramento e controle para gerenciar a produção e o consumo de energia em tempo real.

Embora tenham algumas responsabilidades semelhantes às dos agregadores, os provedores de serviços de RED não devem ser confundidos com esses. Os agregadores, descritos a seguir, reúnem recursos energéticos distribuídos de diferentes proprietários e os operam de forma coordenada para otimizar sua participação no mercado, enquanto os provedores de serviço de RED concentram-se na instalação, manutenção e operação individualizada dos sistemas, sem realizar uma gestão conjunta dos ativos.

Agregadores

Os agentes agregadores desempenham um papel emergente e crucial no NEM, focando na gestão e otimização de REDs. Embora não sejam tradicionalmente considerados agentes de rede, os agregadores atuam como intermediários que facilitam a participação desses recursos no mercado de energia.

Os agregadores reúnem múltiplos pequenos sistemas de geração distribuída, armazenamento de energia e cargas controláveis de consumidores individuais, criando "recursos virtuais" que podem ser gerenciados de maneira centralizada. Essa agregação permite que os recursos de RED participem de programas de resposta da demanda e, dependendo da distribuidora, forneçam serviços ancilares (detalhados na seção 3.5.3), otimizando a produção e o consumo de energia para maximizar benefícios financeiros. Do ponto de vista sistêmico, ajudam a balancear a oferta e a demanda, contribuindo para a estabilidade e eficiência da rede, especialmente com a crescente penetração de fontes renováveis intermitentes. Em sua maioria, os agregadores são agentes privados.

No NEM, a integração de agregadores está sendo facilitada por mudanças regulamentares e avanços tecnológicos. O AEMO e entidades reguladoras, como a AEMC, têm desenvolvido políticas e estruturas

que permitem a participação efetiva dos agregadores no mercado. Isso inclui a criação de mecanismos de mercado, como o serviço de resposta da demanda, que reconhecem e valorizam os serviços fornecidos por recursos agregados.

Além disso, programas piloto e iniciativas estão sendo conduzidos para testar e demonstrar os benefícios da agregação de REDs (descritos no item 3.4). Esses programas ajudam a identificar e resolver desafios técnicos e operacionais, pavimentando o caminho para a ampliação futura desses modelos. Tecnologias avançadas, como sistemas de gerenciamento de energia e plataformas de agregação, têm facilitado a integração dos REDs no mercado, permitindo melhor coordenação e controle dos recursos distribuídos.

3.3.3 Requisitos e obrigações operativas

Acesso à rede

O processo de conexão dos REDs à rede começa com a solicitação formal do proprietário do sistema à distribuidora local (DNSP). Essa solicitação deve incluir detalhes técnicos do sistema de geração, como capacidade, localização e tipo de tecnologia. A DNSP, então, avalia a viabilidade da conexão, garantindo que o sistema possa ser integrado de forma segura, sem comprometer a estabilidade ou a qualidade do fornecimento de energia. Essa análise inclui verificar a capacidade da rede local para suportar a nova geração distribuída e identificar possíveis necessidades de melhorias na infraestrutura.

Caso se identifique que a rede não tem capacidade suficiente para acomodar a nova geração sem risco de sobrecarga ou instabilidade, a DNSP pode restringir ou negar a conexão. Quando melhorias na infraestrutura são necessárias (como o reforço de linhas, expansão de subestações ou instalação de novos equipamentos de controle), os custos dessas atualizações geralmente são de responsabilidade do proprietário do sistema de GD. Em algumas situações, esses investimentos podem ser integrados às estratégias de expansão da infraestrutura elétrica da distribuidora, beneficiando tanto o solicitante quanto a rede de forma mais ampla.

Após a aprovação da conexão, o proprietário pode proceder com a instalação do sistema. A DNSP pode exigir a instalação de equipamentos específicos, como medidores inteligentes, para monitorar a geração e a exportação de eletricidade em tempo real. Não há uma orientação centralizada, de modo que cada DNSP tem diretrizes diferentes de requisitos (por exemplo, para cada tecnologia, tamanho mínimo a partir do qual determinados equipamentos são exigidos). Esses medidores inteligentes facilitam a gestão eficiente da rede e permitem a participação em programas de resposta da demanda. O tipo de monitoramento depende do tamanho do sistema, da regulamentação local da DNSP e da complexidade da instalação. Sistemas maiores e/ou que participam de mercados de energia podem exigir medições mais avançadas, como a *behind-the-meter*, para uma gestão mais precisa e a otimizada dos REDs.

Os sistemas de geração distribuída devem cumprir normas técnicas específicas para garantir a segurança e a compatibilidade com a rede elétrica. Estes requisitos cobrem aspectos como proteção, medição, controle pela DNSP, e outros, a depender da DNSP. Por exemplo, inversores utilizados nos sistemas

solares fotovoltaicos devem ser certificados de acordo com os padrões australianos, assegurando a conversão adequada de corrente contínua (CC) para corrente alternada (CA), compatível com a rede.

Operação e controle

Atualmente, os DNSPs não possuem controle direto sobre os REDs conectados à rede, especialmente para realizar cortes ou reduções na geração (*curtailment*) em tempo real e de forma ampla. No entanto, algumas DNSPs estão começando a implementar sistemas de gerenciamento de rede mais avançadas que permitem controlar a exportação de energia dos REDs em situações específicas, como sobrecargas ou restrições técnicas na rede de distribuição.

Em casos de limitações na rede, como restrições técnicas no ponto de conexão com a rede de transmissão (GSP), as DNSPs podem impor *curtailment*, principalmente para grandes projetos de geração distribuída, como fazendas solares ou eólicas. Esse controle é feito para evitar congestionamentos e garantir a estabilidade da rede até que melhorias na infraestrutura sejam concluídas. Atualmente, o uso de *curtailment* e o controle direto dos REDs ainda estão em desenvolvimento, e nem todas as DNSPs possuem ferramentas avançadas para uma gestão eficiente em tempo real. Em redes menores ou áreas menos conectadas, esse controle pode ser mais limitado e realizado de forma menos sofisticada.

Nesse contexto, os Dynamic Operating Envelopes (DOEs) surgem como uma solução inovadora no sistema australiano para ajustar dinamicamente os limites operacionais dos Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) com base nas condições atuais da rede elétrica. Esses “envelopes operacionais” são comunicados aos dispositivos REDs para gerenciar a flexibilidade e a capacidade de resposta da rede, especialmente em locais críticos da rede ou onde há uma alta penetração de geração distribuída, como áreas com muita geração solar ou eólica. A implantação dos DOEs é frequentemente requisitada em regiões onde há problemas de sobrecarga ou restrições técnicas, e é mais comum em áreas com limitações de capacidade, onde a geração pode afetar a estabilidade da rede.

Os DNSPs são responsáveis por definir e implementar os DOEs. O custo de implantação pode ser compartilhado ou repassado ao proprietário do RED, conforme as regulamentações locais. Em alguns casos, a implementação dos DOEs faz parte de estratégias mais amplas de modernização da rede, financiadas pela própria distribuidora ou por programas regulatórios. Os DOEs regulam parâmetros como tensão, corrente e frequência para assegurar que os REDs operem dentro de limites seguros, evitando sobrecargas que possam causar danos aos equipamentos ou perturbações no fornecimento.

Embora os TSOs não emitam diretamente ordens de corte de geração para os REDs, eles coordenam com os DNSPs para gerenciar a oferta e a demanda de eletricidade no sistema. Os TSOs fornecem previsões de demanda e condições da rede que ajudam os DNSPs a tomar decisões informadas sobre *curtailment* dos REDs quando necessário. Por sua vez, os DNSPs enviam previsões de geração e condições da rede de distribuição aos TSOs, permitindo que esses operadores de transmissão tomem decisões estratégicas informadas sobre o balanceamento do sistema e o redespacho da geração.

3.4 Mecanismos de remuneração

3.4.1 Programas auxiliares de suporte financeiro

Os programas de suporte financeiro aos REDs (subsídios) podem ter diferentes naturezas, mas em geral operam em conjunto com outros mecanismos de remuneração. Isso porque os mecanismos de apoio financeiro apenas reduzem o custo percebido pelos agentes ao adotar os REDs, aumentando a atratividade do investimento.

No caso do mercado australiano, podemos citar os seguintes mecanismos de mercado:

- (i) Remuneração no mercado *spot*: os REDs são pagos diretamente com base em estratégias de venda no mercado *spot* de energia (vide seção 3.4.3);
- (ii) Acordos com agentes varejistas: aquisição da energia produzida pelos REDs por um agente varejista, que pode oferecer diferentes termos e condições ao consumidor final como parte da sua estratégia de negócios; ou
- (iii) Mecanismos baseados em preço: os estados australianos oferecem programas de remuneração, como tarifas feed-in, para incentivar REDs (vide seção 3.4.2).

A nível nacional, destaca-se o *Renewable Energy Target* (RET), um plano de metas para a geração de energia renovável em pequena e grande escala. O RET é complementado por programas financeiros direcionados, como créditos tributários, deduções tarifárias e programas de financiamento verde, incluindo os oferecidos pela *Clean Energy Finance Corporation* (CEFC). Entre os programas de maior impacto está o *Small-scale Renewable Energy Scheme* (SRES), que envolve certificados de energia renovável em pequena escala (STCs). Este é um subsídio do governo para a instalação de sistemas de geração renovável, que na prática se traduz em um desconto no preço pago (o governo fica responsável por cobrir a diferença).

Além disso, os estados australianos possuem autonomia significativa para implementar programas próprios de remuneração e subsídios para REDs. Embora muitos programas já tenham sido descontinuados com a elevada penetração de REDs no país, muitos ainda permanecem ativos e não há restrições à sua continuidade. Alguns exemplos de iniciativas estaduais incluem:

- *Solar Homes Program*, em Victoria: oferece subsídios para a instalação de painéis solares e sistemas de armazenamento de energia.
- *Home Battery Scheme*, em South Australia: programa especificamente voltado ao fomento da instalação de baterias em residências.
- *Empowering Homes Program*, em New South Wales: oferece empréstimos sem juros para a instalação de sistemas solares e baterias.

3.4.2 Mecanismos baseados em preço: Iniciativas dos estados e distribuidoras

A tabela a seguir detalha, a título de exemplo, as principais características do mecanismo de *feed-in tariff* aplicado no estado de Victoria. É importante destacar que cada estado/distribuidora tem um mecanismo com seu próprio conjunto de regras.

Tabela 6: Resumo do mecanismo de *feed-in tariff* aplicado no estado de Victoria, na Austrália.

Categoria	Pergunta	Resposta	OBS
Tecnologias	Tecnologias contempladas?	Semi-restrito (só geração)	Apenas energia exportada à rede
	Diferenciação por tecnologia?	Não	Mais voltado para solar
Perfil	Diferenciação horária?	Pouco detalhada	Escolha do agente entre <i>flat</i> ou ponta / fora ponta
	Diferenciação locacional?	Nenhuma	Dentro do estado de Victoria
	Diferenciação de preço entre compra e venda?	Sim	Preço de compra dado pela tarifa

Visto que cada estado e cada distribuidora tem autonomia para produzir seus próprios programas de incentivos, há diferentes mecanismos baseados em preço vigentes atualmente na Austrália. Esses mecanismos incluem desde *feed-in tariff* (pagamentos a preço fixo pela energia exportada à rede) até *net metering* (redução da conta a pagar pela energia consumida em proporção à energia exportada à rede), e em geral são válidos apenas para um estado ou para uma região específica.

Em particular, podemos destacar o mecanismo aplicado atualmente no estado de Victoria, que envolve a aplicação de *feed-in tariffs* estabelecidas pela *Essential Services Commission* (ESC) para remuneração da energia exportada à rede pelos REDs. Nesse mecanismo, os proprietários de REDs podem optar entre uma tarifa fixa (sem diferenciação horária) e uma opção de tarifa variável *time-of-use*, com diferentes valores para períodos de ponta, fora ponta e ombro (intervalo entre ponta e fora ponta). Em 2023, a tarifa fixa foi estabelecida em 52 AUD/MWh e tarifa *time-of-use* foi de 117 AUD/MWh na ponta e 43 AUD/MWh fora da ponta. Vale destacar que esses valores se aplicam apenas para a remuneração da energia exportada por sistemas com geração distribuída (como painéis solares). A referência de tarifas locais é da ordem de 250 a 300 AUD/MWh.

O "subsídio" mencionado refere-se à diferença entre o preço pago pela energia gerada localmente (*feed-in tariff*) e os custos de compra de energia da rede, os quais podem ser significativamente mais altos para consumidores sem geração distribuída, pois não têm a oportunidade de gerar e vender energia.

Outras regiões da Austrália possuem iniciativas similares, que garantem retorno financeiro para os proprietários de sistemas solares. Distribuidoras como Ausgrid, Endeavour Energy, Essential Energy, Jemena, United Energy, CitiPower, Powercor, Energex, Ergon Energy, SA Power Networks (SAPN), e TasNetworks, possuem programas de *feed-in tariffs* com diferentes modalidades de pagamento. Em algumas áreas, a remuneração varia de forma horária (e não apenas entre ponta e fora ponta),

acompanhando o balanço de demanda e oferta de energia em tempo real. Vale destacar, entretanto, que os subsídios atualmente são de um modo geral menos generosos do que já foram no passado, considerando a elevada penetração de REDs na Austrália (particularmente visível com o comparativo internacional da seção 2.1).

As distribuidoras Energex e Ergon Energy no estado de Queensland e as distribuidoras Jemena, United Energy, CitiPower, e Powercor no estado da Victoria utilizam esquemas de *net metering*, onde os consumidores recebem créditos em suas contas com base na eletricidade exportada. No estado de Victoria, o *net metering* funciona em paralelo com as *feed-in tariffs* e os consumidores podem escolher qual benefício desejam aplicar.

3.4.3 Mercado *spot*

O mercado *spot* representa um mecanismo geral para a remuneração da energia injetada à rede de forma neutra à tecnologia, que pode aplicar-se à energia produzida pelos REDs. Quando não há um conjunto de regras explícitas que determine a remuneração do agente de forma independente (como nos mecanismos introduzidos na seção 3.4.2), implicitamente é o mercado *spot* que viabiliza a remuneração dos REDs (complementada por incentivos, como os apresentados na seção 3.4.1). Esta remuneração via mercado *spot* pode se dar de forma direta (o proprietário de REDs acessa o mercado *spot*) ou indireta (mediado por um comercializador varejista ou agregador).

Tabela 7: Resumo do acesso dos REDs ao mercado *spot* no NEM, na Austrália.

Categoria	Pergunta	Resposta	OBS
Perfil	Diferenciação locacional?	Pouco detalhada	Mercado abrange 5 zonas
Produtos	Existe produto energia para REDs?	Sim	
	Existe produto confiabilidade para REDs?	Não	Mecanismo RERT
	Existe produto flexibilidade para REDs?	Não	Apenas resposta da demanda
	Existem outros serviços ancilares para REDs?	Não	

O Mercado de Eletricidade Nacional da Austrália (NEM), iniciado em dezembro de 1998 e gerenciado pelo AEMO, opera com base em ofertas realizadas pelos agentes em um mercado intradiário (ou seja, a modelagem só é feita próximo ao tempo real sem um mercado do dia seguinte) para intervalos de 5 minutos [1]. Desde 2021, consumidores podem participar no mercado *spot*, diretamente ou através de agregadores, ofertando serviços de resposta da demanda [2], [3], [4]. No entanto, a eletricidade gerada por sistemas solares *rooftop* não é negociada no mercado *spot*, sendo utilizada apenas para abater a demanda total.

Atualmente, a participação de REDs ocorre de forma mais limitada do que a de grandes geradores ou consumidores industriais. Essa participação pode ocorrer de duas formas: diretamente, quando os proprietários de REDs vendem energia no mercado *spot*, desde que atendam a certos requisitos técnicos e de escala; ou indiretamente, via agregadores ou comercializadores que consolidam a geração distribuída e a negociam no mercado em nome dos proprietários de REDs. Como a participação dos REDs é voluntária, na maior parte dos casos eles não são representados explicitamente (e nem enviam informações ao operador), sendo apenas implicitamente abatidos da demanda líquida estimada.

O mecanismo de resposta à demanda é uma forma comum de participação no mercado *spot*. Se aplica principalmente a grandes consumidores, mas também pode incluir agregadores que consolidam a capacidade de consumidores menores conectados à rede de distribuição. Esses agentes podem reduzir o consumo em momentos de preços altos ou de escassez de eletricidade, vendendo essa redução no mercado. Os agentes são capazes de utilizar o programa de resposta da demanda para responder às mudanças de preço *spot* e/ou para ofertar serviços de gestão de frequência – e além disso, um benefício natural percebido pelos operadores é a redução ou eliminação da necessidade de expansão de rede por consequência desta resposta aos sinais de preços.

Os preços *spot* de energia são definidos em intervalos de 5 minutos para cada uma das 5 regiões do NEM e devem obedecer a limites pré-estabelecidos. Para o período 2023–24, o preço teto foi definido em 16,600 AUD/MWh (~ 11,000 USD/MWh) e o piso em –1,000 AUD/MWh (~ -650 USD/MWh). O preço teto é atualizado anualmente de acordo com o índice de preços ao consumidor (IPC) e o preço piso não sofre reajustes. O AEMO usa ferramentas para previsão e monitoramento da demanda e da capacidade da rede, despachando primeiro as ofertas mais econômicas. O preço em cada região é definido pela oferta mais alta necessária.

O Mecanismo RERT (*Reliability and Emergency Reserve Trader*) é utilizado para garantir a confiabilidade e a segurança do sistema elétrico. Ele permite que o AEMO contrate reservas de energia fora do mercado, que podem incluir geração extra e resposta da demanda, e é ativado quando o mercado não consegue fornecer energia suficiente, ajudando a evitar apagões e a promover a estabilidade do sistema em situações emergenciais. Se a reserva contratada pelo RERT for ativada, os custos associados a essa operação são repassados aos usuários de energia. As empresas participantes se beneficiam apenas através da compensação financeira direta, mas também pela redução da exposição a essas cobranças, pois ajudam a aliviar a pressão na rede durante os eventos de escassez.

Serviços ancilares são utilizados para gerenciar o sistema de energia de forma segura e confiável. Esses serviços mantêm características técnicas chave, incluindo padrões de frequência, tensão, carregamento dos circuitos e processos de reinicialização do sistema. O AEMO opera oito mercados separados para a entrega de Serviços Ancilares de Controle de Frequência (FCAS), compra de Serviços Ancilares de Suporte de Rede (NSCAS) e Serviços Ancilares de Reinicialização do Sistema (SRAS) sob acordos com

provedores de serviços [5]. O pagamento pelos serviços ancilares é subdividido em uma parcela por disponibilidade e outra por acionamento.

Os comercializadores compram energia do mercado *spot* e a vendem como um produto de varejo para os consumidores finais. O risco de preços voláteis no mercado *spot* pode ser gerenciados através de contratos de *hedge* (derivativos), mercados futuros (contratos ou derivativos), e/ou integração vertical (operam como gerador e como comercializador).

Há dois modelos financeiros distintos no mercado *spot* de eletricidade: mercados negociados em bolsa e mercados de balcão (OTC, Over-The-Counter). Nos mercados de bolsa, produtos futuros de eletricidade são negociados na *Australian Securities Exchange* (ASX) e na FEX Global (FEX) para os estados de Queensland, NSW, Victoria e South Australia. Nos mercados de balcão (OTC), duas partes contratam diretamente uma com a outra (geralmente com a assistência de um corretor). Os produtos negociados em bolsa são padronizados para incentivar a liquidez, enquanto o OTC oferece produtos que podem ser adaptados às necessidades das contrapartes. Os preços de negociações em bolsa são reportados publicamente, mas a atividade nos mercados OTC é confidencial.

Os contratos negociados em bolsa são liquidados por meio de uma câmara de compensação centralizada, que atua como contraparte em todas as transações e requer margem de caixa diária para gerenciar o risco de inadimplência. Na negociação OTC, as partes gerenciam o risco de crédito determinando a solvência de suas contrapartes.

3.5 Destaques de inovações envolvendo REDs

Na Austrália, diversos projetos pilotos e iniciativas inovadoras têm sido realizados buscando promover a integração entre TSO e DSO. Esses projetos visam demonstrar como a coordenação entre TSO e DSO pode melhorar a eficiência, flexibilidade e resiliência do sistema elétrico, especialmente com a crescente entrada de REDs no sistema. A seguir, são apresentados alguns dos principais projetos.

3.5.1 Projeto *Open Energy Networks (OpEN)*

O projeto OpEN, lançado em 2018, é uma iniciativa colaborativa entre a *Energy Networks Australia* (representante nacional das redes de transmissão e distribuição de eletricidade e gás) e o AEMO. O objetivo central do projeto é facilitar a transição para uma rede elétrica bidirecional que integre de forma eficiente os REDs, evitando os custos associados à construção de novas infraestruturas tradicionais.

O projeto está sendo implementado em fases, com projetos-piloto em andamento. O planejamento inclui a expansão dessas iniciativas para integrar tecnologias de controle e monitoramento de REDs, promovendo a coordenação entre as DNSPs e o AEMO. Além disso, há previsão para incluir os REDs nos mercados atacadistas, permitindo que pequenos geradores (como consumidores com painéis solares e baterias) vendam energia diretamente para a rede e participem dos mercados de serviços ancilares, contribuindo para a eficiência e a estabilidade do sistema.

Modelos de estrutura

O projeto OpEN analisou quatro modelos principais de estrutura para a transição para um DSO:

1. Plataforma Integrada Única (*Single Integrated Platform, SIP*): abordagem centralizada em que o AEMO seria responsável por otimizar toda a rede elétrica, integrando todos os REDs em um sistema único.
2. Plataforma de Dois Níveis (*Two-Step Tiered Platform, TST*): os operadores de rede de distribuição (DNSPs) desempenhariam um papel mais ativo na otimização local dos REDs, coordenando diretamente com o AEMO para garantir a eficiência e a confiabilidade das redes de distribuição e transmissão, especialmente em áreas onde a geração distribuída impacta a rede de transmissão. Embora os DNSPs não tenham controle direto sobre a operação da transmissão, podem atuar no gerenciamento do fluxo de carga em cenários de alta penetração de REDs.
3. Operador Independente do Sistema de Distribuição (*Independent Distribution System Operator, IDSO*): um DSO independente seria responsável por otimizar a rede de distribuição, operando de maneira separada dos DNSPs e do AEMO para evitar conflitos de interesse e aumentar a transparência.
4. Modelo Híbrido: combina elementos dos modelos anteriores para aproveitar as melhores características de cada abordagem, promovendo uma solução balanceada e adaptável.

Desafios e soluções técnicas

O projeto OpEN identificou alguns desafios técnicos e operacionais que precisam ser superados para integrar os REDs de maneira eficiente. Entre os principais desafios estão:

- Monitoramento e gerenciamento em tempo real: é necessário melhorar visibilidade e gerenciamento em tempo real dos ativos da rede para acomodar níveis elevados de REDs, prevenindo problemas como fluxos de energia reversos e limitações de capacidade. Como indicado na seção 2.1, a Austrália possui os indicadores mais elevados de penetração de REDs, comparada aos outros países analisados.
- Coordenação e otimização: a coordenação dos REDs (em particular, como propôs o projeto OpEN, com a programação integrada do despacho T&D) é essencial para evitar desafios relacionados à regulação de frequência e ao gerenciamento da carga e geração distribuída, especialmente à medida que a penetração de geração distribuída aumenta.

Benefícios esperados

Alguns dos benefícios esperados com a integração eficiente dos REDs através do projeto OpEN são:

- Redução de custos: estima-se que a otimização do uso dos REDs possa economizar mais de \$1 bilhão até 2030, evitando grandes investimentos em novas infraestruturas.
- Melhoria da segurança e confiabilidade: o uso otimizado dos REDs pode melhorar significativamente a segurança e a confiabilidade do sistema elétrico, proporcionando novos serviços aos consumidores, como:
 - Gerenciamento de energia em tempo real, permitindo aos consumidores monitorar e otimizar o uso de energia por meio de medidores inteligentes.
 - Participação em mercados de energia, permitindo que consumidores com REDs vendam o excedente de energia ou participem de programas de resposta à demanda.
 - Sistemas de backup, com baterias de armazenamento que garantem maior resiliência durante falhas na rede.
 - Otimização de tarifas, com a possibilidade de ajustar o consumo conforme as tarifas mais baixas baseadas na oferta e demanda da rede.

Informações complementares sobre o projeto podem ser encontradas em [6], [7], [8] .

3.5.2 Projeto *Energy Demand and Generation Exchange* (EDGE)

O Projeto EDGE, iniciado em 2020, foi uma iniciativa pioneira de pesquisa financiada pela Agência Governamental Australiana de Energia Renovável (ARENA) e liderada pelo AEMO, AusNet Services e Mondo Power. O projeto explorou a integração eficiente e segura de REDs no NEM.

O foco do Projeto EDGE é entender e coordenar os REDs para fornecer serviços tanto ao mercado atacadista quanto às redes locais, dentro das limitações da rede de distribuição. A iniciativa busca identificar soluções que possam ser replicadas em grande escala e fornecer considerações para o desenvolvimento de políticas e reformas que incentivem a participação dos REDs. Para tal, o projeto realizou uma série de testes de campo e atividades de pesquisa, em colaboração com universidades e empresas especializadas. Essas atividades incluíram estudos de análise de custo-benefício, modelagem tecno-econômica e avaliações de segurança cibernética. O projeto finalizou em outubro de 2023, e os resultados foram sintetizados em um relatório final [9] , que visa compartilhar as descobertas com a indústria e com formuladores de políticas.

O projeto contou com a participação ativa de empresas como Discover Energy (serviços energéticos), Rheem (fabricante de equipamentos de aquecimento de água) e Combined Energy Technologies (CET) (fornecedora de tecnologia e soluções de energia), que operaram no campo com seus próprios sistemas e clientes. A AGL Energy (geradora e varejista de energia) também contribuiu com insights de pesquisa. Essas colaborações foram fundamentais para a execução dos testes e a obtenção de dados reais.

Entre as principais descobertas do Projeto EDGE destacam-se:

1. Coordenação dos REDs pelos DNSPs: os DNSPs devem desempenhar um papel mais ativo na gestão local dos REDs, coordenando com o AEMO e, potencialmente, com os TNSP para garantir a operação eficiente e segura da rede de distribuição. A coordenação completa pelos DNSPs ainda depende dos resultados dos testes e da definição de políticas futuras.
2. Integração com AEMO e TNSP: a integração com o AEMO é fundamental para garantir que os REDs possam participar tanto do mercado atacadista quanto do gerenciamento de serviços de rede. A coordenação entre DNSPs, AEMO e TNSP permite o balanceamento eficiente entre geração e demanda, especialmente em cenários de alta penetração de renováveis.
3. Sistema único (DNP): o sistema visa facilitar a coordenação entre todos os atores do mercado, incluindo DNSPs, agregadores e operadores do sistema (AEMO e TNSP), permitindo a troca eficiente de dados e o monitoramento em tempo real das condições da rede. O conceito de um sistema único (DNP) está sendo discutido, mas não foi totalmente implementado.
4. Mecanismos de mercado: explora como os REDs podem ser integrados aos mecanismos de mercado, permitindo que pequenos geradores participem de mercados de energia, forneçam serviços ancilares e contribuam para a resposta da demanda. Inclui a criação de novas oportunidades para que consumidores com geração distribuída (como painéis solares e baterias) vendam seu excedente de energia ou participem de serviços de suporte à rede.
5. Coordenação via agregadores: os agregadores desempenham um papel crucial ao consolidar e gerenciar múltiplos REDs, permitindo que eles atuem como uma unidade em mercados de energia. Isso facilita a participação de pequenos geradores e consumidores nos mercados atacadistas e melhora a eficiência do sistema elétrico como um todo.
6. Implementação dos Dynamic Operating Envelopes (DOEs): os DOEs permitem que os limites operacionais dos REDs sejam ajustados dinamicamente, com base nas condições em tempo real. Isso é crucial para manter a segurança e a confiabilidade da rede à medida que mais geração distribuída é integrada, evitando sobrecargas e otimizando o uso da infraestrutura existente.

Informações complementares sobre o projeto podem ser encontradas em [9], [10], [11]

3.5.3 *Dynamic Operating Envelopes (DOEs)*

Os DOEs são uma tecnologia inovadora projetada para melhorar a gestão de REDs, como painéis solares fotovoltaicos e baterias, no sistema elétrico. Eles permitem que as DNSPs ajustem dinamicamente os limites de exportação e importação de energia dos REDs com base na capacidade disponível da rede em tempo real, considerando fatores locais e temporais.

Os DOEs foram criados para superar os obstáculos dos limites estáticos de exportação para a rede, que são definidos de forma conservadora com base em cenários de pior caso, o que pode levar a restrições excessivas de exportação de energia, mesmo quando a rede tem capacidade disponível. Com os DOEs, os limites de exportação variam conforme as condições da rede, permitindo maior flexibilidade e eficiência na operação dos REDs.

Na prática, o DNSP coleta informações dos REDs e as utiliza para calcular os parâmetros relevantes que compõem o DOE. O TNSP, a partir dessa informação, escolhe um ponto operativo adequado considerando as necessidades da rede de transmissão. O ponto operativo é comunicado pelo TNSP ao DNSP, que tem a responsabilidade de repassar as instruções aos REDs. É opção de cada RED individual ter comunicação direta com o DNSP ou intermediada por um agregador, e a possibilidade de despacho pelo DNSP (estabelecida no contrato de conexão do RED) é incorporada ao DOE.

Os principais benefícios dos DOEs incluem maior capacidade de exportação de energia gerada por REDs sem comprometer a segurança da rede, redução da necessidade de grandes investimentos em infraestrutura (já que a rede existente é utilizada de maneira mais eficiente), incentivo à descarbonização do sistema elétrico, e melhoria na previsibilidade e gestão da rede .

Atualmente, os DOEs estão sendo implementados em projetos-piloto em várias regiões da Austrália, como parte de iniciativas que incluem a colaboração de órgãos governamentais e empresas do setor energético. Um exemplo é o Projeto EDGE (descrito em 3.5.2), que explora o impacto da frequência de atualização dos DOEs para maximizar a eficácia da gestão dos REDs. Os principais desafios para a implementação ampla dos DOEs incluem a necessidade de maior desenvolvimento tecnológico para garantir a precisão das previsões de capacidade da rede, a aceitação social por parte dos consumidores, e o desenvolvimento de normas e regulamentos adequados.

Visto que muitos programas lançados na Austrália utilizam o conceito de DOE, alguns deles com compensação dos REDs e outros não. Os termos exatos de como o RED deve responder variam a cada caso, mas, de um modo geral, a remuneração base dos REDs está ligada ao preço de mercado de energia, e caso a orientação do TNSP exija uma alteração do ponto operativo do RED, este precisa seguir a orientação de forma automática. Além disso, na maior parte dos casos, os REDs não submetem previsões ao longo do dia sobre sua produção esperada (sendo esta de responsabilidade do DSO).

As iniciativas relacionadas aos DOEs começaram por volta de 2019 e estão em desenvolvimento contínuo. Informações complementares sobre o projeto podem ser encontradas em [12], [13], [14], [15] .

3.5.4 Projeto *Symphony*

O *Symphony*, lançado em 2021 e concluído em julho de 2024, foi um projeto piloto inovador em andamento na Austrália Ocidental, focado na coordenação de REDs para criar uma usina virtual (*Virtual Power Plant*, VPP). Algumas etapas do projeto já foram concluídas, enquanto outras ainda estão em curso. O projeto é uma colaboração entre Western Power, Synergy e o AEMO, financiado pela ARENA. O objetivo é integrar 900 ativos de REDs, distribuídos em 500 residências e empresas, em uma usina virtual.

O projeto visa melhorar a estabilidade e eficiência do sistema elétrico local, permitindo o despacho coordenado de excedentes de energia de maneira similar a uma usina tradicional, mas com a

flexibilidade dos recursos distribuídos. Como a representação desta capacidade disponibilizada é feita via VPPs, na prática elas se tornam recursos adicionais disponíveis para despacho pelos TNSP. O mecanismo ainda capacita os REDs para participar de futuros mercados de energia, oferecendo benefícios econômicos adicionais (além da geração própria de energia) e contribuindo para a sustentabilidade do sistema elétrico. O projeto também aborda desafios técnicos, como a gestão de excedentes de geração solar durante períodos de baixa demanda.

O projeto também inclui o desenvolvimento e teste das plataformas para inclusão de novos agentes, como *Distribution System Operator* (DSO), *Distribution Market Operator* (DMO) e agregadores, permitindo a coordenação e otimização dos REDs em resposta às condições reais da rede elétrica. A utilização de DOEs é essencial para interagir com dispositivos como carregadores de veículos elétricos e ajustar dinamicamente a operação dos REDs com base nas condições da rede. Tecnologias avançadas, como medição inteligente e plataformas de gerenciamento de energia, também são fundamentais para o monitoramento em tempo real e a coordenação eficaz dos REDs.

Os resultados esperados incluem a melhoria da estabilidade da rede, a valorização dos serviços de REDs, e a otimização da eficiência energética. A coordenação dos REDs ajuda a equilibrar oferta e demanda, reduzindo a necessidade de investimentos em nova infraestrutura e aumentando a resiliência do sistema elétrico. A valorização dos serviços fornecidos pelos REDs incentivam a participação ativa de consumidores e proprietários de recursos.

Informações complementares sobre o projeto podem ser encontradas em [16], [17], [18]

4 CALIFÓRNIA (CAISO)

No mercado de energia californiano existem, atualmente, oito operadores responsáveis por garantir a estabilidade e a confiabilidade da rede elétrica em suas respectivas áreas de atuação. Este capítulo abordará especificamente a região operada pelo Operador de Sistema Independente da Califórnia (CAISO), que é responsável por aproximadamente 80% da rede elétrica da Califórnia e uma pequena parte de Nevada, conforme o mapa da Figura 10.

Figura 10: Mapa com a região de cada autoridade de balanço na Califórnia [19].



4.1 Visão institucional

O mercado de energia da Califórnia é um dos mais dinâmicos e inovadores dos Estados Unidos, destacado por sua estrutura liberalizada e ênfase significativa em fontes de energia renováveis.

Sua operação é sustentada por um sistema institucional abrangente, que inclui reguladores estaduais, operadores de sistemas de transmissão e distribuição, fornecedores de energia e agências governamentais. A colaboração entre essas entidades é crucial para assegurar a operação eficiente, segura e sustentável do sistema energético, alinhando-se com os objetivos ambiciosos de descarbonização e modernização do setor.

4.1.1 Instituições do setor

O quadro institucional do setor elétrico californiano é formado por 3 entidades principais: a Comissão de Energia da Califórnia (*California Energy Commission*, CEC), a Comissão de Serviços Públicos da Califórnia (*California Public Utilities Commission*, CPUC) e o Operador Independente do Sistema da

Califórnia (CAISO). Além disso, há diversas autoridades federais, responsáveis pelas questões nacionais de energia norte-americanas. Dentre elas, destacam-se a Comissão Federal Reguladora de Energia (FERC) e o Departamento de Energia (DOE) que define a política energética do país. A figura a seguir resume a estrutura institucional do setor elétrico californiano.

Figura 11: Caracterização institucional do setor elétrico da Califórnia.



Agências Federais: FERC E DOE

A FERC é uma agência independente que regula a transmissão interestadual de eletricidade, gás natural e petróleo nos Estados Unidos. A FERC também analisa propostas para construir terminais de gás natural (GNL) e gasodutos interestaduais, bem como licencia projetos hidrelétricos. Algumas de suas responsabilidades no setor de eletricidade incluem a regulamentação da transmissão e comercialização atacadista de energia interestadual; a análise de fusões, aquisições e transações de empresas; a proteção da confiabilidade do sistema de transmissão interestadual de alta tensão, por meio de padrões de confiabilidade obrigatórios; e o monitoramento dos mercados de energia.

O DOE é um departamento executivo do governo federal norte-americano responsável por definir a política energética nacional e supervisionar a produção de energia, bem como gerenciar a pesquisa e desenvolvimento da energia nuclear, incluindo o programa militar de armas nucleares, a produção de reatores nucleares para a Marinha dos Estados Unidos, e pesquisas relacionadas à energia e à conservação de energia.

Comissão de Energia da Califórnia (CEC)

A CEC é a principal agência de planejamento e política energética do estado, encarregada por garantir um fornecimento de energia confiável e acessível. A Comissão tem cinco responsabilidades principais:

- (i) prever as necessidades energéticas futuras e manter um base de dados históricos sobre o setor de energia;
- (ii) estabelecer a localização e licenciamento de centrais elétricas;
- (iii) promover a eficiência energética;
- (iv) incentivar o desenvolvimento de novas tecnologias e apoiar o desenvolvimento energias renováveis; e
- (v) planejar e comandar a resposta do estado em caso de emergências energéticas.

Comissão de Serviços Públicos da Califórnia (CPUC)

A CPUC regula as empresas privadas de telecomunicações, eletricidade, gás natural, água, ferrovias, transporte ferroviário e transporte de passageiros na Califórnia. A CPUC é responsável por garantir que os clientes de serviços públicos da Califórnia tenham um serviço seguro e confiável a preços razoáveis, os protegendo contra fraudes e promovendo a saúde econômica da Califórnia.

Operador Independente do Sistema da Califórnia (CAISO)

O CAISO foi criado em 1998, junto ao processo de desregulamentação da indústria elétrica do estado da Califórnia. O CAISO é responsável por operar o mercado atacadista de energia de forma competitiva, garantir a operação da rede elétrica de forma segura e confiável, garantir acesso justo e transparente à rede de transmissão e às transações de mercado, e conduzir o processo anual de planejamento de transmissão.

4.1.2 Responsabilidades por atividades de rede

Na Califórnia, as atividades de operação e gestão da rede elétrica são realizadas principalmente pelo CAISO e pelas transmissoras e distribuidoras de energia elétrica. Enquanto o CAISO coordena a operação do sistema elétrico de alta tensão, as transmissoras são responsáveis pela sua gestão. As distribuidoras (*Utility Distribution Companies*, UDCs), por sua vez, são responsáveis pela distribuição de eletricidade e pela operação de suas redes locais dentro de suas áreas de concessão. Vale destacar que as distribuidoras são responsáveis não apenas pela atividade fio, mas também pela atividade de operação do sistema de distribuição e pela atividade de comercialização regulada, não havendo uma separação entre essas responsabilidades. Existe ainda a figura do *Scheduling Coordinator*, que atua na interface entre as distribuidoras e o operador de mercado.

Tabela 8: Matriz resumo de responsabilidades por atividade de rede no CAISO, na Califórnia.

Entidades	Transmissoras (PTOs)	Distribuidoras (UDCs)	Operador (CAISO)	Agregadores
Funções	Monopólio regional	Monopólio regional	Monopólio	Monopólio regional

Entidades	Transmissoras (PTOs)	Distribuidoras (UDCs)	Operador (CAISO)	Agregadores
Propriedade e manutenção rede T	X			
Decisão expansão rede T	(Investimento)		X	
Decisão despacho de geração conectada à T			X	
Execução manobras T			X	
Programação da operação T			X	
Medição T			X	
Operação do mercado de atacado		(via <i>Scheduling Coordinator</i>)	X	
Propriedade rede D		X		
Decisão expansão rede D		X		
Decisão despacho D				X
Execução manobras D		X		
Medição D		X		

Participante Proprietário de Transmissão (Participating Transmission Owner, PTO)

Os PTOs são agentes que possuem ativos de transmissão ou detêm direitos contratuais de uso de instalações de transmissão, e que transferiram o controle operacional dessas instalações para o CAISO. Eles são fundamentais para a operação do sistema elétrico da Califórnia, colaborando com o CAISO para garantir o transporte eficiente da eletricidade. Os PTOs são responsáveis pelos investimentos na manutenção, modernização e expansão da infraestrutura de transmissão definida pelo CAISO para acomodar o crescimento da demanda e a integrar fontes de energia renovável.

Empresa de Distribuição de Energia (Utility Distribution Company, UDC)

As UDCs são entidades responsáveis pela manutenção e operação de sistemas de distribuição e pelo fornecimento de serviços regulados de eletricidade aos consumidores finais em suas áreas de concessão. Elas atendem tanto clientes que não são elegíveis ao acesso direto quanto os que optaram por não contratar serviços por meio de um comercializador alternativo. Embora as UDCs sejam monopolistas na sua área de concessão para a atividade de comercialização regulada, existe um mercado competitivo onde os consumidores livres podem eleger seu comercializador (*Electric Service Provider*).

As UDCs trabalham em conjunto com o CAISO para garantir a entrega eficiente e confiável de eletricidade, especialmente em relação à integração de REDs. Dentre suas responsabilidades junto ao CAISO, estão operar suas instalações de forma a evitar impactos adversos, enviar cronogramas de manutenção e interrupções, coordenar sistemas de proteção elétrica, coordenar a restauração do sistema de emergência, manter registros de emergências e manutenção do sistema, coordenar o planejamento de expansão, realizar pesquisas de sistema e inspeções, e enviar previsões de demanda líquida.

No mercado atacadista, as transações devem ser conduzidas através de entidades pré-qualificadas e autorizadas pelo CAISO chamadas de *Scheduling Coordinators* (SC), descritos a seguir. Se a UDC não tiver um certificado de SC, é necessário que esteja associada a um SC.

Coordenadores de Programação (Scheduling Coordinator, SC)

Os SCs atuam como intermediários oficiais entre os participantes do mercado atacadista e o CAISO, representando consumidores, geradores, comercializadores e distribuidoras. Eles são os únicos agentes autorizados a negociar diretamente com o CAISO. Assim, para participar do mercado atacadista, uma empresa deve ser certificada como SC ou contratar um SC certificado para atuar em seu nome.

Os SCs são responsáveis por enviar previsões de geração e demanda ao CAISO para diferentes intervalos de tempo, desde o dia seguinte até 75 minutos antes da hora de operação. Essas previsões incluem tanto grandes usinas quanto REDs, e devem informar o preço, a quantidade, os locais e os horários específicos. Além disso, os SCs garantem que todas as operações estejam em conformidade com as regras e regulamentos estabelecidos pelo CAISO, monitorando o desempenho das unidades de geração e consumo para assegurar que cumpram com seus compromissos no mercado.

Agregadores

Os agregadores são responsáveis por reunir pequenos REDs para participar no mercado de energia e na oferta de serviços ancilares de forma coordenada, como uma unidade maior. Os principais tipos de agregadores no sistema da Califórnia são:

- Agregadores de Resposta da Demanda (*DR Aggregators*): combinam pequenos recursos de resposta da demanda (como ajustes no consumo de energia por parte de consumidores residenciais, comerciais e industriais) para fornecer serviços de resposta da demanda ao mercado atacadista de energia. Esses agregadores se conectam aos operadores de distribuição (como PG&E, SCE e SDG&E) para gerenciar a carga dos consumidores, garantindo que a redução seja coordenada. No mercado atacadista, eles enviam essas reduções ao CAISO, que as despacha como um recurso flexível para atender a demandas instantâneas da rede de transmissão. Além disso, leiloam a capacidade de resposta da demanda em programas como o DRAM, contribuindo para a confiabilidade e flexibilidade do sistema.
- Agregadores de Recursos Energéticos Distribuídos (*DER Aggregators*): reúnem vários recursos de energia distribuídos (como painéis solares residenciais, baterias de armazenamento, veículos

elétricos e outras tecnologias) para participar dos mercados operados pelo CAISO. Interagem com as redes de distribuição para coletar a energia gerada ou armazenada pelos consumidores e otimizar o uso desses recursos. Também interagem com o CAISO para oferecer essa capacidade ao mercado de transmissão, garantindo que os recursos agregados possam ser despachados de forma eficiente.

- *Virtual Power Plants* (VPPs): são uma forma de agregação em que diversas fontes de geração distribuída, armazenamento e resposta da demanda são combinadas para operar como uma única central elétrica virtual. Elas podem ser geridas por empresas de tecnologia de energia ou por *utilities* que implementam soluções avançadas de gerenciamento de energia. As VPPs coordenam recursos distribuídos em nível local (distribuição) e oferecem serviços em grande escala ao operador da rede de transmissão, funcionando como uma central elétrica que pode ser despachada para atender à demanda.

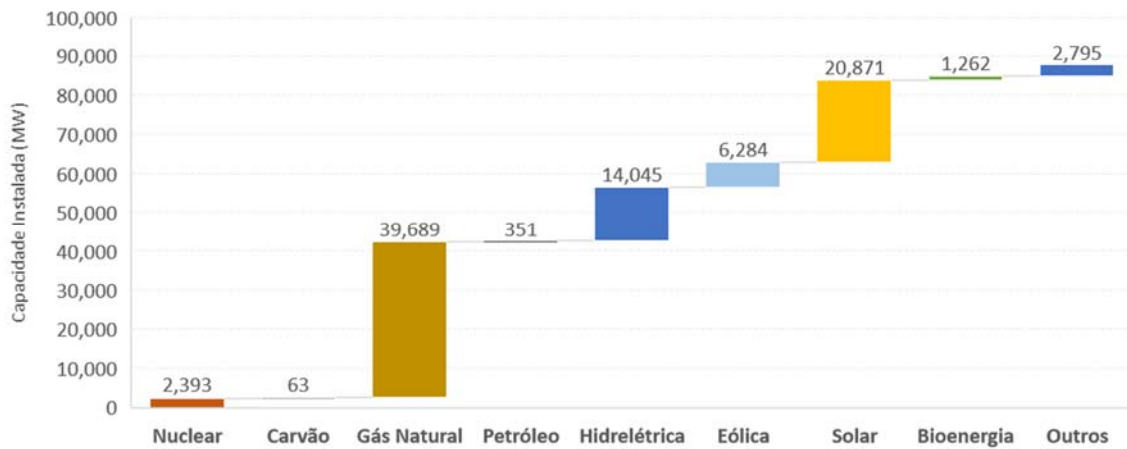
CAISO

O CAISO atua como operador de rede e de mercado, controlando e monitorando a rede de transmissão de alta tensão que abrange grande parte da Califórnia e partes do estado de Nevada. Ele atende cerca de 32 milhões de consumidores e gerencia cerca de 26 mil km de linhas de transmissão. Além disso, realiza o planejamento de longo prazo para assegurar que a infraestrutura elétrica atenda às necessidades futuras de demanda, e coordena com as UDCs e outras partes interessadas o desenvolvimento de planos de expansão e melhorias na rede. O CAISO também administra vários mercados de energia, incluindo o mercado de curto prazo, o mercado em tempo real, e mercados para serviços ancilares.

4.2 Sistema físico

O mercado da Califórnia tem aproximadamente 88 GW de capacidade instalada e é reconhecido pela elevada participação de fontes renováveis, que formam quase metade do potencial de geração do sistema. Em especial, se destaca a expressiva capacidade da geração solar, que soma mais de 20 GW, representando 23% da capacidade instalada total do sistema. A tecnologia hidroelétrica também tem participação relevante, contribuindo com 16% do total. Apesar da grande participação renovável, o sistema ainda depende fortemente de usinas a gás natural para atender a sua demanda, que correspondem atualmente a 45% da capacidade instalada do sistema. A bioenergia contribui com 2% do potencial total e as demais fontes são pouco relevantes. A Califórnia tem como meta que as fontes renováveis contribuam com 60% da geração do sistema até 2030 [20].

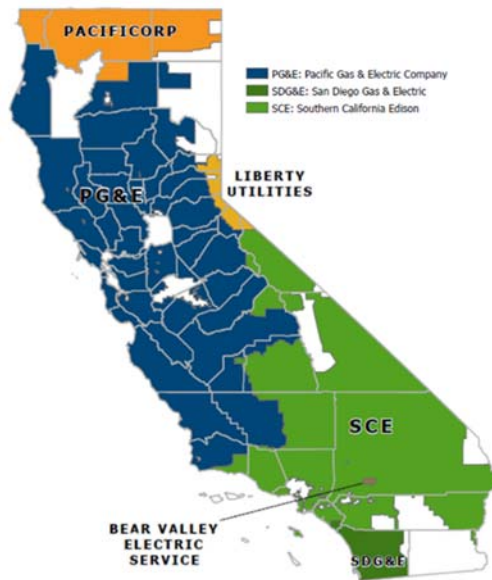
Figura 12: Capacidade instalada na Califórnia em 2023 [20].



4.2.1 Áreas de distribuição

A Califórnia possui uma infraestrutura complexa e extensa para a distribuição de serviços públicos. O estado está dividido em diversas áreas de distribuição, cada uma atendida por uma UDC específica, que é responsável por assegurar que a eletricidade chegue de forma eficiente em sua área de concessão. As principais responsáveis pelas áreas de distribuição são a *Pacific Gas and Electric Company*, *San Diego Gas and Electric* e *Southern California Edison*, destacadas no mapa da Figura 13.

Figura 13: Mapa com as principais distribuidoras da Califórnia. Fonte: [19].



Pacific Gas and Electric Company (PG&E)

A PG&E é uma das maiores empresas de serviços públicos dos Estados Unidos, fornecendo eletricidade e gás natural para cerca de 16 milhões de pessoas na Califórnia. Seu portfólio de geração consiste em

3.848 MW de capacidade hidrelétrica, 2.240 MW de capacidade nuclear, 1.400 MW de térmicas a gás, 152 MW de usinas solares e 182 MW de potencial de armazenamento em bateria.

San Diego Gas and Electric (SDG&E)

A SDG&E é uma subsidiária da Sempra Energy, uma empresa de energia diversificada. É uma das principais concessionárias de serviços públicos na Califórnia, servindo mais de 3,6 milhões de clientes em uma área que cobre cerca de 10 mil km², incluindo San Diego e partes dos condados de Orange e Riverside.

Southern California Edison (SCE)

A SCE é uma subsidiária da Edison International. É uma das maiores empresas de serviços públicos dos Estados Unidos, fornecendo eletricidade para mais de 15 milhões de pessoas em uma área de serviço que abrange aproximadamente 130 mil km², incluindo grandes áreas metropolitanas como Los Angeles e San Diego.

4.3 Síntese da regulamentação envolvendo REDs

4.3.1 Visão geral

A tabela a seguir apresenta uma visão geral da regulamentação para REDs no CAISO.

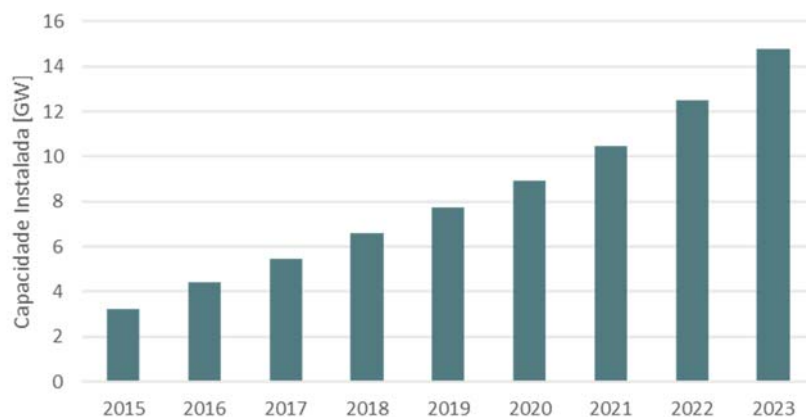
Tabela 9: Visão geral da regulamentação para REDs no CAISO, na Califórnia.

Categoria	Pergunta	Resposta	OBS
Comercial	REDs têm acesso a “mecanismos baseados em preço (subsídios ou incentivos econômicos)”?	Sim	Sistema de Compensação de Energia / Incentivo às Fontes Renováveis
	REDs têm acesso a um “mercado <i>spot</i> ”?	Sim	≥ 500kW sem agregador e ≥ 100kW com agregador
	REDs têm acesso a “leilões de contratos”?	Restrito	Leilão de RD
Físico	Os programas de remuneração dos REDs dão incentivos à previsão mais acurada?	Não	
	Existe uma infraestrutura / protocolos para submeter informações de previsão?	Não	
	Os programas de remuneração contemplam a possibilidade de <i>curtailment</i> dos REDs?	Sim	Só em caso de emergência

A Califórnia adotou os REDs como uma estratégia importante para cumprir seus compromissos de aumentar os recursos renováveis e de carbono zero. A regulamentação relacionada aos REDs evoluiu significativamente, criando um ambiente propício para o crescimento de geração distribuída, armazenamento de energia e outros recursos que contribuem para a sustentabilidade e a resiliência do

sistema elétrico estadual. A Figura a seguir ilustra a evolução da capacidade de geração solar distribuída na Califórnia ao longo dos últimos anos.

Figura 14: Evolução da capacidade instalada de GD solar na Califórnia [21].



A regulamentação começou a ganhar destaque e ser formalizada no início dos anos 2000, com vários marcos importantes ao longo do tempo:

- *Senate Bill 656* (1995): legislação inicial que estabeleceu o fundamento para o programa de Compensação de Energia (*Net Energy Metering*, NEM) na Califórnia, permitindo que os proprietários de sistemas de geração renovável, como painéis solares, conectassem seus sistemas à rede de distribuição e recebessem créditos em suas contas de energia pelo excedente de eletricidade injetado na rede [22].
- *Assembly Bill 1890* (1996): marco significativo que estabeleceu as bases para a liberalização do mercado de energia na Califórnia, promovendo a concorrência entre os fornecedores de eletricidade e incentivando o desenvolvimento de recursos distribuídos [23].
- *Senate Bill 1078* (2002): estabeleceu metas ambiciosas para o aumento da participação de fontes renováveis na matriz energética do estado e incentivou programas de geração distribuída, como o *California Solar Initiative* (CSI), encerrado em 2016 [24].
- *Assembly Bill 920* (2009): expandiu o programa de medição de energia líquida ao introduzir a compensação financeira, fornecendo então um incentivo adicional, além dos créditos na conta de energia [25].
- *Assembly Bill 327* (2013): alterou as regras para a tarifação de energia na Califórnia e proporcionou um novo impulso para a integração de REDs, abrindo espaço para a integração de tecnologias de armazenamento de energia. Incluiu a criação do *Net Metering 2.0* (NEM 2.0), que ajustou as tarifas e os créditos oferecidos aos clientes de energia solar, reduzindo os subsídios diretos, de forma que tornasse a compensação mais equilibrada entre os usuários com geração distribuída e aqueles que não a possuem [26].

- Senate Bill 100 (2018): estabeleceu a meta ambiciosa de alcançar 100% de eletricidade limpa na Califórnia até 2045, com metas intermediárias de 50% até 2026 e 60% até 2030. Impulsionou ainda mais o desenvolvimento e a integração de REDs, especialmente de fontes renováveis [27].
- Decisão 22-12-056 (2022): alterou as regras de taxas de importação e exportação de energia do NEM 2.0 no sistema de compensação de geração distribuída, refletindo a variação na demanda sazonal. Além disso, as taxas de exportação passaram a ser baseadas nos valores calculados pela ferramenta de custos evitados (detalhada na seção 4.4.1), que estima a economia para a rede em função da energia exportada pelos sistemas de geração distribuída. [28].

Além disso, o CAISO definiu a capacidade mínima para a participação de REDs no mercado atacadista em 500 kW para participação direta e em 100 kW para participação via agregador.

4.3.2 Caracterização de tipos de agente

Geração Distribuída

A Califórnia tem se destacado globalmente na adoção de tecnologias de energia renovável, com a geração distribuída desempenhando um papel fundamental nessa transição. Para que uma instalação de GD possa ser classificada como um RED na Califórnia é necessário cumprir uma série de requisitos regulamentares e técnicos estabelecidos pela CPUC e outras autoridades competentes, tais como:

- Conformidade com normas técnicas: as instalações devem atender a normas técnicas que garantem a segurança, eficiência e confiabilidade;
- Capacidade de comunicação bidirecional: os sistemas devem ter a capacidade de comunicação bidirecional com os operadores de rede de distribuição e com o CAISO, especialmente no contexto do programa de leilão de resposta da demanda, além de cumprir os procedimentos de interconexão;
- Monitoramento e controle remoto: as instalações de maior porte, que tenham impacto significativo na rede elétrica, ou que participam de programas de mercado de energia (como o programa de resposta da demanda) devem possuir tecnologias que permitam o monitoramento em tempo real e o controle remoto da produção de energia. Instalações menores, como sistemas residenciais, podem não estar sujeitas a esse requisito.

Sistema de Armazenamento de Energia

A Califórnia é líder mundial em armazenamento de energia com a maior frota de baterias para a rede elétrica. O armazenamento é uma ferramenta importante para dar suporte à confiabilidade da rede e complementar a geração renovável abundante no estado. Essas tecnologias capturam energia gerada durante os horários de baixa demanda e fornecem essa energia de volta ao sistema nos momentos de ponta, reduzindo a dependência de combustíveis fósseis.

A trajetória do armazenamento de energia na Califórnia começou em 2010, quando o Projeto de Lei da Assembleia (AB) 2514 tornou-se uma legislação vinculante e autorizou a CPUC a avaliar e estabelecer metas de armazenamento de energia para as Entidades Estaduais de Atendimento de Carga (LSEs). Em 2013, a CPUC definiu uma meta de 1.325 MW de armazenamento de energia até 2020, com foco em otimização da rede, integração de energia renovável e redução de gases de efeito estufa (GEE).

Em 2016, o AB 2868 determinou que as três principais concessionárias de energia propusessem iniciativas para acelerar a implantação de 500 MW de sistemas de armazenamento de energia distribuída. Em 2019, a CPUC aprovou a proposta da PG&E para um programa de armazenamento de energia *behind the meter*, mas rejeitou outras propostas das concessionárias.

O Projeto de Lei do Senado (SB) 801 de 2017, em resposta à redução da entrega de gás em Aliso Canyon, solicitou que Los Angeles considerasse soluções para obter um mínimo de 100 MW de armazenamento e que a CPUC instrísse a obtenção de pelo menos 20 MW adicionais.

Até o momento, a CPUC aprovou a aquisição de mais de 1.533 MW de nova capacidade de armazenamento a ser construída no Estado, dos quais 506 MW já estão em operação. Essa aquisição é conduzida por meio de processos competitivos organizados pelas concessionárias uma ou duas vezes ao ano. O mandato AB 2514 estabelece metas para três domínios distintos de rede: localizado no cliente, conectado à distribuição e conectado à transmissão, permitindo certa flexibilidade entre domínios [29].

Veículos Elétricos

Os veículos elétricos (VE) estão se tornando cada vez mais importantes no panorama energético da Califórnia. Além de representarem uma alternativa sustentável ao transporte tradicional, os VEs podem atuar como REDs, utilizando sua capacidade de armazenamento como baterias móveis.

A integração *vehicle-to-grid* (V2G) abrange tecnologias, políticas e estratégias que otimizam o carregamento de VEs, ajustando horários, nível de potência ou locais de carregamento de forma a beneficia a rede elétrica, sem comprometer as necessidades de mobilidade dos motoristas.

Os veículos elétricos de emissão zero (ZEVs) desempenham um papel importante nos esforços para atingir as ambiciosas metas climáticas da Califórnia. O estado pretende atingir os seguintes marcos: 1,5 milhão de ZEVs nas estradas até 2025, 5 milhões até 2030 e 100% das vendas de automóveis e caminhões com emissão zero até 2035. [30]

Resposta da demanda (RD)

A resposta da demanda é um recurso de ajuste do consumo de eletricidade por parte dos consumidores em resposta a sinais de preço ou incentivos financeiros, com o objetivo de equilibrar oferta e demanda na rede elétrica. Como recurso energético distribuído, a resposta da demanda contribui para a flexibilização do consumo, reduzindo de picos de demanda e promovendo um sistema energético mais resiliente e sustentável.

Na Califórnia, os programas de resposta da demanda são administrados pelas três concessionárias de serviços públicos de propriedade privada (IOUs), entidades jurisdicionais da CPUC (como os *Community Choice Aggregators*, CCAs) ou por entidades comerciais terceirizadas (como Agregadores ou Provedores de Resposta da Demanda). [31]

A integração da RD com o CAISO permite que os recursos participem dos mercados de energia e sejam despachados em tempo real, contribuindo para a eficiência do sistema e integração de fontes renováveis. Além disso, através de programas como o DRAM, o CAISO garante que os REDs possam fornecer capacidade e serviços ancilares, ajudando a estabilizar a rede em momentos de alta demanda. [32]

4.4 Mecanismos de remuneração

A Califórnia tem se destacado pela integração de REDs em sua rede elétrica, impulsionada por diversos mecanismos específicos que são parte de uma estratégia abrangente para promover uma rede elétrica mais limpa, resiliente e eficiente. Atualmente, os mecanismos em vigor são o *Net Billing Tariff* (NBT), o *Renewable Market Adjusting Tariff* (ReMAT) e o *Demand Response Auction Mechanism* (DRAM), detalhados nos itens seguintes. Alguns programas de incentivo já finalizados, como o *California Solar Initiative* (CSI) e o *Low-Income Solar PV*, também desempenharam um papel importante nesse avanço.

4.4.1 Mecanismo baseado em preço: Tarifa de Faturamento Líquido (*Net Billing Tariff*, NBT)

Tabela 10: Resumo do mecanismo baseado em preço de Net Billing no CAISO, na Califórnia.

Categoria	Pergunta	Resposta	OBS
Tecnologias	Tecnologias contempladas?	Semi-restrito	Geração solar distribuída + armazenamento de energia
	Diferenciação por tecnologia?	Produto único	
Perfil	Diferenciação horária?	Detalhada	Diferenciação horária entre dias de semana e finais de semana / feriado
	Diferenciação locacional?	Nenhuma	
	Diferenciação de preço entre compra e venda?	Sim	Tarifa de importação por distribuidora e compensação de exportação baseada em Custos Evitados

O programa *Net Billing Tariff* (também conhecido como NEM 3.0) é um esquema tarifário que visa incentivar a geração distribuída de energia renovável, permitindo que os consumidores que geram sua própria eletricidade sejam compensados pela energia exportada para a rede elétrica. Os clientes participantes continuam responsáveis pelo pagamento das taxas de operação e manutenção (O&M) da rede, conhecidas como *non-bypassable charges* (NBCs), que cobrem os custos de infraestrutura.

O NBT é uma evolução do *Net Energy Metering* (NEM), com ajustes na forma como os clientes são creditados e cobrados pela energia que produzem e consomem. No mecanismo original do NEM, a

participação no programa era limitada a pequenas instalações com capacidade até 1 MW. Os programas subsequentes não consideram mais essa capacidade e limitam a participação à carga elétrica anual do cliente (NEM 2.0) ou a 50% a mais do tamanho da carga (NBT) [33].

No NEM 2.0, os consumidores eram creditados pela energia exportada à mesma tarifa paga pela energia importada. No entanto, essa tarifa não incluía todas as taxas, como as NBCs e a taxa de disponibilidade. A principal crítica ao NEM 2.0 foi que o programa oferecia um retorno financeiro superior para os proprietários de sistemas de geração solar distribuída, com um *payback* de 5 anos, gerando subsídios cruzados que aumentavam o custo para consumidores sem GD. Dessa forma, ao implementar o NBT, o regulador buscou reduzir os incentivos financeiros para esse tipo de instalação, aumentando o *payback* alvo para 9 anos, e promovendo uma distribuição de custos mais equitativa entre os consumidores. O NEM 2.0 está fechado para novos participantes, mas segue em vigor para os já inscritos, que podem permanecer nessa tarifa por até 20 anos. Após esse prazo, a migração para o NBT é obrigatória.

Para participar do NBT, os geradores devem aceitar uma tarifa por tempo de uso específica (“ToU de Eletrificação”), que incentiva o consumo fora do horário de ponta. A compensação pela energia exportada à rede é dinâmica e se baseia na Calculadora de Custos Evitados (ACC) da CPUC, que utiliza modelos de previsão e dados históricos para estimar os custos evitados, refletindo assim mudanças nas condições do mercado e nos custos subjacentes. Dessa forma, a compensação financeira para os geradores distribuídos é mais alinhada com os custos reais e os benefícios proporcionados à rede elétrica.

Além disso, clientes residenciais da PG&E e da SCE que solicitarem interconexão de instalações NBT à rede antes do final de 2027 recebem um crédito adicional pela energia exportada, que reduzirá gradualmente ao longo de 9 anos até atingir o valor baseado na ACC (não se aplica a clientes que estejam migrando devido ao fim do período com a tarifa NEM). Clientes elegíveis para o crédito adicional podem usar esse benefício para compensar parte das taxas de O&M (NBCs). A Tabela 11 indica o crédito de exportação adicional adotado pela calculadora de custos evitados para cada concessionária.

Tabela 11: Crédito adicional adotado pela calculadora de custos evitados por concessionária [28].

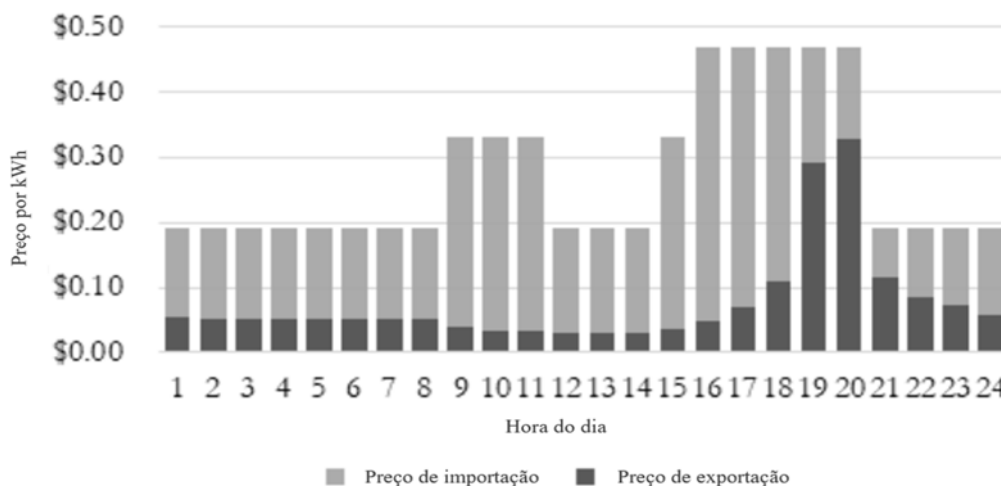
Concessionária	PG&E	SDG&E ⁶	SCE
Residencial	\$0.022/kWh	\$0/kWh	\$0.040/kWh
Baixa Renda	\$0.090/kWh	\$0/kWh	\$0.093/kWh
Não Residencial	\$0/kWh	\$0/kWh	\$0/kWh

No NBT, a diferença entre as tarifas de importação e exportação varia ao longo do dia, incentivando a redução da demanda nos horários de ponta. As exportações avaliadas pela ACC nesse mecanismo geralmente têm valores mais baixos do que as tarifas de importação ToU, resultando em créditos

⁶ Os clientes da SDG&E não possuem crédito adicional pois seus sistemas solares geram mais economia nas contas devidos às altas tarifas elétricas da concessionária.

menores para a energia exportada, mas que seguem os períodos da ToU. A Figura 15 ilustra esse comportamento.

Figura 15: Exemplo de variação dos preços de importação e exportação durante do dia [28].



4.4.1 Mecanismo baseado em preço: Tarifa de Ajuste do Mercado Renovável (*Renewable Market Adjusting Tariff, ReMAT*)

Tabela 12: Resumo do mecanismo baseado em preço do ReMAT no CAISO, na Califórnia.

Categoria	Pergunta	Resposta	OBS
Tecnologias	Tecnologias contempladas?	Restrito	Geração distribuída
	Diferenciação por tecnologia?	Produto único	
Perfil	Diferenciação horária?	Nenhuma	
	Diferenciação locacional?	Nenhuma	
	Diferenciação de preço entre compra e venda?	Sim	Tarifa de importação por distribuidora e tarifa fixa de exportação baseada em preços para contratos de longo prazo

O ReMAT foi criado como substituto do programa de *feed-in tariff* (FiT) original da Califórnia, projetado para facilitar a compra de energia renovável de pequenas instalações de geração distribuída. O programa teve como objetivo expandir o programa de FiT e aumentar a capacidade máxima elegível para 3 MW. [34]

Os geradores que participam do ReMAT recebem uma tarifa fixa por cada MWh de eletricidade renovável gerada e vendida para as concessionárias de energia. Essas tarifas são projetadas para garantir uma receita estável e previsível para os geradores ao longo da duração de seus contratos (geralmente de 10, 15 ou 20 anos), incentivando a adoção de REDs e contribuindo para as metas de energia limpa.

Os projetos do programa ReMAT são divididos em categorias específicas, cada uma com suas próprias tarifas ajustáveis, para refletir as características e custos associados de cada tipo de geração. As categorias existentes são:

- *As-Available Peaking*: geradores fornecem energia durante os períodos de pico de demanda, com tarifas geralmente mais altas.
- *As-Available Non-Peaking*: geradores fornecem energia fora dos horários de pico e os preços podem ser diferentes dos praticados durante os períodos de pico.
- *Baseload*: geradores fornecem energia de forma constante e contínua, independentemente da variação na demanda. Os preços podem refletir a necessidade de manter um suprimento de energia constante ao longo do tempo.

As tarifas são ajustadas anualmente pela CPUC com base nas condições de mercado e na demanda por energia renovável. Os preços são calculados utilizando a média ponderada de contratos de *Renewable Portfolio Standard* (RPS) de longo prazo executados recentemente, de 20 MW ou menos. O RPS é uma modalidade de compra voluntária de “certificados verdes” pelas concessionárias de energia. Dentre os recursos renováveis qualificados para o RPS figuram: biodiesel, biomassa, biometano, energia geotérmica, pequenas hidrelétricas, sólidos urbanos, ondas oceânicas, solar, corrente de maré e eólica.

A Tabela 13 apresenta os preços médios ponderados dos contratos RPS com 20 MW ou menos executados no ciclo 2020-2022, que foram utilizados como referência para definição da tarifa ReMAT.

Tabela 13: Preços médios ponderados por categoria dos contratos RPS [35].

Categoria de contrato	Preço médio ponderado (\$/MWh)
<i>As-Available Non-Peaking</i>	55.13
<i>As-Available Peaking</i>	67.69
<i>Baseload</i>	74.59

4.4.2 Programa de leilão: Leilão de Resposta da Demanda (DRAM)

Tabela 14: Resumo do programa de leilão de resposta da demanda (RD) DRAM no CAISO, na Califórnia.

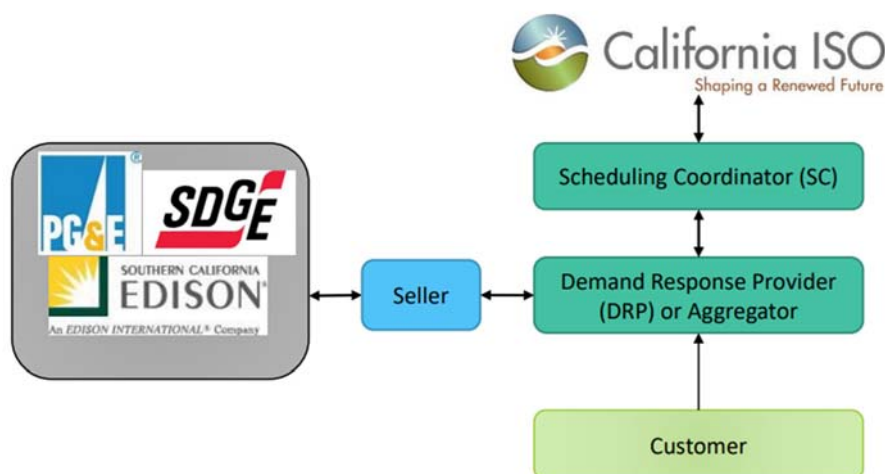
Categoria	Pergunta	Resposta	OBS
Tecnologias	Tecnologias contempladas?	Restrito	Resposta da demanda
	Diferenciação por tecnologia?	Produto único	Resposta da demanda

Perfil	Diferenciação locacional?	Sim	“Capacidade local” é um produto
Produtos	Contempla produto energia?	Não	
	Contempla produto confiabilidade?	Sim	Produtos de capacidade
	Contempla produto flexibilidade?	Não	
	Contempla outros serviços ancilares?	Não	

O Leilão de Resposta da demanda (DRAM), lançado em 2015, é um programa anual para contratação de recursos de resposta da demanda para horas de pico. Ele permite a participação de consumidores comerciais, industriais e residenciais conectados às redes de distribuição, que podem oferecer três tipos de produtos: capacidade do sistema, capacidade local e capacidade flexível.

A dinâmica do DRAM envolve diversos agentes de mercado: o CAISO (operador), as distribuidoras (contratantes), os comercializadores (fornecedores e agregadores), os coordenadores de despacho (SC) e um avaliador independente. A Figura 16 fornece uma visão geral dessas relações de acordo com as regras oficiais.

Figura 16: Esquema oficial dos Agentes Participantes do DRAM [36].



O DRAM foi criado para testar um modelo de licitação por oferta que integra a resposta da demanda ao mercado de energia do CAISO. A CPUC estabelece um orçamento anual para cada uma das três concessionárias participantes do programa e estipula uma meta da quantidade mínima de capacidade a ser contratada (meta “piso”). Não há limite máximo de contratação, desde que se respeite a restrição orçamentária. Dessa forma, quanto menor o preço por MW, maior a capacidade que se pode contratar.

Os vencedores do leilão recebem uma remuneração fixa em troca de uma obrigatoriedade de apresentar ofertas (*must-offer*) no mercado de energia (dia seguinte e tempo real) durante as horas contratadas. As ofertas são aprovadas e monitoradas pelo CAISO, que é também responsável pelo despacho dos recursos. A análise dos requisitos de participação passa tanto pelo CAISO quanto pelas distribuidoras,

que verificam a integração dos recursos às redes locais. Caso os requisitos de oferta não sejam cumpridos, os participantes estão sujeitos a penalidades financeiras.

Em julho de 2019, o CPUC aprovou a continuação do DRAM por mais quatro anos (2020-2023), com algumas revisões. Essas revisões incluíram requisitos mais criterioso (como um mínimo de 100 kW para participação), a permissão de agregadores (para reunir recursos menores com maior confiabilidade), o aumento da frequência dos leilões e uma maior integração da resposta da demanda com outros produtos do mercado. Além disso, o CAISO introduziu novos critérios de desempenho e aprimorou a transparência no processo de leilão.

4.4.3 Mercado *spot*

Tabela 15: Resumo do acesso dos REDs ao mercado *spot* no CAISO, na Califórnia.

Categoria	Pergunta	Resposta	OBS
Perfil	Diferenciação locacional?	Nodal	10.000 nós
Produtos	Existe produto energia para REDs?	Sim	
	Existe produto confiabilidade para REDs?	Sim	Produto capacidade no DRAM
	Existe produto flexibilidade para REDs?	Sim	Reserva primária e secundária
	Existem outros serviços ancilares para REDs?	Não	

Os Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) podem participar do mercado *spot* do CAISO, fornecendo energia e serviços ancilares ao sistema. É necessário cumprir com determinados requerimentos, como a capacidade mínima individual de 500 kW ou agregada de pelo menos 100 kW. Há um único agregador que pode exercer essa função no mercado, denominado Fornecedor de Recursos Energéticos Distribuídos (*Distributed Energy Resource Provider*, DERP). Para ingressar no mercado, o proprietário dos REDs deve firmar acordos com distribuidora local, registrar-se junto ao CAISO, e designar um agente responsável por coordenar o despacho dos seus recursos (*Scheduling Coordinator*) e garantir a conformidade com os requisitos técnicos de medição e telemetria em função do tamanho da unidade e tecnologia. Na prática, o *Scheduling Coordinator* é responsável pela interface entre o agente e os mercados de energia e serviços ancilares, representando as ofertas que entram no problema de cootimização para o seu despacho econômico.

O mercado atacadista californiano é dividido em três segmentos: (i) Mercado do Dia Seguinte, (ii) Mercado Intradiário de Quinze Minutos, e (iii) Mercado em Tempo Real. O despacho do sistema é determinado através de uma co-otimização dos mercados de energia e serviços ancilares, que considera restrições de rede, restrições técnicas dos agentes, perdas na transmissão e as necessidades de reserva. Todos os três mercados geram obrigações financeiras, de maneira que as diferenças entre os mercados são liquidadas ao preço do mercado respectivo.

As ofertas de preços (para geração e demanda) podem ser subdivididas em dois tipos: (i) ofertas econômicas, com pares de preço e quantidade, e (ii) ofertas fixas, onde se especifica unicamente a quantidade e o agente opera como tomador de preço. Cada unidade deve apresentar uma oferta individual, não sendo possível realizar ofertas de portfólio, e não há nenhum tipo de diferenciação entre tecnologias. Além das ofertas econômicas e fixas, as ofertas diárias dos geradores podem conter informações relacionadas aos seus custos de *start-up*, geração mínima e de transição entre configurações multi-estágio. Os valores das ofertas de energia devem estar entre USD -150/MWh e 1.000 USD/MWh. Esse teto pode ser ampliado para 2.000 USD/MWh quando o gerador térmico for capaz de comprovar um custo de geração superior. As ofertas para reserva devem estar entre 0 USD/MWh e 250 USD/MWh.

Os agentes podem ajustar livremente suas ofertas entre o Mercado do Dia Seguinte e o Mercado em Tempo Real, independente se fazem parte da programação de despacho ou não, desde que a alteração seja sinalizada até 65 minutos antes da operação. Restrições técnicas também podem ser modificadas, mas apenas quando não estejam vinculadas à programação determinada no Mercado do Dia Seguinte.

Além disso, visando promover a convergência de preços entre o Mercado do Dia Seguinte e o Mercado em Tempo Real⁷, o CAISO instituiu a possibilidade de ofertas virtuais, denominadas “*convergence bidding*”. Este mecanismo permite que agentes sem ativos físicos 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 seja reconstituída, já que o agente sem ativo por definição não entrega energia no mercado físico.

No Mercado em Tempo Real são geridos os desvios entre a programação do Mercado do Dia Seguinte e a 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 congestão, manter a capacidade de regulação e satisfazer os requisitos de reserva.

Os preços são definidos de forma nodal, com mais de 10.000 nós, e são calculados de forma *ex-ante* a partir das ofertas dos agentes e da previsão de demanda. Eles podem ser subdivididos em três componentes: 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.

Para compensar os custos de congestão que possam acontecer no Mercado do Dia Seguinte, existe o mecanismo de Direitos Financeiros de Congestão (*Congestion Revenue Rights*, 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

⁷ Divergência entre os mercados usualmente ocorrem porque os agentes tendem a ser excessivamente conservadores em algumas previsões feitas no Mercado do Dia Seguinte.

ocorra no sentido contrário. Os direitos são comercializados através de leilões mensais e podem ser negociados através de acordos bilaterais.

Adicionalmente, aos agentes que apresentarem ofertas no Mercado do Dia Seguinte é oferecido o *Bid Cost Recovery* (BCR), um mecanismo explícito para garantir o pagamento dos custos não recuperados dos geradores. O BCR inclui custos relativos a *start-up*, geração mínima, custos de transição, além dos custos variáveis do gerador. 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 seus custos. Os custos extras gerados por esse mecanismo são alocados a uma conta *uplift*, que é posteriormente dividida entre os agentes consumidores.

Finalmente, visando mitigar práticas anticompetitivas nos mercados locais, o CAISO vem implementando um teste automatizado durante a otimização do mercado, 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.

4.5 Destaques de inovações envolvendo REDs

4.5.1 Projeto Smart Power Integrated Node (SPIN)

O projeto *Smart Power Integrated Node* (SPIN), conduzido pela *California Energy Commission* em 2023, buscou a integração bidirecional de veículos elétricos como recursos energéticos distribuídos locais. A iniciativa envolveu várias entidades, incluindo fabricantes de veículos como Fiat e Chevrolet, e foi parte do programa *Electric Program Investment Charge* (EPIC).

O objetivo do projeto SPIN foi desenvolver e demonstrar um sistema que permitisse que os veículos elétricos não apenas carregassem suas baterias, mas também devolvessem energia à rede quando necessário. Os REDs utilizados para no projeto incluíram sistemas de energia solar fotovoltaica e armazenamento de energia integrados bidirecionalmente com veículos elétricos para otimizar o uso de energia renovável e aumentar a resiliência da rede. Para isso, os REDs precisam atender a requisitos para a interface com a rede de transmissão, como a estabilidade de frequência e tensão, a conformidade com padrões de interconexão e a capacidade de resposta rápida em momentos de alta demanda. A integração ocorre por meio de inversores bidirecionais, sistemas de gerenciamento de energia e plataformas de comunicação que coordenam a operação entre a rede de distribuição e transmissão, garantindo a eficiência e a estabilidade do sistema.

Um aspecto crucial do projeto foi o desenvolvimento de carregadores bidirecionais que permitiram a participação dos veículos elétricos em mercados de serviços ancilares de resposta rápida, como os mercados de regulação de aumento (*up*) e mercados de regulação de redução (*down*). O projeto incluiu uma modelagem detalhada e simulações em grande escala do sistema elétrico da Califórnia, avaliando o

impacto dos REDs sob diferentes condições de operação e limites de capacidade da rede de distribuição. A pesquisa também avaliou o impacto do fluxo de energia bidirecional na degradação das baterias dos veículos elétricos, revelando que a degradação é limitada e quantificável, permitindo uma previsão mais precisa da vida útil das baterias.

4.5.1 Projeto *Virtual Power Plant* (VPP)

O projeto *Virtual Power Plant* (VPP) iniciou seu desenvolvimento entre a Sunrun e a SCE em novembro de 2020. O objetivo principal foi criar uma rede de sistemas de armazenamento de energia domésticos, alimentados por energia solar, que poderiam ser usados para fornecer energia à rede elétrica de distribuição durante períodos de alta demanda ou emergências.

A Sunrun instalou seus sistemas de bateria Brightbox em residências na área de serviço da SCE. Durante eventos de alta demanda, a SCE enviava sinais para que a Sunrun liberasse energia dessas baterias para a rede, ajudando a estabilizar o sistema elétrico. Além disso, as baterias forneciam energia de *backup* para os participantes durante quedas de energia.

Os participantes do programa recebiam incentivos financeiros e a segurança de ter energia de *backup* em caso de falhas na rede, oferecendo uma fonte confiável de energia durante emergências e reduzindo a dependência de geradores de energia tradicionais. Além disso, a VPP aumentava a resiliência da rede e reduzia os custos de energia ao utilizar energia armazenada em baterias domésticas.

Esse projeto representou um passo significativo em direção à modernização da infraestrutura de energia da Califórnia. A parceria demonstrou como a tecnologia de energia distribuída pode ser utilizada para criar uma rede elétrica mais resiliente, econômica e sustentável.

4.6 Dinâmica de despacho dos REDs

Na Califórnia, o CAISO pode executar o corte (*curtailment*) de REDs. O corte geralmente é motivado por situações de excesso de geração renovável, especialmente durante períodos de baixa demanda combinados com alta produção solar e eólica. O CAISO também pode solicitar a redução de REDs quando há risco de sobrecarga ou congestionamento na rede para evitar problemas de estabilidade [37]. Os cortes são categorizados pelo CAISO da seguinte forma [38]:

- Econômico - Local: Para mitigar o congestionamento local através de lances econômicos;
- Econômico - Sistema: Para mitigar o excesso de oferta no sistema em geral;
- Autoprogramado - Local: Redução de geração autoprogramada para mitigar congestionamento local;
- Autoprogramado - Sistema: Para mitigar excesso no sistema;
- Despacho Excepcional - Local: Para resolver congestionamento local;
- Despacho Excepcional - Sistema: Para mitigar excesso em todo o sistema.

Em tempo real, o *curtailment* é solicitado por meio de intervenções manuais para aliviar condições que possam colocar em risco a confiabilidade da rede. Nos Mercados Intradiários e do Dia Seguinte, o *curtailment* pode ocorrer com base em previsões de demanda e de produção renovável com ajustes sendo realizados automaticamente pelo software de mercado para equilibrar oferta e demanda.

Embora o CAISO tenha a responsabilidade de gerenciar a estabilidade e a confiabilidade de todo o sistema, ele não se comunica diretamente com os REDs. Essa comunicação é intermediada pelo DSO, que recebe as instruções do CAISO e coordena a execução com REDs maiores que operam na rede de distribuição ou com agregadores que gerenciam REDs menores.

5 TEXAS (ERCOT)

O sistema elétrico do Texas é um dos maiores do país e o único que não atua segundo as leis federais definidas pela *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC). O mercado de energia do estado é desregulamentado, permitindo livre concorrência nos setores de geração, comercialização e distribuição de eletricidade. Em termos de comercialização, há dois mercados elétricos principais: o operado pelo ERCOT (*Electric Reliability Council of Texas*) e o mercado regulado operado por *utilities* governamentais. As cidades podem escolher em que mercado desejam operar.

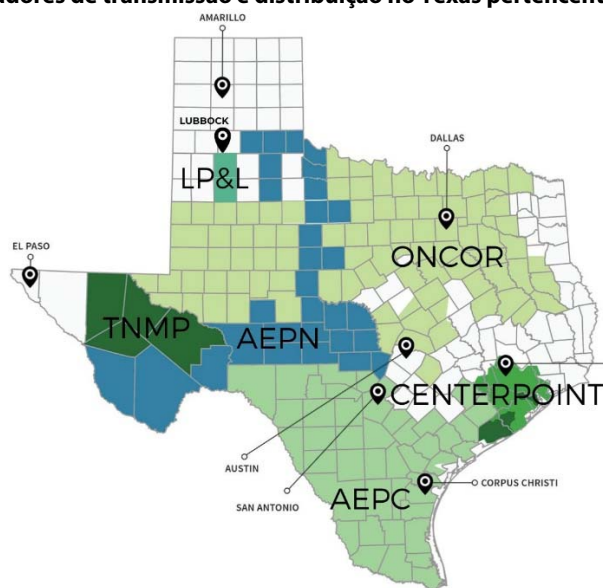
Este relatório será focado no mercado operado pelo ERCOT, que coordenar cerca de 90% do território estadual. Esse modelo favorece um ambiente competitivo, onde geradores de energia negociam diretamente com varejistas e consumidores finais.

5.1 Visão institucional

Os geradores conectados à rede do ERCOT participam de um mercado exclusivamente energético. A rede elétrica texana é independente da rede dos Estados Unidos e não está sob jurisdição da FERC, mas sim da PUCT (*Public Utility Commission of Texas*), que é a entidade reguladora de mercado.

O mercado de energia do Texas pode ser dividido em duas categorias: (i) atividades totalmente liberalizadas (geração e comercialização) e (ii) atividades reguladas (transmissão e distribuição). Uma característica particular do estado é que as redes de transmissão e distribuição são unificadas (*Transmission and Distribution Utilities*, TDUs), e compostas por seis grandes monopólios regionais, conforme ilustrado na Figura 17 [39].

Figura 17: Operadores de transmissão e distribuição no Texas pertencentes ao ERCOT [40].



5.1.1 Instituições do setor

As instituições do setor elétrico do Texas podem ser classificadas em cinco grupos principais: geração, comercialização, transmissão, operador de rede e regulador. A figura a seguir resume a estrutura institucional do setor elétrico texano.

Figura 18: Caracterização institucional do setor elétrico do Texas.



Texas Reliability Entity (TRE)

A TRE é responsável por garantir a confiabilidade do sistema elétrico do ERCOT, monitorando a conformidade com os padrões de confiabilidade da NERC, desenvolvendo padrões regionais e relatando a conformidade com os protocolos do ERCOT.

Electric Reliability Council of Texas (ERCOT)

O ERCOT é uma organização sem fins lucrativos que atua em duas frentes, como operador do sistema elétrico texano (TSO) e como operador do mercado de energia. É responsável por realizar as contratações de energia, serviços ancilares e direitos financeiros de congestão de rede nos mercados do dia seguinte e em tempo real, além de realizar as liquidações financeiras e faturamento do mercado atacadista de energia, e a administração do segmento de varejo (embora não tenha acesso às informações das contratações bilaterais). Além dessas funções, o ERCOT também atua como planejador do sistema.

Public Utility Commission of Texas (PUCT)

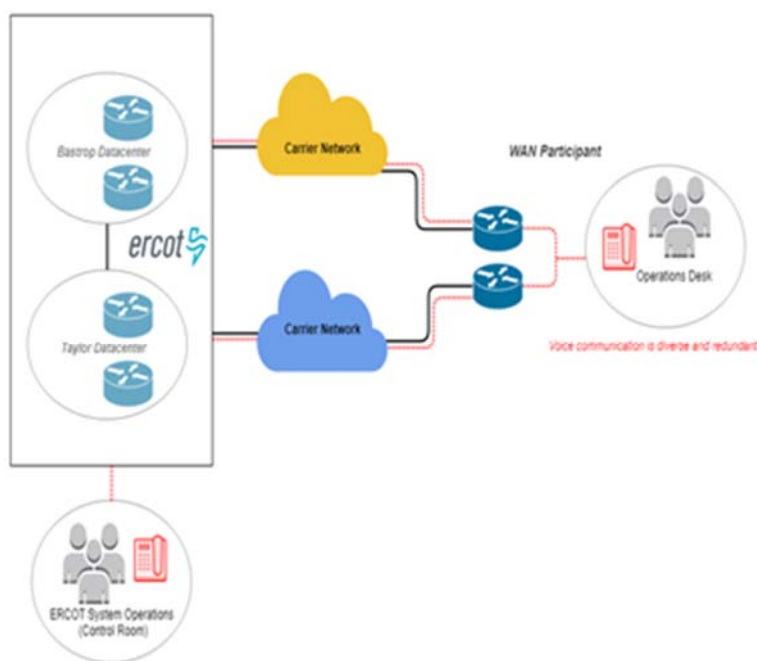
A PUCT é responsável por supervisionar todo o mercado, incluindo a assistência ao cliente na resolução de reclamações de consumidores, e por monitorar a atividade no ERCOT para identificar possível poder de mercado e práticas antiéticas. A PUCT também contrata o Monitor de Mercado Independente (IMM) para supervisionar e revisar o funcionamento do mercado atacadista.

Transmission and distribution utilities (TDUs)

As TDUs são responsáveis pelos ativos de transmissão e distribuição elétrica em suas áreas de jurisdição, sob supervisão do ERCOT. Suas funções incluem a operação, manutenção, planejamento e desenvolvimento da rede, assegurando sua confiabilidade e resposta rápida a emergências internas ou solicitações do ERCOT. Além disso, as TDUs também são responsáveis pela conexão de novos geradores e consumidores à rede e pela coordenação da operação com o ERCOT para atender às necessidades do sistema de transmissão.

A comunicação entre o ERCOT e agentes de rede ocorre através da *Wide Area Network* (WAN). O ERCOT é responsável pelo projeto, configuração, manutenção e gerenciamento da infraestrutura necessária para suportar a conectividade WAN, incluindo roteadores, chaves e equipamentos de gerenciamento fora de banda. Cada participante da WAN deve fornecer instalações internas e comunicações para coletar e fornecer dados e sinais de voz, conforme estabelecido pelos procedimentos de operação. No caso das TDUs, esses dados abrangem o Protocolo de Comunicações entre Centros de Controle (ICCP) e a Supervisão de Controle e Aquisição de Dados (SCADA) para subestações e outras Instalações de Transmissão.

Figura 19: Visão geral da comunicação WAN/ERCOT [41].



O objetivo principal do ERCOT WAN é facilitar a conectividade do Protocolo de Controle de Transmissão/Protocolo de Internet (TCP/IP) entre o ERCOT e os Participantes da WAN para troca de:

- Dados do Protocolo de Comunicações entre Centros de Controle (ICCP), como telemetria em tempo real para operações de atacado, controle de frequência e segurança de transmissão; e

- Dados de Interface de Programação de Aplicativo (API), incluindo dados *Resource-Specific Extensible Markup Language* (XML), como operações de mercado, planos operacionais, solicitações de interrupção e instruções de despacho.

Além das suas responsabilidades em termos de infraestrutura física, as TDUs também são responsáveis por garantir que as suas redes sejam confiáveis e seguras. Isto inclui investir em novas tecnologias e equipamentos para melhorar o desempenho da rede e prevenir ameaças cibernéticas.

Retail Electric Providers (REPs)

Os REPs são os fornecedores varejistas, responsáveis por vender eletricidade diretamente aos consumidores finais. As condições de venda são negociadas diretamente entre os REPs e os consumidores, existindo uma variedade de planos e opções de contrato. No ERCOT, os consumidores têm liberdade para escolher seu REP, incentivando a concorrência e promovendo melhores serviços.

Os REPs compram eletricidade dos geradores no mercado atacadista e a revendem aos consumidores, além de gerenciar serviços de atendimento ao cliente, faturamento e outras operações relacionadas. Este modelo de mercado aberto estimula a transparência e a inovação, incentivando os REPs a oferecerem ofertas competitivas para atrair e reter clientes.

Embora não possam possuir ou operar ativos de geração, os REPs podem agregar REDs, ampliando sua atuação no mercado e contribuindo para uma maior integração de fontes de energia descentralizadas.

Monitor de Mercado Independente (IMM)

A *Potomac Economics* atua como Monitor de Mercado Independente (IMM) do mercado atacadista de eletricidade do ERCOT. Nessa função, a empresa é responsável por avaliar a conduta dos participantes e identificar regras que possam comprometer a eficiência ou distorcer os resultados do mercado. Periodicamente, emite relatórios que fornecem uma avaliação independente do desempenho competitivo e da eficiência operacional do mercado.

5.1.2 Responsabilidades por atividades de rede

De forma geral, o ERCOT exerce as funções de planejador e operador da sistema de transmissão, além de atuar como operador do mercado de energia. As TDUs, por sua vez, desempenham o papel de operadores da rede de distribuição (DSOs). Juntas, essas entidades garantem a operação segura, eficiente e resiliente do sistema elétrico, promovendo a integração de novas tecnologias e fontes de energia renovável, e assegurando que as necessidades dos consumidores sejam atendidas de forma confiável.

Tabela 16: Matriz resumo de responsabilidades por atividade de rede no ERCOT, no Texas.

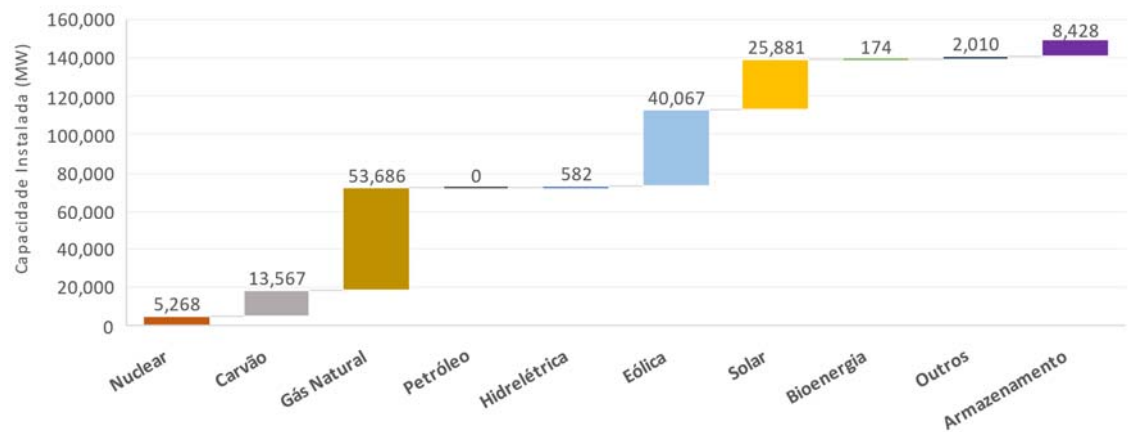
Entidades	Transmissoras (TDUs)	Distribuidoras (TDUs)	Operador (ERCOT)
Funções	Monopólio regional	Monopólio regional	Monopólio

Entidades	Transmissoras (TDUs)	Distribuidoras (TDUs)	Operador (ERCOT)
Propriedade rede T	X		X
Decisão expansão rede T		X	
Decisão despacho geração conectada na T		X	
Execução manobras T	X		X
Programação da operação T		X	
Medição T	X		X
Operação do mercado de atacado T	X		X
Propriedade rede D	X		X
Decisão expansão rede D	X		X
Decisão despacho D	X		X
Execução manobras D	X		X
Medição D		X	

5.2 Sistema físico

O sistema elétrico texano é composto predominantemente por termoeletricas movidas a combustíveis fósseis, que representam aproximadamente 57,5% da capacidade instalada total. No entanto, observa-se uma expressiva quantidade de renováveis em operação, cuja capacidade instalada chegou a 36,2% da matriz elétrica texana em 2023, sendo 26,2% de usinas eólicas e 10% de sistemas de solar fotovoltaica (apenas 3GW de solares de pequena escala [42]). Outras fontes menos expressivas incluem nucleares (3,2%), armazenamento (2,2%), hidráulica (0,5%) e biomassa (0,2%). Ao todo, o ERCOT soma cerca de 158GW de capacidade instalada.

Figura 20: Capacidade instalada no Texas em 2023 [43].



5.3 Síntese da regulamentação envolvendo REDs

5.3.1 Visão geral

Tabela 17: Visão geral da regulamentação para REDs no ERCOT, no Texas.

Categoria	Pergunta	Resposta	OBS
Comercial	REDs têm acesso a “mecanismos baseados em preço (subsídios ou incentivos econômicos)”?	Voluntários	Apenas promovidos pelas comercializadoras através das tarifas
	REDs têm acesso a um “mercado spot”?	Sim, independente	Por tipo de produto e a partir de 500 kW
	REDs têm acesso a “leilões de contratos”?	Não	
Físico	Os programas de remuneração dos REDs dão incentivos à previsão mais acurada?	Não	
	Existe uma infraestrutura / protocolos para submeter informações de previsão?	Não	
	Os programas de remuneração contemplam a possibilidade de curtailment dos REDs?	Não	

A regulamentação dos REDs no Texas começou recentemente, com projetos piloto em 2022 e primeiras Leis, as *Senate Bills* (SB), em 2023. O diagrama abaixo representa os marcos mais importantes na evolução da legislação sobre os REDs no Texas.

Figura 21: Marcos na evolução da legislação sobre os REDs no Texas.

Project No. 51603 Jun/2022	Revisão dos REDs. A PUCT abriu esse projeto para servir como uma câmara de compensação para o desenvolvimento de questões de REDs, com projetos adicionais abertos para iniciar regulamentações específicas.
Project No. 54244 Set/2022	Recuperação de custos para serviços de REDs. Envolve a recuperação dos TDUs dos custos associados à interligação dos recursos ao nível da distribuição atacadista. A PUCT não indicou quando poderá considerar uma proposta formal de regra.
Project No. 54233 Out/2022	Requisitos Técnicos e Processos de Interconexão para REDs. Esse projeto em andamento considera o processo e os requisitos técnicos apropriados para que os REDs se interconectem aos sistemas de distribuição de serviços públicos.
S.B. 1212 Mar/2023	Definição clara dos REDs e dos serviços que eles prestam.
S.B. 1699 Set/2023	Introduz o conceito de agregação de recursos energéticos distribuídos no Utilities Code.

Dentre os projetos e *Senate Bills* (SB) mencionados, destaca-se a SB No. 1212 [44], que define os REDs como uma fonte com capacidade de até 10 MW, individual ou agregada (cada bloco de agregação com no máximo 1MW), e conectada a uma tensão inferior a 60 kV. Esses recursos incluem armazenamento de energia elétrica, geração distribuída, geração distribuída de gás natural, e veículos elétricos que fornecem eletricidade ao sistema de distribuição e estão localizados no lado do cliente do ponto de medição de acoplamento comum [45].

A SB No. 1.699 adicionou a possibilidade de agregação de REDs ao *Utilities Code* [46]. A regulamentação estabelece procedimentos para a conexão de REDs à rede elétrica das TDUs, que são responsáveis por garantir que as conexões sejam feitas de forma segura e eficiente. A conexão é permitida somente se o RED atender aos padrões de segurança, técnicos, de desempenho operacional e de cibersegurança.

A regulamentação atual permite ainda que os REDs participem do mercado *spot* de energia e forneçam serviços ancilares, como suporte de tensão e frequência, que ajudam a manter a qualidade e a estabilidade da energia na rede. A colaboração com as TDUs na resposta a falhas de rede também é fundamental, garantindo que o consumo possa ser rapidamente ajustado ou desconectado conforme necessário. Os desligamentos e desconexões devem iniciar dentro de cinco minutos após o recebimento da instrução do ERCOT. Além disso, os *Distributed Generation Resource* (DGRs) ou os *Distributed Energy Storage Resource* (DESRs) devem ser capazes de desligar seus geradores em um prazo que atenda aos requisitos do Provedor de Serviços de Distribuição (DSP) ao qual está conectado.

Os requerimentos para serviços de frequência para DGRs e DESRs que podem ser fornecidos são:

- Em caso de curto-circuito ou falha de fase no circuito ao qual está conectado, o DGR ou DESR deve interromper sua energização e se desconectar, com prioridade sobre a função de manutenção de frequência (*Frequency Ride Through*, FRT).

- DGRs e DESRs devem ter relés de sobre/subfrequência configurados para suportar condições de frequência estabelecidas nos procedimentos operativos [47].

Tabela 18: Requisitos operativos para serviços de controle de frequência.

Frequência (Hz)	Modo <i>Ride-Through</i>	Tempo mínimo (seg)
$f > 61.8$	Sem requisito <i>ride-through</i>	
$61.2 < f \leq 61.8$	Operação obrigatória	299
$58.8 \leq f \leq 61.2$	Operação contínua	Contínuo
$57.0 \leq f < 58.8$	Operação obrigatória	299
$f < 57.0$	Sem requisito <i>ride-through</i>	

Já os requerimentos para serviços de proteção de tensão para DGRs e DESRs são:

- Em caso de curto-circuito ou falha de fase no circuito ao qual está conectado, o DGR ou DESR deve interromper sua energização e desarmar offline, e terá prioridade sobre o passeio de tensão.
- Os DGRs que utilizam geração síncrona devem ter relés de sobre/subtensão configurados para suportar as condições de operação apresentadas na Tabela 19.

Tabela 19: Requisitos operativos para serviços de proteção de tensão.

Tensão (p.u. nominal)	Tempo mínimo <i>Ride-Through</i>
$0.88 < V < 1.10$	Contínuo
$0.70 < V < 0.88$	Inclinação linear de 4 s/1 p.u. tensão começando em 0,7s/0,7 p.u.

DGRs e DESRs que utilizam geração baseada em inversores devem ser projetados e os relés devem ser configurados para funcionar nas condições de operação apresentadas na Tabela 10.

Tabela 20: Requisitos operativos para serviços de controle de tensão.

Tensão (p.u. nominal)	Modo <i>Ride-Through</i>	Tempo mínimo (seg)
$1.10 < V < 1.20$	Interrupção momentânea	12
$0.88 < V < 1.10$	Operação contínua	Contínuo
$0.70 < V < 0.88$	Operação obrigatória	20
$0.50 < V < 0.70$	Operação obrigatória	10
$V < 0.50$	Interrupção obrigatória	1

Cabe mencionar, no entanto, que o custo para se qualificar como SODG (capacidade instalada >1 MW e exportação líquida de energia para o sistema) no ERCOT e participar do mercado de energia é geralmente muito alto para os REDs típicos. Esses custos estão associados aos procedimentos de registro no ERCOT e na PUCT, relacionamento com uma *Qualified Scheduling Entity* (QSE) e instalação de medidores compatíveis com as regras do ERCOT. Alternativamente, a opção de RED como geração distribuída não registrada no ERCOT (capacidade instalada ≤ 1 MW ou capacidade >1 MW registrada na PUCT como autogerador que não exporte) enfrenta custos menores, mas não acessa o mercado.

Unidades acima de 1 MW que optam por registro como recurso de geração têm o processo de interconexão ao sistema de transmissão gerenciado diretamente pelo ERCOT, enquanto a geração distribuída é conectada pelas concessionária de distribuição, cada uma com seu próprio procedimento. Recursos de carga só podem participar no mercado de energia através de um intermediário.

Por essa razão, a maioria dos RED no Texas não possuem registro e, portanto, não podem ser acionados pelo controle do ERCOT. Essa geração distribuída não registrada é responsável atualmente por mais de 2.400 MW, sendo cerca de 2.100 MW de solar *rooftop*, além de um número desconhecido de recursos de carga controlável [48]. O ERCOT e a PUCT reconhecem o crescimento dos REDs e a importância de sua integração ao mercado, destacando o papel do registro e da coordenação com as TDUs.

Nesse contexto, foram criados diversos grupos de trabalho para avaliar a simplificação do processo de registro de recursos menores que desejam participar do mercado. As mudanças desejadas incluem: uso de contadores inteligentes como necessidade suficiente para os REDs participarem no mercado (sem exigência adicional de medição do ERCOT), (ii) integração de REDs nos mecanismos de liquidação do ERCOT, e (iii) desenvolvimento ferramentas de previsão e métricas de conformidade.

5.3.2 Caracterização de tipos de agente

A Senate Bill No. 1212 reconhece o ERCOT como 'gestor' na organização de REDs no Texas. Dentre os tipos de REDs mais abundantes e relevantes para a operação do mercado texano, podemos destacar a geração solar distribuída, os serviços de resposta da demanda, e os serviços de armazenamento. A geração solar distribuída consolidou-se no sistema texano como uma tecnologia confiável e competitiva. Além disso, muitas comercializadoras oferecem produtos para a compra do excedente de energia gerada, o que incentiva os cidadãos do Texas a continuar investindo nesse tipo de recurso.

Geração Distribuída

Caracteriza-se como geração distribuída uma instalação de geração de energia elétrica localizada no ponto de entrega do consumidor (ponto de acoplamento comum) de no máximo 10 MW, conectada a uma tensão menor ou igual a 60 kV, que pode ser conectada em operação paralela ao sistema utilitário. Podem operar de forma independente em micro redes ou injetando energia de volta à rede elétrica.

As instalações menores que 1 MW não precisam de registro na PUCT, a não ser que a geração seja destinada à venda no atacado, caso em o registro como recurso de geração torna-se obrigatório. Unidades com capacidade igual ou superior a 1 MW sempre precisam registrar-se. Se a eletricidade gerada não for destinada à venda no atacado, registram-se como autogerador; caso contrário, registram-se como recurso de geração. Os recursos distribuídos registrados como geração são denominados DGR (*Distributed Generation Resource*) e podem fornecer energia e serviços ancilares ao ERCOT.

Alternativamente, um gerador conectado ao sistema de distribuição que deseje apenas exportar energia para a rede pode registrar-se como *Settlement Only Distribution Generator* (SODG). Esses recursos não podem fazer ofertas de energia no mercado, nem participar de serviços ancilares, do mecanismo de *Reliability Unit Commitment* (RUC) e do *Security-Constrained Economic Dispatch* (SCED). Seu despacho é realizado pelo próprio proprietário do recurso e são compensados pela energia exportada à rede.

A Tabela 21 a seguir resume os tipos de recursos de geração distribuída no ERCOT e as funções permitidas para cada um deles.

Tabela 21: Geração distribuída no ERCOT abaixo de 60kV [48].

Tipo de GD	Registro no ERCOT	Compensação	Despachável	Tamanho	Tecnologia	Total
Não registrada	Não	Possível, depende do varejista (REP)	Não	• $\leq 1\text{MW}$ (pode ou não injetar) • $> 1\text{MW}$ (não injeta na rede)	• Solar <i>rooftop</i> • Diesel • Gás	2.740 MW (2.100 MW <i>rooftop</i>)
SODG	Sim ($\geq 1\text{MW}$ e injeta potência)	Sim, energia exportada a preço <i>spot</i>	Auto despachado	Normalmente $\leq 10\text{MW}$ (não participa dos mercados)	• Solar • Diesel • Gás	1.004 MW
DGR	Sim	Sim, energia e serviços ancilares	Despachado pelo ERCOT	Normalmente $\leq 10\text{MW}$	Baterias	373 MW

A Figura 22 apresenta a evolução da capacidade instalada das DGRs solares e a estimativa da geração distribuída não registrada no Texas. Há um *break-down* de potência em 50 kW, segundo o formato disponibilizado pelo ERCOT em seus relatórios quadrimestrais. Em segunda, a Figura 23 apresenta a evolução de DGRs ao longo do tempo, englobando todos os tipos de geração distribuída do ERCOT.

Figura 22: Evolução da capacidade instalada de GD solar não registrada no Texas [49].

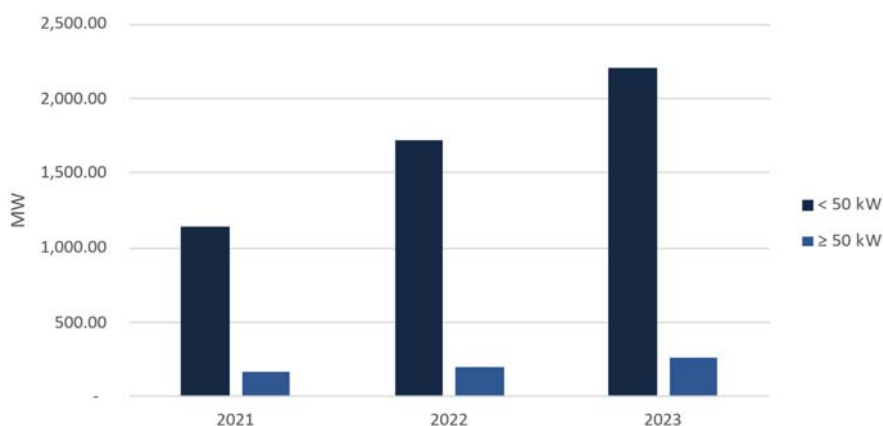
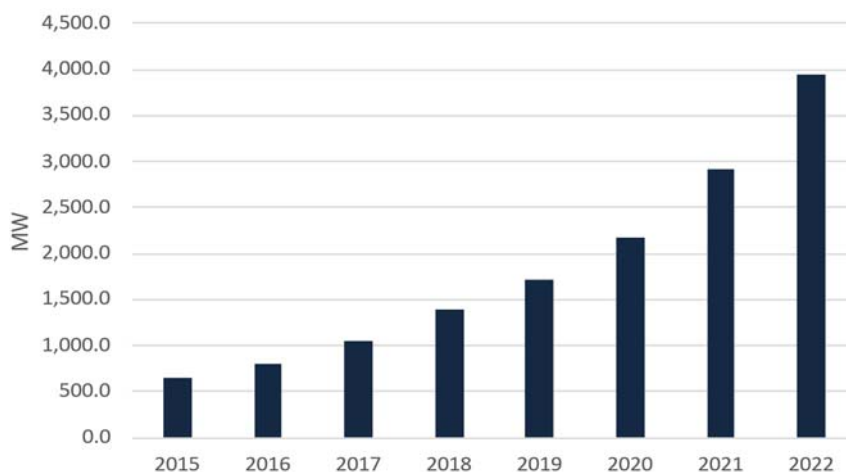


Figura 23: Evolução da capacidade instalada de DGRs no Texas [42].



Baterias

Uma bateria pode operar tanto como carga quanto como gerador, mas não deve ser registrada separadamente como recurso de geração e recurso de carga controlável. Em vez disso, deve registrar-se como recurso de armazenamento (*Energy Storage Resource*, ESR). ESRs podem participar nos mercados atacadistas de energia e de serviços ancilares, e devem estar ativos no SCED para carregar (retirar energia da rede) e descarregar (injetar energia). Embora a venda de energia seja possível, o uso como serviço ancilar costuma prevalecer por gerar maior renda [50].

Todos os ESRs são tratados como armazenamento em atacado (*Wholesale Storage Load*, WSL), um mercado com preços nodais confeccionado para ativos de armazenamento. São despachados pelo ERCOT de acordo com o preço nodal da barra onde estão conectados ou da barra mais próxima à conexão (caso o ponto de conexão seja no sistema de distribuição). Além disso, não estão sujeitos a tarifas, taxas ou encargos associados com a compra de eletricidade no varejo. Todavia, durante uma emergência no sistema declarada pelo ERCOT, está vetada a compra de energia para armazenamento.

O registro como recurso distribuído de armazenamento (*Distributed Energy Storage Resource*, DESR) segue as mesmas diretrizes para geração distribuída, conforme resumido na Tabela 22.

Resposta da demanda

Em colaboração com os participantes do mercado, o ERCOT desenvolveu produtos e serviços de resposta da demanda para consumidores com capacidade de reduzir ou modificar o consumo de eletricidade em resposta a instruções ou sinais. Os consumidores que participam dos programas de resposta da demanda usualmente pertencem aos setores industrial e comercial, embora existam programas residenciais oferecidos pelas comercializadoras. Há ainda a resposta voluntária (*Voluntary Load Response*), na qual o consumidor decide de forma independente reduzir seu consumo em resposta aos sinais de preços.

Os serviços oferecidos pela resposta da demanda podem ser categorizados em:

- *Load Resources* (LRs): se subdivide em *Aggregate Load Resources* (ALR), *Controllable Load Resource* (CLR) e *non-Controllable Load Resource* (nCLR). Os ALR são a agregação de LRs medidos individualmente, cada um com menos de 10 MW de capacidade de resposta da demanda e todos localizados em uma única zona de carga. Os CLR são recursos de carga capazes de seguir os pontos base do despacho econômico, reduzindo ou aumentando de forma controlada seu consumo. Os nCLR são cargas com características de blocos, com capacidade de rampa de 10 minutos para implantações manuais e implantação automática através de relés de subfrequência.
- *Emergency Response Services* (ERS): serviços de manejo de carga e geração solicitados pelo ERCOT em situações emergenciais; e
- *Coincident Peak* (CP): corresponde ao serviço de redução de demanda no momento de carga máxima do sistema como um todo (“coincidente”).

A participação dos LRs e ERS é administrada diretamente pelo ERCOT, facilitando sua quantificação. Já os programas de gerenciamento de carga do provedor de serviços são administrados pelos TDUs e reportados ao ERCOT. A participação do CP é baseada nos dados dos medidores individuais.

Os LRs qualificados podem participar no mercado de energia em tempo real através do despacho econômico (SCED) e/ou qualificar-se para fornecer os seguintes serviços ancilares: reserva de contingência (ECRS), reserva não-girante (Non-Spin), regulação de descida (Reg-Down), regulação de subida (Reg-Up) e *Responsive Reserve Services* (RRS). A redução de carga de um LR é equivalente a um aumento na geração de uma central geradora. No SCED, os LRs apresentam propostas para compra energia até o seu nível especificado e são instruídos diretamente pelo ERCOT, sem interface com as TDUs, a reduzir a carga se os preços do mercado atacadista igualarem ou excederem esse nível.

Os ERS, representados por um *Qualified Scheduling Entity* (QSE), fornecem uma redução dentro de 10 ou 30 minutos para mitigar eventos de alerta (*Energy Emergency Alert*, EEA). Embora não haja restrição de tamanho mínimo, propriedades com capacidade de redução inferior a 100 kW são agrupadas. Esses recursos podem ser despachados quando a capacidade de reserva de energia for inferior a 3.000 MW e não se projetar uma recuperação dentro de 30 minutos após a implantação da reserva não girante. A instrução é dada pelo ERCOT através de uma mensagem XML enviada ao QSE, seguida por uma chamada de *hotline* para todos os QSEs. O QSE, por sua vez, despacha os ERS. Após a emergência, o ERCOT libera os recursos de ERS através de uma nova chamada de *hotline* e os recursos devem estar disponíveis para operar novamente em até 10 horas.

Os serviços de ERS são licitados quatro vezes ao ano pelo ERCOT para os períodos de contrato padrão (*Standard Contract Term*, SCT): dezembro-março, abril-maio, junho-setembro e outubro-novembro. Cada SCT inclui dois tempos de resposta: 30 minutos (ERS-30) e 10 minutos (ERS-10). A geração distribuída pode participar de forma independente ou junto à carga, e os proprietários podem receber remuneração por preço de liquidação, contrato de capacidade e horas de participação.

5.3.3 Requisitos e obrigações operativas

Os operadores de REDs despacháveis devem fornecer dados operacionais em tempo real para as TDUs, permitindo uma gestão eficiente da rede de distribuição e evitando momentos em que a geração ultrapasse a demanda e ocasione problemas de sobretensão. A colaboração no planejamento e na integração de novos ativos de geração garante que a expansão e a atualização da rede sejam realizadas de maneira coordenada e eficiente. Além disso, os proprietários de REDs não podem possuir instalações de transmissão ou distribuição.

Em relação a eventos de *curtailment*, não existem procedimentos nem compensações específicas estabelecidos para REDs despacháveis. Contudo, como o Texas não tem interligação com outras redes dos Estados Unidos, o estado está mais susceptível a eventos de escassez.

5.4 Mecanismos de remuneração

Desde 2005, existem incentivos para a instalação de medidores inteligentes, promovendo maior autonomia dos consumidores com relação às escolhas de produtos oferecidos pelo mercado varejista. Além disso, todos agentes são elegíveis para um crédito fiscal federal não reembolsável ao instalarem painéis solares em suas residências. Esse crédito, denominado Crédito Fiscal de Investimento (ITC), equivale a 30% do custo total de instalação no momento da declaração de impostos. Se houver saldo de crédito não utilizado, ele pode ser transferido para os próximos anos de declaração até esgotar o valor do incentivo. Está prevista uma redução do ITC para 26% no ano fiscal de 2033 e para 22% em 2034. A partir de 2035, a menos que o Congresso estenda o crédito fiscal, ele não estará mais disponível.

Os programas de remuneração pela venda de energia excedente gerada por REDs são organizados pelas comercializadoras. Embora não haja uma obrigatoriedade de compra de geração excedente de REDs, a disseminação de programas desse tipo junto às comercializadoras tem sido bastante significativa.

5.4.1 Mecanismos baseados em preço: Iniciativa das TDUs

As regras de *net metering* para a venda de excedente de energia variam conforme a comercializadora. Alguns planos oferecem um crédito acumulativo, que pode ser transferido para o mês seguinte, enquanto outros limitam os créditos ao consumo mensal. Em raros casos, os fornecedores de eletricidade podem pagar pela energia excedente se essa superar o consumo. O consumo e a geração solar são avaliados de forma simétrica (ao mesmo preço).

Os modelos de *feed-in tariffs* (FiTs) para energia excedente exportada para a rede atribuem preços diferentes para a compra e venda. Normalmente, o excedente de energia exportado à rede é remunerado a um valor inferior ao de compra de energia, embora existam casos em que as empresas de serviços públicos possam estabelecer valores mais elevados como incentivo em novos mercados.

Os fornecedores podem criar ainda programas híbridos. Por exemplo, uma empresa pode oferecer *net metering* (mesmo preço) quando a produção estiver abaixo do consumo mensal do cliente, e mudar para FiT (remuneração reduzida) quando a produção exceder o consumo.

Há também outros programas, como:

- **Incentivo Baseado no Desempenho (PBI):** recompensa a produção total dos painéis solares, independentemente de como a energia gerada é utilizada (consumo local ou exportação à rede).
- **Incentivo Baseado na Capacidade (CBI):** incentivo inicial calculado com base na capacidade instalada do painel solar, variando conforme o tipo de consumidor.

Além disso, fornecedores como a Xcel Energy em Amarillo permitem acumular *Renewable Energy Credits* (REC) para geração solar distribuída. Um REC é concedido para cada 1 MWh gerado por painéis solares e esses créditos podem então ser vendidos a organizações com obrigações de energia renovável. Alguns dos incentivos solares mais populares no Texas incluem [51]:

- Programa *Solar PV SMART Source* da American Electric Power: desconto varia de acordo com o tamanho do sistema e pode ir até US\$ 3.000.
- Descontos e incentivos solares fotovoltaicos da Austin Energy: desconto de US\$ 2.500 para instalação de sistema solar para consumidores que participem de um curso de educação solar.
- Programa Solar Residencial Oncor: desconto para clientes que instalam um sistema solar qualificado, incluindo bateria.
- Desconto SMTX Solar PV: clientes pré-aprovados podem ganhar desconto de até US\$ 2.500.

5.4.2 Mercado spot

Tabela 22: Resumo do acesso dos REDs ao mercado spot no ERCOT, no Texas.

Categoria	Pergunta	Resposta	OBS
Perfil	Diferenciação locacional?	Nodal	15.000 nós
Produtos	Existe produto energia para REDs?	Sim	
	Existe produto confiabilidade para REDs?	Não existe	
	Existe produto flexibilidade para REDs?	Sim	Como RD
	Existem outros serviços ancilares para REDs?	Não	Reserva não síncrona

Os REDs podem participar do mercado *spot* do ERCOT, composto pelo Mercado do Dia Seguinte (*Day Ahead Market*, DAM) e o Mercado em Tempo Real (*Real Time Market*, RTM), desde que atendam a determinados requisitos.

O DAM é um mercado centralizado que busca garantir a confiabilidade do serviço de eletricidade, com transações realizadas no dia anterior à operação. Os preços marginais locacionais (PMLs) são calculados para mais de 15.000 nós da rede com frequência horária. Nesse mercado, as QSEs representam tanto geradores quanto consumidores, realizando ofertas de compra e venda de energia e serviços ancilares. A participação nesse mercado é voluntária, exceto para as alocações de serviços ancilares feitas pelo ERCOT às QSEs que representam demanda.

O RTM realiza um despacho econômico de mínimo custo a cada 5 minutos para equilibrar a geração e a demanda do sistema, considerando as ofertas dos agentes e as restrições da rede transmissão. Embora o despacho seja realizado a cada 5 minutos, os preços são ponderados para intervalos de 15 minutos. A energia e os serviços ancilares adquiridos no DAM são liquidados no RTM.

As ofertas de compra e venda são formadas por curvas de até 10 pares de preço (USD/MWh) e quantidade (MWh). As ofertas de venda devem ser crescentes, enquanto as ofertas de compra devem ser decrescentes. Além das ofertas convencionais, o mercado permite também ofertas virtuais (não associadas a um recurso físico) e ofertas de “venda em três partes” (permitem representar restrições de *unit commitment*). No RTM, o preço devem estar entre -250 USD/MWh e 5.000 USD/MWh. As ofertas são submetidas diariamente e são validadas pelo ERCOT para evitar abuso de poder de mercado. Além disso, o agente deve apresentar garantias financeiras suficientes para respaldar suas operações.

Recursos com capacidade de armazenamento não são representados de forma explícita no problema de otimização, sendo modelados da mesma forma que as demais tecnologias de geração. Isso se deve principalmente à baixa participação de hidrelétricas no sistema texano (29 pequenas centrais de até 50 MW), que são majoritariamente usinas fio d’água. Sistemas de baterias devem gerenciar seu armazenamento e produção através das ofertas convencionais no mercado.

O ERCOT determina diariamente os requisitos de reservas do sistema, que podem ser atendidos por negociações bilaterais ou pelo mercado do dia seguinte. O DAM é despachado através de um processo de co-otimização entre os serviços ancilares e o produto energia, resultando na alocação ótima das quantidades de energia e serviços ancilares, além de definir o preço de liquidação de cada produto.

5.5 Destaques de inovações envolvendo REDs

5.5.1 Projeto piloto Aggregate Distributed Energy Resource (ADER)

O projeto piloto *Aggregate Distributed Energy Resource* (ADER), aprovado em 2022 pela PUCT e pelo ERCOT [52], foi desenvolvido para viabilizar a participação de instalações distribuídas, compostas por qualquer combinação de tecnologias de geração, armazenamento ou carga controlável com capacidade de até 1 MW, nos mercados atacadistas do ERCOT. Esse projeto permite que entidades de atendimento de carga (como municípios, cooperativas elétricas e fornecedores de eletricidade atacadistas) agreguem REDs dos seus clientes atacadistas.

Os ADERs usam o modelo de participação do *Aggregated Load Resources* (ALRs), com algumas adaptações e exceções aos requisitos padrão aplicados a ALRs. Esses recursos são despachados pelo mecanismo de Despacho Econômico com Restrições de Segurança (SCED), que considera fatores de mudança zonal, incluindo a localização e o carregamento dos circuitos de cada zona de agregação. A liquidação utiliza os preços zonais. Atualmente, há um único serviço ancilar que os ADERs podem fornecer: a reserva não-girante.

No final de agosto de 2023, duas usinas virtuais (VPPs) começaram a fornecer energia despachável à rede elétrica do Texas, gerando um marco importante para o projeto piloto ADER [53]. Essas foram as duas primeiras usinas virtuais a participar do mercado ERCOT, representando um avanço importante na integração de recursos de energia distribuída ao sistema.

5.6 Dinâmica de despacho dos REDs

Para participar do mecanismo de despacho econômico, os REDs precisam estar registrado no ERCOT e atender os padrões técnicos e operacionais exigidos, incluindo a implementação de mecanismos de medição e comunicação avançados que garantem o rastreamento e o gerenciamento preciso das ordens de despacho.

Os REDs podem participar no mercado como um recurso agregado (em conjunto com outros REDs) ou como resposta da demanda responsiva a preço. Podem submeter ofertas, assim como geradores centralizados, e ser compensados com base no preço de *spot*. Em tempo real, o ERCOT pode despachar esses recursos para ajudar a atender à demanda ou gerenciar as condições do sistema, contribuindo para a confiabilidade geral da rede.

Alguns dos principais meios de comunicação e monitoramento empregados pelo ERCOT para a integração e o gerenciamento de REDs incluem:

- Protocolos de comunicação padronizados (como o IEEE 1547[54]) para garantir que os REDs possam efetivamente trocar dados e receber comandos.
- Sistemas de Controle de Supervisão e Aquisição de Dados (SCADA) para monitorar o status dos REDs em tempo real, além de enviar e receber dados operacionais.
- Centros de Geração e Controle de Demanda para comunicação do ERCOT com agentes, permitindo a coordenação entre os operadores da rede e os REDs.
- Sinais de Despacho Automatizados para instruir aumentos ou reduções da produção ou consumo de maneira automática e eficiente.

Esses sistemas e tecnologias são fundamentais para a integração eficaz de REDs, garantindo que possam ser gerenciados de forma a contribuir para a confiabilidade e eficiência da rede elétrica.

6 ESPANHA

6.1 Visão institucional

O mercado espanhol é integrado ao mercado português, formando o *Mercado Ibérico de Electricidade* (MIBEL), resultado de uma cooperação entre os Governos de Portugal e da Espanha para promover a integração dos sistemas elétricos dos dois países. O MIBEL foi criado em 1998, em conjunto com liberalização do setor elétrico na Espanha, e entrou oficialmente em funcionamento em 2007. Em 2014, o MIBEL passou a fazer parte do Mercado Diário Europeu e, em 2018, passou a integrar também o Mercado Intradiário Europeu.

Neste relatório, trataremos especificamente do mercado espanhol, que compõe mais de 80% da capacidade instalada total do MIBEL. O mercado de energia da Espanha é estruturado em atividades parcialmente liberalizadas (geração e comercialização) e atividades reguladas (transmissão e distribuição).

6.1.1 Instituições do setor

O mercado de energia espanhol é composto por diferentes instituições, que são responsáveis pela regulação, operação, transmissão e distribuição do setor eletroenergético. A Figura 24 a seguir resume a estrutura institucional do setor elétrico espanhol.

Figura 24: Caracterização institucional do setor elétrico da Espanha.



Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE)

O OMIE é a entidade encarregada pela gestão e coordenação dos mercados de eletricidade na Península Ibérica, abrangendo Espanha e Portugal. Sua função principal é garantir o funcionamento eficiente e transparente do mercado de energia elétrica, através da organização dos leilões de produção e consumo de eletricidade. Além disso, é responsável por assegurar a integridade e a liquidez do mercado.

Red Eléctrica de España (REE)

A REE é a empresa responsável pela operação e manutenção da rede de transmissão de eletricidade na Espanha. Deve assegurar a estabilidade e a eficiência do sistema elétrico nacional, gerenciando a infraestrutura de alta tensão que conecta geradores, distribuidores e consumidores. Além disso, a empresa coordena a interconexão com redes elétricas de países vizinhos, facilitando o intercâmbio de eletricidade e contribuindo para a estabilidade da rede elétrica da Península Ibérica.

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO)

O MITECO é uma instituição fundamental na formulação e implementação das políticas ambientais e de sustentabilidade da Espanha. Tem como objetivo liderar a transição para uma economia sustentável e de baixo carbono, promovendo a proteção do meio ambiente e a adaptação às mudanças climáticas. Suas responsabilidades incluem a gestão dos recursos naturais, a promoção de energias renováveis, a conservação da biodiversidade e o enfrentamento dos desafios demográficos, como o despovoamento de áreas rurais.

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC)

A CNMC é o organismo regulador responsável pela supervisão e promoção da concorrência nos mercados espanhóis. Atua em diversos setores, incluindo energia, telecomunicações, transportes e serviços financeiros. É encarregada por proteger a concorrência leal, a eficiência dos mercados, e a promoção da inovação, beneficiando a economia como um todo.

Gestores de la Red de Distribución (GRDs)

As distribuidoras são as empresas responsáveis pela operação, manutenção e desenvolvimento das redes de distribuição de baixa e média tensão. São designados pelo Governo para áreas geográficas específicas. Dentre suas atividades, está instalar contadores elétricos, adicionar ou desligar o fornecimento, resolver problemas de abastecimento, e manter um fornecimento elétrico adequado. As cinco maiores distribuidoras na Espanha são (i) I-de, empresa da Iberdrola, (ii) E-Distribución, empresa da Endesa, (iii) Gas Fenosa Distribución, uma empresa Naturgy, (iv) E-Redes, uma empresa EDP e (v) Viesgo.

Figura 25: Divisão de distribuidoras por área de atuação [55].



Comercializadores de Energia

O atividade de comercialização de energia na Espanha é competitiva, permitindo ao consumidor escolher livremente seu fornecedor de energia. Há muitas empresas no mercado, oferecendo tarifas e serviços variados. Os maiores comercializadores também são a Iberdrola e a Endesa, mas também se destacam a HolaLuz e GanaEnergia que oferecem energias renováveis a preços competitivos.

Gestores de carga

Os gestores de carga são agentes autorizados a oferecer serviços de recarga para veículos elétricos, cobrando pela energia fornecida ao consumidor. São os únicos consumidores que podem revender energia elétrica. Alguns grandes gestores são Acciona, Total Energies, Shell Recharge e EDP.

Qualquer pessoa pode se tornar um gestor de recargas ou gestor elétrico, conforme o Real Decreto-Lei 15/2018 [56], que define:

- O serviço de recarga oferecido por um gestor de recargas deve priorizar a entrega de energia, seja de forma gratuita ou paga, nas condições mais econômicas e eficientes para o usuário e para o sistema elétrico;
- Qualquer consumidor pode atuar como gestor elétrico ou de recargas, desde que cumpra certos requisitos, como o registro das instalações em uma lista gerida por cada comunidade autônoma e o envio das informações ao Ministério.

6.1.2 Responsabilidades por atividades de rede

A REE, como operador de sistema de transmissão, e as distribuidoras têm responsabilidades distintas, mas complementares no mercado de energia espanhol. A Tabela 23 apresenta um resumo dessas responsabilidades.

Tabela 23: Matriz resumo de responsabilidades por atividade de rede na Espanha.

Entidades	Transmissora e Operador (REE)	Distribuidoras (GRDs / DSOs)
Funções	Monopólio	Monopólio regional
Propriedade rede T	X	
Decisão expansão rede T	X	
Decisão despacho de geração conectada à T	X	
Execução manobras T	X	
Programação da operação T	X	
Medição T	X	
Propriedade rede D		X
Decisão expansão rede D		X
Decisão despacho de geração conectada à D		X
Execução manobras D		X
Medição D		X
Operação do mercado de atacado	X	

Red Eléctrica Nacional (REE)

A REE desempenha um papel fundamental no sistema elétrico da Espanha como TSO, gerenciando tanto o sistema na península quanto os sistemas não peninsulares das Ilhas Canárias, Ilhas Baleares, Ceuta e Melilla. Suas principais responsabilidades incluem a operação da rede de alta tensão, supervisionando e controlando o fluxo de eletricidade desde as usinas de geração até as redes regionais de distribuição, e a gestão de interconexões internacionais, permitindo a importação e exportação de eletricidade com países vizinhos, como França, Portugal e Marrocos. Além disso, desempenha o papel de planejador da rede e infraestrutura de transmissão, tendo a integração de energias renováveis como uma área chave de atuação.

No sistema eléctrico peninsular, a REE administra os mercados de serviços de balanço, através dos quais se ajustam os programas de produção estabelecidos livremente no mercado diário, intradiário e através de contratação bilateral para os requisitos de qualidade, confiabilidade e segurança do sistema eléctrico. Entende-se por serviços de balanço a regulação secundária, a regulação terciária e o serviço de energia de equilíbrio do tipo reserva de reposição (RR).

A REE realiza o cálculo e a publicação diária dos preços horários aplicáveis aos consumidores abrangidos pelo Preço Voluntário para o Pequeno Consumidor (PVPC), conforme estabelecido no Real Decreto 216/2014 [57], provendo aos cidadãos uma ferramenta para gerenciar seu consumo de energia eléctrica de forma mais eficiente.

Gestores de la Red de Distribución (GRDs)

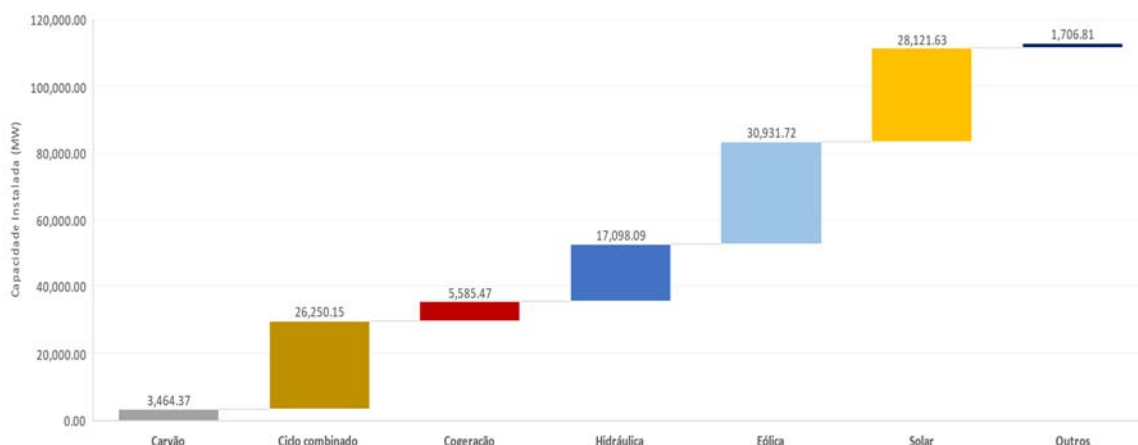
Os GRDs são responsáveis pela operação, manutenção, planeamento e desenvolvimento das redes de distribuição de eletricidade na Espanha, atuando como DSOs. Entre suas atribuições, está a conexão de novos consumidores e fontes de geração distribuída, como painéis solares residenciais e geradores eólicos de até 50 MW de capacidade instalada, conforme estabelecido no Real Decreto 1454/2005 [58].

As solicitações de acesso à rede de distribuição de novas instalações que possam gerar um aumento significativo dos fluxos de potência nos pontos de conexão entre a rede de distribuição e a rede de transmissão ou que possam afetar a segurança e qualidade do serviço são encaminhados à REE. O acesso ao sistema de distribuição pode ser temporariamente restringido para garantir o cumprimento dos critérios de segurança e confiabilidade para a operação e manutenção das redes de distribuição.

6.2 Sistema físico

Os países membros da ENTSO-E assumiram um compromisso a favor da energia renovável, com o objetivo de aumentar a independência energética e alcançar a descarbonização de suas economias. Em 2023, a participação de fontes renováveis na geração total dos países participantes atingiu 45,1%, representando um aumento de 11% em relação ao ano anterior. A Espanha segue avançando nesse compromisso e possui a segunda maior capacidade instalada renovável da Europa, atrás apenas da Alemanha [59]. Em 2023, as fontes renováveis representaram 50,3% da capacidade instalada total do sistema espanhol, com destaque para as fontes eólica (27%) e solar fotovoltaica (23%). As usinas térmicas a gás de ciclo combinado representaram 23%, seguidas pela tecnologia hidráulica (15%), cogeração (5%) e térmicas a carvão (2%).

Figura 26: Capacidade instalada Espanha em 2023 [60].



Nos últimos 5 anos, tem se verificado uma elevada integração de energias renováveis no sistema elétrico espanhol. A REE desempenha um trabalho essencial no controle e supervisão para assegurar a segurança na operação de um sistema elétrico com elevada participação de renováveis. Esse controle é realizado a partir do *Centro de Control de Energías Renovables* (CECRE), que funciona desde 2006.

6.3 Síntese da regulamentação envolvendo REDs

6.3.1 Visão geral

Tabela 24: Visão geral da regulamentação para REDs na Espanha.

Categoria	Pergunta	Resposta	OBS
Comercial	REDs têm acesso a “mecanismos baseados em preço (subsídios ou incentivos econômicos)”?	Não	
	REDs têm acesso a um “mercado <i>spot</i> ”?	Sim, independente	Autoconsumo Solar e Resposta da Demanda (SRAD)
	REDs têm acesso a “leilões de contratos”?	Sim, por produto	
Físico	Os programas de remuneração dos REDs dão incentivos à previsão mais acurada?	Não	
	Existe uma infraestrutura / protocolos para submeter informações de previsão?	Não	
	Os programas de remuneração contemplam a possibilidade de <i>curtailment</i> dos REDs?	Não	

A regulamentação de energias renováveis na Espanha começou em 1998 com o Real Decreto 2.818 [61], que estabeleceu o marco da retribuição do regime especial. Esse regime contemplava geradores de cogeração (capacidade até 50 MW) ou de autoprodução (capacidade até 50 MW e autoconsumo médio anual de pelo menos 30% da produção se potência inferior a 25 MW e 50% se superior a 25 MW).

Incluía geradores renováveis cuja produção primária viesse de eólica, solar ou pequenas hidrelétricas. O regime especial também previa uma conexão paralela à rede de distribuição, permitindo que o gerador transferisse sua produção ou excedente ao sistema e fosse remunerado ao preço do mercado atacadista acrescido de incentivos. Dessa forma, os geradores podiam acessar o sistema de oferta no mercado de energia ou formalizar contratos físicos bilaterais.

Esse regime evoluiu gradativamente até o atual mecanismo de operação de REDs, regulamentado pelo marco normativo definido na Lei 24/2013 [62], que incluiu determinações sobre geração distribuída, armazenamento, agregadores, sistemas híbridos, dentre outros. Posteriormente, o Real Decreto 900/2015 [63] estabeleceu as condições administrativas, técnicas e econômicas do autoconsumo. Apesar de ser teoricamente voltado para o incentivo da geração distribuída, esse decreto introduziu o controverso “Imposto ao Sol” que perdurou por três anos. O “Imposto ao Sol” foi abolido com o Real Decreto 244/2019 [64], que também criou subsídios para a instalação de painéis solares fotovoltaicos e possibilitou o autoconsumo coletivo, reestabelecendo o estímulo à geração distribuída na Espanha.

O diagrama abaixo representa os principais marcos na evolução da legislação espanhola sobre REDs.

Figura 27: Marcos na evolução da legislação sobre os REDs na Espanha.

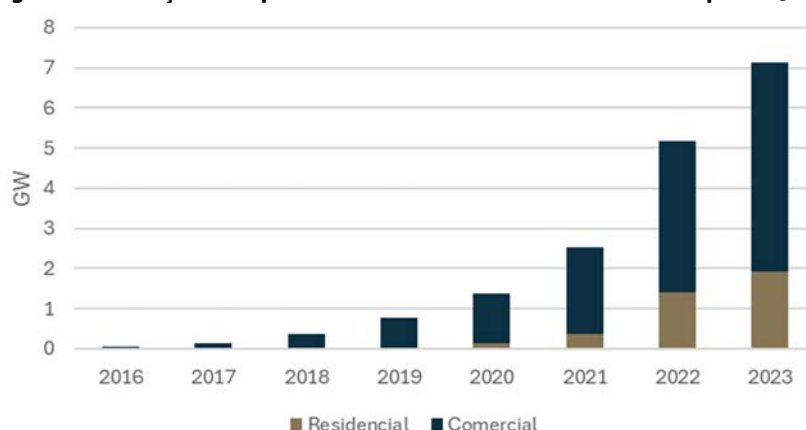
RD 2818/1998	• Marco da retribuição do regime especial.
RD 436/2004	• Novo marco regulatório para produção de energia em regime especial (reconhecimento da cogeração como participante). • Possibilidade de vender excedente para a distribuidora, diretamente no mercado diário ou por contratos bilaterais.
RD 661/2007	• Atualização do sistema jurídico e econômico da produção de energia em regime especial e nova regulamentação para a mesma.
RD 1/2012	• Suprimiu o incentivo para determinadas instalações de regime especial e de regime ordinário (aquelas que ainda não tenham obtido inscrição no Registo de Pré-atribuição de Remunerações).
Lei 24/2013	• Nova regulação para o sistema elétrico garantindo o equilíbrio financeiro. Incorpora disposições relativas ao armazenamento, agregadores independentes, comunidades de energias renováveis, hibridização, infraestruturas de carregamento de alta capacidade >250kW. • Início da definição da atividade de autoconsumo - com excedentes e sem excedentes.
RD 900/2015	• Regula as condições administrativas, técnicas e econômicas dos modos de fornecimento de energia elétrica com autoconsumo e de produção com autoconsumo. Nessa RD foi criado o ‘Imposto ao sol’ que perdurou por 3 anos.
RD 15/2018	• Criação das medidas urgentes para a transição energética e proteção de consumidores. Torna os procedimentos administrativos legais para instalações fotovoltaicas mais simples e acessível para a maioria dos utilizadores.
RD 244/2019	• Fim do ‘Imposto ao sol’. Subsídios para a instalação de painéis solares fotovoltaicos. A maior parte destes subsídios destina-se a residências unifamiliares e comunidades vizinhas. Possibilidade de autoconsumo coletivo.
RD Lei 23/2020	• Modificações nas regulamentações sobre atividades de transporte, distribuição, comercialização, fornecimento e procedimentos de autorização de instalações de energia elétrica. • Definição de Sistemas de Armazenamento, Comunidades Energéticas e Agregadores Independentes

6.3.1 Evolução física dos REDs

Os REDs na Espanha podem ser divididos em dois produtos principais: autoconsumo e serviço de resposta ativa da demanda (SRAD). A elevada irradiação solar no país, uma das melhores do continente,

junto à segurança e simplicidade da tecnologia, faz do autoconsumo uma grande oportunidade para o setor. O Real Decreto-Lei 8/2023 [65] estabeleceu a reserva de capacidade de rede para leilões de geração renovável, definindo condições e grupos de barras elegíveis para a integração de geração renovável a ser habilitada em cada leilão. A Figura 28 ilustra a evolução da capacidade instalada de autoconsumo na Espanha, que vem crescendo continuamente desde o seu início em 2016.

Figura 28: Evolução da capacidade instalada de autoconsumo na Espanha [66].



Os maiores níveis de crescimento são observados em estabelecimentos residenciais, enquanto os sistemas comerciais enfrentam maiores burocracias devido à sua maior capacidade instalada, como a necessidade de um parecer de acesso junto à REE. Além disso, enfrentam também mais desafios com o vertimento de sua geração. Existe ainda a possibilidade de associação de sistemas de armazenamentos ao autoconsumo, localizados atrás do medidor. Em maio de 2024, o armazenamento combinado com energia solar atingiu 1.823 MWh [67], após a instalação de 495 MWh de baterias em 2023, das quais cerca de três quartos estão concentrados em instalações de autoconsumo residencial. Esses sistemas de armazenamento permitem uma utilização mais eficiente dos excedentes de geração, embora ainda não existam incentivos financeiros para associar armazenamento à geração no país.

6.3.2 Caracterização de tipos de agente

Autoconsumo

Na Lei 24/2013 [62] se definem os possíveis tipos de autoconsumo renovável permitidos na Espanha:

- (i) Sem excedentes: não há limitação de potência instalada e não têm direito a injetar energia na rede elétrica.
- (ii) Com excedentes: pode injetar energia excedente na rede elétrica. Podem ser:
 - a. Sem compensação: não há limitação de potência instalada.
 - b. Com compensação simplificada: saldo econômico de energia excedente do consumidor durante o período de faturamento. A potência instalada deve ser inferior a 100 kW.

No autoconsumo sem excedentes, o consumidor é o proprietário da instalação e não há limitação de potência. Instalações sem excedente, assim como aquelas com excedente cuja potência instalada seja inferior a 15 kW e estejam situadas em terrenos urbanizados, não necessitam de autorização de acesso à conexão, não sendo necessário contatar previamente a distribuidora.

Para consumidores que optam pela modalidade de autoconsumo sem excedentes ou pela modalidade de autoconsumo com excedentes e compensação simplificada, a responsabilidade pela leitura de todos os equipamentos de medição é atribuída à distribuidora. A distribuidora fica encarregada também por realizar o controle da potência e dos excessos de energia reativa, e por calcular os saldos líquidos horários e disponibilizá-los aos participantes no processo de medição.

O autoconsumo com excedentes e compensação simplificada caracteriza-se pela compensação econômica da energia excedente injetada na rede pelo consumidor. Ao final de cada período de faturamento, o comercializador realiza o balanço entre o custo da energia adquirida e o valor da energia excedente injetada, e o valor dos excedentes é deduzido da fatura. O preço de valoração dos excedentes depende do contrato de fornecimento, mas nunca poderá superar o custo da energia consumida da rede, garantindo que o saldo final nunca será negativo.

Nos casos em que o consumidor possua contrato de fornecimento com um comercializador livre, tanto a energia consumida quanto a energia horária excedente serão valoradas aos preços acordados entre as partes. Consumidores com contrato vinculado a um comercializador de referência ao PVPC (Preço Voluntário para o Pequeno Consumidor) têm a energia horária consumida valorada pelo custo horário do PVPC, enquanto a energia excedente é valorada pelo preço médio horário (Pmh) dos mercados diário e intradiário, deduzido do custo dos desvios dessa hora. A tarifa PVPC será explicada em mais detalhes na seção 6.4.1.

A legislação espanhola contempla também o conceito de autoconsumo coletivo, aplicável quando distintos consumidores estão associados a um mesmo conjunto de instalações de produção [64]. As instalações de consumo e produção podem ser conectadas através uma rede interna (como em condomínios fechados) ou utilizar a rede de distribuição para conectar instalações próximas. Todas as modalidades de autoconsumo são elegíveis ao autoconsumo coletivo, desde que instalem um contador de geração líquida na unidade produtora, que efetuará a medição da energia total produzida. Essa energia é então distribuída entre os consumidores associados com base em critérios previamente estabelecidos por eles.

Adicionalmente, elementos de armazenamento associados às instalações de produção podem ser usados em todas as formas de autoconsumo, com requisitos para conexão definidos individualmente por cada distribuidora. Para que o contrato de fornecimento inclua uma modalidade de autoconsumo, é necessário comunicar também o comercializador de energia, para que se implemente um mecanismo de compensação de créditos ou de venda ao mercado de energia (OMIE). Além disso, deve ser estabelecida uma comunicação direta entre TSO e DSO, e com os agentes de comercialização e a OMIE.

Instalações com capacidade acima de 1 MW devem realizar trâmites adicionais de acesso à conexão, que incluem a REE.

Tabela 25: Resumo de tipos de autoconsumo.

Tipo de autoconsumo	Sem excedentes	Com Excedentes		
Pode injetar energia excedente na rede?	Não	Sim		
Potência de geração	Sem limite	Até 15 kW em solo urbanizado	≤ 100 kW	>100 kW
Contemplado por compensação?	Não	Sim	Sim	Não (atua como gerador)
Precisa de autorização para conexão?	Não	Não	Sim	Sim

Armazenamento de Energia

O Real Decreto-Lei 23/2020 [68] reconheceu os proprietários de instalações de armazenamento de energia como agentes do setor elétrico. Além disso, outros agentes, como produtores, consumidores e proprietários de rede, também foram reconhecidos como possíveis usuários de instalações de armazenamento de energia. A aprovação das condições para compensação permitiu explicitamente a participação desses recursos sob as mesmas regras vigentes nos mercados de compensação da REE, individualmente ou em conjunto. Esse marco representa um primeiro passo para integrar o armazenamento como parte essencial do sistema elétrico, mas ainda requer melhorias.

Aspectos relativos à interação dos sistemas de armazenamento com o sistema elétrico precisam ser mais bem definidos, incluindo a definição dos direitos e obrigações desses agentes, e o papel que vão desempenhar junto aos distribuidores e ao operador do sistema. Além disso, a figura do agregador independente, ainda inexistente na Espanha, poderia ser formalmente estabelecida para complementar esse modelo.

A implantação massiva de recursos distribuídos de armazenamento terá um impacto significativo nas funções e responsabilidades dos DSOs. Estes deixarão de atuar apenas transportadores de eletricidade no modelo atual e passarão a ter papel ativo na operação da rede. Este novo papel dos distribuidores, previsto no artigo 32.º da Diretiva do Mercado Interno de Eletricidade 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho [69], incluirá também a contratação de serviços de rede baseados em recursos energéticos distribuídos, otimizando as infraestruturas existentes e evitando novos investimentos.

Resposta da demanda

O Real Decreto-Lei 17/2022 [70] criou o Serviço de Resposta Ativa da Demanda (SRAD) para o sistema elétrico espanhol. O objetivo do SRAD é regular o serviço de resposta da demanda para situações em que se identifique insuficiência de reservas de regulação terciária de subida (reserva de recuperação de frequência). O período de prestação do serviço é anual, de 1º de janeiro a 31 de dezembro.

O SRAD define um produto específico de resposta da demanda como a variação de potência ativa que uma unidade de programação pode aumentar em até 15 minutos a partir da solicitação e é capaz de manter por até três horas consecutivas. A contratação do produto é realizada por um mecanismo de leilão e o TSO (REE) é responsável por definir a capacidade a ser contratada. As unidades alocadas podem ser ativadas no máximo uma vez por dia, dentro de períodos previamente definidos.

Cada instalação de demanda que integre a unidade de programação deverá comprovar individualmente uma capacidade de oferta maior ou igual a 1 MW nos períodos de prestação do serviço. Essa limitação é justificada por questões técnicas de visibilidade das instalações (telemedicações, atribuição a centro de controle, etc.), além de alinhar-se ao padrão do mercado europeu, cuja oferta mínima é de 1 MW. No entanto, a resolução DCOOR/DE/003/23 [71] prevê que estes e outros parâmetros do SRAD poderão ser revistos, se necessário. Em particular, o desenvolvimento de agregadores poderia permitir a participação de instalações menores, viabilizando sua agregação para atender a esse limite. Vale mencionar que, apesar de não existir a figura do agregador independente que possa representar pequenas demandas, já há agentes representando portfólios de pequenos geradores.

O requisito de resposta ativa em MW é comunicado pelo operador do sistema à CNMC com uma antecedência mínima de trinta dias antes da sua publicação. Esta comunicação inclui um relatório detalhado do cálculo e dos parâmetros considerados para o dimensionamento do requisito de reserva. A CNMC pode determinar um valor diferente de requisito se não considerar justificável o valor proposto pelo operador do sistema. Com uma antecedência mínima de vinte dias úteis em relação à data do leilão, a REE publica em seu site as seguintes informações: período de prestação do serviço, indicando se existem horários específicos em que o serviço não será requerido; requisito de resposta ativa à demanda em MW; estimativa não vinculante das horas de ativação; e data da realização do leilão.

Os vencedores dos leilões são compensados pela sua disponibilidade com base no preço marginal estabelecido no leilão, que em 2024 foi de 40,82 EUR/MWh [72]. Além disso, toda vez que serviço é ativado o participante recebe uma remuneração adicional com base no preço do regulamento terciário.

6.3.3 Requisitos e obrigações operativas

Na Espanha, há a possibilidade de corte ou redução (*curtailment*) da produção de energia renovável para gerir o fluxo da rede. Esse processo envolve a coordenação entre TSO (REE) e GRD/DSO (distribuidoras). A REE, monitora continuamente as condições gerais de rede, incluindo disponibilidade de geração, previsões de demanda e estabilidade. Se houver risco de congestionamento ou instabilidade na rede de distribuição, a REE comunica os DSOs responsáveis. Apenas os gestores das redes de distribuição podem requerer a aplicação de cortes caso identifiquem restrições em suas redes.

Se um DSO identificar problemas de segurança na rede sob sua gestão que não possam ser resolvidos por meio de manobras operacionais, ele pode solicitar à REE modificações no programa de operação.

Nesse caso, o DSO comunica ao TSO em tempo real o problema identificado, incluindo o risco existente, período afetado, medidas necessárias, e unidades afetadas pelos cortes.

Se as restrições identificadas pelo DSO forem causadas por cortes na rede de transmissão ou distribuição, o DSO deve comunicar à REE as indisponibilidades que impactam o programa de geração. Com base nessas informações, a REE pode realizar redespachos para ajustar a programação da operação da rede de distribuição. Além disso, quando a rede de distribuição afeta diretamente a operação do sistema de transmissão, é necessário informar à REE o programa de manutenção desses ativos.

Na operação em tempo real, se a REE identificar escassez de reservas de balanço ou congestionamento na rede de distribuição, pode reduzir unidades para evitar riscos operacionais. Nestes casos, a comunicação ocorre entre a REE, o DSO e o centro de controle dos geradores, sem interação direta entre a REE e os REDs.

Durante o período de corte, o TSO e os DSOs envolvidos monitoram as condições de rede e ajustam a geração para garantir o atendimento à demanda sem comprometer as redes de transmissão e distribuição. Após o evento, a REE e os DSOs analisam a eficácia das medidas tomadas e identificam áreas para melhoria, contribuindo para decisões de investimento e estratégias de gestão da rede.

Caso um gerador não cumpra com as instruções de corte ou redespacho, pode enfrentar multas proporcionais à gravidade da infração [73]. Além disso, o DSO pode cobrar compensações pelos custos adicionais decorrentes do não cumprimento da ordem. Geradores que violarem essas instruções repetidamente podem sofrer restrições de participação no mercado ou na capacidade de geração.

6.4 Mecanismos de remuneração

Na Espanha, o mecanismo de incentivos para REDs, especialmente para ativos de geração, baseia-se em um sistema de remuneração de excedentes injetados na rede. Com a liberalização do setor de varejo, a venda dos excedentes ocorre de maneira distinta para os consumidores regulados e os consumidores liberalizados (acima de 1 MW), que negociam diretamente com as comercializadoras de energia. Para os consumidores regulados, a venda de excedentes é remunerada pela tarifa PVPC. Já no mercado liberalizado, as comercializadoras possuem autonomia para negociar as regras de remuneração de excedentes injetados na rede, proporcionando maior flexibilidade aos participantes desse segmento.

6.4.1 Mecanismos baseados em preço: Autoconsumo com excedentes

Tabela 26: Resumo do mecanismo baseado em preço de autoconsumo com excedentes na Espanha.

Categoria	Pergunta	Resposta	OBS
Tecnologias	Tecnologias contempladas?	Solar/Solar com armazenamento	Sistema de compensação simplificada é restrito a fontes renováveis
	Diferenciação por tecnologia?	Sim	

Perfil	Diferenciação horária?	Sim	Tarifa regulada considera preços do mercado diário e intradiário
	Diferenciação locacional?	Não	
	Diferenciação de preço entre compra e venda?	Sim	

As instalações de autoconsumo, tanto individuais como coletivas, estão sujeitas a uma limitação de distância entre a unidade produtora e a unidade consumidora, caso utilizem as redes de distribuição ou transmissão para conectá-las. Para sistemas fotovoltaicos, a distância máxima permitida é de 2.000 metros, enquanto para as demais tecnologias a limitação é de 500 metros. Apesar de se assemelhar a um mecanismo de “geração distribuída remota”, não é permitido que as instalações estejam significativamente afastadas entre si. Adicionalmente, a regulação prevê um pagamento pelo uso da rede, embora ele tenha sido de 0 €/kWh para conexões em baixa tensão nos últimos anos.

No regime de autoconsumo com excedentes e compensação (ver categorias na seção 6.3.2), ao final do período de faturação é efetuado um balanço entre o custo da energia adquirida da rede e o valor da energia excedente injetada. Para consumidores regulados, o preço de valoração dos excedentes é calculado com base na tarifa PVPC e no custo dos desvios diários. Para consumidores livres, o preço e as condições comerciais são acordados com a comercializadora associada.

É importante ressaltar que o valor de compensação se aplica somente aos termos de consumo de energia, sem cobrir taxas de rede ou impostos. Além disso, existe uma limitação explícita de que o saldo final não pode ser negativo, ou seja, o consumidor não pode receber uma remuneração líquida pelos excedentes injetados.

Tarifa PVPC

O Preço Voluntário para Pequenos Consumidores (PVPC), em vigor desde abril de 2014, é uma tarifa regulada única em todo o território nacional direcionada a pessoas físicas e pequenas empresas conectadas em redes de baixa tensão (menor de 1 kV) e com potência contratada inferior a 10 kW. Só pode ser aplicada pelos comercializadores de referência e configura-se como uma tarifa dinâmica indexada ao mercado atacadista de eletricidade.

Em 2023, o cálculo da tarifa passou por algumas alterações, conforme RD 446/2023 [74], para reduzir a sua volatilidade. A componente relacionada ao custo de energia CP_h , que levava em conta apenas os preços diários no mercado atacadista, passou a considerar também uma cesta de produtos futuro. A componente de eletricidade da tarifa PVPC tem granularidade horária e é calculada de acordo com a seguinte fórmula:

$$CP_h = Pm_h + Ta_h + SA_h + OC_h$$

Onde:

- h : Hora de cada período tarifário, relativo ao período de faturação entre duas leituras;
- Pm_h : Preço médio horário obtido a partir dos resultados do mercado diário e intradiário;
- Ta_h : Termo de ajuste relacionado ao preço de energia no mercado futuro;
- SA_h : Custo correspondente aos serviços de ajuste que foram acionados e cujo resultado seja conhecido antes das 20:15 horas do dia anterior ao fornecimento;
- OC_h : Outros custos associados ao fornecimento que podem incluir as quantias correspondentes ao pagamento dos comercializadores para financiamento da remuneração do OMIE e da REE.

O termo de ajuste Ta_h leva em consideração o preço médio da energia da cesta de produtos anual, trimestral e mensal no mercado futuro. O preço médio dos valores da cesta na hora h é calculado de acordo com a seguinte fórmula:

$$Ft = (a_n \times Pfanual_n) + (b_{n,t} \times Pftrimestral_t) + (c_{n,m} \times Pfmensal_m)$$

Onde:

$Pfanual_n$: Preço médio do futuro anual com liquidação no ano “n”, expresso em €/MWh, calculado como a média aritmética das cotações de referência publicadas pelo OMIP nos seis meses anteriores ao início de sua liquidação.

$Pftrimestral_t$: Preço médio do futuro trimestral com liquidação no trimestre “t”, expresso em €/MWh, calculado como a média aritmética das cotações de referência do contrato de futuro trimestral publicadas pelo OMIP nos três meses anteriores ao início de sua liquidação.

$Pfmensal_m$: Preço médio do futuro mensal com liquidação no mês “m”, expresso em €/MWh, calculado como a média aritmética das cotações de referência do contrato de futuro mensal publicadas pelo OMIP no mês anterior ao início de sua liquidação.

a_n : Coeficiente de ponderação aplicável ao $Pfanual_n$, com valor atual de 0,54.

$b_{n,t}$: Coeficiente de ponderação aplicável ao $Pftrimestral_t$, com valor atual de 0,36.

$c_{n,m}$: Coeficiente de ponderação aplicável $Pfmensal_m$, com valor atual de 0,1.

Um exemplo dos componentes da tarifa PVPC podem ser observadas na Tabela 27.

Tabela 27: Componentes da tarifa PVPC do dia 22/07/2024 [75].

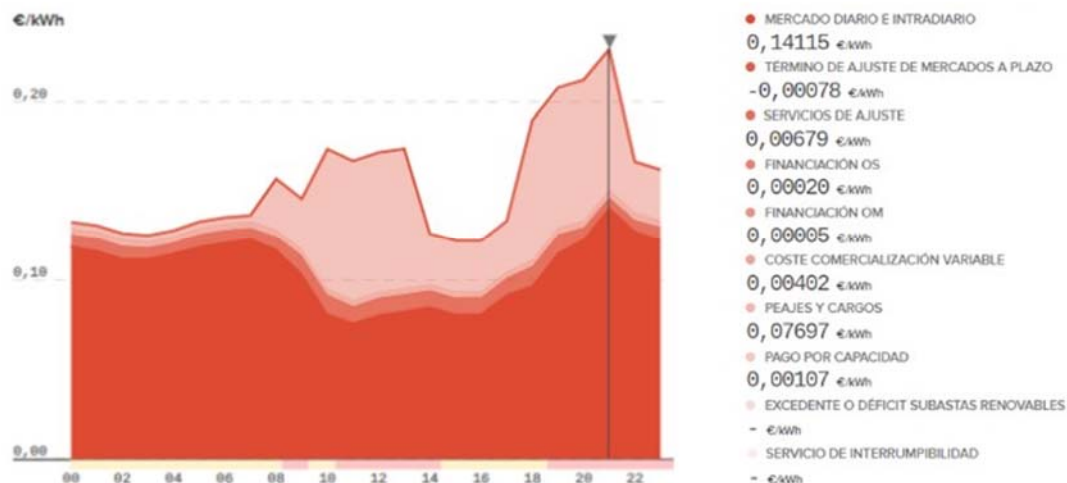
Categoria	€/MWh
Mercado diário e intradiário	63,87
Ajuste de mercados a prazo	2,74

Categoria	€/MWh
Serviços de ajustes	10,74
Financiamento OS	0,20
Financiamento OM	0,05
Custo de comercialização variável	2,95
Tarifas e encargos	76,97
Capacidade	1,06

Os excedentes horários de cada consumidor são atribuídos à sua empresa de comercialização pelo TSO, com base nos dados de medição informados. O comercializador recebe o preço médio horário do mercado de eletricidade para os excedentes que lhe forem atribuídos e compensa o consumidor conforme as diretrizes do RD 244/2019 [64]. A compensação máxima é limitada ao valor da energia adquirida da rede, uma vez que o resultado da compensação nunca poderá ser negativo.

A Figura 29 a seguir ilustra o faturamento de energia ativa nos termos da tarifa PVPC para a hora 12 do dia 22/07/2024, que somam uma tarifa de 0,15856 €/kWh, sendo os principais componentes as tarifas, os encargos e a valoração da energia nos mercados diário e intradiário.

Figura 29: Tarifa PVPC do dia 22/07/2024 [75].



6.4.2 Mercado spot

Tabela 28: Resumo do acesso dos REDs ao mercado spot na Espanha.

Categoria	Pergunta	Resposta	OBS
Perfil	Diferenciação locacional?	Nenhuma	
Produtos	Existe produto energia para REDs?	Sim	Autoconsumo acima de 1MW
	Existe produto confiabilidade para REDs?	Não existe	
	Existe produto flexibilidade para REDs?	Sim	Mercado de Restrições
	Existem outros serviços ancilares para REDs?	Sim (regulação terciária)	Mercado de Balanço

Na Espanha, o mercado elétrico pode ser subdividido dois grandes grupos: (i) os mercados de energia, operados pela OMIE, e (ii) os mercados de ajuste, que garantem a confiabilidade do sistema elétrico respeitando as restrições físicas existentes.

Os mercados de energia incluem o Mercado do Dia Seguinte, onde se determinam os preços e volumes de eletricidade para o dia seguinte através de um leilão diário, e os Mercados Intradiários, que permitem ajustes contínuos até uma hora antes da entrega da eletricidade no tempo real. Os mercados de ajuste são compostos pelo Mercado de Restrições, utilizado pelo REE para resolver restrições operativas e garantir a segurança da rede, e pelos Mercados de Balanço, que incluem serviços de regulação secundária, terciária e reservas de substituição.

Em ambos os mercados, é possível a participação de recursos distribuídos de menor capacidade conectados à rede de baixa tensão, desde que atendam aos critérios e condições de participação detalhados nas subseções a seguir.

Mercado de Energia

O Mercado do Dia Seguinte (SDAC) é a base do mercado de eletricidade da Espanha e da União Europeia, determinando os preços e volumes de energia para as 24 horas seguintes por meio de um leilão diário. Este mercado foi integrado a nível europeu em 2014, com o objetivo de maximizar a eficiência econômica e otimizar o uso de recursos excedentes entre países. A sessão do SDAC ocorre diariamente às 12:00, utilizando o algoritmo EUPHEMIA para casar ofertas de compra e venda, considerando restrições operativas e capacidades de interconexão.

No Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), que abrange Espanha e Portugal, a participação no SDAC é obrigatória para geradores com unidades de produção de 1 MW ou mais, exceto quando possuem contratos bilaterais físicos. Desde maio de 2022, os preços das ofertas no Mercado do Dia Seguinte são limitados ao intervalo entre -500 €/MWh e 4.000 €/MWh. O MIBEL permite ofertas simples de preços-quantidade e ofertas complexas que permitem representar restrições operativas, técnicas e comerciais.

Após o fechamento do mercado diário, o OMIE envia aos Operadores do Sistema de cada país os programas de operação, que são analisados para garantir a viabilidade física em uma etapa subsequente a nível nacional pelo TSO. Para ajustar os programas após a publicação dos resultados do SDAC e incorporar informações mais atualizadas, existe o Mercado Intradiário, que opera com dois mecanismos principais: o mercado contínuo e os leilões intradiários.

O Mercado Intradiário Contínuo (SIDC), lançado em 2018, permite ajustes até uma hora antes da entrega em tempo real, casando ofertas conforme o princípio *first-come, first-served*. Este mecanismo facilita a atualização dos programas de operação com a melhor informação disponível, corrigindo desequilíbrios de energia em tempo real, especialmente úteis para a geração renovável.

Os leilões intradiários funcionam de maneira semelhante ao SDAC, mas em diferentes horizontes temporais, variando do dia anterior até poucas horas antes da entrega. Estes leilões, anteriormente limitados ao Mercado Ibérico, foram acoplados aos mercados europeus em junho de 2024, abrangendo 25 países. Um aspecto importante é que vinte minutos antes do fechamento de cada sessão de leilão, a negociação transfronteiriça no mercado contínuo é suspensa para evitar interferências entre os mecanismos. Assim, o Mercado Intradiário, com suas componentes contínuas e de leilões, oferece flexibilidade e eficiência no ajuste das ofertas e demandas de eletricidade, reduzindo a necessidade de intervenções do TSO.

As instalações de autoconsumo com capacidade superior a 1 MW também podem acessar esse mercado, permitindo a venda dos excedentes de energia diretamente no mercado atacadista. Essa participação no mercado poderá ser direta (inscrição como produtor) ou indireta (representação por uma comercializadora). Se registrado como produtor, além da inscrição perante o Governo (formalizada no Registro Administrativo de Instalações de Produção de Energia Elétrica, RAIPRE), deverá realizar os trâmites junto ao operador do mercado (OMIE) e ao TSO. Para instalações com capacidade superior a 100 kW que desejem injetar excedentes sem direito à compensação simplificada, o registo no RAIPRE também é obrigatório, além da participação no mercado (via representante ou como produtor).

Mercados de Serviços Ancilares

A Espanha possui mecanismos específicos para resolver restrições operativas e garantir o equilíbrio do sistema elétrico por meio dos mercados de balanço. Após a definição do programa de despacho no MIBEL e nos leilões intradiários, o TSO (REE) avalia se os critérios de confiabilidade e segurança estão sendo atendidos. Caso identifique a necessidade de ajustes, a REE recorre ao Mercado de Restrições Técnicas (RRTT), no qual os agentes são obrigados a apresentar ofertas para aumentar ou diminuir sua produção conforme a capacidade disponível. O REE seleciona as ofertas de menor custo que garantam a confiabilidade do sistema, resultando em um programa de despacho final. Os custos de redespacho são repassados ao sistema por meio de encargos de serviços de ajuste, cobrados da demanda sem impactar diretamente o preço da energia.

O RRTT é estruturado em duas fases. Na primeira, após o fechamento do Mercado Diário, o REE abre o RRTT para que os agentes ajustem seus níveis de produção ou consumo, focando na resolução de problemas técnicos identificados no programa enviado pelo Operador do Mercado. Na segunda fase, as ofertas são selecionadas com base no custo para equilibrar oferta e demanda, garantindo a eficiência econômica do sistema. No caso de geradores térmicos, é possível considerar detalhes específicos da usina, como custos de arranque.

Adicionalmente, existem produtos geridos pelo TSO para garantir a estabilidade e confiabilidade do sistema ante contingências ao longo da operação em tempo real. Estes produtos, que constituem os Mercados de Balanço, permitem a correção de eventuais desequilíbrios após os mercados diários e intradiários. Na Espanha, os serviços de balanço incluem a regulação secundária, regulação terciária e reserva de substituição. A regulação secundária corrige automaticamente desvios no equilíbrio entre geração e demanda, atuando em um intervalo de 20 segundos a 15 minutos, utilizando a reserva de ativação automática para recuperação da frequência (aFRR). A regulação terciária é ativada manualmente para corrigir desequilíbrios de potência, devendo ser acionada em até 15 minutos, utilizando a reserva de ativação manual (mFRR). A reserva de reposição (RR) lida com desequilíbrios após o fechamento do mercado intradiário e é programada com 30 minutos de antecedência.

Com a implementação do Regulamento UE 2017/2195, a gestão dos serviços de balanço está sendo transferida para plataformas europeias. O Projeto TERRE, operando desde março de 2020, gerencia a ativação de reservas de substituição. Os Projetos MARI e PICASSO são responsáveis pela ativação de regulação terciária e secundária, respectivamente, enquanto o Projeto IGCC trata da compensação de desequilíbrios entre sistemas.

Para participar nos serviços de balanço na Espanha, as unidades de programação (UPs) de geração, consumo ou armazenamento devem cumprir certos requisitos técnicos. As UPs podem ser constituídas por uma ou várias unidades físicas. A capacidade mínima de oferta é de 1 MW, individual ou agregada, o que facilita a participação de recursos de menor capacidade instalada, como geração distribuída e resposta da demanda conectados em baixa tensão.

Para serem habilitadas, as UPs devem fornecer informações estruturais ao TSO e garantir conexão em tempo real através de um centro de controle habilitado. Este centro deve cumprir os critérios estabelecidos no Procedimento de Operação e superar testes de controle e resposta. Além dos requisitos gerais, há exigências específicas para a participação no serviço de regulação secundária. Cada zona de regulação deve ter um tamanho mínimo de 200 MW habilitados para o mercado de regulação secundária, podendo incluir tanto instalações de geração quanto de demanda. Esse requisito pode ser uma barreira para a participação de recursos energéticos distribuídos.

A participação no Mercado de Serviços de Ajuste exige que as instalações solicitem a habilitação para telemedição, cumprindo os requisitos de envio de informação em tempo real ao Operador do Sistema através do centro de controle de geração e demanda. As unidades físicas que compõem a UP devem

superar testes específicos para a participação no serviço de balanço. Como alternativa, podem integrar-se a uma UP já habilitada, desde que cumpram as condições para evitar a repetição de testes, permitindo que os recursos de menor capacidade instalada contribuam para a estabilidade do sistema elétrico de forma eficiente e economicamente viável.

6.5 Destaques de inovações envolvendo REDs

6.5.1 Incentivos baseados em preço

A Espanha, como muitos outros países, buscou promover fontes renováveis, como a solar associada ao autoconsumo, através de incentivos fiscais. Entretanto, com o tempo, esses incentivos deixaram de ser necessários e passaram a gerar um grande desequilíbrio no sistema espanhol. Como resposta, em 2015 foi implementado o chamado “imposto ao sol”, um imposto pago por todos os consumidores com instalação fotovoltaica de autoconsumo com potência superior a 10 kW ou isolada da rede elétrica. O governo justificou essa medida com o argumento de que os consumidores de autoconsumo deveriam contribuir com os custos dos serviços de rede nos momentos em que seu consumo de energia superava a capacidade de produção local. A taxa tinha como objetivo anular a dívida que o Governo tinha com os produtores de energia solar devido aos incentivos iniciais e era cobrada através da conta de luz, junto com o valor total emitido pela comercializadora.

Em 2018, o governo anunciou a revogação do Decreto-Lei 15/2018, eliminando o imposto, e introduziu as “medidas urgentes para a transição energética e proteção do consumidor”, que facilitaram os procedimentos para a legalização das instalações e permitiram obter compensação pelos excedentes. No ano, a capacidade instalada de sistemas solares fotovoltaicos aumentou 94% em relação ao ano anterior, segundo dados da União Fotovoltaica Espanhola (UNEF).

Atualmente, a legislação prevê três modalidades de autoconsumo: (i) sem excedentes, (ii) com excedentes sem direito à compensação, e (iii) com excedentes com direito à compensação simplificada. A tarifa PVPC, descrita na seção 906.4.1, se aplica a renováveis de capacidade instalada até 100 kW na modalidade (iii). A principal componente da tarifa PVPC é calculada com base no preço *spot* médio horário, o que aprimora o sinal ao consumidor. Isto significa que em momentos de sobreoferta a tarifa automaticamente reduz, enquanto em períodos de escassez a tarifa aumenta.

6.5.1 Projeto CoordiNet

O projeto CoordiNet, uma iniciativa sueca, teve como objetivo facilitar a integração de REDs ao sistema elétrico, promovendo a cooperação entre operadores de redes de distribuição e de transmissão. O programa envolveu testes práticos de despacho de flexibilidade local de REDs, abrangendo uma ampla

gama de produtos, tecnologias e localidades. Através disso, os REDs puderam ser utilizados de forma otimizada para responder às variações de demanda de energia.

6.6 Dinâmica de despacho dos REDs

A Espanha possui um mercado dedicado à gestão de congestionamentos, que regula as restrições da rede para o dia seguinte e em tempo real [76]. Caso não haja ofertas suficientes ou se as ofertas não forem eficazes para solucionar a restrição, a REE redistribui os cortes às unidades que não participaram do mercado.

Quando há disponibilidade de duas ou mais tecnologias com o mesmo custo e impacto nas restrições da rede, a prioridade de uso é dada a fontes renováveis e cogerações de alta eficiência. Se o congestionamento é observado na rede de distribuição, o GRD deve, inicialmente, tentar solucioná-lo com suas próprias ferramentas. Caso o congestionamento persista, o GRD pode solicitar à REE ajustes nos programas de geração e consumo. Esse pedido deve ser comunicado o mais breve possível, indicando os períodos de programação afetados e as unidades que devem ser reduzidas. Da mesma forma, se a REE identificar escassez de reservas de balanço ou congestionamento na rede de distribuição em tempo real, pode reduzir as unidades para evitar riscos operacionais.

Em condições normais de operação, a energia redistribuída é compensada, seja no período de previsão diária ou em tempo real. No entanto, se a redistribuição ocorrer sob um “mecanismo de resolução de emergência” - quando as restrições não podem ser solucionadas pelos mecanismos operacionais convencionais devido a situações de emergência - não há obrigação de compensação econômica por parte do TSO.

Após o mercado de gestão de congestionamentos do Dia Seguinte, a REE informa aos agentes do mercado sobre as alterações por meio dos Programas Diários Viáveis Provisórios (PDVP). A REE emite níveis máximos de produção para unidades que utilizam energia renovável, cogeração e resíduos, e para instalações híbridas renováveis através dos centros de controle de geração e demanda, que atuam como o canal de comunicação entre a REE e as instalações de geração em tempo real. A REE controla diretamente as unidades acima de 1 MW através dos centros de controle, enquanto as unidades de distribuição menores são controladas pelos centros de controle dos GRDs.

7 REINO UNIDO

7.1 Visão institucional

O mercado de energia do Reino Unido é um dos mais avançados e competitivos do mundo, caracterizado por sua estrutura liberalizada, regulamentação robusta e foco crescente em fontes de energia sustentável. É sustentado por uma estrutura institucional que envolve reguladores, operadores de sistemas de transmissão e distribuição, fornecedores de energia (comercializadores e varejistas), departamentos governamentais e instituições de pesquisa. A colaboração e coordenação entre essas entidades são essenciais para garantir a operação eficiente, segura e sustentável do sistema energético, alinhando-se às metas de descarbonização e modernização do setor.

7.1.1 Instituições do setor

O mercado de energia do Reino Unido é composto por diversas instituições que desempenham papéis fundamentais na regulação, operação, distribuição e inovação do setor energético. A Figura 30 a seguir ilustra de forma resumida a estrutura institucional do setor elétrico britânico.

Figura 30: Caracterização institucional do setor elétrico do Reino Unido.



Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem)

Ofgem é o regulador independente do mercado de energia do Reino Unido, [77], [78]. Sua missão é proteger os interesses dos consumidores, promover a concorrência e a inovação, garantir a segurança do fornecimento e apoiar a transição para um sistema energético de baixo carbono. É responsável, ainda, por definir as tarifas de rede, aprovar investimentos em infraestrutura, regulamentar práticas de mercado e supervisionar a conformidade com as normas regulatórias.

National Grid Electricity System Operator (ESO ou NGESO)

NGESO é operador do sistema de transmissão, responsável por assegurar o equilíbrio entre oferta e demanda de eletricidade em tempo real, [78] . Coordena com geradores e distribuidores de eletricidade, facilitando a integração de energias renováveis. Além disso, opera interconectores internacionais que permitem a importação e exportação de eletricidade com países vizinhos.

Distribution Network Operators (DNOs)

Os DNOs são responsáveis pela operação, manutenção e desenvolvimento das redes de distribuição. Garantem o fornecimento de energia aos consumidores finais, gerenciam a infraestrutura de distribuição, respondem a falhas de energia e conectam novos consumidores e pequenas fontes de geração distribuída. Entre os principais operadores estão UK Power Networks, Western Power Distribution e Northern Powergrid, [79], [80], [81] . Estes operadores estão evoluindo para se tornarem DSOs, assumindo funções mais complexas de gestão de recursos energéticos distribuídos.

Fornecedores de Energia

O mercado de energia no Reino Unido é altamente competitivo, com variedade de empresas oferecendo tarifas e serviços diversificados para atender às necessidades dos consumidores. Estes fornecedores compram eletricidade no mercado atacadista e vendem aos consumidores finais, gerenciando contratos e inovando em serviços de energia, incluindo a implementação de contadores inteligentes. Entre os principais fornecedores estão British Gas, E.ON, EDF Energy e Octopus Energy.

Department for Business, Energy & Industrial Strategy (BEIS)

BEIS é o departamento governamental responsável pela formulação e implementação de políticas energéticas e industriais no Reino Unido, [82] . Tem como principais objetivos garantir a segurança do fornecimento de energia, promover a transição para energias renováveis e reduzir as emissões de carbono. O BEIS desenvolve políticas de longo prazo para o setor energético, incentiva investimentos em infraestrutura e apoia a pesquisa e desenvolvimento de novas tecnologias.

Innovate UK e Energy Systems Catapult

São instituições que desempenham um papel crucial na promoção da inovação tecnológica no setor energético britânico. A Innovate UK [83] apoia empresas inovadoras em suas pesquisas e desenvolvimentos, enquanto o Energy Systems Catapult [84] oferece expertise e suporte para acelerar a transformação do sistema energético do Reino Unido. Ambas as instituições colaboram com universidades, centros de pesquisa e a indústria para fomentar a inovação em energias renováveis, armazenamento de energia e eficiência energética.

7.1.2 Responsabilidades por atividades de rede

A National Grid ESO (NGESO), como operadora de sistema de transmissão, e os DNOs/DSOs, como operadores de rede de distribuição, têm responsabilidades distintas, mas complementares, no mercado de energia do Reino Unido. Juntas, essas entidades garantem a operação segura, eficiente e resiliente do sistema elétrico, promovendo a integração de fontes de energia renovável e novas tecnologias, e assegurando que as necessidades dos consumidores sejam atendidas de forma confiável.

Tabela 29: Matriz resumo de responsabilidades por atividade de rede no Reino Unido.

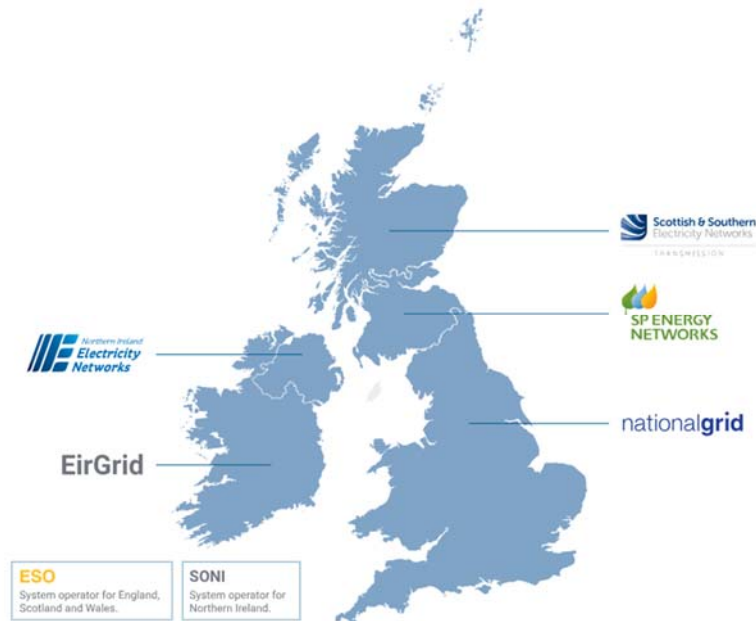
Entidades	Transmissoras (TSOs)	Distribuidoras (DSOs)	Operador (NGESO)
Funções	Monopólio regional	Monopólio regional	Monopólio
Propriedade rede T	X		
Decisão expansão rede T			X
Decisão despacho T			X
Execução manobras T	X		
Programação da operação T			X
Medição T	X		
Propriedade rede D		X	
Decisão expansão rede D		X	
Decisão despacho D		X	
Execução manobras D		X	
Medição D		X	
Operação do mercado de atacado			X

A NGESO é encarregada por garantir o equilíbrio entre a oferta e a demanda de eletricidade em tempo real, monitorando continuamente a rede e ajustando a geração e o consumo para manter a frequência e a tensão da rede dentro dos limites operacionais. Ela coordena o despacho de geradores, determinando quais usinas devem aumentar ou diminuir a produção para manter a estabilidade do sistema.

Além da operação em tempo real, a NGESO realiza o planejamento de longo prazo da infraestrutura elétrica, identificando necessidades futuras de capacidade de transmissão e a coordenação de investimentos em nova infraestrutura. Trabalha em estreita colaboração com os TSOs e outros stakeholders para garantir que a rede seja capaz de suportar o crescimento da demanda e a integração de novas fontes de geração, especialmente as renováveis.

A NGESO também gerencia as interconexões internacionais com países vizinhos, como França, Bélgica, Países Baixos e Noruega, essenciais para a segurança energética e para proporcionar flexibilidade ao sistema. A Figura 31 ilustra a divisão geográfica dos principais TSOs no Reino Unido.

Figura 31: Principais Operadores de Rede de Transmissão (TSOs) no Reino Unido.



A National Grid é responsável pela operação da rede de transmissão na Inglaterra e no País de Gales. No norte da Escócia, a responsabilidade pela rede de transmissão recai sobre a Scottish and Southern Electricity Networks (SSEN), enquanto no sul da Escócia essa tarefa é desempenhada pela SP Energy Networks. Na Irlanda do Norte, a Northern Ireland Electricity Networks (NIE) e a SONI são as operadoras da rede de transmissão, enquanto na República da Irlanda quem opera a rede é a EirGrid.

As transmissoras regionais fornecem serviços ancilares à NGESO, como suporte de frequência e regulação de tensão, essenciais para manter a qualidade e a confiabilidade do fornecimento. Com a crescente participação de fontes renováveis, a NGESO e os TSOs regionais colaboram para integrar essas fontes intermitentes de maneira eficiente, desenvolvendo estratégias para gerenciar a variabilidade da geração e garantir que a energia gerada seja transmitida de maneira eficiente aos consumidores.

Os DNOs, por sua vez, são responsáveis pela operação, manutenção e desenvolvimento das redes de distribuição de eletricidade de média e baixa tensão. Suas funções incluem conectar novos consumidores e pequenas fontes de geração distribuída, como painéis solares residenciais e geradores eólicos. Além disso, são responsáveis por planejar e executar investimentos em infraestrutura de distribuição, garantindo capacidade para atender à demanda futura e aumentar a resiliência da rede contra eventos climáticos extremos e outras ameaças. O país está dividido em diversas áreas de distribuição, cada uma atendida por um DNO específico, conforme ilustrado na Figura 32.

Figura 32: como Distribution Network Operators (DNOs).



A transição de DNOs para DSOs está ocorrendo de forma planejada e é uma parte importante da estratégia de modernização do setor, refletindo a necessidade de uma gestão mais ativa e sofisticada das redes de distribuição. Os DSOs assumem novas responsabilidades, incluindo o monitoramento e o controle dinâmico dos fluxos de energia em tempo real, utilizando tecnologias avançadas como redes inteligentes (*smart grids*) e sistemas de gerenciamento de energia (EMS). Essas tecnologias permitem uma melhor visibilidade e controle da rede, facilitando a integração de REDs.

As principais distribuidoras do Reino Unido estão envolvidas nesta transição, em diferentes estágios de implementação, incluindo: UK Power Networks (Londres e o sudeste da Inglaterra), Western Power Distribution (sudeste e parte do centro do Reino Unido), Northern Powergrid (nordeste da Inglaterra e Yorkshire), SP Energy Networks (parte do sul da Escócia e norte da Inglaterra), e Electricity North West (noroeste da Inglaterra).

A coordenação entre DSOs e TSOs é essencial para garantir a operação eficiente e segura do sistema elétrico, desde a geração até o consumo final. À medida que a transição de DNOs para DSOs avança, essa colaboração se torna cada vez mais crítica, ocorrendo por meio de:

- Troca de Informações em Tempo Real: DSOs e NGESO compartilham dados sobre fluxos de energia, capacidade de geração e demanda em tempo real, permitindo ajustes rápidos e resposta a eventos inesperados.
- Gestão da Flexibilidade: DSOs estão implementando mercados de flexibilidade, onde REDs, podem fornecer serviços como suporte de frequência e resposta a picos de demanda. O NGESO garante a estabilidade do sistema de transmissão, enquanto os DSOs gerenciam os REDs.

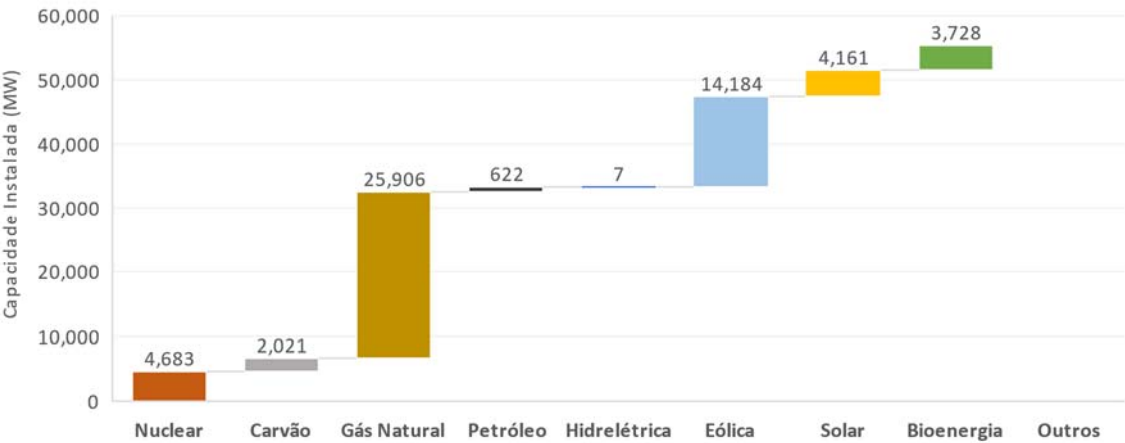
- Planejamento de Longo Prazo: planejamento integrado de rede entre DSOs e NGESO, envolvendo a colaboração em relação a previsão de demanda, integração de REDs e tecnologias emergentes, e investimentos em infraestrutura.

Apesar dos avanços, desafios técnicos e operacionais persistem, como a gestão de grandes volumes de dados, a interoperabilidade entre sistemas e a necessidade de infraestrutura robusta. No entanto, a regulação e as inovações tecnológicas estão evoluindo rapidamente para apoiar essa transição.

7.2 Sistema físico

A matriz energética do Reino Unido é diversificada, combinando gás natural, energia nuclear, carvão (em declínio), e uma crescente participação de fontes renováveis, como eólica, solar e biomassa. O país se destaca por sua liderança em energia eólica *offshore*, com várias fazendas eólicas instaladas no Mar do Norte e em outras áreas costeiras. Essa diversificação fortalece a segurança do fornecimento e apoia a sustentabilidade ambiental, contribuindo para a redução das emissões de carbono. A Figura 33 ilustra a capacidade instalada no Reino Unido em 2023.

Figura 33: Capacidade instalada no Reino Unido em 2023 [85].



7.3 Síntese da regulamentação envolvendo REDs

7.3.1 Visão geral

Tabela 30: Visão geral da regulamentação para REDs no Reino Unido.

Categoria	Pergunta	Resposta	OBS
Comercial	REDs têm acesso a “mecanismos baseados em preço”?	Sim	Por fornecedor, de acordo com estratégias privadas
	REDs têm acesso a um “mercado spot”?	Sim	
	REDs têm acesso a “leilões de contratos”?	Sim	Do TSO ou do DSO

Categoria	Pergunta	Resposta	OBS
Físico	Os programas de remuneração dos REDs dão incentivos à previsão mais acurada?	Não	Regras do mercado spot sim, mas acesso via SEG em geral não
	Existe uma infraestrutura / protocolos para submeter informações de previsão?	Não	Apenas em projetos piloto ou em casos de venda de flexibilidade
	Os programas de remuneração contemplam a possibilidade de <i>curtailment</i> dos REDs?	Sim, sem remuneração	

A regulamentação envolvendo REDs no Reino Unido busca promover inovação, proteger os consumidores, assegurar a estabilidade da rede e incentivar a sustentabilidade. O Ofgem estabelece diretrizes para a conexão, operação e participação desses recursos no mercado de energia (englobando todos os produtos do mercado spot descritos na seção 7.4.2), incentivando a adoção de tecnologias de geração distribuída, armazenamento e resposta da demanda, e ao mesmo tempo assegurando que essas integrações não comprometam a segurança e a confiabilidade da rede.

A regulação é relativamente moderna, permitindo o acesso dos REDs ao mercado spot e mecanismos para o seu *curtailment* quando este tipo de operação for desejável do ponto de vista sistêmico. Em particular, o *curtailment* é orientado pelo ESO diretamente aos REDs de acordo com as regras estabelecidas.

O governo também implementa políticas para incentivar a adoção de REDs, como o Plano de Crescimento Verde e o Plano de Energia Limpa. Esses planos oferecem subsídios, incentivos fiscais e programas de financiamento para instalações de energia solar, eólica e sistemas de armazenamento.

Regulamentações tarifárias estimulam a participação ativa de REDs e consumidores no mercado de energia, através de programas como as *feed-in tariffs* e o *Smart Export Guarantee* (SEG), que fornecem remuneração pelo excedente de eletricidade exportada para a rede, tornando os investimentos mais atrativos financeiramente. Além disso, tarifas dinâmicas e programas de resposta da demanda incentivam ajustes do consumo de energia em resposta a sinais de preço.

A regulamentação também viabiliza a participação dos REDs nos mercados de flexibilidade definidos pelo operador do Reino Unido (que incluem produtos de suporte de frequência, regulação de tensão, e serviços de reserva associados de diferentes escalas de tempo). A regulamentação de cada produto define as características para o seu acionamento (por exemplo como é feita a comunicação com o operador para a ativação do serviço), e segundo o princípio da neutralidade tecnológica permite-se que os REDs possam participar destes mercados se forem capazes de cumprir com essas exigências.

oferecendo serviços ancilares como. As Plataformas de Potência Virtual (VPPs) e os agregadores desempenham um papel importante, permitindo que REDs menores participem desses programas.

Normas rigorosas garantem que a operação dos REDs não comprometa a estabilidade da rede, estabelecendo requisitos para a qualidade da energia, proteção contra falhas e resposta rápida a eventos imprevistos. A colaboração entre DNOs/DSOs e NGESO é crucial para monitorar impactos e mitigar riscos operacionais.

O apoio à inovação e à pesquisa é também parte central da regulamentação. Iniciativas como o *Ofgem's Network Innovation Competition* (NIC) financiam projetos de P&D para aprimorar a integração de REDs, incentivando a colaboração entre empresas de energia, universidades e centros de pesquisa.

7.3.2 Requisitos de conexão para os RED

Os requisitos de conexão para REDs no Reino Unido são estabelecidos por regulamentações nacionais, mas as distribuidoras (DNOs) têm certa flexibilidade para interpretar e aplicar as regras de acordo com as condições específicas de suas áreas de operação.

A maioria dos requisitos segue o *National Grid Code*, estabelecido pelo NGESO, que define os padrões e os procedimentos que devem ser seguidos para conectar qualquer tipo de geração e carga à rede elétrica. Embora o *National Grid Code* seja voltado para as redes de transmissão, ele influencia a estrutura dos requisitos de conexão em redes de distribuição, especialmente no que diz respeito à segurança e confiabilidade da operação.

Os *Engineering Recommendations G59 e G99* são os documentos nacionais que detalham os requisitos de conexão à rede de distribuição. O G99, que substituiu o G59 em 2018, é aplicável a todas as novas conexões de geração distribuída, abrangendo: (i) procedimentos para desconexão segura de geradores durante falhas na rede; (ii) requisitos de controle de tensão e frequência para geradores conectados; (iii) procedimentos para a conexão de microgeradores (*Engineering Recommendation G98*), a partir de 16A por fase, e para geradores maiores. Microgeradores, como painéis solares residenciais, seguem um processo simplificado de conexão, enquanto projetos maiores seguem requisitos mais rigorosos.

Embora existam normas nacionais, cada DNO pode aplicar esses requisitos de forma ligeiramente diferente, dependendo das condições específicas da sua rede. O *Distribution Code* rege as conexões em redes de distribuição, abordando aspectos como controle de tensão, resposta à frequência e proteção contra falhas. Os DNOs podem exigir estudos de viabilidade adicionais em áreas onde a rede é mais frágil ou está saturada. O custo de conexão varia conforme a distribuidora e a localização. Em regiões rurais ou remotas, o custo pode ser significativamente maior devido à necessidade de reforçar a infraestrutura local de distribuição.

O Reino Unido está em processo de harmonização de muitas dessas regras com o regulamento europeu *European Network Codes*, em especial com o *Requirements for Generators* (RfG), que visa padronizar os requisitos de conexão em toda a Europa.

7.3.3 Caracterização por tipos de agente

Operadores de RED

A integração dos REDs na rede de distribuição exige rigorosa conformidade técnica, e por isto a regulamentação do Reino Unido faz distinção entre (i) os agentes com a responsabilidade técnica de gerir o ativo físico (operadores de REDs e VPPs) e (ii) agentes com responsabilidades comerciais associadas (agregadores). Em ambos os casos, o próprio proprietário pode escolher cumprir estes papéis.

Os operadores de REDs devem garantir que seus sistemas atendam aos padrões e regulamentos, assegurando a compatibilidade técnica e a segurança operacional. Isso inclui seguir procedimentos estabelecidos pelos DNOs/DSOs, solicitar conexão e realizar testes para verificar a compatibilidade dos sistemas. Os operadores de REDs (proprietários ou VPPs) também devem fornecer dados operacionais em tempo real para os DNOs/DSOs – de acordo com a regulamentação, diferentes níveis de detalhe de envio de informação podem ser exigidos. Em caso de falha, é responsabilidade dos DNOs/DSOs realizar as manobras necessárias para ajustes rápidos do sistema –permitindo assim uma gestão eficaz da rede de distribuição.

Ferramentas como sistemas de gerenciamento de energia (*Energy Management Systems*, EMS) e redes inteligentes (*smart grids*) desempenha papel crucial nessa integração. Tecnologias como DERMS (*Distributed Energy Resource Management System*) permitem o monitoramento avançado, previsões de geração e demanda, e respostas rápidas às variações no fluxo de energia. Já as redes inteligentes utilizam medição avançada, comunicação bidirecional e automação para detectar problemas em tempo real e ajustar dinamicamente as cargas e fontes de energia. Essas soluções aprimoram a gestão ativa dos fluxos de energia, garantindo eficiência e estabilidade diante da crescente participação de energias renováveis e geração distribuída.

Agregadores

Os agregadores conectam pequenos geradores, sistemas de armazenamento e consumidores que participam de programas de resposta da demanda, criando um portfólio de recursos que pode ser gerenciado de forma centralizada. Essa agregação permite que recursos individuais, que isoladamente não conseguiriam acessar os mercados de energia, contribuam para a estabilidade e a eficiência da rede.

Uma das principais funções dos agregadores é atuar em mercados de flexibilidade. Ao coordenar múltiplos recursos, podem fornecer serviços de resposta rápida à demanda, suporte de frequência e outras funcionalidades que ajudam a estabilizar a rede. Para isso é fundamental uma comunicação eficiente com os operadores de rede (TSO e DSO), que ocorre de várias maneiras:

1. **RED-Agregador:** o agregador tem controle operacional e gerencial dos REDs, monitorando e ajustando sua operação para maximizar a eficiência.

2. **Agregador-DSO:** o agregador fornece dados operacionais ao DSO e participa de mercados de flexibilidade, ajustando a operação dos REDs conforme solicitado pelo DSO para manter o equilíbrio da rede de distribuição.
 - **Gerenciamento da Rede de Distribuição:** o DSO usa os dados fornecidos pelo agregador para monitorar fluxos de energia e manter o equilíbrio da rede.
 - **Participação em Mercados de Flexibilidade:** o DSO pode solicitar ao agregador que ajuste a produção ou o consumo de energia dos REDs para aliviar congestionamentos na rede ou responder a eventos locais.
2. **Agregador-TSO:** o agregador responde a solicitações do TSO para fornecer serviços de suporte à rede de transmissão, como regulação de frequência e resposta à demanda em eventos críticos.
 - **Resposta à Demanda e Suporte de Frequência:** o TSO coordenar com os agregadores para fornecer serviços de suporte à rede de transmissão, como resposta rápida da demanda, regulação de frequência e outros serviços ancilares.
 - **Coordenação de Eventos de Emergência:** em situações de emergência, como falhas em grandes unidades de geração ou variações bruscas de carga, o TSO pode solicitar ao agregador que modifique a operação dos REDs para ajudar a equilibrar a rede.

Os agregadores também impulsionam a integração de tecnologias avançadas e sistemas de gerenciamento de energia, como redes inteligentes (*smart grids*) e plataformas de dados avançadas. Com algoritmos de otimização e monitoramento em tempo real, ajustam oferta e demanda de forma eficiente, garantindo uma operação mais resiliente e sustentável da rede elétrica.

A colaboração com DNOs/DSOs é fundamental para garantir que a agregação de recursos não comprometa a segurança e a estabilidade da rede. Isso envolve estratégias de gestão de flexibilidade, participação em programas de resposta da demanda e compartilhamento de dados operacionais.

Virtual Power Plants (VPP)

As VPPs agregam múltiplos REDs através de uma usina virtual, garantindo que todos os recursos sob sua gestão estejam corretamente conectados à rede elétrica e em conformidade com os padrões técnicos e regulamentares. Elas coordenam a operação sincronizada de geração renovável, armazenamento de energia e resposta da demanda.

Na operação e otimização de energia, as VPPs monitoram e controlam ativamente os fluxos de energia de todos os recursos agregados. Utilizando tecnologias avançadas, como sistemas de gerenciamento de energia e redes inteligentes, ajustam a produção e o consumo de energia em tempo.

As VPPs comercializam a energia gerada pelos recursos agregados, vendendo-a no mercado atacadista de eletricidade e participando de leilões de capacidade e outros mecanismos de mercado que incentivam

a flexibilidade e resiliência do sistema elétrico. Elas também participam ativamente dos mercados de flexibilidade, oferecendo serviços como resposta da demanda e gestão de carga.

A comunicação contínua e a coordenação eficaz com os operadores de rede são essenciais. As VPPs devem compartilhar dados operacionais, como informações sobre produção, consumo de energia, estado do armazenamento e resposta da demanda.

Embora VPPs e agregadores compartilhem o objetivo de otimizar o uso de REDs, exercem papéis distintos. Uma VPP opera como uma usina de energia virtual integrada, com controle ativo e em tempo real dos recursos distribuídos. Já um agregador atua como intermediário, conectando e coordenando múltiplos recursos, com foco em facilitar a participação desses recursos nos mercados de energia, sem necessariamente controlá-los diretamente de forma contínua.

Veículos Elétricos

Os veículos elétricos (VEs) estão se tornando uma componente cada vez mais importante dos recursos energéticos distribuídos no Reino Unido. Iniciativas como o "*Electric Nation*" e o "*Project Sciurus*" buscam permitir que os VEs possam fornecer serviços à rede elétrica, especialmente por meio da tecnologia *Vehicle-to-Grid* (V2G), que permite que a energia armazenada nas baterias dos veículos elétricos seja devolvida à rede durante períodos de alta demanda. Esses programas são parte importante dos esforços para integrar REDs, reduzir emissões de carbono e aumentar a flexibilidade da rede.

Além disso, os programas de resposta da demanda (*Demand Side Response*, DSR) do Reino Unido permitem que os VEs participem, ajustando seus ciclos de carregamento de acordo com as necessidades da rede. A comunicação entre os proprietários de VEs, agregadores e operadores de rede (TSOs e DSOs) é essencial para garantir que esses veículos possam ser utilizados como recursos distribuídos.

No entanto, a ampla adoção do V2G ainda enfrenta desafios, como o custo elevado dos carregadores bidirecionais e preocupações com o impacto no ciclo de vida das baterias.

Resposta da Demanda

Programas de resposta da demanda incentivam consumidores residenciais, comerciais e industriais a ajustar seu uso de eletricidade em resposta a sinais de preço ou incentivos do operador da rede. Durante períodos de alta demanda ou preços elevados, esses consumidores podem reduzir ou adiar o uso de energia, ajudando a aliviar a carga na rede e a prevenir apagões. No Reino Unido, muitos consumidores participam de programas de resposta da demanda, beneficiando-se de tarifas reduzidas e contribuindo para a estabilidade do sistema elétrico.

7.3.4 Obrigações operativas

No Reino Unido, tanto os TSOs quanto os DSOs têm a autoridade para emitir ordens de corte de geração aos REDs, quando necessário, para garantir a estabilidade e a segurança da rede elétrica. Além disso, os

DSOs podem emitir essas ordens para prover serviços à rede, como controle de tensão ou mitigação de congestionamentos locais, além de ocorrências durante eventos de manutenção e emergência.

A operacionalização dessas ordens é facilitada por tecnologias avançadas de comunicação e controle, como redes inteligentes e sistemas de gerenciamento de energia. As redes inteligentes utilizam tecnologias de comunicação bidirecional para monitorar e controlar o fluxo de eletricidade em tempo real, permitindo uma resposta rápida às variações na oferta e demanda de energia. Sensores e medidores inteligentes fornecem dados atualizados sobre a produção e o consumo de energia, permitindo que os TSOs e DSOs emitam ordens de corte de geração de maneira eficiente.

Esses dados operacionais em tempo real são especialmente necessários para REDs de maior escala ou para aqueles que participam de mercados de flexibilidade e serviços ancilares regulados. Os requisitos variam conforme a capacidade de geração do RED. Em geral, REDs maiores devem fornecer dados detalhados em tempo real, enquanto geradores menores e microgeradores (abaixo de 1 MW) não são obrigados a fornecer esses dados de forma contínua, embora a tendência seja expandir o uso de medição inteligente. Estima-se que cerca de 60% dos REDs de maior escala no Reino Unido forneçam dados em tempo real para os operadores de rede.

Os EMS são utilizados para coordenar a operação dos REDs, permitindo que os operadores da rede (seja o TSO ou o DSO) emitam ordens de corte de forma padronizada e automatizada. Quando uma ordem de corte é emitida, o TSO ou DSO envia um sinal de comando para o RED, especificando a quantidade que deve ser reduzida ou interrompida. Esse comando é transmitido através das redes inteligentes e do EMS, que executa a ordem de forma imediata.

Atualmente, cerca de 30% dos REDs conectados à rede de transmissão têm capacidade técnica de receber ordens de corte diretamente dos TSOs, enquanto aproximadamente 50% dos REDs conectados às redes de distribuição têm capacidade de receber ordens de corte dos DSOs. Esses percentuais refletem a evolução de tecnologias digitais e a expansão da infraestrutura de controle remoto de REDs.

A coordenação entre TSOs e DSOs é essencial para a execução eficaz das ordens de corte de geração. Eles compartilham dados operacionais e coordenam suas ações para garantir que as mudanças na geração distribuída não comprometam a estabilidade da rede. Os operadores de REDs recebem treinamento adequado sobre os procedimentos de corte e são informados sobre as condições sob as quais devem reduzir ou interromper a geração, conforme os contratos e acordos de serviço.

Após a emissão de uma ordem, os TSOs e DSOs monitoram o cumprimento através de sistemas de telemetria, verificando se os REDs responderam conforme solicitado e tomando medidas adicionais, se necessário. A conformidade com as normas e regulamentações é essencial para garantir que os procedimentos de corte sejam realizados de maneira justa, transparente e segura, protegendo a integridade do sistema e evitando impactos negativos sobre os produtores e consumidores.

7.4 Mecanismos de remuneração

No Reino Unido, existem vários mecanismos tarifários e incentivos financeiros destinados a promover a adoção e a integração dos REDs. Esses mecanismos são projetados para tornar os investimentos em tecnologias de geração distribuída, armazenamento de energia e resposta da demanda mais atrativos financeiramente, além de incentivar práticas sustentáveis e eficientes de uso de energia.

7.4.1 Mecanismos baseado em preço: Autoconsumo com excedentes

Tabela 31: Resumo do mecanismo baseado em preço de Feed-in Tariff no Reino Unido.

Categoria	Pergunta	Resposta	OBS
Tecnologias	Tecnologias contempladas?	Ampla	
	Diferenciação por tecnologia?	Não	Definido pelo fornecedor
Perfil	Diferenciação horária?	Varia	Definido pelo fornecedor
	Diferenciação locacional?	Varia	Definido pelo fornecedor
	Diferenciação de preço entre compra e venda?	Sim	Tarifa de compra separada

O esquema de *feed-in tariffs* (FiTs) do Reino Unido foi encerrado para novos candidatos em 2019, embora ainda existam pagamentos aos proprietários que se inscreveram antes dessa data. O mecanismo vigente que o substituiu é o *Smart Export Guarantee* (SEG), introduzido em janeiro de 2020, que obriga os fornecedores de energia licenciados a oferecerem pagamentos pelo excedente de eletricidade exportado à rede por pequenas instalações de geração renovável. As tecnologias permitidas incluem solar fotovoltaica, eólica, hidrelétrica, digestão anaeróbica (sistemas que convertem resíduos orgânicos em eletricidade), e microgeração (sistemas que produzem calor e eletricidade simultaneamente).

Para se qualificar, as instalações de geração devem ter capacidade de até 5 MW (ou 50 kW para microgeração) e ser certificadas sob o esquema de Certificação de Microgeração (MCS) ou esquema equivalente. Além disso, é necessário um medidor inteligente capaz de registrar com precisão a eletricidade exportada para a rede, garantindo que os pagamentos sejam baseados em medições reais.

Os fornecedores de energia licenciados têm liberdade para definir seus próprios termos de contrato e tarifas, incentivando a concorrência e proporcionando liberdade de escolha aos agentes. As tarifas podem ser fixas ou variáveis, mudando conforme as condições do mercado e a hora do dia, incentivando a exportação em períodos de alta demanda. Os pagamentos são feitos regularmente, conforme estipulado em contrato, proporcionando um fluxo de receita previsível e incentivando novos investimentos em geração distribuída.

7.4.2 Mercado spot

Tabela 32: Resumo do acesso dos REDs ao mercado spot no Reino Unido.

Categoria	Pergunta	Resposta	OBS
Perfil	Diferenciação locacional?	Nenhuma	
Produtos	Existe produto energia para REDs?	Sim	
	Existe produto confiabilidade para REDs?	Sim	
	Existe produto flexibilidade para REDs?	Sim	
	Existem outros serviços ancilares para REDs?	Não acessível	

Após a implementação dos *New Electricity Trading Arrangements* (NETAs) em 2001, o Reino Unido adotou em 2005 o *British Electricity Trading and Transmission Arrangements* (BETTA) [86]. O BETTA é um modelo de mercado atacadista baseado em negociações bilaterais, onde os participantes se auto despacham no sistema, ao invés de serem despachados centralizadamente. O mercado atacadista é nacional, com preços únicos para todo o sistema. Há também um mecanismo de balanço, operado pelo NGESO, para equilibrar oferta e demanda.

Os Mercados do Dia Seguinte e Intradiário para a comercialização de energia são gerenciados pelas bolsas *European Power Exchange* (EPEX) e *Nord Pool* (N2EX) [87], [88], [89], [90], [91]. Eles diferem pelo momento da negociação, períodos de entrega e granularidade dos produtos. A maioria dos mercados segue o formato de um leilão uniforme, onde os participantes recebem o preço marginal. O Mercado Intradiário Contínuo é uma exceção, funcionando no modelo *pay-as-bid*, onde cada participante recebe o preço que ofertou.

No Mercado do Dia Seguinte, a EPEX e a N2EX executam dois leilões diários: um horário e outro de 30 min. Os preços são calculados para o dia seguinte, através de um problema de otimização que considera as ofertas de compra e venda submetidas pelos agentes, mas sem considerar restrições de transmissão, gerando um preço único para todo o sistema. Embora seja um mercado voluntário, concentra a maior parte do volume das negociações físicas. Os resultados deste mercado são utilizadas pela NGESO para construir o programa da geração. Além disso, todas as transações geram uma obrigação financeira, que é considerada na liquidação de desbalanços.

No Mercado Intradiário, a energia é negociada em blocos de 30 minutos para o dia da operação através de negociações contínuas, seguindo o princípio *first-come, first-served*, e de leilões realizados duas vezes ao dia. Esse mercado também é voluntário e é utilizado principalmente para ajustes das posições assumidas no dia anterior conforme o período de entrega se aproxima. Os leilões intradiários operam em conjunto com Inglaterra, Escócia, País de Gales e Irlanda, permitindo que ofertas de diferentes países sejam casadas desde que haja capacidade de interconexão suficiente. Assim como no Mercado do Dia Seguinte, todas as transações geram obrigações financeiras, que são consideradas na liquidação de desbalanços e utilizada pelo operador na elaboração dos programas de geração.

O mecanismo de balanço, gerenciado pelo operador do sistema NGESO, realiza correções nos cronogramas de despacho a cada meia hora. Podem ser negociados ajustes de geração e consumo, além de serviços ancilares, como potência reativa, reserva operacional de curto prazo, resposta de frequência e serviços de *black start*. Embora a maior parte dos serviços ancilares seja contratada com antecedência, eles também podem ser adquiridos em tempo real caso haja necessidade. A participação nesse mecanismo é voluntária e os participantes podem fazer ofertas até 1 hora antes da entrega. Caso a oferta seja aceita, essa informação é considerada na liquidação de desbalanços.

Tanto no Mercado do Dia Seguinte quanto no Mercado Intradiário, há diversos tipos de ofertas que podem ser submetidas pelos agentes, como pares de preço-quantidade, ofertas flexíveis independentes de preço, ofertas em blocos e ofertas interdependentes. Além disso, não há obrigação de uma oferta estar atrelada a um recurso físico de geração ou demanda, permitindo ofertas virtuais de compra e venda.

Os REDs podem vender eletricidade e serviços ancilares no mercado spot [92], [93], desde que estejam registrados e certificados de acordo com os requisitos do mercado atacadista (que incluem infraestrutura de comunicação e medição, garantias financeiras, e etapas burocráticas de registro). Uma vez registrados, podem atuar através de agregadores ou VPPs, que agrupam a produção de múltiplos pequenos geradores, criando um portfólio de recursos energéticos a ser negociado no mercado. Para tal, é essencial o uso de medidores inteligentes e tecnologias de monitoramento, garantindo medições precisas e permitindo uma resposta rápida às condições do mercado. Caso os REDs sejam registrados para participação no mercado spot, eles o fazem em comunicação direta com as entidades responsáveis (operadores de mercado e ESO), sem a intermediação dos DSOs.

O armazenamento de energia não é representado de forma explícita no problema de otimização dos mercados. Assim, cada agente é responsável por gerenciar sua própria capacidade, determinando os melhores momentos para gerar e armazenar energia. Os produtos de reserva também não são representados no modelo de otimização. A contratação desses produtos é feita pelo operador do sistema de forma antecipada, mas eles também podem ser adquiridos durante o mecanismo de balanço em tempo real, caso seja necessário para equilibrar o sistema [94], [95].

Finalmente, os recursos de resposta da demanda (RD) podem oferecer flexibilidade diretamente no mercado atacadista por meio de diferentes programas:

- *National Grid Demand Side Response* (DSR): possibilita que consumidores comerciais e industriais ajustem seu consumo em resposta a sinais de preço.
- *Dynamic Frequency Response*: remunera os participantes por sua capacidade de ajustar rapidamente seu consumo para estabilizar a frequência da rede.
- *Fast Reserve*: remunera os participantes por sua capacidade de fornecer rápidos aumentos de carga ou reduções de consumo quando solicitados pela NGESO.

- *Short-Term Operating Reserve (STOR)*: serviço onde os consumidores ou geradores estão disponíveis para reduzir seu consumo ou fornecer energia adicional em curto prazo, geralmente dentro de 20 minutos, para gerenciar picos inesperados de demanda ou quedas na geração.

7.4.3 Programa de leilões de Capacidade

Tabela 33: Resumo do programa de leilão de capacidade no Reino Unido.

Categoria	Pergunta	Resposta	OBS
Tecnologia	Tecnologias contempladas?	Ampla	
	Diferenciação por tecnologia?	Não aplica	Contratos com duração distinta para energia nova e existente
Perfil	Diferenciação locacional?	Nenhuma	
Produtos	Contempla produto energia?	Não	
	Contempla produto confiabilidade?	Sim	
	Contempla produto flexibilidade?	Não	
	Contempla outros serviços ancilares?	Não	

O produto capacidade foi introduzido pelo governo britânico em 2014 como parte de sua Reforma do Mercado de Eletricidade (EMR) para incentivar a disponibilidade de capacidade no sistema nos momentos de alto consumo e o balanço de oferta e demanda apertado [96]. Esse produto é contratado através de leilões e oferece um fluxo de receita estável e previsível por até 15 anos. Entre os recursos elegíveis estão: usinas de geração novas e existentes, interconectores, recursos de armazenamento, resposta da demanda, e renováveis que não recebem subsídios de outros mecanismos, como Contratos por Diferenças (CfD).

Para calcular a capacidade a ser contratada no leilão, o operador do sistema realiza uma projeção de demanda e capacidade para o ano de entrega (1 ou 4 anos à frente), identificando a capacidade adicional necessária para atender ao padrão de confiabilidade de segurança de suprimento. Esse padrão é baseado na Expectativa de Perda de Carga (LOLE), que mede o número de horas no ano em que estatisticamente se espera que a oferta não satisfaça a demanda. Atualmente, este padrão é definido em 3 horas.

Durante o leilão, os participantes fazem lances indicando a quantidade de capacidade que podem fornecer e o preço desejado. O NGESO seleciona as ofertas mais econômicas até atingir a capacidade necessária. Os vencedores recebem pagamentos garantidos pela capacidade comprometida durante o período de entrega. Os REDs (incluindo geração distribuída, armazenamento de energia e resposta da demanda) podem participar dos leilões, sendo especialmente valiosos por sua capacidade de rápida mobilização para fornecer capacidade adicional durante períodos de alta demanda.

A capacidade que um recurso pode fornecer neste mercado é conhecida como “*de-rated capacity*”, que consiste em uma capacidade reduzida com base na disponibilidade esperada. Para tecnologias

convencionais, o operador calcula a disponibilidade média no período de pico do inverno dos últimos 7 anos. Para tecnologias renováveis intermitentes, o operador utiliza um modelo de simulação, que considera dados históricos de vento e irradiação solar, para determinar a “capacidade firme equivalente” no período de inverno. Os fatores de *derating* calculados em 2022 foram: 95% para usinas a gás natural OCGT, 91% para gás natural CCGT, 80% para carvão, 78% para nuclear, 91% para hidrelétricas, 88% para biocombustível, 71% para resposta da demanda, 95% para armazenamento (com 6 horas ou mais), 8,2% para eólica onshore, 11,3% para eólica offshore, e 3,3% para solar fotovoltaica [97].

São realizados dois tipos de leilões por ano. O T-4 é o principal e contrata a maior parte da capacidade necessária para entrega em quatro anos. O T-1 ocorre um ano antes da entrega para ajustes nas quantidades contratadas previamente. A participação no leilão não é obrigatória. Caso a usina opte por não aderir ou seja inelegível, ela é reduzida da meta de capacidade a ser contratada. O prazo do contrato varia com o tipo de recurso e o tipo do leilão. Nos leilões T-4, recursos novos são elegíveis para contratos de 15 anos, enquanto investimentos em ativos existentes podem firmar contratos de 3 anos. Nos leilões T-1, recursos existentes, armazenamento e resposta da demanda podem celebrar contratos de 1 ano.

O leilão segue um formato de relógio descendente, partindo de um preço inicial alto e solicitando que os participantes indiquem quanta capacidade estão dispostos a fornecer por esse valor. O preço é reduzido progressivamente até que se atinja a quantidade necessária de capacidade a ser contratada. Todos os vencedores recebem o mesmo, definido pela última oferta aceita, seguindo o formato *pay-as-clear*. Alguns parâmetros importantes da curva de demanda incluem: preço teto (definido em 75 £/kW-ano), preço mínimo (0 £/kW-ano), e Custo líquido de Nova Entrada (*net Cost of New Entry, net CONE*), que reflete o custo estimado de uma nova unidade de geração reduzido das receitas esperadas nos mercados de energia e serviços ancilares.

Os recursos vencedores devem produzir energia durante períodos de estresse do sistema. Esses períodos são indicados por “avisos do mercado de capacidade”, emitidos pelo operador do sistema com pelo menos quatro horas de antecedência, quando a margem do sistema (geração menos demanda) cai para 500 MW em um horizonte de quatro horas. Se um recurso não fornecer a capacidade comprometida no leilão durante um período de estresse, está sujeito à penalidade de 1/24 do preço do leilão de capacidade multiplicado pela energia não entregue. Para reduzir a exposição às penalidades, o agente pode utilizar mecanismos como a aquisição de capacidade no mercado secundário ou por negociação bilateral (*ex-ante* ao evento de estresse), ou participar no mecanismo de realocação de volume (*ex-post* ao evento).

7.5 Destaques de inovações envolvendo REDs e DSO

No Reino Unido existem vários projetos e iniciativas focados na integração entre os operadores de sistema de transmissão (TSOs) e os operadores de sistema de distribuição (DSOs). Esses projetos visam melhorar a coordenação, aumentar a eficiência operacional e garantir a estabilidade e a resiliência da rede elétrica. A seguir, são descritos alguns dos principais projetos e iniciativas de integração TSO-DSO.

7.5.1 Programa *Open Networks*

O Programa *Open Networks*, desenvolvido pela *Energy Networks Association* (ENA), teve início em 2017 como uma iniciativa ambiciosa para modernizar e flexibilizar a rede elétrica do Reino Unido. Seu principal objetivo é modernizar a infraestrutura de rede existente por meio da integração de tecnologias avançadas, como redes inteligentes, que permitem uma gestão mais eficiente e dinâmica da eletricidade. Essas tecnologias possibilitam uma resposta rápida às mudanças na oferta e demanda de energia, melhorando a eficiência operacional e reduzindo o risco de interrupções.

As metas principais do programa incluem:

1. Modernização da rede elétrica: Tornar a infraestrutura de rede mais inteligente, dinâmica e capaz de responder de forma eficiente às novas demandas do sistema.
2. Descentralização da geração de energia: facilitar a integração de REDs para maximizar o uso de fontes de energia locais, reduzindo a dependência de grandes usinas e aumentando a resiliência da rede.
3. Flexibilidade do sistema: criar mercados de flexibilidade locais, permitindo que produtores e consumidores participem ativamente na gestão da demanda de energia, promovendo uma maior eficiência e oportunidades econômicas para os participantes.
4. Transparência e padronização: desenvolver padrões e práticas comuns para garantir a interoperabilidade entre operadores de rede, fornecedores de energia e consumidores.
5. Engajamento dos stakeholders: envolver ativamente todos os interessados, incluindo reguladores, operadores de rede, provedores de tecnologia e consumidores, garantindo que o desenvolvimento da rede atenda às necessidades de todos.
6. Aumento da resiliência da rede: fortalecer a rede contra falhas e ciberataques, garantindo um fornecimento estável e seguro de energia, mesmo em condições adversas.

Desde sua criação, o programa tem avançado progressivamente, com marcos anuais e revisões regulares de seus objetivos. O *Open Networks* inclui metas de curto, médio e longo prazo, com fases de implementação previstas até 2030, alinhadas com o compromisso do Reino Unido de atingir a neutralidade de carbono até 2050. A iniciativa abrange todo o país e envolve redes de distribuição e transmissão, sendo implementada em diferentes graus por diversas distribuidoras e operadores de rede.

O programa tem sido reconhecido por seu sucesso no desenvolvimento de mercados de flexibilidade locais e integração de REDs, melhorando significativamente a capacidade de resposta da rede. Estes novos mercados de flexibilidade permitiriam que consumidores, pequenas empresas e operadores de geração distribuída participassem ativamente, não apenas no consumo, mas também na geração e no gerenciamento de energia. Embora o programa seja implementado em todo o Reino Unido e na Irlanda, as iniciativas específicas de mercados de flexibilidade são conduzidas por operadores de rede individuais

em suas respectivas áreas de serviço. Por exemplo, operadores como UK Power Networks, Western Power Distribution e Northern Powergrid têm desenvolvido projetos de flexibilidade em suas regiões de operação. Esses mercados de flexibilidade continuam em operação, com esforços contínuos para expandir e aprimorar suas capacidades, alinhados aos objetivos do programa de criar um sistema energético mais inteligente e flexível.

Em termos de resiliência, o programa contribuiu para a segurança do fornecimento energético, tanto em estabilidade operacional quanto em proteção contra ciberataques.

Além disso, a criação de padrões comuns para a troca de dados entre diferentes partes interessadas melhorou a interoperabilidade e a coordenação na gestão da rede elétrica. Ao fornecer um arcabouço robusto para essa transformação, o Open Networks ajudou a posicionar o Reino Unido na vanguarda da transição energética global, contribuindo diretamente para os esforços de redução de emissões e para a construção de uma economia de baixo carbono.

O Open Networks continua em operação, com investimentos contínuos e inovações. A *Energy Networks Association* e seus parceiros avaliam regularmente o progresso do programa, ajustando suas metas e estratégias à medida que novas tecnologias e desafios surgem. A iniciativa permanece como pilar central da estratégia britânica para modernizar a rede, integrar REDs e promover mercados de flexibilidade.

7.5.2 Projeto Power Potential

O programa *Power Potential*, também conhecido como *Transmission & Distribution Interface 2.0* (TDI 2.0), é uma colaboração entre NGESO, UK Power Networks e geradores situados na rede de distribuição da costa sul da Inglaterra. Financiada pela *Network Innovation Competition* (NIC) da Ofgem, além de contribuições do NGESO e UK Power Networks, o projeto visa enfrentar os desafios operacionais crescentes no controle de tensão e no gerenciamento dos fluxos nos circuitos da rede de transmissão, decorrentes do aumento da geração de energia renovável intermitente e dos interconectores na região.

O projeto buscou integrar diversos tipos de geradores conectados à rede de distribuição, incluindo: parques solares e eólicos; baterias; agregadores; e outros recursos energéticos distribuídos. Para participar do projeto, os geradores deveriam estar conectados à rede de distribuição na região sudeste da Inglaterra, preferencialmente em níveis de tensão de 33 kV ou superiores, e possuir uma capacidade instalada de pelo menos 1 MW, [98] .

O principal objetivo do *Power Potential* é demonstrar como o NGESO pode acessar os REDs conectados à rede da UK Power Networks no sudeste da Inglaterra para fornecer ferramentas operacionais adicionais na regulação de tensão e no controle de fluxo na transmissão. Além disso, o projeto propõe criar um mercado de acesso para que os REDs forneçam serviços ancilares à NGESO através da *UK Power Networks*, uma das maiores operadoras de redes de distribuição de eletricidade no Reino Unido. Esses serviços têm como propósito aliviar as restrições de transmissão, respeitando os limites da rede de

distribuição e gerando benefícios para o sistema, como capacidade adicional da rede e economias nos custos operacionais para os clientes.

O projeto foi estruturado em várias fases, incluindo concepção, construção inicial e teste, recrutamento, introdução de serviço, testes individuais e testes coletivos de ponta a ponta. Um componente central do projeto é a implementação do Sistema de Gerenciamento de Recursos de Energia Distribuída (DERMS) na sala de controle da UK Power Networks. Este sistema integra dados em tempo real e permite o controle de REDs, viabilizando a oferta de serviços de potência reativa dinâmica ao NGESO (intermediados pelo UK Power Networks), além de flexibilidade para redistribuição de potência ativa, ajudando a gerenciar restrições de transmissão e suportar a otimização técnica e comercial e o despacho de recursos.

Para viabilizar esses serviços, o TSO identifica áreas críticas na rede de transmissão que demandam suporte de potência reativa para garantir a estabilidade do sistema. Em seguida, o DSO organiza os REDs conectados à rede de distribuição, verificando quais possuem capacidade técnica para atender às necessidades identificadas. O despacho é realizado com base em algoritmos que priorizam os recursos mais próximos às áreas críticas e otimizam custos. Os REDs fornecem potência reativa ajustando seus fatores de potência ou tensão, e essa operação é monitorada tanto pelo DSO quanto pelo TSO para assegurar eficiência e segurança. A prestação dos serviços é medida em tempo real por medidores inteligentes, e os REDs são remunerados com base em tarifas previamente estabelecidas ou modelos de mercado.

Os resultados foram impressionantes, com a realização bem-sucedida de testes de mercado regionais de potência reativa, o primeiro de seu tipo na Grã-Bretanha. O *Power Potential* demonstrou que é possível integrar de forma automatizada a aquisição e o despacho de serviços de potência reativa de RED para transmissão em um sistema operacional vivo. Esse modelo não apenas adia a necessidade de reforço da rede de transmissão, mas também aumenta a disponibilidade de capacidade para novos geradores renováveis e de armazenamento, resultando em economias operacionais significativas.

Além disso, o projeto gerou aprendizados importantes sobre a operação de sistemas e processos necessários para fornecer esses serviços, além de *insights* valiosos sobre a coordenação entre operadores de sistemas de transmissão e distribuição. O projeto segue em operação e com planos de expansão, como serviço dinâmico em outras regiões da Grã-Bretanha. A expectativa é que essa evolução gere economias significativas para os consumidores de energia até 2050.

7.5.3 Distributed ReStart

O projeto *Distributed ReStart* explora como os REDs podem ser utilizados para ajudar a restaurar a energia em eventos de uma falha total ou parcial do sistema de transmissão nacional (NETS). Tradicionalmente, esse processo depende de grandes estações de energia e interconectores, mas esta

iniciativa, liderada pelo NGESO, SP Energy Networks (SPEN) e TNEI e financiada pela NIC da Ofgem, busca demonstrar a viabilidade dos REDs em contribuir para a restauração do sistema elétrico.

Entre os principais resultados do projeto, destaca-se a definição das capacidades técnicas para criar Zonas de Restauração de Distribuição (DRZs) - áreas viáveis dentro da rede de distribuição que podem ser utilizadas para restabelecer o fornecimento de energia em um cenário de falha. Para viabilizar essas zonas, foi desenvolvido um protótipo de Controlador de Zona de Restauração de Distribuição (DRZC), que automatiza a criação e estabilização de ilhas de potência local. Esse controlador permite que, sob a direção de engenheiros da sala de controle, os REDs sejam coordenados de maneira automática para restabelecer a energia de forma organizada. Para a automação via DRZC, foi necessário definir novos canais e protocolos de comunicação que garantissem a troca eficiente de dados entre os TSOs, DNOs e os REDs. Isso incluiu a instalação de infraestrutura de comunicação bidirecional que assegura que as decisões de restauração sejam implementadas rapidamente e com precisão.

Além disso, a implementação do *Distributed ReStart* envolveu a definição clara das funções e responsabilidades dos diferentes participantes:

- NGESO: coordena a restauração do sistema de transmissão e supervisiona a criação das DRZs, além de monitorar o desempenho dos REDs e garantir um restabelecimento seguro e eficiente. Também desempenha um papel crucial na comunicação com os operadores de distribuição e na coordenação dos recursos de restauração em diferentes regiões.
- DNOs: são responsáveis por implementar as DRZs em suas áreas, integrando REDs à rede de distribuição e colaborando com o NGESO para restabelecer a eletricidade. Também devem garantir que suas infraestruturas possam suportar a comunicação e o controle necessários para a automação do processo de restauração.
- REDs: fornecem a potência local necessária para estabilizar as ilhas de potência formadas nas DRZs. Para isso, precisam estar tecnicamente preparados para responder aos sinais de controle emitidos pelo DRZC, ajustando sua geração conforme necessário. Além disso, devem atender a requisitos de conectividade e comunicação com os DNOs e o NGESO.

Apesar dos desafios técnicos, comerciais e organizacionais - como a necessidade de coordenação de múltiplas partes e adaptação da infraestrutura existente para novas tecnologias - o projeto superou as dificuldades através de uma abordagem colaborativa. Atualmente, o projeto está em transição para se tornar prática comum. O NGESO continua explorando formas econômicas e eficientes de serviços de restauração, colaborando com DNOs e REDs para avaliar sua viabilidade e definir novas DRZs.

O projeto apresentou uma análise de custo-benefício detalhada, estimando um valor presente líquido de £130 milhões e demonstrando melhorias significativas na prontidão tecnológica dos REDs para fornecer serviços de restauração. O *Distributed ReStart* representa um avanço significativo na utilização de REDs para a restauração do sistema elétrico, proporcionando uma abordagem mais resiliente e

econômica para a gestão de falhas no sistema de transmissão de eletricidade. Através da demonstração bem-sucedida de novos métodos e tecnologias, o projeto pavimentou o caminho para futuras inovações e melhorias na operação das redes.

7.6 Dinâmica de despacho

No Reino Unido, a gestão de congestionamento baseada em mercado é um serviço definido geograficamente para gerenciar restrições térmicas, de tensão e de estabilidade. Esses serviços são atribuídos por meio de licitações de longo prazo [99]. Quando as soluções baseadas no mercado não são suficientes, a gestão ativa de rede (ANM) é implementada, ocasionando cortes de geração [100], [101]. A ANM utiliza sistemas de controle distribuído que monitoram continuamente as restrições da rede.

Novos clientes que se conectam a uma rede de distribuição congestionada podem optar por pagar uma taxa de reforço ou se conectar por meio de um acordo com possibilidade de redução. Quando há restrições no nível de distribuição, a capacidade disponível é alocada com base no princípio de *Last-In, First Out* (LIFO), em que conexões mais antigas têm prioridade. Já na rede de transmissão, todas as novas conexões são compulsoriamente gerenciadas pela ANM. Todas as conexões que utilizam ANM têm um painel de controle de conexão instalado no local do cliente. O DSO comunica os pontos de ajuste para monitorar a operação da conexão e a conformidade por meio deste painel [101].

O Reino Unido enfatiza a transparência relacionada aos dados de redução para fornecer sinais de localização a novos investidores. Os dados de redução da rede estão disponíveis em um painel dedicado [102]. As Operadoras de Sistema (SOs) também divulgam os elementos de rede indisponíveis para a operação do dia seguinte em diferentes níveis de tensão, além de dados sobre os DERS não flexíveis impactados por essas restrições.

8 SUÉCIA

8.1 Visão institucional

O mercado de energia da Suécia é caracterizado por uma estrutura composta por regulador, operador de mercado, operador do sistema de transmissão e distribuição, e fornecedores de energia. Desde 1996, o mercado de eletricidade sueco é liberalizado, permitindo que consumidores escolham seus fornecedores e optem por diferentes tipos de contratos de energia. Por outro lado, a distribuição de eletricidade é conduzida em um modelo de monopólio regional, com cerca de 170 operadores de rede responsáveis por diferentes partes da rede elétrica do país.

8.1.1 Instituições do setor

O quadro institucional de setor elétrico sueco é formado por 3 entidades principais: a *Energy Markets Inspectorate*, a *Svenska kraftnat* e o *Nord Pool*. Além disso, o Ministério do Clima e das Empresas é responsável pelas questões relacionadas ao clima, meio ambiente, empresa e inovação, além da política energética do país. Junto à Agência Sueca de Energia, o Ministério elabora e implementa políticas para promover a eficiência energética, o uso de energias renováveis e a sustentabilidade. A Figura 34 a seguir resume a estrutura institucional do setor elétrico sueco.

Figura 34: Caracterização institucional do setor elétrico da Suécia.



Energy Markets Inspectorate (Ei)

A *Ei* atua como a principal autoridade reguladora, supervisionando os operadores de sistemas de distribuição e outros participantes do mercado para garantir a conformidade com as regulamentações nacionais e da União Europeia. Sua função é assegurar que as operações de rede sejam conduzidas de forma justa, transparente e eficiente, protegendo os interesses dos consumidores.

Svenska kraftnat (SvK)

A *Svenska kraftnat* é a operadora do sistema de transmissão de eletricidade na Suécia. Fundada em 1992, é uma empresa estatal sob a supervisão do Ministério e desempenha um papel crucial na garantia da segurança do abastecimento de eletricidade, na manutenção e desenvolvimento da rede de transmissão de alta tensão e na facilitação do comércio de eletricidade entre os países nórdicos e europeus.

Nord Pool

O Nord Pool é o principal mercado de energia elétrica da Europa. Fundado em 1993, o Nord Pool foi o primeiro mercado internacional de energia elétrica do mundo e abrange vários países nórdicos e bálticos, incluindo a Suécia. A integração regional através do Nord Pool melhora a segurança do abastecimento de eletricidade no país, permitindo a importação e exportação de energia conforme necessário, além de facilitar o balanceamento da rede elétrica, especialmente em momentos de alta demanda ou baixa produção.

8.1.2 Responsabilidades por atividades de rede

A responsabilidade pelas atividades de rede no setor de energia elétrica é uma tarefa fundamental para garantir um fornecimento confiável, eficiente e sustentável de eletricidade para todos os consumidores. Na Suécia, essa responsabilidade é dividida entre várias entidades, cada uma desempenhando um papel específico no sistema elétrico, desde a geração e transmissão até a distribuição e regulação do mercado.

Tabela 34: Matriz resumo de responsabilidades por atividade de rede na Suécia.

Entidades	Transmissoras (SVK)	Distribuidoras (DSOs)	Operador (SVK)
Funções	Monopólio	Monopólio regional	Monopólio
Propriedade rede T	X		
Decisão expansão rede T	X		
Decisão despacho T	X		
Execução manobras T	X		
Programação da operação T	X		
Medição T	X		
Propriedade rede D		X	
Decisão expansão rede D		X	
Decisão despacho D		X	
Execução manobras D		X	

Entidades	Transmissoras (SVK)	Distribuidoras (DSOs)	Operador (SVK)
Medição D		X	
Operação do mercado de atacado			X

Operadores de Sistemas de Distribuição (DSO)

Os DSOs são responsáveis pela operação, manutenção e expansão das redes de distribuição de energia elétrica, que transportam eletricidade das linhas de transmissão de alta tensão (200 a 400 kV), até os consumidores finais. Eles garantem um fornecimento contínuo e seguro, minimizando interrupções e assegurando a qualidade do serviço.

A integração de energias renováveis é uma prioridade para os DSOs. A conexão dessas fontes à rede de distribuição, crucial para a transição energética para uma matriz mais sustentável, exige a atualização da infraestrutura existente e a adoção de tecnologias avançadas para gerenciar a variabilidade da geração renovável, garantindo uma integração eficaz e estável.

Além disso, a adaptação a novas tecnologias, como redes inteligentes, é outra responsabilidade chave. Os DSOs desenvolvem programas de eficiência energética, usando medidores inteligentes para fornecer aos consumidores informações detalhadas sobre seu uso de energia. Também oferecem incentivos para a adoção de tecnologias mais eficientes, promovendo práticas que apoiam a transição para um sistema energético mais sustentável.

Comercializadores de Energia

Os fornecedores varejistas de energia (comercializadores) atuam como intermediários entre os geradores e os consumidores finais. Sua principal função consiste na compra e venda de eletricidade, além da oferta de planos tarifários para atender às necessidades dos clientes.

Os fornecedores adquirem a eletricidade no mercado atacadista e a vendem aos consumidor final, conforme os contratos estabelecidos. Há uma variedade de planos tarifários e contratos de fornecimento, com tarifas fixas, variáveis e combinadas, proporcionando ao consumidor a flexibilidade para escolher a opção que melhor se adapta ao seu perfil. Isso permite que os consumidores gerenciem seus custos de energia de maneira eficaz e tenham maior controle sobre seu consumo energético.

Operador de Rede

A Svenska kraftnat (SvK) possui e gerencia a rede de transmissão de alta tensão na Suécia, além de realizar a operação diária da rede. Isso inclui o monitoramento contínuo da rede e a realização de ajustes em tempo real para manter o equilíbrio entre oferta e demanda.

É responsável também pela programação da rede de transmissão, que envolve a coordenação de fluxos de energia entre diferentes regiões, essencial para evitar congestionamentos. Para acompanhar o fluxo de eletricidade, o operador utiliza sistemas de medição e monitoramento em tempo real, assegurando a precisão dos dados de consumo e a integridade do sistema de transmissão.

Além disso, o operador é encarregado pelo planejamento e expansão da rede de transmissão. Esse processo inclui a construção de novas linhas e subestações, e a atualização da infraestrutura existente. A SvK trabalha para garantir que a rede de transmissão possa acomodar a variabilidade e intermitência de fontes renováveis, mantendo a estabilidade do sistema. Há planos de contingência e recursos para lidar com uma variedade de situações, garantindo que as interrupções no fornecimento de energia sejam minimizadas e resolvidas prontamente.

Operador de Mercado

O Nord Pool gerencia dois mercados essenciais para o comércio de eletricidade na região: o Mercado do Dia Seguinte e o Mercado Intradiário. Esses mercados oferecem plataformas distintas para a compra e venda de eletricidade, atendendo a diferentes necessidades e prazos dos participantes do mercado.

O Mercado do Dia Seguinte é uma plataforma onde produtores e consumidores podem comprar e vender eletricidade para entrega no dia seguinte. As negociações são realizadas através de leilões diários, cujos resultados são publicados diariamente, proporcionando transparência e eficiência nas transações. Este mercado é crucial para a formação dos preços de eletricidade e para a estabilidade do sistema.

O Mercado Intradiário permite negociações contínuas de eletricidade em tempo real, oferecendo uma plataforma para ajustes após o fechamento do Mercado do Dia Seguinte. Este mercado proporciona flexibilidade adicional aos participantes, permitindo que equilibrem suas posições ao longo do dia. Isso é importante para gerenciar a variabilidade da geração de energias renováveis e para assegurar o balanceamento contínuo da rede.

O Nord Pool também promove a integração dos mercados de eletricidade entre os países nórdicos e bálticos. Essa integração aumenta a segurança do abastecimento de energia ao otimizar o uso dos recursos energéticos disponíveis em toda a região. Além disso, promove a concorrência no mercado, o que pode resultar em preços mais competitivos e em maior diversidade de opções para os consumidores.

Agregadores

Os agregadores desempenham um papel fundamental na integração dos REDs, facilitando sua participação no mercado. Eles participam ativamente nos mercados de energia, oferecendo seus serviços de forma estratégica e competitiva. Isso inclui a negociação de contratos com operadores de rede e outros participantes, visando maximizar o valor dos REDs e otimizar o uso da infraestrutura elétrica disponível. Além disso, oferecem serviços de resposta da demanda e flexibilidade de carga, essenciais para equilibrar oferta e demanda, especialmente diante da variabilidade de renováveis intermitentes.

Fornecedores de Serviços de Balanço (BSP)

Os BSPs são encarregados de assegurar que a eletricidade gerada corresponda exatamente à demanda em tempo real. Para isso, monitoram constantemente a rede elétrica e ajustam a produção ou o consumo de energia conforme necessário, mantendo a estabilidade operacional do sistema através de contratos nos mercados de energia. Eles fornecem serviços como ajuste de frequência, reserva de energia e resposta rápida da demanda. Para oferecer serviços ancilares, os proprietários de recursos energéticos devem atuar por meio de um BSP, que assegura a conformidade com requisitos regulamentares e operacionais estabelecidos pela Ei e pela SvK.

Os BSPs podem incluir uma variedade de agentes, como agregadores, distribuidoras de energia e comercializadores. No caso dos REDs, a participação no mercado de balanço geralmente ocorre por meio de agregadores.

Partes Responsáveis pelo Balanço (BRP)

As BRPs desempenham um papel importante na manutenção do equilíbrio entre oferta e demanda de eletricidade. São responsáveis por prever, planejar e ajustar a produção e o consumo de energia para garantir a estabilidade do sistema. Monitoram continuamente o fluxo de energia, ajustando operações conforme necessário e reportando regularmente os dados de balanço para a SvK. Além disso, celebram acordos com a SvK, que estabelece as tarifas, custos envolvidos, diretrizes para a liquidação de balanços e requisitos de relatórios.

Suas responsabilidades incluem ajustes operacionais, como aumentar ou reduzir a geração de energia, comprar ou vender eletricidade no mercado de balanço em tempo real e ativar recursos de resposta da demanda. Além disso, BRPs com acesso a sistemas de armazenamento podem liberar ou armazenar eletricidade conforme necessário, enquanto aqueles que gerenciam REDs podem ajustar o comportamento de pequenos geradores e consumidores para corrigir desequilíbrios.

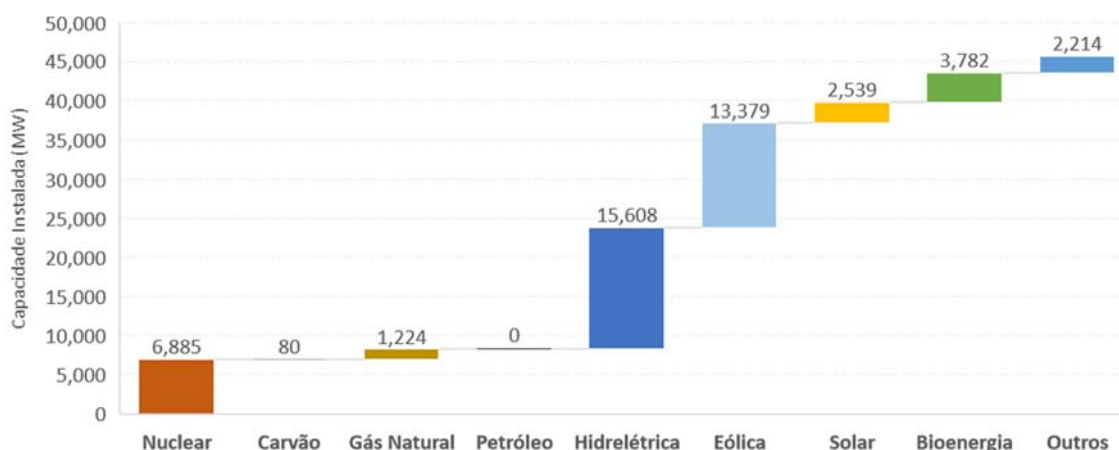
As BRPs podem incluir diversos agentes do setor elétrico, como geradores, comercializadores de energia, distribuidoras, grandes consumidores e agregadores. Geradores asseguram que a energia produzida esteja em equilíbrio com o que foi vendido no mercado; Comercializadores gerenciam o equilíbrio entre a eletricidade que compram e vendem para seus clientes. Distribuidoras podem ser BRPs quando atuam diretamente na comercialização ou gerenciamento da energia consumida em suas redes. Grandes consumidores podem assumir o papel de BRP ao equilibrar seu próprio consumo de energia. Agregadores garantem o equilíbrio dos recursos agregados no mercado.

8.2 Sistema físico

O mercado elétrico sueco tem aproximadamente 45 GW de capacidade instalada e é reconhecido pela elevada participação de fontes renováveis, que representam quase 80% do potencial de geração do sistema. Em especial, se destaca a expressiva capacidade da geração hidrelétrica e eólica, que juntas

somam quase 29 GW, correspondendo a 63% da capacidade instalada total. Outro fator relevante é a baixa produção de eletricidade a partir de combustíveis fósseis, que correspondem atualmente a apenas 3% da capacidade. A energia solar e a bioenergia contribuem com 6% e 8%, respectivamente. A política energética da Suécia tem como meta eliminar o uso combustíveis fósseis para a produção de eletricidade até 2040 e promover a expansão da energia nuclear, que atualmente representa 15% do potencial instalado. [103]

Figura 35: Capacidade instalada na Suécia em 2022 [104].



A rede elétrica sueca é dividida em três níveis que conectam todo o país:

- Rede nacional: refere-se às linhas de alta tensão (200 a 400 kV) que transportam eletricidade das centrais de geração para as redes regionais. É gerida pelo Estado através da SvK.
- Redes regionais: operam tensões de 30 a 150 kV, conectando a rede nacional às redes locais. Entre as principais operadores estão Vattenfall, Ellevio e E.ON.
- Redes locais: distribuem eletricidade aos consumidores finais, operando em tensões de até 20 kV. As principais operadores também são Vattenfall, Ellevio e E.ON.

8.2.1 Áreas de distribuição

Na Suécia, o mercado de distribuição de energia elétrica é operado por diversas empresas que atuam em diferentes regiões do país. Essas empresas são responsáveis por manter a infraestrutura elétrica e garantir o fornecimento de eletricidade aos consumidores. A estrutura regulatória e a supervisão são realizadas pela *Energy Markets Inspectorate*, em conjunto com a Agência Sueca de Energia, assegurando que os operadores sigam as normas e regulamentos estabelecidos para o setor.

Vattenfall

A Vattenfall possui e opera cerca de 139.000 km de redes elétricas e tem aproximadamente um milhão de clientes empresariais e privados. É considerada a maior proprietária e operadora de redes regionais e uma das três maiores proprietárias de redes locais. Sua área de distribuição abrange o Oeste, o Centro e

uma grande parte do Norte da Suécia, onde a densidade populacional é menor, mas as distâncias entre os pontos de distribuição são maiores.

Ellevio

A *Ellevio* é uma das maiores distribuidoras de eletricidade na Suécia, operando aproximadamente 77.000 km de linhas de distribuição de eletricidade, que variam entre redes regionais e redes locais. É considerada a principal distribuidora de energia na área metropolitana de Estocolmo, atendendo uma grande população urbana e várias empresas. Além disso, abrange a região oeste, sul e centro, atendendo os condados de *Halland*, *Varmaland*, *Orebro*, *Vastra Gotaland*, *Dalarna*, *Norrboten* e *Gavleborg*.

E.ON

A E.ON, multinacional alemã do setor energético, atua na Suécia na distribuição e na comercialização de eletricidade. Opera pouco mais de 130.000 km de linhas, fornecendo eletricidade para mais de um milhão de clientes. Tem forte presença no Sul do país, sendo uma das principais distribuidoras na região de *Skane*, e em partes do Centro-Sul, incluindo regiões de *Smaland*, *Halland* e *Blekinge*.

8.3 Síntese da regulamentação envolvendo REDs

8.3.1 Visão geral

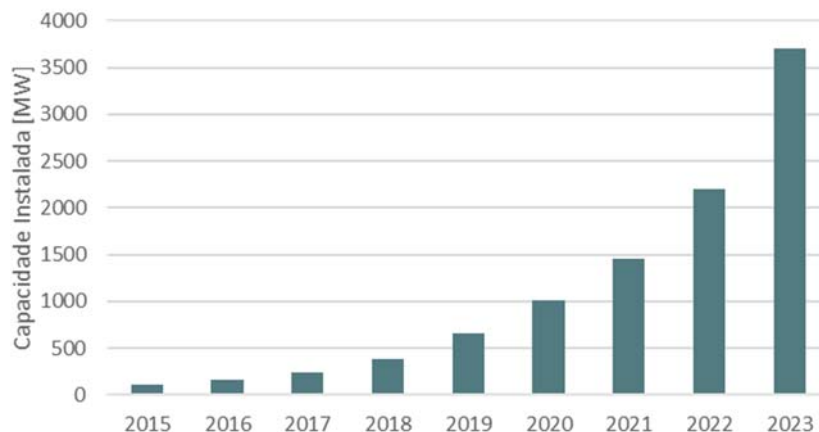
Tabela 35: Visão geral da regulamentação para REDs na Suécia.

Categoria	Pergunta	Resposta	OBS
Comercial	REDs têm acesso a “mecanismos baseados em preço”?	Não	
	REDs têm acesso a um “mercado spot”?	Sim	Mercado do Dia Seguinte e Mercado Intradiário
	REDs têm acesso a “leilões de contratos”?	Não	
Físico	Os programas de remuneração dos REDs dão incentivos à previsão mais acurada?	Não	
	Existe uma infraestrutura / protocolos para submeter informações de previsão?	Não	
	Os programas de remuneração contemplam a possibilidade de <i>curtailment</i> dos REDs?	Não	Apenas por questões de segurança da rede

Na Suécia, os REDs estão desempenhando um papel cada vez mais importante na transformação do sistema energético. Englobam uma variedade de tecnologias de geração e armazenamento de energia de pequena escala, localizadas próximas aos pontos de consumo. Embora geradores de maior escala também possam se conectar às redes locais e regionais, normalmente são classificados de forma distinta dos REDs. No contexto sueco, os REDs incluem geração distribuída a partir de fontes renováveis, tecnologias de armazenamento e resposta da demanda. Atualmente, não existe uma lei que especifique

um limite claro de capacidade para que uma unidade seja considerada um RED. A Figura 36 ilustra o crescimento histórico de geração solar distribuída na Suécia.

Figura 36: Evolução da capacidade instalada de GD solar na Suécia [105].



A regulamentação e as políticas relacionadas aos REDs começaram a ser desenvolvidas ao longo da última década, impulsionadas pelos esforços do país para promover a eficiência energética, reduzir as emissões de carbono e diversificar sua matriz. Embora não exista um marco específico para a regulamentação de REDs, as políticas e as iniciativas ao longo do tempo têm convergido para criar um ambiente propício para o desenvolvimento e a integração desses recursos, alinhado aos objetivos de sustentabilidade energética do país e às diretrizes da União Europeia. Algumas das principais regulamentações são:

- **Lei de Energia de 1997:** estabeleceu as bases para a liberalização do mercado de energia, incentivando a concorrência e a eficiência no setor. Embora não tenha se concentrado em REDs, criou um ambiente mais aberto para novas tecnologias e modelos de negócios. [106]
- **Diretiva da União Europeia (UE) sobre Energias Renováveis (2009/28/EC):** estabeleceu metas ambiciosas para o aumento da participação de energias renováveis na matriz energética dos Estados membros. A Suécia adotou políticas para cumprir essas metas, incluindo o incentivo à geração distribuída de energia, como sistemas solares e eólicos de pequena escala. [107]
- **Políticas Nacionais e Incentivos:** ao longo dos anos, a Suécia implementou políticas nacionais e regionais de incentivo financeiro e subsídios para facilitar a integração de REDs no sistema.
- **Estratégias de Energia Renovável e Sustentabilidade:** diretrizes governamentais voltadas ao aumento da participação de energias limpas, incluindo REDs, na geração de eletricidade.
- **Modernização da Infraestrutura Elétrica:** investimentos na modernização da infraestrutura, incluindo redes inteligentes (*smart grids*) e tecnologias de armazenamento, que facilitam a gestão e a utilização eficiente de REDs.

Os requisitos de observabilidade e controlabilidade dos REDs dependem da sua capacidade nominal e do nível de tensão da rede à qual estão conectados. São definidos para garantir que os operadores de rede, DSOs e TSO, possam monitorar e controlar os recursos de forma eficiente.

Para participar do mercado spot de eletricidade e oferecer serviços de flexibilidade, os REDs devem ser monitorados em tempo real e controlados conforme necessário para responder às flutuações de preços e às condições da rede. Isso pode exigir a instalação de sistemas de medição inteligente, plataformas de comunicação em tempo real e sistemas de controle remoto.

REDs com capacidade superior a 1 MW também devem ser monitoráveis em tempo real, independente se participam ou não do mercado de energia, para garantir uma gestão adequada do seu impacto no sistema. Unidades conectadas à rede de transmissão ou com mais de 10 MW estão sujeitas a requisitos de controle ainda mais rigorosos, permitindo ajustes na geração ou no consumo de energia para manter a estabilidade da rede.

8.3.2 Caracterização de tipos de agente

Geração Distribuída

Na Suécia, a geração distribuída (GD) é caracterizada pela produção de eletricidade em pequena escala (capacidade de até 1,5 MW), próxima aos pontos de consumo e conectada às redes locais. A GD utiliza uma variedade de fontes renováveis, como energia solar, eólica, biomassa e micro hidrelétricas. Este modelo descentralizado reduz a necessidade de transmissão de longa distância e promove a resiliência da rede elétrica e contribui para metas de sustentabilidade e redução de emissões de carbono.

A conexão dos sistemas de GD à rede elétrica deve seguir procedimentos para garantir a integração segura e eficiente na infraestrutura existente. Antes da conexão, verifica-se se a rede local tem capacidade para absorver a energia gerada sem sobrecargas ou instabilidade. Isso inclui análises de fluxo de potência, proteção contra sobretensões e sobrecargas, e a sincronização da geração com a frequência e fase da rede. Além disso, medidas de proteção são implementadas para desconectar automaticamente a GD em caso de falhas ou flutuações severas no sistema elétrico.

O compromisso do país com a expansão de GD é evidenciado por políticas de apoio, incluindo subsídios e facilidades de conexão à rede. Pequenos produtores têm acesso a benefícios como isenções fiscais para a energia autogerada e a possibilidade de venda de certificados de energia renovável. Além disso, o governo oferece alguns mecanismos de suporte ao desenvolvimento de novas tecnologias por meio de subsídios diretos e programas de inovação, como exemplificado na seção 8.4.1.

Armazenamento de Energia em Baterias

O armazenamento de energia em baterias está ganhando importância crescente na Suécia devido aos seus benefícios para a estabilidade da rede, integração de fontes renováveis e eficiência energética. O

armazenamento permite também que consumidores residenciais e comerciais aumentem seu autoconsumo de energia gerada localmente, reduzindo assim a dependência da rede.

Além de otimizar o consumo, essa tecnologia pode fornecer serviços para os operadores das redes de distribuição e transmissão, particularmente em termos de controle de frequência, gerenciamento de congestionamento e suporte à estabilidade da rede.

A operação e despacho desses sistemas são geralmente baseados em um modelo de mercado, permitindo que participem das negociações de eletricidade para otimizar o uso da energia armazenada de acordo com os preços spot. Embora os DSOs tenham permissão para utilizar sistemas de armazenamento em situações específicas, a regulamentação busca garantir que a operação seja predominantemente orientada pelo mercado para evitar distorções.

8.4 Mecanismos de remuneração

Na Suécia, o incentivo à geração distribuída de energia renovável é realizado principalmente por meio de mecanismos fiscais, diferente de outros países que adotam amplamente sistemas de *feed-in tariff* ou *net-metering*. O principal incentivo disponível é a redução de imposto para microprodução de eletricidade renovável, detalhado na seção 8.4.1.

8.4.1 Mecanismo de suporte financeiro: Incentivo fiscal para microprodução renovável

O mecanismo de incentivo fiscal para microprodução renovável visa fomentar a produção de energia a partir de fontes renováveis, como solar e eólica, por indivíduos e pequenas empresas. Ao invés de oferecer uma tarifa garantida ou um sistema de compensação direta pela energia injetada na rede, o governo sueco optou por oferecer benefícios fiscais. Esses benefícios incluem reduções de impostos sobre a renda gerada pela venda de eletricidade excedente e, em alguns casos, isenções de impostos para o consumo próprio de energia renovável produzida [108].

Para participar do programa, os produtores devem atender aos requisitos mínimos de capacidade instalada: 250 kW para eólica, 500 kW (pico) para solar e 100 kW para outras fontes. A exigência mínima de capacidade instalada é importante para assegurar que as instalações sejam eficientes e contribuam de forma significativa para a produção de energia sustentável.

Além da capacidade instalada mínima, as instalações devem estar conectadas à rede elétrica e devem ter um medidor bidirecional. Como compensação pela energia exportada à rede elétrica, os produtores recebem uma redução de imposto de 0,60 SEK/kWh de eletricidade injetada na rede. Esse benefício é limitado a um máximo de 30.000 kWh por ano, resultando em uma redução de imposto máxima de 18.000 SEK anuais. O benefício da redução é aplicado diretamente na declaração de imposto de renda.

A redução do imposto é calculada com base na medição no ponto de conexão, e limite máximo do benefício fiscal se aplica a esse ponto. Caso mais de um produtor injete eletricidade no mesmo ponto de conexão, o total injetado será distribuído igualmente entre eles.

8.4.2 Mercado *spot*

De forma similar aos demais mercados Europeus, o mercado de eletricidade sueco divide-se em um (i) um mercado *pool* de energia, responsável por determinar os preços *spot* e operado majoritariamente pelo NordPool; e (ii) um mercado de serviços ancilares, organizado e operado pelo TSO, SvK.

Tabela 36: Resumo do acesso dos REDs ao mercado *spot* na Suécia.

Categoria	Pergunta	Resposta	OBS
Perfil	Diferenciação locacional?	Zonal	4 zonas
Produtos	Existe produto energia para REDs?	Sim	Especialmente venda para <i>retailer</i>
	Existe produto confiabilidade para REDs?	Não	
	Existe produto flexibilidade para REDs?	Sim	Regulação de frequência e reserva de perturbações
	Existem outros serviços ancilares para REDs?	Piloto	

Mercados de Energia

O mercado de energia da Suécia é integrado ao sistema energético nórdico-báltico, que inclui Dinamarca, Finlândia, Noruega, Estônia, Letônia e Lituânia. No contexto do mercado de energia sueco, tanto o Mercado do Dia Seguinte quanto o Mercado Intradiário desempenham papéis fundamentais na otimização da operação do sistema elétrico e na gestão eficiente da oferta e demanda [109], [110].

O Mercado do Dia Seguinte é utilizado para agendar toda a eletricidade que será fornecida no próximo dia, com base nas ofertas de compra e venda apresentadas pelos participantes. Os preços são definidos através de um leilão diário, que permite a submissão de ofertas até o meio-dia do dia anterior ao fornecimento. Os produtores especificam a quantidade de eletricidade que desejam vender a diferentes preços para cada hora do dia, enquanto consumidores e comercializadores indicam o valor que estão dispostos a pagar. O preço de equilíbrio é determinado pelo ponto em que a oferta total iguala a demanda, levando em consideração restrições de rede entre as zonas de oferta de cada país. A otimização do mercado é feita pelo algoritmo Euphemia.

O valor mínimo de oferta no Mercado do Dia-Seguinte é de 0,1 MW, o que facilita a participação de recursos de menor porte. Entretanto, para participar do Nord Pool é necessário firmar um acordo de responsabilidade pelo balanço com o TSO, onde o agente se mostra responsável por quaisquer desvios e seus custos relacionados nos mercados de balanço nacionais.

O Mercado Intradiário (ELBAS) permite a negociação de eletricidade mais próxima à operação, permitindo ajustes de posições até 30 minutos antes da entrega. Essa flexibilidade é crucial para reduzir os desequilíbrios causados pela variabilidade das fontes renováveis, evitando perdas financeiras significativas. Desde junho de 2024, foram introduzidos também os leilões intradiários, que operam em paralelo com o mercado intradiário contínuo, ampliando as opções de ajuste no curto prazo.

Com relação aos REDs, a sua participação no mercado de curto prazo ainda é bastante limitada na prática, mas seus excedentes podem ser negociados livremente com o *retailer*. O preço de compra desta energia excedente é de livre negociação entre as partes, mas geralmente está correlacionado ao preço do mercado *spot*.

Por fim, cabe mencionar que há discussões regulatórias relacionadas à figura do agregador independente no mercado de energia. As regulações específicas ainda estão pendentes de aprovação e a legislação atual não contempla explicitamente esse conceito.

Mercados de Serviços Ancilares

O mercado de balanço na Suécia é gerido pela SvK, operadora do sistema de transmissão, com o objetivo de assegurar a estabilidade e confiabilidade do fornecimento de eletricidade. Este mercado é essencial para manter o equilíbrio entre produção e consumo, garantindo que a frequência do sistema se mantenha constantemente em 50 Hz.

A comunicação entre TSO e DSOs é facilitada por plataformas digitais que permitem a troca de informações em tempo real sobre o status da rede, demandas de flexibilidade e despachos necessários. Essas plataformas monitoram a operação tanto na transmissão quanto na distribuição, garantindo que o despacho de REDs seja eficiente e coordenado. Quando há necessidade de ativação de um recurso de flexibilidade, o TSO coordena com os DSOs o uso de recursos conectados à rede de distribuição. Essa comunicação geralmente é automatizada, utilizando sistemas de controle que respondem rapidamente a mudanças nas condições da rede.

Para atingir o equilíbrio do sistema, a SvK utiliza diferentes tipos de reservas e serviços ancilares, que podem ser classificados em quatro categorias principais: *Fast Frequency Reserve* (FFR), *Frequency Containment Reserve* (FCR), *Automatic Frequency Restoration Reserve* (aFRR) e *Manual Frequency Restoration Reserve* (mFRR) [111], [112], [113], [114].

A *Fast Frequency Reserve* (FFR) é projetada para lidar com alterações rápidas e profundas na frequência do sistema, especialmente em situações de baixa energia rotacional. Este serviço é ativado automaticamente. O tamanho mínimo da oferta é de 0,1 MW, com ativação entre 0,7 a 1,3 segundos, dependendo da frequência detectada. O volume requerido pode chegar até cerca de 100 MW, com uma permanência mínima de 30 segundos e capacidade de reativação em até 15 minutos.

A *Frequency Containment Reserve* (FCR) é subdividida em duas categorias: FCR-N e FCR-D. A FCR-N é utilizada para manter a estabilidade da frequência durante condições normais e é ativada

automaticamente para corrigir desvios entre 49,90 a 50,10 Hz. O tamanho mínimo de oferta é de 0,1 MW e o volume requerido é de 235 MW, com permanência mínima de 1 hora. A FCR-D é utilizada para distúrbios significativos na frequência e é subdividida em FCR-D *up* e FCR-D *down*. A FCR-D *up* é destinada a aumentar a frequência, e a FCR-D *down* a diminuir a frequência. O tamanho mínimo de oferta é de 0,1 MW e o volume máximo requerido é de até 567 MW para *up* e 547 MW para *down*, com permanência mínima de 20 minutos.

A *Automatic Frequency Restoration Reserve* (aFRR) é utilizada para restaurar automaticamente a frequência ao valor padrão de 50 Hz. Este serviço é ativado automaticamente e deve responder integralmente em até 5 minutos. O tamanho mínimo da oferta é de 1 MW e o volume máximo requerido é de até 111 MW, com permanência mínima de 1 hora.

Finalmente, a *Manual Frequency Restoration Reserve* (mFRR) é utilizada para restaurar a frequência após a ativação dos recursos automáticos e é ativada manualmente a pedido da SvK. O tamanho mínimo da oferta no mercado de capacidade é de 1 MW, enquanto no mercado de energia, é de 5 MW. O volume máximo requerido no mercado de capacidade é de até 300 MW e não há limite de volume no mercado de energia. A ativação deve ocorrer dentro de 15 minutos, com permanência mínima de 1 hora.

A introdução de baixos valores para o tamanho mínimo da oferta e a implementação de Fornecedores de Serviços de Balanço (BSPs) têm incentivado a participação de REDs no mercado de balanço. Além disso, permite-se a agregação de unidades pequenas em grupos pré-qualificados, desde que atendam aos critérios técnicos equivalentes aos das unidades já qualificadas. Esses critérios incluem capacidade de resposta rápida, comunicação e monitoramento em tempo real, e estabilidade. Isso permite aumentos moderados de capacidade dos grupos sem necessidade de nova pré-qualificação.

Outro avanço no mercado sueco é a possibilidade de agregação de pequenas unidades por meio de subcontratação por um BSP. Agregadores podem participar do mercado de serviços ancilares ao se tornarem BSPs, permitindo-lhes incluir unidades pequenas em seus portfólios e oferecer serviços de balanceamento. Esse modelo oferece uma oportunidade valiosa para pequenos recursos que poderiam ter dificuldades em acessar diretamente o mercado devido a exigências de tamanho mínimo ou complexidade operacional.

Essas mudanças não apenas promovem uma maior competição e diversidade no mercado, mas também aumentam a eficiência e a capacidade de resposta do sistema de energia, permitindo que uma gama mais ampla de recursos, incluindo REDs, contribua para o equilíbrio da oferta e demanda de eletricidade.

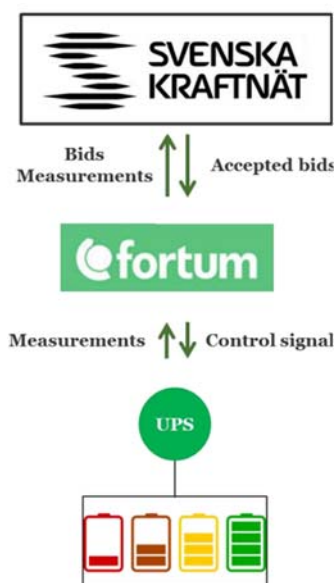
8.5 Destaques de inovações envolvendo REDs

8.5.1 Projeto piloto de integração TSO-DSO

Em 2018, a Suécia iniciou um projeto piloto de integração TSO-DSO, desenvolvido pela SvK (TSO) e pela Ellevio, à época Fortum (DSO), com foco na resposta da demanda e no armazenamento de energia.

O projeto teve como objetivo testar novos recursos de flexibilidade para reserva de perturbação controlada por frequência. [115] A estrutura chave de comunicação é sintetizada na Figura 37: nota-se que o DSO (Fortum) é sempre o intermediário para a comunicação entre o TSO (Svenska Kraftnät) e os REDs, representados pelos sistemas de *Uninterruptible Power Supply* (UPS) dos datacenters participantes do projeto piloto.

Figura 37: Estrutura de comunicação TSO-DSO-REDs [115].



Durante o período de teste, a Ellevio forneceu 100 kW de reserva para SvK usando um sistema de fonte de alimentação ininterrupta (UPS) com armazenamento de energia, conectado à rede de distribuição. A operação do ativo foi realizada pelo DSO, que tinha o controle direto sobre o recurso conectado à distribuição, enquanto o TSO emitia sinais de despacho e demanda de reserva de frequência.

Os resultados mostraram que o sistema UPS foi ativado com rapidez suficiente para atender ao requisito de velocidade de reserva de frequência definido pela SvK. Além disso, os sistemas mostraram ser um potencial recurso futuro para o fornecimento de Reserva de Contenção de Frequência com Perturbação no mercado de reserva. Os sistemas com armazenamento de energia mostraram uma boa capacidade de regulação dentro da faixa de frequência desejada.

8.5.2 Projetos de P&D com mercados locais de flexibilidade

CoordiNet

O projeto CoordiNet foi uma iniciativa relevante projetada para facilitar a integração de REDs nos sistemas de energia existentes. O projeto envolveu diferentes países da Europa, promovendo a cooperação entre DSOs e TSO em cada país, criando uma sinergia que aumentou a eficiência e a estabilidade da rede elétrica, e permitindo avaliar similaridades e diferenças das condições aplicadas em cada país individualmente.

O CoordiNet visou a criação de “projetos piloto” de mercados de flexibilidade local, onde REDs (como energia solar, eólica e armazenamento) pudessem ser usados de forma otimizada para responder às demandas variáveis de energia. Na prática, REDs individuais (com capacidades variando de alguns MW até algumas dezenas de MW) foram selecionados e convidados a participar dos mercados experimentais testados no âmbito do programa.

Essa otimização ocorreu por meio de uma abordagem integrada, estruturada em três estratégias principais, aliadas à implementação de plataformas digitais que facilitaram a participação de diferentes agentes no mercado local de energia. Os mercados de flexibilidade foram projetados para fornecer serviços tanto ao sistema de distribuição quanto ao sistema de transmissão. Isso significa que, além de atender às necessidades locais de flexibilidade e resiliência da rede de distribuição, os REDs também puderam fornecer serviços para o sistema de transmissão e participar do mercado atacadista.

A primeira estratégia consistiu no desenvolvimento de algoritmos de controle, que permitiam que os DSOs identificassem e despachassem os REDs mais adequados para atender às demandas locais de flexibilidade. A segunda envolveu a implementação de plataformas de gerenciamento para facilitar a comunicação entre os DSOs, o TSO e os proprietários de REDs, promovendo a troca de informações em tempo real e possibilitando um despacho coordenado dos recursos. Por fim, a agregação de REDs permitiu que pequenos geradores fossem agrupados, possibilitando sua participação em mercados maiores, e melhorando sua resposta às necessidades de flexibilidade do sistema.

Uma das contribuições mais importantes do projeto CoordiNet foi o desenvolvimento da plataforma DSO, com os seguintes principais módulos:

- Módulo do dia seguinte (*Day-ahead DSO*). Este módulo representa as necessidades das redes de distribuição e envia a diferentes plataformas. Há a possibilidade de receber informações diretamente do módulo de observabilidade (mais usual) ou informações submetidas manualmente ou recebidas de outras ferramentas.
- Módulo de Operação Intradiária. Responsável pelos resultados do procedimento de fechamento de mercado, representando o aceite de ofertas por produtos flexibilidade.
- Módulo de Observabilidade. Inclui a previsão, medição e monitoramento das funcionalidades de ativação dos REDs, essenciais para a operação dos módulos de mercado.
- Módulo de Comunicação. Responsável por estabelecer todo tipo de comunicação entre a própria ferramenta e (i) a Plataforma Local (com representação das necessidades do DSO), (ii) a Plataforma Comum (com a representação no nível do TSO conectando os diferentes DSO).

SthlmFlex

O projeto SthlmFlex, focado na cidade de Estocolmo, teve como objetivo testar e desenvolver soluções inovadoras para melhorar a flexibilidade no sistema de distribuição de energia da região. A iniciativa buscou criar mercados de flexibilidade, envolvendo tanto consumidores quanto produtores de energia,

permitindo uma gestão mais eficiente da oferta e demanda. Além disso, viabilizou o fornecimento de serviços tanto para a rede de transmissão quanto para a rede de distribuição, garantindo que os REDs pudessem atender às necessidades de ambos os níveis da rede.

Através do SthlmFlex, consumidores de energia foram incentivados a ajustar seu consumo durante períodos de alta demanda ou baixa oferta, contribuindo para a estabilidade da rede. A operação de REDs foi baseada em um modelo em que consumidores e geradores ajustavam seus próprios equipamentos em resposta às necessidades informadas pelos operadores de rede. O DSO não controlava diretamente os equipamentos dos participantes, mas fornecia sinais de necessidade de flexibilidade.

O projeto incluiu a implementação de tecnologias avançadas de medição e controle, bem como a utilização de plataformas digitais para facilitar a comunicação e a transação de serviços de flexibilidade. Foram utilizados medidores inteligentes, que monitoravam o consumo e a produção de energia em tempo real, e sistemas de controle automático, capazes de ajustar automaticamente equipamentos de geração e consumo de energia. Além disso, plataformas digitais facilitaram a comunicação entre os operadores de rede, agregadores e participantes.

8.6 Dinâmica de despacho dos REDs

De acordo com a Lei de Eletricidade, o operador de sistema de transmissão (TSO) pode solicitar que um gerador aumente ou diminua sua produção para garantir a estabilidade da rede [116]. Nesses casos, a produção deve ser compensada, mas não há regras específicas sobre como reduzir os recursos [105].

No lado da distribuição, o DSO pode pedir uma redução nos níveis de carga de grandes usuários (SGUs) para resolver congestões da rede. Essas reduções são remuneradas a tarifas específicas [117]. Similarmente, os DSOs também estabelecem acordos com usinas de cogeração de calor e energia (CHP) para redução de carga quando necessário. Até 2019, a comunicação era feita por meio de chamadas telefônicas entre os DSOs e os SGUs.

Na âmbito do projeto CoordiNet, foram identificados três produtos de gestão de congestionamento para resolver as necessidades de flexibilidade do sistema elétrico: (i) *reserved long-term bids*, (ii) *non-reserved free bids* e (iii) *peer-to-peer bids*. O principal resultado deste projeto foi o desenvolvimento de uma plataforma de mercado, projetada para conectar os provedores de serviços de flexibilidade com os DSOs. As comunicação entre TSO, DSO e agentes foi padronizada por meio de protocolos desenvolvidos no projeto. Os valores de medição são coletados via integração com o sistema de medição do DSO ou enviados ao DSO através de uma Interface de Programação [118].

9 CONCLUSÃO

A crescente inserção de Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) tem impulsionado transformações significativas nos sistemas elétricos ao redor do mundo. Este relatório analisou a experiência internacional dos sistemas da Austrália, Califórnia, Texas, Espanha, Reino Unido e Suécia, destacando tendências e desafios na integração desses recursos. Os resultados confirmaram algumas tendências apontadas no relatório 1B, como o crescimento expressivo de REDs em todos os sistemas estudados e o aumento do interesse no tema da integração entre operadores dos sistemas de transmissão (TSOs) e operadores dos sistemas de distribuição (DSOs).

O material das entrevistas realizadas com agentes de transmissão e distribuição, anexado a este relatório, reforça um interesse comum em questões-chave relacionadas à integração de REDs. Entre os principais temas abordados, destacam-se a comunicação entre TSO e DSO, a definição de suas funções, o compartilhamento de informações sobre REDs conectados às redes do DSO, o funcionamento dos mercados, as diretrizes regulatórias e os desafios operacionais. Essas discussões são fundamentais para o desenvolvimento de modelos eficientes de gestão dos REDs, garantindo a segurança e estabilidade dos sistemas elétricos.

Na maior parte dos sistemas analisados, os REDs já possuem acesso ao mercado *spot* de energia e ao mercado de flexibilidade em termos relativamente avançados. O crescimento desses recursos tem sido acompanhado pela criação de novas plataformas de coordenação entre os agentes do setor. Embora os desafios variem entre os países, algumas tendências são comuns, como a necessidade de modelos de mercado que permitam a participação ativa dos REDs, a evolução da regulamentação para integrar esses recursos de forma eficiente e o desenvolvimento de soluções tecnológicas para garantir o controle, monitoramento e despacho adequado desses ativos.

Além disso, observa-se uma transição nos mecanismos de mercado, com redução do uso de modelos baseados em preço pré-estabelecido e maior ênfase na criação de mercados dinâmicos de flexibilidade. Iniciativas como os leilões de flexibilidade no Reino Unido e a possibilidade de vertimento renovável para REDs demonstram soluções inovadoras para aprimorar a gestão da rede.

Os estudos de caso analisados também reforçam a importância da comunicação entre TSOs e DSOs. Projetos-piloto demonstraram que modelos inovadores de coordenação, aliados a plataformas digitais avançadas, podem otimizar a alocação dos REDs e garantir maior estabilidade e confiabilidade ao sistema elétrico. O crescimento da capacidade de armazenamento nos estados norte-americanos e na Suécia, a implementação de usinas virtuais (VPPs) na Austrália e no Texas, ainda que em projetos-piloto, e o avanço das redes inteligentes reforçam a necessidade de soluções tecnológicas que permitam o controle, monitoramento e despacho eficiente desses recursos.

Outro aspecto relevante identificado foi o interesse europeu em unificar as principais diretrizes para inserção de REDs aos sistemas através do *OneNet*. Essa iniciativa busca padronizar a integração desses recursos, promovendo harmonização regulatória e operacional entre os países da União Europeia.

Diante desse cenário, a experiência internacional oferece importantes lições para mercados que buscam expandir a participação dos REDs, como o Brasil. A adoção de estratégias que favorecem a flexibilidade, a transparência regulatória e a interoperabilidade entre os agentes do setor elétrico será fundamental para consolidar um modelo eficiente e sustentável para o futuro da energia.

REFERÊNCIAS

- [1] Australian Energy Market Operator, “National Electricity Market (NEM).” [Online]. Available: <https://aemo.com.au/energy-systems/electricity/national-electricity-market-nem>
- [2] Australian Energy Market Commission, “National Electricity Amendment (Wholesale Demand Response Mechanism) Rule 2020”, [Online]. Available: https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/documents/final_determination_-_for_publication.pdf
- [3] Energy Security Board, “Post 2025 Electricity Market Design.” [Online]. Available: <https://esb-post2025-market-design.aemc.gov.au/>
- [4] Australian Energy Market Commission, “Wholesale demand response mechanism final rule.” [Online]. Available: https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/documents/information_sheet_-_for_publication.pdf
- [5] Australian Energy Market Operator, “Guide to Ancillary Services in the National Electricity Market.” [Online]. Available: https://aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/security_and_reliability/ancillary_services/guide-to-ancillary-services-in-the-national-electricity-market.pdf
- [6] “Open Energy Networks Project: Energy Networks Australia Position Paper,” 2020.
- [7] “Open Energy Networks | Energy Networks Australia.” Accessed: Feb. 07, 2025. [Online]. Available: <https://www.energynetworks.com.au/projects/open-energy-networks/>
- [8] “open_energy_networks_-_required_capabilities_and_recommended_actions_report_22_july_2019.pdf.” Accessed: Jul. 26, 2024. [Online]. Available: chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.energynetworks.com.au/assets/uploads/open_energy_networks_-_required_capabilities_and_recommended_actions_report_22_july_2019.pdf
- [9] “Project EDGE Final report,” 2023.
- [10] “AEMO - Project EDGE (Energy Demand and Generation Exchange) - Australian Renewable Energy Agency (ARENA).” Accessed: Feb. 07, 2025. [Online]. Available: <https://arena.gov.au/projects/project-edge-energy-demand-and-generation-exchange/>
- [11] “Project EDGE.” Accessed: Feb. 07, 2025. [Online]. Available: <https://electrical.eng.unimelb.edu.au/power-energy/projects/completed-projects/project-edge>
- [12] M. M. Hoque, M. Khorasany, M. I. Azim, R. Razzaghi, and M. Jalili, “Dynamic Operating Envelope-Based Local Energy Market for Prosumers With Electric Vehicles,”

IEEE Trans. Smart Grid, vol. 15, no. 2, pp. 1712–1724, 2024, doi: 10.1109/tsg.2023.3302270.

[13] “Dynamic Operating Envelopes Workstream - Australian Renewable Energy Agency (ARENA).” Accessed: Feb. 07, 2025. [Online]. Available: <https://arena.gov.au/knowledge-innovation/distributed-energy-integration-program/dynamic-operating-envelopes-workstream/>

[14] “On the Calculation and Use of Dynamic Operating Envelopes - Australian Renewable Energy Agency (ARENA).” Accessed: Feb. 07, 2025. [Online]. Available: <https://arena.gov.au/knowledge-bank/on-the-calculation-and-use-of-dynamic-operating-envelopes/>

[15] “Modelling Dynamic Operating Envelopes with Gridcognition.” Accessed: Feb. 07, 2025. [Online]. Available: <https://www.gridcog.com/blog/modelling-dynamic-operating-envelopes-with-gridcognition>

[16] “Project Symphony - End of Project Assessment - Australian Renewable Energy Agency (ARENA).” Accessed: Feb. 07, 2025. [Online]. Available: <https://arena.gov.au/knowledge-bank/project-symphony-end-of-project-assessment/>

[17] “Project Symphony is paving the way for our brighter energy future.” Accessed: Feb. 07, 2025. [Online]. Available: <https://www.wa.gov.au/government/announcements/project-symphony-paving-the-way-our-brighter-energy-future>

[18] “Project Symphony Pilot.” Accessed: Feb. 07, 2025. [Online]. Available: <https://www.westernpower.com.au/resources-education/network-improvements/pilots--trials/project-symphony-pilot/>

[19] C. E. Commission, “Mapping Our Future.” Accessed: Jul. 05, 2024. [Online]. Available: <https://cecgis-caenergy.opendata.arcgis.com/pages/pdf-maps>

[20] C. E. Commission, “Electric Generation Capacity and Energy.” [Online]. Available: <https://www.energy.ca.gov/data-reports/energy-almanac/california-electricity-data/electric-generation-capacity-and-energy>

[21] C. D. G. Statistics, “Statistics and Charts.” [Online]. Available: <https://www.californiadgstats.ca.gov/charts/nem/>

[22] S. S. C. on Energy and U. and Communications, *Senate Bill No. 656*. [Online]. Available: http://leginfo.ca.gov/pub/95-96/bill/sen/sb_0651-0700/sb_656_cfa_950609_122709_asm_comm.html

[23] A. M. Conroy, Kuykendall, and and Martinez, *Assembly Bill No. 1890*. [Online]. Available: http://www.leginfo.ca.gov/pub/95-96/bill/asm/ab_1851-1900/ab_1890_bill_960924_chaptered.html

- [24] S. S. C. on Energy and U. and Communications, *Senate Bill No. 1078*. [Online]. Available: http://www.leginfo.ca.gov/pub/01-02/bill/sen/sb_1051-1100/sb_1078_cfa_20020817_171341_asm_comm.html
- [25] A. M. Huffman and L. and Portantino, *Assembly Bill No. 920*. [Online]. Available: http://www.leginfo.ca.gov/pub/09-10/bill/asm/ab_0901-0950/ab_920_bill_20091011_chaptered.html
- [26] Perea, *Assembly Bill No. 327*. [Online]. Available: http://www.leginfo.ca.gov/pub/13-14/bill/asm/ab_0301-0350/ab_327_bill_20131007_chaptered.htm
- [27] S. S. C. on Energy and U. and Communications, *Senate Bill No. 100*. [Online]. Available: <https://legiscan.com/CA/text/SB100/id/1819458>
- [28] C. P. U. Commission, “Decision revising net energy metering tariff and subtariffs.” [Online]. Available: <https://docs.cpuc.ca.gov/PublishedDocs/Published/G000/M500/K043/500043682.PDF>
- [29] C. P. U. Commission, “Energy Storage.” [Online]. Available: <https://www.cpuc.ca.gov/industries-and-topics/electrical-energy/energy-storage#EnergyStorageLeg>
- [30] C. P. U. Commission, “Transportation Electrification.” [Online]. Available: <https://www.cpuc.ca.gov/industries-and-topics/electrical-energy/infrastructure/transportation-electrification>
- [31] C. P. U. Commission, “Demand Response (DR).” [Online]. Available: <https://www.cpuc.ca.gov/industries-and-topics/electrical-energy/electric-costs/demand-response-dr>
- [32] C. I. S. Operator, “Demand Response.” [Online]. Available: <https://www.caiso.com/generation-transmission/load/demand-response#ca-demand-response-prg>
- [33] C. P. U. Commission, “Net Energy Metering and Net Billing.” [Online]. Available: <https://www.cpuc.ca.gov/industries-and-topics/electrical-energy/demand-side-management/customer-generation/net-energy-metering-and-net-billing>
- [34] C. P. U. Commission, “Renewable Market Adjusting Tariff (ReMAT).” [Online]. Available: <https://www.cpuc.ca.gov/industries-and-topics/electrical-energy/electric-power-procurement/rps/rps-procurement-programs/renewable-market-adjusting-tariff>
- [35] C. P. U. Commission, “Resolution E-5270.” [Online]. Available: <https://docs.cpuc.ca.gov/PublishedDocs/Published/G000/M512/K885/512885807.PDF>
- [36] Southern California Edison, “2024 DRAM Pre-Bid Web Conference,” Feb. 21, 2023. [Online]. Available: https://www.sce.com/sites/default/files/custom-files/docs/PDF/IOU%20DRAM9_Bidders%20Conference%20Presentation.pdf

- [37] C. I. S. Operator, “Impacts of renewable energy on grid operations.” [Online]. Available: <https://www.caiso.com/Documents/CurtailmentFastFacts.pdf>
- [38] C. I. S. Operator, “Daily wind and solar real-time dispatch curtailment reports.” [Online]. Available: <https://www.caiso.com/library/daily-wind-solar-real-time-dispatch-curtailment-reports>
- [39] ERCOT, “About ERCOT.” Accessed: Jul. 05, 2024. [Online]. Available: <https://www.ercot.com/about>
- [40] Q. Electricity, “Texas Energy Deregulation Map.” Accessed: Jul. 05, 2024. [Online]. Available: <https://quickelectricity.com/resources/texas-energy-deregulation-map/>
- [41] ERCOT, “Section 7: Telemetry and Communication,” Jan. 2021. Accessed: Oct. 01, 2024. [Online]. Available: https://www.ercot.com/files/docs/2021/04/20/NOG_7_Handbook_Highlights.doc
- [42] EIA, “Electric Power Monthly - Chapter 6.” Accessed: Jul. 05, 2024. [Online]. Available: <https://www.eia.gov/electricity/monthly/>
- [43] ERCOT, “Capacity Demand and Reserves Report December 2023,” Dec. 07, 2023. Accessed: Jul. 05, 2024. [Online]. Available: https://www.ercot.com/files/docs/2023/12/07/CapacityDemandandReservesReport_Dec2023.xlsx
- [44] T. State, *Senate Bill No. 1.212*. 2023. Accessed: Jul. 05, 2024. [Online]. Available: <https://capitol.texas.gov/tlodocs/88R/billtext/html/SB01212S.htm>
- [45] PUCT, *Utilities Code*. 2024. Accessed: Jul. 05, 2024. [Online]. Available: <https://statutes.capitol.texas.gov/Docs/SDocs/UTILITIESCODE.pdf>
- [46] T. State, *Senate Bill No. 1.699*. 2023. Accessed: Jul. 05, 2024. [Online]. Available: <https://capitol.texas.gov/tlodocs/88R/billtext/html/SB01699F.htm>
- [47] ERCOT, “Clarify Requirements for Distribution Generation Resources (DGRs) and Distribution Energy Storage Resources (DESRs),” Jan. 2022. Accessed: Oct. 01, 2024. [Online]. Available: <https://www.ercot.com/mktrules/issues/NPRR1016>
- [48] ERCOT, “Distributed Generation (DG) in ERCOT.” Accessed: Jul. 05, 2024. [Online]. Available: https://www.ercot.com/files/docs/2023/06/02/DG_and_DR_in_ERCOT_06022023.pdf
- [49] ERCOT, “Unregistered DG Installed Capacity Quarterly Report.” Accessed: Jul. 05, 2024. [Online]. Available: <https://www.ercot.com/mp/data-products/data-product-details?id=NP16-533-M>

- [50] MEDOENERGY, “ERCOT: how much money did battery energy storage make in H1 2023?” Accessed: Jul. 05, 2024. [Online]. Available: <https://modoenergy.com/research/ercot-battery-energy-storage-systems-revenues-january-june-2023-leaderboard>
- [51] Forbes, “Texas Solar Incentives, Tax Credits And Rebates Of 2024.” Accessed: Jul. 05, 2024. [Online]. Available: <https://www.forbes.com/home-improvement/solar/texas-solar-incentives/>
- [52] ERCOT, “Aggregate Distributed Energy Resource (ADER) Pilot Project.” Accessed: Jul. 05, 2024. [Online]. Available: <https://www.ercot.com/mktrules/pilots/ader>
- [53] PUCT, “PUCurrentT, Volume 1,” Sep. 2023. Accessed: Jul. 05, 2024. [Online]. Available: <https://ftp.puc.texas.gov/public/puct-info/agency/about/communications/PUCurrent/PUCurrent-Q1-2024.pdf>
- [54] IEEE, “IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces,” Jun. 2018. Accessed: Oct. 01, 2024. [Online]. Available: <https://standards.ieee.org/ieee/1547/5915/>
- [55] N. Energia, “Distribuidora de luz ¿Cuál me corresponde?” Accessed: Jul. 05, 2024. [Online]. Available: <https://www.nexusenergia.com/blog/sector-energetico/distribuidora-de-luz-cual-me-corresponde/>
- [56] J. del Estado, *Real Decreto-Ley 15/2018*. 2018. Accessed: Oct. 01, 2024. [Online]. Available: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2018-13593>
- [57] MINTUR, *Real Decreto 216/2014*. 2014. Accessed: Jul. 05, 2024. [Online]. Available: <https://www.boe.es/eli/es/rd/2014/03/28/216/con>
- [58] MITECO, *Real Decreto 1454/2005*. 2005. Accessed: Oct. 01, 2024. [Online]. Available: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2005-21100>
- [59] REE, “Informe del Sistema Eléctrico,” Mar. 2024. Accessed: Jul. 05, 2024. [Online]. Available: https://www.sistemaelectrico-ree.es/sites/default/files/2024-03/Informe_Renovables_2023.pdf
- [60] REE, “Datos de generación.” Accessed: Jul. 05, 2024. [Online]. Available: <https://www.ree.es/es/datos/generacion>
- [61] MINTUR, *Real Decreto 2818/1998*. 1998. Accessed: Jul. 05, 2024. [Online]. Available: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-1998-30041>
- [62] J. del Estado, *Ley 24/2013*. 2013. Accessed: Jul. 05, 2024. [Online]. Available: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2013-13645>
- [63] MINTUR, *Real Decreto 900/2015*. 2015. Accessed: Jul. 05, 2024. [Online]. Available: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2015-10927>

- [64] MITECO, *Real Decreto 244/2019*. 2019. Accessed: Jul. 05, 2024. [Online]. Available: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2019-5089>
- [65] J. del Estado, *Real Decreto-ley 8/2023*. 2023. Accessed: Jul. 05, 2024. [Online]. Available: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2023-26452>
- [66] A. Autoconsumo, “Informe Anual del Autoconsumo Fotovoltaico.” Accessed: Jul. 05, 2024. [Online]. Available: <https://www.informeautoconsumo.es/wp-content/uploads/2024/01/Informe-Autoconsumo-Fotovoltaico-2023.pdf>
- [67] IEA, “National Survey Report of PV Power Applications in Spain.” Accessed: Jul. 05, 2024. [Online]. Available: <https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2023/08/National-Survey-Report-of-PV-Power-Applications-in-Spain-2022.pdf>
- [68] J. del Estado, *Real Decreto-ley 23/2020*. 2020. Accessed: Jul. 05, 2024. [Online]. Available: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2020-6621>
- [69] P. Europeu, *Diretiva (UE) 2019/944*. 2019. Accessed: Jul. 05, 2024. [Online]. Available: [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX%3A32019L0944#:~:text=Diretiva%20\(UE\)%202019%2F944,relevante%20para%20efeitos%20do%20EEE.](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX%3A32019L0944#:~:text=Diretiva%20(UE)%202019%2F944,relevante%20para%20efeitos%20do%20EEE.)
- [70] J. del Estado, *Real Decreto-ley 17/2022*. 2022. Accessed: Jul. 05, 2024. [Online]. Available: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2022-15354>
- [71] CNMC, *DCOOR/DE/003/23*. 2023. Accessed: Jul. 05, 2024. [Online]. Available: <https://www.cnmc.es/expedientes/dcoorde00323>
- [72] E. Tools, “Segunda subasta anual del Servicio de Respuesta Activa a la Demanda.” Accessed: Jul. 05, 2024. [Online]. Available: <https://www.energy-tools.net/es/noticias/popular/2023/12/12/segunda-subasta-anual-del-servicio-de-respuesta-activa-de-la-demanda>
- [73] M. de I. y Energía, *Real Decreto 2019/1997*. 1997. Accessed: Oct. 01, 2024. [Online]. Available: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-1997-27817>
- [74] MITECO, *Real Decreto 446/2023*. 2023. Accessed: Jul. 22, 2024. [Online]. Available: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2023-14048>
- [75] REE, “TÉRMINO DE FACTURACIÓN DE ENERGÍA ACTIVA DEL PVPC.” [Online]. Available: <https://www.esios.ree.es/es/pvpc>
- [76] REE, “Procedimientos de operación 3.2. Restricciones Técnicas,” Oct. 2019. Accessed: Oct. 01, 2024. [Online]. Available: <https://www.cnmc.es/sites/default/files/P.O.%203.2%20Restricciones%20técnicas.pdf>
- [77] “Welcome to Ofgem | Ofgem.” Accessed: Feb. 07, 2025. [Online]. Available: <https://www.ofgem.gov.uk/>

- [78] “National Energy System Operator (NESO) | National Energy System Operator.” Accessed: Feb. 07, 2025. [Online]. Available: <https://www.neso.energy/>
- [79] “Distribution Network Operator | UK Power Networks.” Accessed: Feb. 07, 2025. [Online]. Available: <https://www.ukpowernetworks.co.uk/>
- [80] “Northern Powergrid | Non-UK website users.” Accessed: Feb. 07, 2025. [Online]. Available: <https://www.northernpowergrid.com/>
- [81] “National Grid - Home.” Accessed: Feb. 07, 2025. [Online]. Available: <https://www.nationalgrid.co.uk/>
- [82] “Department for Business, Energy & Industrial Strategy - GOV.UK.” Accessed: Feb. 07, 2025. [Online]. Available: <https://www.gov.uk/government/organisations/department-for-business-energy-and-industrial-strategy>
- [83] “Innovate UK - GOV.UK.” Accessed: Feb. 07, 2025. [Online]. Available: <https://www.gov.uk/government/organisations/innovate-uk>
- [84] “Homepage - Energy Systems Catapult.” Accessed: Feb. 07, 2025. [Online]. Available: <https://es.catapult.org.uk/>
- [85] Department for Energy Security & Net Zero (DESNZ), “Power stations in the United Kingdom, May 2023 (DUKES 5.11).” [Online]. Available: <https://www.gov.uk/government/statistics/electricity-chapter-5-digest-of-united-kingdom-energy-statistics-dukes>
- [86] National Audit Office, “The New Electricity Trading Arrangements in England and Wales,” 2002. [Online]. Available: <https://webarchive.nationalarchives.gov.uk/ukgwa/20170207052351/https://www.nao.org.uk/wp-content/uploads/2003/05/0203624.pdf>
- [87] EPEX Spot, “EPEX Trading brochure 2023,” 2023.
- [88] EEX, “Power Futures Product Overview - GB Power Future.” [Online]. Available: <https://www.eex.com/en/markets/power/power-futures>
- [89] N2EX, “N2EX Half Hour Day Ahead Auction,” Jul. 2022.
- [90] N2EX, “N2EX GB Intraday Auction,” Nov. 2022.
- [91] N2EX, “N2EX Day Ahead Auction,” Jul. 2022.
- [92] Nord Pool AS, “Day-ahead Market Regulations (GB Market),” Sep. 2021.
- [93] Nord Pool AS, “Intraday Market Regulations (GB Market),” Jul. 2022.
- [94] Ofgem, “REGO Guidance for generators, agents and suppliers,” Apr. 2023.

- [95] CMA Competition & Markets Authority, “Wholesale Electricity Market Rules,” Jun. 2016.
- [96] National Grid, “Capacity Market User Support Guide,” Jul. 2014.
- [97] National Grid ESO, “Electricity Capacity Report,” May 2022.
- [98] “The Power Potential Project A guide to participating”.
- [99] N. Grid, “National Grid - Active Network Management (ANM).” Accessed: Oct. 01, 2024. [Online]. Available: <https://www.nationalgrid.co.uk/our-network/active-network-management-anm>
- [100] NESO, “Transmission constraint management.” Accessed: Oct. 01, 2024. [Online]. Available: <https://www.nationalgrideso.com/industry-information/balancing-services/system-security-services/transmission-constraint-management>.
- [101] N. G. ESO, “NGED Active Network Management Guidance.” Accessed: Oct. 01, 2024. [Online]. Available: <https://www.nationalgrid.co.uk/downloads-view-reciteme/654785>
- [102] U. P. Networks, “The Curtailment Data Dashboard.” Accessed: Oct. 01, 2024. [Online]. Available: <https://ukpowernetworks.opendatasoft.com/pages/curtailment-data-dashboard/>
- [103] S. kraftnat, “Om olika energikällor.” Accessed: Jul. 05, 2024. [Online]. Available: <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-olika-energikallor/>
- [104] Climatescope, “Sweden.” Accessed: Jul. 05, 2024. [Online]. Available: <https://www.global-climatescope.org/markets/se/>
- [105] I. E. Agency, “National Survey Report of PV Power Applications in Sweden.” [Online]. Available: <https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2023/11/National-Survey-Report-of-PV-Power-Applications-in-Sweden%E2%80%932022.pdf>
- [106] E. C. Secretariat, “In-depth Review of Energy Efficiency Policies and Programmes.” [Online]. Available: https://www.energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/IDEER/IDEER-Sweden_2006_en.pdf
- [107] E. P. and the C. of the E. Union, “DIRECTIVE 2009/28/EC.” [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0016:0062:EN:PDF>
- [108] F. S2, “Lag (1994:1776) om skatt på energi.” [Online]. Available: https://www.riksdagen.se/sv/dokument-och-lagar/dokument/svensk-forfattningssamling/lag-19941776-om-skatt-pa-energi_sfs-1994-1776/
- [109] European Parliament and Council of the European Union, “Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for

electricity,” Jun. 05, 2019. [Online]. Available: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2019.158.01.0054.01.ENG&toc=OJ:L:2019:158:TOC

[110] Ministry of Climate and Business RSE, “Electricity Act (1997:857),” Nov. 20, 1997. [Online]. Available: https://www.riksdagen.se/sv/dokument-och-lagar/dokument/svensk-forfattningssamling/ellag-1997857_sfs-1997-857/#K8

[111] Ministry of Climate and Business RSE, “Act (2003:436) on power reserve,” Jul. 01, 2003. [Online]. Available: https://www.riksdagen.se/sv/dokument-och-lagar/dokument/svensk-forfattningssamling/lag-2003436-om-effektreserv_sfs-2003-436/

[112] SVK, “Information on different ancillary services.” [Online]. Available: <https://www.svk.se/en/stakeholders-portal/electricity-market/provision-of-ancillary-services/information-on-different-ancillary-services/>

[113] Ministry of Climate and Business RSE, “Ordinance (2016:423) on power reserve,” Sep. 15, 2016. [Online]. Available: https://www.riksdagen.se/sv/dokument-och-lagar/dokument/svensk-forfattningssamling/forordning-2016423-om-effektreserv_sfs-2016-423/

[114] SVK, “Changes regarding activation of the power reserve,” Aug. 2022, [Online]. Available: <https://www.svk.se/press-och-nyheter/nyheter/allmanna-nyheter/2022/forandringar-gallande-aktivering-av-effektreserven/>

[115] S. kraftnat, “Final report pilot project in demand response and energy storage.” [Online]. Available: <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2018/final-report-pilot-project-in-demand-response-and-energy-storage.pdf>

[116] O. Vågerö, “Legal sources on renewable energy.” Accessed: Oct. 01, 2024. [Online]. Available: <http://www.res-legal.eu/search-by-country/sweden/summary/c/sweden/s/res-e/sum/200/lpid/199/>

[117] CoordiNet, “Ten key abilities for DSO’s to unlock flexibility,” Sep. 2022. Accessed: Oct. 01, 2024. [Online]. Available: https://www.svk.se/siteassets/2.utveckling-av-kraftsystemet/forskning-och-utveckling/coordinet/coordinet_wp4_d4.7.2_final-report.pdf

[118] CoordiNet, “CoordiNet Deliverable D4.1 - Site Specific Product Portfolio to Be Used in Swedish Demo (Including Contracts, Routines and Business Models).” Accessed: Oct. 01, 2024. [Online]. Available: <https://private.coordinet-project.eu/files/documentos/60379e43b9d9aD4.1%20products%20in%20the%20Swedish%20demo%202020-12-21.pdf>

10 ANEXO I - ENTREVISTAS

10.1 Iberdrola - 18/jul/2024

A entrevista foi realizada por videoconferência (Microsoft Teams) em 18 de julho de 2024, com a participação de representantes do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), PSR, Daimon Engenharia e Sistemas, e Iberdrola.

A apresentação foi conduzida, em grande parte, pelo Engenheiro Alberto Elena de Leonardo, gerente de planejamento global de redes elétricas da Espanha, Reino Unido, Estados Unidos e Brasil.

Alberto iniciou a apresentação com uma visão detalhada sobre o papel crescente dos DSOs na gestão da rede de distribuição, especialmente devido ao aumento da geração distribuída. Ele destacou a necessidade de uma gestão mais ativa, incluindo maior digitalização, automação e controle remoto, e mencionou que estão trabalhando nessa direção em todos os países.

Destacou-se também a importância da implementação de soluções de flexibilidade, tanto pela rede quanto por terceiros, através dos provedores de serviços de flexibilidade. As experiências da Espanha e do Reino Unido mostram como esses desafios podem ser enfrentados de forma eficaz através de regulamentações adequadas e práticas de mercado.

Na Espanha, a flexibilidade da rede é alcançada através da implantação de baterias desenvolvidas pela empresa de distribuição em locais onde reforços são difíceis ou demorados, com investimentos aprovados e reconhecidos pelo regulador. No Reino Unido, a flexibilidade de terceiros permite que as empresas de distribuição executem licitações de flexibilidade através de plataformas independentes, com total transparência e aprovação do regulador. Um exemplo disso são as licitações de flexibilidade para reduzir a demanda durante picos de inverno, evitando a necessidade de substituir ou instalar transformadores secundários. No Reino Unido, as empresas de distribuição estão autorizadas a lançar essas licitações sem a necessidade de aprovações, desde que estejam incluídas no plano de investimento aprovado pelo regulador. Os pagamentos aos provedores de serviços de flexibilidade são reconhecidos como investimentos ou custos operacionais, beneficiando o sistema e os pagadores de eletricidade.

Além disso, o Reino Unido está gerenciando a flexibilidade e as conexões na rede de distribuição, especialmente em áreas onde conexões convencionais seriam difíceis. Através da criação de Zonas de Gestão de Restrições (CMZs), as conexões flexíveis são facilitadas e os clientes podem se conectar com a condição de que sua exportação ou importação possa ser restrita, recebendo compensações se essas restrições forem excedidas. Ademais, há uma política clara que proíbe os operadores de redes de distribuição de operar ativos de armazenamento de energia para evitar conflitos de interesse e promover um mercado competitivo para soluções de armazenamento.

Com relação ao suporte financeiro para reforçar a rede na Europa, diferentemente do Brasil, as empresas de distribuição europeias não vendem energia, isso é feito por agentes liberalizados. As receitas das

empresas de distribuição são aprovadas pelo regulador com base em planos de investimento apresentados antes do início do período de controle de preços, definindo a receita para os próximos anos. Assim, o investimento é tratado como capital e os custos são reconhecidos pelo regulador.

A relação entre os DSOs e TSOs também foi abordada. Atualmente, as soluções de flexibilidade são implementadas principalmente em nível de distribuição para resolver restrições locais. No entanto, no Reino Unido, está em desenvolvimento um processo conjunto de comunicação entre proprietários de transmissão e distribuição para permitir que restrições na transmissão, que ocorrem apenas em determinadas circunstâncias ou períodos do ano, sejam resolvidas através de conexões flexíveis na distribuição. Além disso, a relação financeira entre DSO e TSO é clara e regulada, garantindo que ambas as partes sejam compensadas adequadamente, permitindo uma coordenação eficaz para evitar a rejeição de conexões na distribuição devido a restrições na transmissão.

10.2 Adelat - 19/jul/2024

A entrevista foi realizada por videoconferência (Microsoft Teams) em 19 de julho de 2024, com a participação de representantes do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), PSR, Daimon Engenharia e Sistemas, e Adelat (representada pela Alessandra).

A Adelat é uma empresa presente em 8 países: Argentina, Chile, Colômbia, Equador, Guatemala, Peru, Brasil e Costa Rica. Além disso, integra 19 associações, incluindo a associação das distribuidoras da Argentina e a cooperativa de distribuidoras do Chile.

Durante a entrevista, dois pontos principais foram destacados pela Alessandra (Adelat): a transformação digital e a transição energética. Esses pontos fazem com que novos desafios surjam e devam ser enfrentados pelas distribuidoras em função do crescimento dos REDs. Alguns exemplos apontados pela Adelat são a necessidade de flexibilidade devido à geração não controlada e o gerenciamento da rede, em particular do fluxo bidirecional. Além disso, as mudanças climáticas exigem maior resiliência da rede de distribuição. Dessa maneira, as distribuidoras vêm assumindo responsabilidades adicionais, com atuação na operação da rede.

No contexto da América Latina, os países possuem recursos naturais abundantes, mas 67% da matriz energética ainda é composta por combustíveis fósseis (abaixo da média global de 80%). Existem também desafios históricos e ainda atuais das distribuidoras na transição energética, como as perdas não técnicas, inadimplência, defasagem tarifária e necessidade de reconhecimento de investimentos.

A Adelat vem trabalhando em um projeto em 3 fases: (i) identificação das necessidades de investimento, (ii) investimentos necessários para transição energética plena até 2030, e (iii) cálculo dos benefícios da transição energética. O estudo “Connecting the dots: Distribution grid investment to power the energy transition” da eurelectric serviu como base para o projeto da Adelat.

A Fase 1 já foi encerrada. Foram identificados grandes investimentos necessários devido, principalmente, a perdas não técnicas e inadimplência dos consumidores em toda América Latina.

O relatório da Fase 2, realizado pela Mercatus, está para ser publicado em breve. Foram identificados 11 vetores para avaliação, dentre eles: eletrificação, eletromobilidade, GD, digitalização e automação, infraestrutura, qualidade, armazenamento, perdas não técnicas, universalização, resiliência. O estudo confirma que o investimento é alto para a transição energética. A questão das perdas tem impacto grande em relação a necessidade de investimentos

A Fase 3 fará uma contraposição do investimento necessário com os benefícios esperados. Dado que o investimento é alto, é necessária ponderar os benefícios associados para uma melhor valoração dos investimentos para a transição energética.

Outras discussões foram levantadas sobre o tema da coordenação TSO-DSO, como a separação do papel de comercializadora e a atuação dos DSOs, a fronteira nebulosa entre TSO e DSO, e o papel futuro do agregador.

A Adelat compartilhou experiências internacionais com Smart Meters e apresentou relatos de experiências negativas em alguns países (a PSR solicitou mais informações sobre essas experiências).

Em seguida, a Adelat apresentou o projeto de mobilidade elétrica para veículos de carga pesada na Colômbia: Projeto TransMilenio. Nesse projeto, eles fizeram o uso de baterias de veículos como elementos de rede. Na Califórnia, a maior renda da população tem impulsionado a adoção de novas tecnologias, como veículos elétricos e baterias. Já na Flórida, existem problemas com furacões frequentes, o que afeta diretamente a resiliência da rede e exige um maior investimento em infraestrutura. Parte dos recursos do projeto veio do tesouro nacional, e não somente via tarifa.

De maneira geral, na Europa e EUA a injeção de recursos para desenvolvimento da infraestrutura é mais expressiva. No Brasil, realidade é outra: a viabilidade econômica de baterias depende de uma redução de custos. As distribuidoras não veem retorno em investir em novas tecnologias, a eletromobilidade é baixa, pois existem poucos postos de recargas, e a GD usualmente recebe muito subsídio.

Por fim, foram discutidas algumas questões regulatórias. Todos os países vêm debatendo sobre os impactos do crescimento GD e, por consequência, a necessidade de uma nova regulamentação dos serviços. Existe a necessidade de subsídios para introdução de novas tecnologias, porém por um determinado período para não onerar o consumidor indefinidamente. O Brasil está em um estágio mais avançado comparado a outros países. Por exemplo, determinação de benchmarks de DEC e FEC.

10.3 EU DSO Entity - 26/jul/2024

A entrevista foi realizada por videoconferência (Microsoft Teams) em 26 de julho de 2024, com a participação de representantes do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), PSR, Daimon Engenharia e Sistemas, e DSO Entity (José Pablo, Carlos Castel e Fabio Ornellas).

Gabriel Cunha (PSR) iniciou a conversa explicando o contexto do projeto. Abordou os desafios operativos do sistema de transmissão e distribuição com o aumento de REDs, considerando o cenário de transição energética, como deve ser separada a parte física da parte comercial para o setor, quem são as entidades de distribuição no Brasil (explicando que são concessionárias e permissionárias locais e que não têm liberdade para operar os REDs conectados à sua rede). Destacou que o foco do estudo é a comunicação entre o DSO e TSO em tempo real.

Carlos conduziu a reunião por parte do DSO Entity. Explicou que a geração está passando por uma transição e migrando da rede de transmissão em direção à rede de distribuição em toda Europa, o que dificulta o manejo de congestões que buscam manter a segurança do sistema. Frente a esse cenário, os DSOs precisam passar de uma figura passiva à uma figura ativa nos sistemas elétricos pelo mundo.

Carlos explicou alguns dos desafios que a rede de distribuição vem sofrendo, devido à sua saturação, o que tem dificultado a conexão de novos REDs. A fim de solucionar esse problema, eles estão olhando as soluções de resposta da demanda. Para isso, o DSO precisa trabalhar em linha com a ENTSO-E e com o TSO. Existe um plano de trabalho que busca desenvolver o relacionamento entre os TSOs, DSOs e a ENTSO-E para suportar a transição.

Em seguida, Gabriel questionou com quem o DSO-Entity possui relações mais estreitas. Carlos e José Pablo explicaram que hoje o DSO-Entity representa mais de 90% dos DSOs na Europa e buscam fazer com que todos cooperem a fim de gerar uma rede integrada e eficiente. Comentaram que a entrada das distribuidoras no DSO-Entity é voluntária e que a empresa começou há 3 anos - ou seja, é relativamente novo o interesse em melhorar a integração dos DSOs com o restante da rede elétrica dos países e do continente como um todo. Existem diferentes tipos de DSO, classificados de acordo com seu tamanho. Atualmente, a entidade trabalha em criar uma visão técnica de como os DSO deveriam se comportar no futuro.

Nesse ponto, Cecília (ONS) questionou como funciona a resposta da demanda na Europa, pois no Brasil há muita geração *rooftop*, mas também grandes geradores, e se o DSO é capaz de despachar essa geração. Carlos explicou que na Europa também existem grandes geradores conectados à rede de distribuição. Além de grandes gerações, também estão observando a entrada de grandes cargas associadas a carregadores elétricos para transporte pesado. Na Alemanha, existe um sistema de redespacho (mais avançado), já no restante da Europa é mais flexível, o que existe é um pré-estabelecimento de potência a ser injetada (quantidade) em uma hora específica, porém não é um despacho em tempo real, essa previsão é feita semanas ou meses antes.

José Pablo complementou explicando que, quando o DSO tem problemas, o gerador pode atuar nos mercados day-ahead e intraday (se possuir mais de 1MW, individual ou associado). Essa participação no mercado é feita através do TSO. Os DSOs também podem impor limites de geração quando tiverem problemas e comunicam ao TSO. Um ponto que foi destacado é a importância de ajustar os mercados

locais. Do outro lado, caso o TSO tenha problemas em sua rede, ele também deve comunicar ao DSO, que deverá manejar as congestões associadas à sua rede local.

Na Holanda, DSO e TSO são compradores se houver alguma restrição na rede. Na Alemanha não é baseado em mercado, mas sim em custo, porém é difícil ter um custo de referência para alguns REDs - por exemplo, para resposta da demanda e armazenamento não há um custo fixo. Já na Suíça, existe um operador local de mercado que deve manejar a flexibilidade, porém ainda não sabem como isso é integrado em outros mercados.

Gabriel perguntou a visão do DSO-Entity sobre quais deveriam ser os papéis principais do DSO e se existem passos a serem seguidos para atingir-se uma boa interface entre DSO e TSO. Carlos explicou que todas as *assets* são conectadas à distribuição e, por isso, eles precisam entender como elas se comportam e como operar, e esses aspectos devem ser comunicados ao TSO. Além disso, devem digitalizar as informações e processar de forma rápida e eficiente, investindo em medidores inteligentes.

Cecília questionou sobre os pontos de fronteira e sobre a existência de parâmetros de operação. E, em caso de algum tipo de violação, como isso é comunicado ao TSO e ajustado. José Pablo explicou que o DSO observa os pontos de fronteira e, na ocorrência de alguma violação de limites, existem mecanismos de penalização ou de compensação no ponto real para os provedores de serviços de balanço. O DSO não é penalizado diretamente, ele apenas monitora e realiza as manobras possíveis.

Além disso, em casos de problemas de tensão, José Pablo explicou que existem abordagens convencionais de gestão de geração (podem existir problemas de sobretensão na transmissão concomitantemente a problemas de subtensão na distribuição, e as soluções devem ser trabalhadas em conjunto futuramente). Existem alguns sandboxes regulatórios para saber se essa atuação realmente funciona e que buscam descobrir qual seria o melhor esquema de mercado. Atualmente, é feito um pagamento de capacidade para realizar a regulação de tensão.

Em termos gerais, o DSO-Entity faz recomendações regulatórias para o continente europeu. As suas maiores preocupações atuais são os requisitos de resposta da demanda, cibersegurança e unificação dos códigos de conexão às redes.

As últimas perguntas foram feitas por Gabriel buscaram compreender como são feitos os pagamentos por capacidade em mercados de energia. A resposta foi que ainda não existe tal mercado, mas acreditam que a melhor opção seria dentro dos mercados locais. Finalmente, buscou-se compreender se o mecanismo de resposta da demanda acessam ao mercado *spot* ou terão um mercado específico. Explicaram que esse tema ainda não foi endereçado pelo DSO-Entity e não sabem qual é a melhor abordagem. Eles querem abrir o mercado existente para a resposta da demanda em todos os países do continente, porém será necessária uma reforma do mercado para que isso seja possível. Atualmente, devido ao conflito entre Rússia e Ucrânia, medidas temporárias foram implementadas para flexibilizar a participação de recursos de demanda nos mercados. No entanto, desejam integrar esse mecanismo de forma geral e abrir, principalmente, para o mercado de serviços ancilares.

10.4 AEMO - 31/jul/2024

A entrevista foi realizada por videoconferência (Microsoft Teams) em 31 de julho de 2024, com a participação de representantes do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), PSR, Daimon Engenharia e Sistemas, e AEMO (Pablo, Douglas e Bruce).

Os integrantes do AEMO informaram que sua operação é similar a do nos. Também são uma empresa sem fins lucrativos, com participação dos governos estaduais e federal (60%) e membros da indústria de energia (40%). O AEMO é o operador do mercado de energia e do sistema elétrico, e também atua no planejamento de rede. Opera em dois mercados na Austrália: Wholesale Electricity Market (WEM) e National Electricity Market (NEM). A área de atuação do NEM é composta por 5 sistemas interligados: New South Wales, Australian Capital Territory, Queensland, South Australia, Victoria e Tasmania.

Os desafios operativos enxergados pelo AEMO são a operação com a “curva de pato”, principalmente na primavera, devido à alta penetração de geração solar (centralizada e distribuída) e ao crescimento da implementação das baterias nos sistemas.

Destacaram o sistema elétrico de South Australia, que pode operar de forma ilhada. Existem grandes projetos de transmissão previstos, porém eles vêm sofrendo com atrasos e problemas de licenciamento. A consequência desses atrasos na transmissão é o aumento na inserção de REDs.

Explicaram que os requerimentos técnicos dos REDs são: (i) <5MW para despacho descentralizado; (ii) a partir de um estudo interno listaram de 6 a 8 funcionalidades necessárias dos REDs; (iii) precisa de um canal de comunicação para controle remoto, seja pelo TSO ou DSO; (iv) os REDs devem ter algum tipo de comunicação com a distribuidora ou agente para permitir o vertimento; e (v) existem requerimentos diferenciados dependendo da faixa de potência instalada.

Os principais destaques do AEMO são a implementação de vertimento renovável dos REDs no sistema WEM, porém ainda não houve necessidade de uso. Existe uma dificuldade de implementação da solução no NEM, dado que são 5 diferentes sistemas elétricos interconectados.

As fazendas solares são facilmente controladas via sistema SCADA, em geral geradores >5MW estão conectados na alta tensão, dando visibilidade e operabilidade ao operador, enquanto geradores <5MW estão sujeitos a normas diferentes a depender da distribuidora. Existem alguns projetos piloto de usinas virtuais: EDGE (costa leste) e Symphony (costa oeste), mas as VPPs ainda não podem oferecer serviços ancilares no varejo (implementado em um projeto piloto a prestação de diversos serviços a distribuidoras).

WADER Roadmap: <https://www.wa.gov.au/government/distributed-energy-resources-roadmap>

National CER Roadmap: [national-consumer-energy-resources-roadmap.pdf](https://www.energy.gov.au/national-consumer-energy-resources-roadmap.pdf)

10.5 CAISO – 02/ago/2024

A entrevista foi realizada por videoconferência (Webex) em 2 de agosto de 2024, com a participação de representantes do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), PSR, Daimon Engenharia e CAISO (Ansel, Kevin e Jill).

Gabriel Cunha (PSR) começou a apresentação explicando sobre o projeto. Apresentou o contexto geral dos desafios operativos do sistema de transmissão e distribuição com o aumento de recursos distribuídos, considerando o cenário de transição energética, como deve ser separada a parte física da parte comercial para o setor. Destacou que o foco do estudo é a comunicação entre o DSO-TSO em tempo real.

Gabriel perguntou sobre a existência da interface DSO-TSO no CAISO. Jill respondeu que por muitos anos o CAISO vem trabalhando com as *utilities*, mas não existe ainda uma interface completa e oficial. Existe um procedimento em aberto com a PUC da Califórnia para pensar como o DSO deve ser no futuro para acomodar os REDs, e como deve ser feita essa interface. Eles pensam que inicialmente devem ser as *utilities* que exercerão o papel de TCU, mas Jill pensa que deveria ser um órgão separado responsável pelo DSO. Kevin complementou que vão publicar até o final do ano quais são os próximos passos para a viabilização dessa comunicação. Um passo importante é a projeção de demanda e o impacto dos REDs (deveriam pegar essas informações diretamente das *utilities* ou fazer a própria projeção).

O CAISO está realizando a previsão dos REDs que participam do mercado (e o CAISO tem visibilidade). Já para os REDs que não participam do mercado, o CAISO não tem visibilidade direta e precisam de mais informações. Os pontos mais sensíveis são a geração solar, inserção de veículos elétricos, desenvolvimento de armazenamento na frente e atrás do medidor. Atualmente, estão registrando alguns REDs por *ZIP code* (CEP) e capacidade. Esse é o tipo de visibilidade primária que eles desejam, mas a transmissão vai precisar de mais informações para manter sua segurança. Para que esse ponto avance, é necessária a validade dos órgãos envolvidos para dizer quais informações devem ser fornecidas pelas *utilities* e quais devem ser projetadas.

Ansel acrescentou que as solares *rooftop* têm alta penetração por conta da *retail tariff* e isso não é conectado com as atividades do CAISO. Baterias e veículos elétricos serão os próximos problemas da rede, pois estão crescendo muito no estado.

Jill continuou comentando que o CAISO precisa de visibilidade de quem participa do mercado, de quem participa de REDs e de quem fornece carga. Há potencial de grandes variações das gerações dependendo da localização, e o CAISO precisa preparar o sistema para essas flutuações.

O CAISO só pode cortar REDs que estão na transmissão. A maior parte são cortes econômicos (*bids* no mercado). Baterias agregadas podem participar do mercado com serviços de resposta da demanda (atrás

do medidor) e estão começando a poder exportar energia (problema para distribuição). Não veem a exportação da distribuição porque não têm DSO – sem isso desenvolvido e funcionando não é possível.

PUC e CAISO desenvolveram estudos de programas para períodos críticos de confiabilidade (*emergency load reduction program – demand grid side program*) – muitas baterias da Tesla estão fazendo isso.

O ISO não sabe o que tem dentro da rede das de distribuição, não sabem quais são as suas necessidades. Para conectar os REDs, fazem *screens* para saber o impacto na rede, mas não fazem o impacto no mercado. *NORTH AMERICA STANDARDS* – REDs proveem serviços pras *utilities*.

Após a explanação de Jill, Gabriel seguiu com a entrevista e perguntou quais eram os principais problemas observados pelo CAISO, e se são relativos à regulação, técnicos ou um mix. Além disso, questionou se os DSO seriam uma nova entidade ou passariam o poder para *utilities*. Jill não soube dizer se serão independentes ou se serão as *utilities*. Eles preferem uma entidade regulatória independente para a distribuição, que poderia desenvolver os mercados e funcionalidades. Para partes técnicas e operacionais, os DSO têm uma independência e sabem como operar. Eles não querem virar uma entidade só, mas poderiam operar sob um mercado único. O ISO apoia que as *utilities* tenham suas operações independentes.

Jill mencionou que as *utilities* têm contratos padrão e Gabriel questionou sobre o que são esses contratos. Jill falou sobre contratos de suporte de tensão (para operação de baterias) que são oferecidos pelas distribuidoras.

Finalmente, Jill comentou que a NERC entende que as necessidades da transmissão serão ‘repasadas’ para a distribuição no futuro. Ou seja, uma operação segura e confiável da rede de transmissão dependerá da operação das redes de distribuição.