

Blecautes na Califórnia: lições que podemos tirar para o planejamento, a operação e a regulação das energias renováveis⁽¹⁾

Victor Ribeiro
Xisto Vieira Filho
Hermes Chipp

Os jornais anunciaram recentemente que governador da Califórnia abrandou as regras de poluição do ar para permitir o uso de geradores portáteis ou motores de navio movidos a combustíveis fósseis para aumentar a geração de energia elétrica.

A informação, embora verdadeira, parece ter saído da seção de anedotas tendo em vista que a Califórnia persegue metas agressivas de penetração de energia renovável no mundo: 33% até 2020; 50% em 2025; 60% em 2030 até alcançar a totalidade do fornecimento por fontes renováveis no ano de 2045. A sugestão dada pelas autoridades locais para que as pessoas utilizassem geradores portáteis teve o objetivo de evitar que a série de blecautes no estado ocorrida entre os dias 14 e 19/8 voltasse a acontecer no feriado prolongado do Dia do Trabalhador, entre os dias 4 e 7/9.

No dia 14/8, cerca de 500 mil pessoas ficaram sem energia na região norte e outras 250 mil na região sul do estado da Califórnia. E como as falhas de fornecimento se estenderam nos dias seguintes, as estimativas preliminares é de que cerca de 3,3 milhões de pessoas tenham ficado sem energia elétrica.



Figura 1: mapa das localidades dos casos de interrupção de fornecimento

O operador do sistema da Califórnia (CAISO) estabeleceu o Estágio 2 de Emergência – apenas um nível antes de implementar cortes de energia em todo o estado – pois havia uma expectativa de um déficit entre geração e consumo de 4.400 megawatts. Por meio de um grande esforço de coordenação com agentes de geração, transmissão e consumidores que reduziram o consumo nos horários críticos, a Califórnia esquivou-se de mais um blecaute.

O que nos desperta mais atenção nesses eventos é que a Califórnia, assim como os demais estados norte-americanos, adotam o critério de suprimento denominado de “1 em 10”, ou seja, o sistema elétrico é planejado para ter folgas na geração e transmissão para que ocorra, no máximo, o equivalente a 1 dia (24 horas) de blecautes ao longo de 10 anos.

Porém, não é isso que tem sido percebido: desde o ano de 2017 tem sido constatado um aumento das interrupções. Embora ainda não tenhamos os números consolidados com os recentes desligamentos ocorridos em 2020, podemos afirmar, com certo grau de certeza, que o critério “1 em 10” foi violado em menos de 4 anos.

É público e notório que a Califórnia passa por momentos inusitados cujos modelos de previsão de consumo e geração não são capazes de prever: os incêndios, as ondas de calor e a mudança no padrão de consumo de eletricidade provocado pela pandemia (mais pessoas em casa por mais tempo) trazem desafios para a operação do sistema. No dia 14/8, a temperatura se realizou acima do previsto. Face aos fatos até então elencados, poderíamos nos perguntar: os blecautes foram causados por uma “tempestade perfeita”? Em outras palavras, as ondas de calor, os incêndios, a mudança no padrão de consumo de energia elétrica foram as únicas causas da queda no sistema elétrico?

Para responder essa pergunta, analisamos o histórico de operação no dia do desligamento e o planejamento da transmissão da CAISO dos últimos 5 anos. Iniciemos com a reconstituição dos eventos que precederam o desligamento de 14/8. A tabela abaixo ilustra os horários e os principais eventos e ações da CAISO.

Dia e horário	Eventos
12/08	Foram restritas as paradas para manutenção para aumentar a disponibilidade de unidades geradoras para os dias seguinte
13/08	Alerta para a possibilidade de insuficiência de geração entre as 18h e 20h de 14/08
14/08 9h	Alerta de flexibilidade – os consumidores participantes de programa de resposta da demanda deveriam ficar de prontidão para reduzir consumo
14/08 14:56h	Perda de 475 MW de geração
14/08 14:58h	Despachadas reservas de contingência para compensar a perda de geração
14/08 15:20h	Alerta de Estágio 2 – quando existe a possibilidade de desligamento
14/08 17:15h	Despachados 800 MW de resposta da demanda (ordem para consumidores reduzirem carga)
14/08 18:36h	Incapacidade de manter a carga e a obrigação de reserva de contingência - ordenou 500 MW de rejeição de carga pro-rata às utilities.
14/08 18:36h	Estágio 3 – realizado interrupções de carga
14/08 18:46h	Ordenados mais 500 MW de rejeição de carga
14/08 19:56h	Com a redução do consumo ao nível capaz de ser atendido, a CAISO autoriza o restabelecimento.

A CAISO utiliza previsões de temperatura para estimar a carga no dia seguinte. E as atualiza a cada uma hora ao longo da operação real. A demanda de pico em 14/8 ocorreu às 17h55 em 46.721 MWh. A previsão feita no dia anterior para esse horário foi de 45,988 MW e atualizada na hora anterior para 46.526 MW. Do quadro anterior exposto, podemos depreender que provavelmente o ordenamento de redução de 800 MW por meio de resposta da demanda não tenha se verificado (diante ao elevado calor, os consumidores negaram-se reduzir o consumo) e a reserva de contingência despachada horas antes não foi capaz de manter a demanda.

Após alguns dias, em 17/8, ocorreu o inverso: a previsão feita no dia anterior sugeria que a demanda máxima seria de 49.825 MW às 17h30h, porém, a previsão feita na hora anterior foi de 45.054 MW e demanda realizou-se em 44.948 MW. A CAISO expôs em conferência que, se de fato a demanda máxima tivesse se verificado no patamar de 49.000 MW, não teria capacidade de atendê-la considerando os recursos de geração disponíveis no momento (46.000 MW).

Os períodos de demanda máxima costumam ocorrer no verão. A CAISO considera no seu planejamento o *Summer peak load* de anos anteriores. A primeira pergunta que podemos fazer é se a demanda máxima verificada nos blecautes de 2020 foi muito diferente do *Summer peak load* consideradas no planejamento da CAISO nos anos anteriores. Mas, como pode ser percebido na tabela abaixo, a demanda de pico antes dos blecautes não foram as maiores já registradas em anos anteriores e consideradas no planejamento.

Summer peak load	Planejamento da Transmissão CAISO				
	2016	2017	2018	2019	2020
CAISO	46.193 MW 27/07 16:55h	50.116 MW 01/09 15:38h	46.424 MW 25/07 17:27h	44.301 MW 15/08 17:50h	46.721 MW 14/08 16:55h

Outro aspecto importante a ser lembrado é o papel do mecanismo de resposta da demanda (DR) à disposição da CAISO: cerca de 1 GW de DR “rápida”, que é despachada dentro de 30 minutos, e outros 800 MW de DR “lenta”, cuja resposta demora mais que 30 minutos. A DR “rápida” permite ao

operador o tempo necessário para avaliar e re-despachar recursos para efetivamente reposicionar o sistema dentro de 30 minutos após a primeira contingência. Não encontramos no histórico se o mecanismo de reação da demanda foi acionado em eventos de demanda máxima supracitados. Sabemos somente que no desligamento de 14/8, os 800 MW de DR “rápida” foram despachados, mas tal ação não foi suficiente para permitir à CAISO a recomposição da geração em tempo hábil.

No histórico de demandas máximas ocorridas na CAISO, um aspecto nos desperta a atenção: o final da tarde tem se apresentado como um período crítico. Esse desafio operativo é um fenômeno relativamente novo e foi inicialmente constatado justamente na Califórnia, devido à forte penetração de fortes renováveis intermitentes. Isso se deve ao fato de a produção solar cair rapidamente nas últimas três horas antes do fim do período da tarde, e a partir de então surge uma necessidade urgente de rampa – a necessidade de fontes de geração despacháveis (termelétricas de partida rápida) que compensem, com confiabilidade, a queda de produção da fonte solar.

Tal fenômeno tem sido denominado como *duck curve* (curva do pato) e já era conhecido pelo CAISO desde o ano de 2015. Conseqüentemente, já havia a percepção da necessidade de fontes despacháveis para compensar o rápido decréscimo de produção da fonte solar no fim da tarde – o que deveria ter sido considerado no planejamento da expansão da geração e transmissão. Todavia, não houve incremento da geração termelétrica.

Na verdade, foi o contrário. A CAISO determinou, no ano de 2010, a desativação de 10.760 MW das seguintes termelétricas:

- i) Termelétricas que utilizam água do oceano para resfriamento (5.931 MW)
- ii) Termelétricas com mais de 40 anos de operação (2.583 MW)
- iii) Usina Nuclear de San Onofre (2.246 MW)

Daqueles 10.760 MW, 5.931 MW já foram desativados. Os 4.829 MW restantes estão previstos para serem retirados até o ano de 2024. Cabe ressaltar que esse montante de termelétricas desmobilizadas não será repostado integralmente por fontes despacháveis.

Cabe ressaltar que a CAISO elaborou, no ano de 2016, um estudo para analisar o risco da retirada desse volume substancial de termelétricas do sistema. O referido estudo, denominado de “*Supplemental Sensitivity Analysis: Risks of early economic retirement of gas fleet*” integrou o relatório de planejamento de 2016 e desde então vem sendo revisado e citado nos relatórios posteriores. Foram simulados seis cenários de retirada de termelétricas considerando montantes entre 3.900 MW e 7.800 MW. A conclusão do estudo foi de que a retirada de montantes acima de 2000 MW suscitaria o aumento do risco de desligamentos.

Como os desligamentos ocorridos na Califórnia entre os dias 14 e 19/8 são relativamente recentes, ainda não se encontram disponíveis relatórios oficiais detalhados sobre as interrupções. Inclusive, o governador da Califórnia determinou a abertura de investigações e a divulgação à população das causas e das recomendações de aperfeiçoamento da regulamentação. Portanto, as análises desse artigo são preliminares e foram baseadas tão somente no histórico de operação e nos relatórios de planejamento elaborado pela CAISO.

Mas diante o exposto, pode-se concluir que, sem dúvida, a onda de calor que atingiu a Califórnia, os incêndios e a mudança no padrão de consumo de energia elétrica devido à pandemia trouxeram condições adversas e imprevistas à operação do sistema. No entanto, tais fatores não foram uma “tempestade perfeita”, pois os desligamentos poderiam ser mitigados ou até evitados com a disponibilização de recursos termelétricos despacháveis. A desmobilização de cerca de 6 GW de termelétricas, que não foram substituídas por fontes despacháveis em nível adequado, reduziu a flexibilidade operativa da CAISO.

A forte penetração da geração solar e a redução do montante de termelétricas disponíveis, aumentou a predisposição da Califórnia para importar energia de outros estados. Porém, como também houve desmobilização de usinas termelétricas gás natural e carvão nos estados vizinhos, reduziu-se a possibilidade de a importação atuar como um recurso de resposta rápida para evitar desligamentos na Califórnia. A forte penetração da geração solar também reduziu a competitividade das termelétricas a

gás natural e carvão. Essas usinas estão participando menos dos despachos por oferta por não conseguirem darem lances competitivos e entrarem na ordem de mérito.

Esses fatores pressionaram o CAISO a usar o mecanismo de resposta da demanda como último recurso. No entanto, a Resposta da Demanda não é um substituto perfeito: frente ao forte calor, muito dos consumidores não reduziram o consumo de ar condicionado no momento crucial para evitar os desligamentos.

As vantagens e os benefícios das fontes renováveis são inquestionáveis e é fundamental investir e incentivar o aumento delas na matriz energética, fazendo um correto dimensionamento da demanda em médio e longo prazos e prevendo o uso de outras fontes, especialmente a termelétrica, para garantir o equilíbrio em situações previsíveis, porém inesperadas. Aparentemente, o estado da Califórnia percebeu isso tardiamente: após os desligamentos, foi determinada a suspensão dos descomissionamento de 4 GW de termelétricas previstas para ocorrerem até o ano de 2024.

A experiência da Califórnia é exemplo de que os requisitos para atendimento ao consumo deverão observar cada vez com mais atenção aspectos locais e que a confiabilidade e a segurança do suprimento exigem uma transição com equilíbrio entre fontes renováveis intermitentes e fontes despacháveis. Embora a conjuntura pareça, à primeira vista, uma “tempestade perfeita”, podemos afirmar que as consequências dessas tempestades foram exacerbadas pela insuficiência de fontes despacháveis.

Experiências como da Califórnia nos trazem alertas. É necessária atenção na determinação dos critérios de confiabilidade para determinar a contratação por capacidade, agora previsto pelo artigo 3º da Medida Provisória nº 998/2020, bem como na sugestão de desmobilização de empreendimentos de geração existentes. No Plano Decenal 2029 está sendo considerada a desmobilização de 8,7 GW do atual parque termelétrico movido a óleo combustível e a carvão nacional. Os motivos alegados para a sugestão de desmobilização dessas usinas foram o fim dos contratos de compra e venda de energia e o envelhecimento das plantas, as quais segundo o plano seriam substituídas por novas termelétricas 100% flexíveis movidas a gás natural. Tal recomendação tem sido feita antes do estabelecimento do critério de confiabilidade para a contratação de capacidade.

O Brasil, como outros países, está avançando na diversificação da matriz energética por meio do aumento do uso de fontes mais limpas. Neste processo, como em todas as transformações estruturais, é fundamental uma profunda avaliação e planejamento de longo prazo considerando todos os cenários e variáveis que possam ameaçar a resiliência do sistema. É preciso prestar atenção à adequada equação entre a geração a partir de fontes renováveis, como solar e eólica, que são as que mais crescem, mas também incluindo outras fontes para dar segurança ao abastecimento – não apenas para garantir a oferta num cenário de aumento de consumo, mas principalmente em casos de eventos climáticos ou outros incidentes que afetem o sistema.

(1) Artigo publicado na Agência CanalEnergia. Disponível em:

<https://www.canalenergia.com.br/artigos/53147525/blecautes-na-california-licoos-que-podemos-tirar-para-o-planejamento-a-operacao-e-a-regulacao-das-energias-renovaveis>. Acesso em 18 de setembro de 2020.