

Energia fotovoltaica: experiência da Califórnia

(1)

Armando Ribeiro de Araujo (2)

O Sistema Interligado Nacional (SIN) do Brasil tem apresentado forte crescimento de novas instalações de geração eólica e fotovoltaica. Muito se tem escrito sobre os benefícios e riscos dessa política. Neste artigo nos concentraremos em descrever e analisar a experiência da Califórnia, no sistema elétrico do CAISO (California Independent System Operator) com demanda máxima ao redor de 50,000 MW, portanto muito próximo do maior subsistema brasileiro, o Sudeste/Centro Oeste.

Instalações fotovoltaicas na Califórnia resultaram de uma política do governo do Estado criando em 2006 o “California Solar Initiative” implantando incentivos fiscais para novas instalações. Esse programa foi expandido em 2011 com a iniciativa “Million Solar Roof Program” para instalações de energia distribuída. Com esses incentivos a capacidade instalada no Estado cresceu de 198 MW em 2006 e 1.640 MW em 2011 para 13.243 MW em 2015, 31.285 MW em 2020 e os atuais 43.874 MW em 2023.

O governo estadual criou vários programas para incentivar e subsidiar instalações solares, incluindo isenção de imposto sobre a propriedade, incentivos em dinheiro, medição líquida, licenciamento simplificado para energia solar residencial e, em 2020, passou a exigir que todas as novas casas tenham painéis solares. Porém, mais recentemente devido aos problemas operacionais que veremos adiante, vários incentivos foram diminuídos ou mesmo revogados.

Além dos incentivos governamentais, a energia solar tem crescido rapidamente no estado da Califórnia, devido à alta insolação, ao apoio da comunidade, ao declínio dos custos solares e um padrão de portfólio renovável legal que exige que 60% da eletricidade da Califórnia venha de recursos renováveis até 2030, e 100% até 2045. Espera-se que grande parte deste valor venha da energia solar através de instalações fotovoltaicas devido a ser a fonte renovável de menor custo de investimento inicial.

Atualmente, a Califórnia tem um total de 46.874 MW de capacidade solar instalada, o suficiente para abastecer 13,9 milhões de residências no estado. A Califórnia foi classificada como o estado com maior geração de energia solar do país, com a energia solar fornecendo 28% da geração de eletricidade do estado, sendo 63% da geração solar produzida por parques solares de concessionárias, e os restantes 37% produzidos por geração distribuída. A Solar Energy Industries Association prevê que a Califórnia aumentará sua capacidade solar em mais de 20.000 MW nos próximos cinco anos, o segundo maior aumento na capacidade solar no país, atrás do Texas, com 41.000 MW.

Porém a capacidade instalada na CAISO em 2023 totalizou cerca de 84.000 MW, sendo 46,7% em gás natural, 21,5% solar, 14,5 hidrelétrica, 7,3% eólica, 3,2% geotérmica, 2,8% nuclear, 2,1% PCH, e outras. Adicionalmente, o sistema possui 7.300 MW de baterias instaladas, ou seja, 8,5% da capacidade total instalada. A geração média horária no verão de 2023 foi de aproximadamente 29.000 MWh. Cerca de 13 % dessa geração total veio da energia hidrelétrica, com cerca de 34 % de outras energias renováveis. Cerca de 37% da geração veio do gás natural e cerca de 10% da energia nuclear. As importações líquidas representaram cerca de 4 % da geração em 2023, em comparação com cerca de 11% em 2022. A CAISO foi um exportador líquido, em média, durante o intervalo de 13h a 18h, mas permaneceu um importador líquido nas outras horas do dia.

A forte participação de geração intermitente (solar mais eólica) resultou em forte modificação da curva de carga atendida por geração convencional não intermitente (hidrelétrica, térmica, nuclear). A CAISO denominou essa curva de carga como “carga líquida.” Carga líquida – a demanda elétrica total no sistema menos a geração eólica e solar – representa a demanda que o CAISO deve atender com outras fontes despacháveis, como gás natural, energia hidrelétrica e eletricidade importada de fora do sistema, como mostram as curvas para o dia 16 de abril deste ano de 2024:

Neste dia 16/04/2024, a demanda total durante o dia (parte da tarde) poderia ter sido totalmente atendida por fontes solar e eólica pois a máxima carga vespertina (13:00h) foi de 15.74 GW e a geração solar mais eólica líquida totalizou 15.69 GW. Durante o período da manhã essa geração foi superior a carga. A tabela e o gráfico a seguir fornecem os dados. A curva da “carga líquida” (também conhecida como “curva do pato”) apresenta dois picos (as 7:15h e as 20:20h) e um vale profundo, ponto de necessidade de geração de outras fontes que chega a quase zero (as 13:00h).

Várias dificuldades operativas resultam dessa “curva do pato”. Após o pico matutino segue-se forte rampa decrescente e antes do pico vespertino forte rampa crescente. Essas rampas exigem que as fontes despacháveis tenham capacidade de diminuir ou aumentar sua geração de forma muito rápida. Entre as fontes despacháveis hidrelétricas (convencionais ou reversíveis) podem ter essa capacidade porém as outras, inclusive térmicas convencionais, têm dificuldade. Por esse motivo, apesar de ter excedente de capacidade instalada, a CAISO teve que usar baterias que operam durante esses dois picos.

No período de vale profundo (ao redor das 13:00h), embora a capacidade de solar mais eólica seja superior a carga, e como essas fontes são intermitentes, as fontes despacháveis não podem ser desligadas mas sim operar em carga mínima. Assim, mesmo considerando que nesse período as baterias funcionam como carga (de 4,7 GW), a CAISO teve que desconectar algumas unidades fotovoltaicas (5 GW). As curvas a seguir mostram os períodos e valores de desconexão de unidades e de carga e descarga das baterias. O uso de baterias e o mix de fontes permitiu à CAISO manter suprimento mesmo em dias de

carga elevada. Isso trouxe para muitos a percepção de que baterias associadas a fontes solar e eólica podem constituir um sistema forte. Na verdade, uma análise mais apurada mostra resultado distinto.

Análise publicada pelo Prof. Mark Jacobson para o período de 48 dias entre 8/03/2024 e 24/04/2024 mostra que as baterias somente forneceram 3,4% da energia consumida no sistema CAISO. Mesmo incluindo a geração das hidrelétricas a geração das eólicas e fotovoltaicas, esse conjunto foi capaz de ter capacidade maior do que a carga em 40 dos 48 dias considerados. Porém a geração média (hidrelétricas, solar e eólicas) foi de 50 a 60% da carga diária do período. E, infelizmente, a geração mínima foi ao redor de 30% da carga diária. Portanto, em todos os dias do período esse conjunto não teve capacidade de atender a carga durante as 24 horas do dia.

A experiência operativa da CASIO com um sistema com forte participação de fontes intermitentes, em especial fotovoltaicas demonstra a necessidade de cuidados especiais para os seguintes fenômenos:

(a) **INTERMITÊNCIA:** essas fontes por serem intermitentes não permitem o controle de sua geração. Assim não podem operar de forma isolada. Necessitam que fontes despacháveis (com capacidade de controle de geração) estejam também conectadas ao sistema. Essas fontes, permitirão o equilíbrio geração/carga, permitindo o controle de frequência e tensão.

(b) **RESERVA de ENERGIA:** essas fontes dependem de iluminação solar e ventos como fontes primárias. Portanto, além de variar a cada instante ficam indisponíveis quando não existe presença de suas fontes primárias. Assim, a reserva de energia deve ser acrescentada ao sistema em montante condizente com o esperado período de falta de geração dessas fontes. Hidrelétricas com reservatório (convencionais ou reversíveis) podem ser usadas para armazenamento diário, semanal e até sazonal. Armazenamento diário pode ser com baterias para poucas horas e armazenamento de calor para algumas horas mais.

(c) **CAPACIDADE DE RAMPA:** devido a criação da “curva do pato” fontes adicionais com rápida capacidade de variação de geração devem fazer parte do sistema. Hidrelétricas com reservatório (convencionais ou reversíveis) ou baterias podem ser usadas.

(d) **CORTE DE GERAÇÃO:** a operação do sistema deve prever o desligamento de fontes solares e/ou eólicas quando houver excesso de geração em relação a carga.

(1) Artigo publicado na Agência CanalEnergia. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/artigos/53277683/energia-fotovoltaica-experiencia-da-california>. Acesso em 03 de maio de 2024.

(2) Armando Ribeiro de Araujo, Engenheiro Eletricista com Mestrado e Doutorado, foi Diretor de Procurement Policy do Banco Mundial, Secretario Nacional de Energia do Ministério de Infraestrutura, Presidente da Eletronorte, Membro do Conselho de Administração de Itaipu, Furnas, Chesf e Eletronorte.