



Textos de Discussão do Setor Elétrico

TDSE nº72

Estado da arte da difusão de recursos
energéticos distribuídos em quatro
estados norte-americanos.

Job Figueiredo S. Alves

Guilherme Dantas

Daniel Viana Ferreira

Nival de Castro

Maio de 2017

ISBN: 978-85-93305-24-5

Sumário

I- Introdução.....	1
Parte I – Síntese das principais questões e tendências.....	3
1- A trajetória de difusão da geração fotovoltaica distribuída poderá superar as projeções mais otimistas.....	3
2- A geração fotovoltaica distribuída tem sido cada vez mais capaz de se expandir sem auxílios governamentais.	3
3- Subsídios cruzados entre prossumidores e outros consumidores devem ser evitados.	4
4- Modelos tarifários devem ser revistos para garantir a expansão fotovoltaica.	5
5- A perda de mercado pode comprometer a estabilidade financeira das utilities.....	5
6- A geração distribuída cria potenciais novos modelos de negócios para as utilities, mas mudanças regulatórias são necessárias para o desenvolvimento dos mesmos.....	6
7- Custos evitados são de difícil quantificação e dependem de diversos fatores.....	6
8- As utilities possuem um papel-chave na expansão da frota de veículos elétricos.	7
9- Grande parte dos impactos técnicos na rede elétrica pode ser mitigado sem altos custos para as utilities.....	7
10- Tecnologias de armazenagem ganham um papel cada vez mais importante e as utilities podem ganhar com isso.	7
11- É importante que se criem programas de capacitação das equipes para enfrentar os desafios da integração de RED.	8
12- Os limites técnicos à entrada da geração fotovoltaica distribuída tendem a ser subestimados pelos modelos de previsão.	8
13- A energia solar contribui para geração de empregos locais de boa qualidade.	9
Parte II – Síntese das reuniões por Instituições.....	10
1- University of Nevada, Las Vegas (UNLV).....	10
2- Desert Research Institute (DRI).....	10
3- Public Utilities Commission of Nevada (PUCN).....	11
4- Nevada Governors Office of Energy (GOE).....	13
5- NV Energy.....	15
6- National Renewable Energy Laboratory (NREL).....	17
7- Rocky Mountain Institute (RMI).....	21
8- PG&E.....	23
9- Public Utilities Commission of California (CPUC).....	25
10- California Energy Commission (CEC).....	27
11- California Independent System Operator (CAISO).....	30
12- Lawrence Berkeley National Laboratory (Berkeley Lab).....	32

13- Hawaii Public Utilities Commission (PUC)	33
14- Hawaii State Energy Office	35
15- Hawaiian Electric Companies (HECO)	37
II- Referências	I
III- Anexos	II

Índice de Figuras

Figura 1	14
Evolução da meta de renováveis no estado de Nevada	14
Figura 2	17
Evolução da capacidade instalada fotovoltaica nos EUA, 2004-2015.....	17
Figura 3	18
Evolução no custo dos painéis fotovoltaicos em diferentes estados	18
Figura 4	19
Ações legislativas nos modelos NEM e nos desenhos tarifários em 2015	19
Figura 5	20
Fatura anual de energia elétrica de um prosumidor PV de 5 kWp sob diferentes modelos tarifários.....	20
Figura 6	23
Trajatória da meta de redução de GEE do estado da Califórnia	23
Anexo 1 – Mapa da Viagem	II
Anexo 2 – Informações das reuniões.....	III
Anexo 3 – Status atual das metas nos EUA.....	IV

I- Introdução

Ao longo dos últimos anos, constatou-se o início de um processo de profundas mudanças tecnológicas no setor elétrico mundial, tendo como característica mais visível a expansão de fontes renováveis alternativas, como a solar fotovoltaica e a eólica, na matriz de geração de energia elétrica ao redor do mundo. Nesse contexto, mais recentemente, verifica-se também a expansão do uso de Recursos Energéticos Distribuídos (RED), que se referem a instalações de geração e armazenamento de energia elétrica, em menor escala e próximas à carga.

Esse aumento da participação de geração de menor escala nos sistemas elétricos, principalmente de plantas solares fotovoltaicas, vem se tornando uma tendência e provoca uma série de questionamentos que merecem ser estudados, na medida em que se trata da configuração de um novo paradigma.

No debate acerca da expansão do uso de RED, faz-se presente também outras inovações, como: redes inteligentes, novos modelos de negócios, automação de sistemas de controle e operação de redes elétricas, difusão de sistemas de medição inteligente, gerenciamento pelo lado da demanda, entre outros.

A transição para esse novo paradigma irá exigir, necessariamente, inovações no marco regulatório, sendo importante que o modelo setorial esteja preparado para esse movimento, com o estabelecimento das bases à transformação do Setor Elétrico Brasileiro (SEB).

Nesse contexto e apoiando-se no Programa de Pesquisa & Desenvolvimento da ANEEL, uma equipe multidisciplinar de pesquisadores do GESEL-UFRJ e de outras instituições nacionais e internacionais está desenvolvendo, com apoio do Grupo Energisa, o projeto “Impactos dos Recursos Energéticos Distribuídos sobre o Setor de Distribuição”.

A partir de um primeiro enquadramento analítico (CASTRO, *et al.*, 2016), constatou-se que no mercado elétrico norte-americano esse processo de difusão do uso dos RED se mostra mais dinâmico e intenso, apresentando um nível de

complexidade e de busca de soluções. Por essa razão, o GESEL, com base em metodologia de pesquisa já adotada em outros projetos de P&D, estruturou um programa de visitas e reuniões técnicas a quinze instituições localizadas em cinco estados dos EUA, em dezembro de 2016. Essas instituições foram selecionadas, a partir de uma pesquisa bibliográfica e organizada com base no *networking* do GESEL, e agrupadas previamente em quatro tipos, quais sejam:

- a) **Instituições de pesquisa:** University of Nevada, Desert Research Institute, National Renewable Energy Laboratory, Rock Mountain Institute e Lawrence Berkeley Laboratory;
- b) **Agências reguladoras:** Nevada Governos Office of Energy, California Energy Commission e Hawaii State Energy Office;
- c) **Distribuidoras de energia elétrica:** NVEnergy, PG&E e HECO; e
- d) **Operador do sistema:** California Independent System Operator.

O objetivo dessas reuniões foi obter informações, posições e conhecimentos que permitissem configurar, ainda que de forma limitada, o “estado da arte” desse processo dinâmico em diferentes localidades e, assim, obter subsídios para a pesquisa em curso. Merece ser destacado o elevado grau profissional com que a equipe brasileira foi recebida, resultado, em grande parte, do interesse que há em relação ao Setor Elétrico Brasileiro.

O presente trabalho resume toda a massa crítica de conhecimento gerado pelas reuniões, estando dividido em duas partes. A primeira faz um esforço de sintetizar as principais questões e tendências derivadas das quinze reuniões, representando assim uma visão geral. A segunda parte apresenta uma síntese de cada uma das reuniões. Por fim, são apresentados anexos que contém informações sobre as reuniões e sobre o *status* das metas de geração renovável dos estados americanos.

Parte I – Síntese das principais questões e tendências

Como resultado das reuniões técnicas realizadas com as quinze instituições, foi possível identificar e sintetizar um conjunto de treze questões e tendências importantes, resumidas a seguir.

1- A trajetória de difusão da geração fotovoltaica distribuída poderá superar as projeções mais otimistas.

Na quase totalidade das reuniões, alegou-se que os modelos de previsão da expansão geração fotovoltaica distribuída aplicados subestimaram o seu real potencial de crescimento. Por isso, é importante que governos, reguladores e empresas estejam preparados para situações de rápida expansão, demandando atenção à definição, criação e adaptação de regras que permitam a manutenção deste crescimento. Caso isto não ocorra, impactos técnicos e econômicos podem prejudicar agentes do setor, em especial as distribuidoras e os consumidores de energia (Figura 2).

2- A geração fotovoltaica distribuída tem sido cada vez mais capaz de se expandir sem auxílios governamentais.

Nos EUA, foram utilizados créditos e incentivos para a difusão geração fotovoltaica distribuída, tanto ao nível federal (e.g., *Federal Investment Tax Credit*), quanto estadual (e.g., *California Solar Initiative*), como, por exemplo, o modelo tarifário *Net Energy Metering* (NEM) . Entretanto, a tendência à queda de custos solares (Figura 3) corrobora a percepção generalizada de que a

indústria solar já pode se desenvolver de forma mais autônoma, determinando firme tendência à redução no nível de incentivos dados à difusão dessa fonte. Mesmo assim, a maior parte dos governos estaduais que foram analisados tem estabelecido metas que determinam níveis mínimos de participação de fontes renováveis no portfólio de geração das *utilities* (Anexo 3).

3- Subsídios cruzados entre prossumidores e outros consumidores devem ser evitados.

Verificou-se que há uma percepção clara sobre o seguinte problema: os subsídios cruzados não-intencionais entre prossumidores e consumidores convencionais, através da não remuneração de parte dos serviços providos pelas *utilities* aos prossumidores, possuem efeitos negativos para o setor. Trata-se de uma transferência de custos (*cost-shifting*) percebida por especialistas das Agências Reguladoras, de governos e das *utilities*, como um componente que gera desequilíbrio, instabilidade e ineficiência alocativa nos setores elétricos estaduais.

Merece ser destacado que estados com maior difusão da geração fotovoltaica distribuída estão introduzindo novas regras que objetivam mitigar essas distorções econômicas, através do repasse eficiente dos custos, como por exemplo, as tarifas *time-of-use* e a cobrança de taxas estabelecidas para o acesso à rede.

4- Modelos tarifários devem ser revistos para garantir a expansão fotovoltaica.

Do ponto de vista da eficiência econômica, a geração solar deve ser valorada pelo seu benefício líquido. Todavia, como esta quantificação não é trivial, existe um esforço por parte dos reguladores em sinalizar melhor os custos envolvidos no serviço de fornecimento de energia elétrica.

Um dos instrumentos adotados tem sido a cobrança de uma taxa de conexão à rede diferenciada aos prosumidores, com o objetivo de remunerar os custos fixos, de forma a precificar corretamente os gastos necessários à operação e manutenção da rede de distribuição e de transmissão.

Todas as Agências Reguladoras visitadas, além de outras identificadas em análise de documentos, vêm buscando sinalizar diferentes custos de geração em diferentes horas do dia para a remuneração de excedentes injetados na rede, caminhando para um maior uso de tarifas baseadas em *time-of-use*, em detrimento das tradicionais *flat-rates*. Outra sinalização de preços apontada é a migração para a chamada tarifa binômica, a qual considera mais a demanda (potência) do que o consumo (carga), reduzindo o componente volumétrico das tarifas.

5- A perda de mercado pode comprometer a estabilidade financeira das utilities.

As *utilities* visitadas na Califórnia e no Havaí possuem um sistema de *decoupling* com o objetivo de se protegerem do risco financeiro derivado da perda de mercado na distribuição.

No estado de Nevada, a distribuidora é protegida através de um mecanismo de *Lost Revenue Adjustment Mechanism*, em que, apesar de incorrer

em riscos associados às vendas, parte deles (e.g. programas de eficiência energética) não é repassado à *utility*. Essa proteção alegadamente contribuiu para tornar a expansão da geração distribuída menos significativa sob a perspectiva de manutenção da estabilidade financeira das *utilities*. Entretanto, esse modelo não mitiga o problema do *cost-shifting* entre prosumidores e outros consumidores.

6- A geração distribuída cria potenciais novos modelos de negócios para as utilities, mas mudanças regulatórias são necessárias para o desenvolvimento dos mesmos.

Embora exista o interesse dos reguladores visitados de que as *utilities* entrem em novos nichos de mercado gerados pela evolução no uso de REDs, constatou-se um expressivo receio por parte das empresas de energia. Essa resistência pode ser explicada, em grande medida, por *trade-offs* entre o uso desses recursos e a confiabilidade do serviço de fornecimento e, principalmente, a indefinição de marco regulatório.

7- Custos evitados são de difícil quantificação e dependem de diversos fatores.

Constatou-se que ainda existe uma grande dificuldade na quantificação precisa dos custos evitados derivados da expansão do uso de RED, especialmente dentro de uma ótica sistêmica que busque considerar o real valor destes recursos para a rede. Mesmo assim, entende-se que os ganhos são menores em localidades que possuem uma infraestrutura de rede nova e bons indicadores de qualidade do fornecimento. No caso da expansão fotovoltaica, um fator importante para redução de custos é a coincidência entre a curva de carga e de geração.

8- As utilities possuem um papel-chave na expansão da frota de veículos elétricos.

As *utilities* são vistas como peça-chave para a criação de uma infraestrutura de postos de recarga rápida que viabilizem a expansão da frota de veículos elétricos nos estados. Portanto, as mesmas podem se beneficiar muito desse novo mercado, principalmente em localidades onde o consumo de energia elétrica não cresce a taxas significativas.

9- Grande parte dos impactos técnicos na rede elétrica pode ser mitigado sem altos custos para as utilities.

Para níveis baixos de difusão da geração solar distribuída, os problemas técnicos são praticamente inexistentes e a inversão do fluxo na rede não ocorre. Já para níveis maiores, existem soluções possíveis que não são tão custosas. Uma possibilidade utilizada pelas *utilities* que se deparam com alta difusão fotovoltaica em determinadas localidades tem sido a avaliação da capacidade de hospedagem local. Caso o novo prosumidor opte pela instalação, os custos gerados são repassados ao próprio.

10- Tecnologias de armazenagem ganham um papel cada vez mais importante e as utilities podem ganhar com isso.

A tecnologia de armazenagem é vista como peça-chave para a manutenção da qualidade do serviço de fornecimento e também para permitir a mitigação de problemas de controle de tensão na rede. A estocagem em larga escala possibilita a garantia de indicadores técnicos da rede e pode se tornar um novo nicho de mercado para as *utilities* americanas, mas esse serviço ainda possui dificuldade em ser valorado.

Outra possibilidade seria o uso por essas empresas da capacidade de armazenamento distribuída pertencente aos consumidores. Entretanto, o modelo NEM não cria incentivos à instalação de placas fotovoltaicas com baterias nas residências, posto que o cliente pode usar a rede de distribuição como uma “bateria virtual” e, na maioria dos casos, sem custos adicionais.

11- É importante que se criem programas de capacitação das equipes para enfrentar os desafios da integração de RED.

Com o aumento da geração fotovoltaica distribuída, a operação e a proteção da rede precisam ser ajustadas com maior frequência do que no passado. Além disso, as equipes técnicas das *utilities* passam a ter que desenvolver soluções pontuais para garantir a confiabilidade do fornecimento de energia.

Como a geração fotovoltaica ainda não possui visibilidade (não possui dados de medição *on-line*), tanto as *utilities*, quanto os operadores do sistema passam a atuar com um nível maior de incerteza. Além disso, o setor precisa se preparar para um cenário futuro de maior uso e compartilhamento de informações entre seus agentes. Esses fatores levam à necessidade de criação de quadros, dentro e fora das *utilities*, que estejam preparados para atuar nesse contexto.

12- Os limites técnicos à entrada da geração fotovoltaica distribuída tendem a ser subestimados pelos modelos de previsão.

Ainda existem dificuldades e incertezas na mensuração do potencial máximo de penetração da geração fotovoltaica distribuída nos sistemas elétricos, principalmente em sua totalidade. A definição deste potencial está

muito ligada ao modelo escolhido e ao quanto se introduzem novas dinâmicas à operação do sistema. Destaca-se como principais exemplos: gerenciamento pelo lado da demanda, redes inteligentes, modelos de previsão, possibilidade de cortes de geração em determinadas áreas e interação entre operadores do sistema de distribuição e transmissão.

13- A energia solar contribui para geração de empregos locais de boa qualidade.

Constatou-se que há uma visão consistente sobre o efeito positivo da expansão da indústria solar na economia, considerando que esta foi responsável por ativar a economia local em todos os estados visitados, gerando empregos, principalmente com a instalação e manutenção dos painéis fotovoltaicos.

Parte II – Síntese das reuniões por Instituições

1- University of Nevada, Las Vegas (UNLV)

Na reunião, estavam presentes grupos de pesquisadores ligados às universidades estaduais de Las Vegas (UNLV) e do Reno (UNR), situadas no estado de Nevada e o encontro foi liderado pela Profª Jacimaria Batista. A alguns avanços na área de geração solar que as universidades desenvolvem foram apresentados, entre elas, destacam-se os modelos de: *microgrids*, associadas à geração solar; mitigação de impactos ambientais, associados à expansão da geração fotovoltaica; previsão para fontes alternativas; e uso de grandes bancos de dados para sofisticação de modelos de previsão da geração e de demanda.

Além disso, a situação em que se encontra Nevada em termos de desenvolvimento solar foi discutida, em especial no que diz respeito à mudança no modelo *Net Energy Metering*, ocorrida em 2016. Merece ser destacado que essas alterações regulatórias direcionadas aos consumidores que já possuíam geração fotovoltaica distribuída determinaram o aumento da taxa de acesso à rede para os mesmos e a queda no valor recebido por excedentes liquidados ao final de um ano. Como resultado concreto, a tarifa de injeção na rede que era de US\$ 113,00 por MWh, em 2015, será gradualmente reduzida para US\$ 26,00, em 2020.

2- Desert Research Institute (DRI)

No DRI, o grupo de pesquisadores do projeto de P&D se reuniu com o Dr. Marcus Berli e com a equipe de especialistas em renováveis, a qual apresentou questões importantes sobre o atual desenvolvimento da geração distribuída em Nevada e em outros estados dos EUA.

Em alguns estados, em determinadas situações, a geração fotovoltaica residencial cresceu e prejudicou a operação da rede (e.g., Havaí e Califórnia). Na Califórnia, os impactos técnicos associados à geração fotovoltaica distribuída são uma questão que preocupa o operador independente do sistema (CAISO). Já em Nevada, esses impactos ainda são pequenos e o maior debate tem sido acerca de como incentivar a entrada de nova geração fotovoltaica distribuída com preços justos para todos os consumidores.

No estado de Nevada, o aumento no preço de acesso à rede e a redução da compensação monetária sobre os excedentes de geração tornaram menos atrativo o investimento em painéis fotovoltaicos. Atualmente, a mudança no modelo NEM em Nevada está sendo debatida e os pesquisadores do DRI estão certos de que ocorrerão grandes mudanças neste modelo ainda no ano de 2017, demonstrando, assim, o papel estratégico do marco regulatório e a necessidade de ajustes pontuais através de inovações regulatórias.

No estado, alguns grandes consumidores optaram por se desvincular da *utility* e gerar sua própria energia através de plantas solares de larga escala, com a prerrogativa de considerar baixo o portfólio de energias renováveis da NV Energy. Além disso, um grande vetor para expansão da geração fotovoltaica distribuída foi o papel das empresas entrantes inovadoras, com modelos de negócio centrados na instalação de painéis nas residências em troca de descontos na fatura de energia elétrica. Esse modelo ficou conhecido como modelo *third-party*, onde os equipamentos pertencem às empresas que prestam esse serviço.

3- Public Utilities Commission of Nevada (PUCN)

A reunião com o órgão responsável pela regulação do setor elétrico de Nevada teve a participação de uma equipe técnica coordenada por Anita Castledine, economista da instituição. No encontro, discutiu-se a evolução das

metas de fontes renováveis no portfólio de geração estadual, onde se espera alcançar 25% até 2025.

Entretanto, no caso da geração fotovoltaica distribuída, a PUCN tem a clara convicção de que se a trajetória de rápido crescimento baseada no modelo NEM ocorrer, a estabilidade financeira da *utility* será seriamente comprometida. No momento, o número de prossumidores em Nevada não é expressivo o suficiente para gerar problemas na rede, mas caso haja necessidade, a *utility* poderá solicitar ao regulador a compensação por investimentos extraordinários feitos para garantia da estabilidade do sistema elétrico dentro de uma situação de aumento expressivo da geração fotovoltaica. Destaca-se que em Nevada, tanto a *utility* quanto outros *third-parties* podem apresentar pedidos de revisão do marco regulatório à própria PUCN.

Ressalta-se que existem incentivos do governo em favor de companhias solares, em grande parte pela razão de o estado possuir metas para diversificar a economia e a matriz elétrica. Assim, esses incentivos proporcionaram também a entrada de empresas de *leasing* solar, as quais contribuíram para acelerar a expansão da geração fotovoltaica distribuída no estado. Entretanto, a participação das empresas de *leasing* solar implica no aumento de custos ligados ao incentivo à fonte.

Segundo a PUCN, a mudança no modelo NEM de Nevada adveio do entendimento por parte da instituição de que as tarifas deveriam representar melhor os custos de acesso à rede, assim como o valor da energia gerada para o sistema. Nesse contexto, o regulador optou por permitir a cobrança de uma tarifa de acesso à rede diferenciada dos consumidores NEM, além de autorizar uma redução gradual do valor da compensação pelos excedentes injetados na rede. O regulador também tem buscado formas de incentivar a participação dos prossumidores no sistema *time-of-use*, o que segundo o PUCN seria um sistema que apresentaria melhores sinais econômicos aos mesmos.

Adicionalmente, existe interesse do regulador na instalação de mais inversores inteligentes para garantir uma maior confiabilidade do serviço de distribuição. Isso permitiria também o corte de blocos de geração fotovoltaica distribuída em determinados momentos do dia, contribuindo para o gerenciamento da rede. Essa prática seria mais difícil de ser aplicada, pois encontra muita resistência por parte dos proprietários destes ativos.

Foram apontadas também dificuldades ligadas ao cálculo dos custos evitados e à definição da repartição dos ganhos e dos custos da geração fotovoltaica distribuída entre diferentes agentes do setor. Além disso, permanece a questão de que, como a energia solar gerada no estado também poderia ser provinda de plantas de larga escala, caberia ainda identificar qual seria o melhor caminho a ser seguido para obtenção de uma matriz mais limpa.

A PUCN busca, ainda, preparar o arcabouço setorial para facilitar a entrada de novas tecnologias, tais como o armazenamento de energia elétrica e os veículos elétricos. Embora exista um mercado potencial para a *utility* em atividades não reguladas ligadas à mudança no paradigma do setor elétrico (e.g., redes inteligentes, internet das coisas, veículos elétricos, geração distribuída, etc.), em Nevada, o marco regulatório não permite que a *utility* atue em setores não regulados. Para reverter essa situação seria necessária a introdução de inovações regulatórias para incentivar e dar segurança aos investimentos da distribuidora.

4- Nevada Governors Office of Energy (GOE)

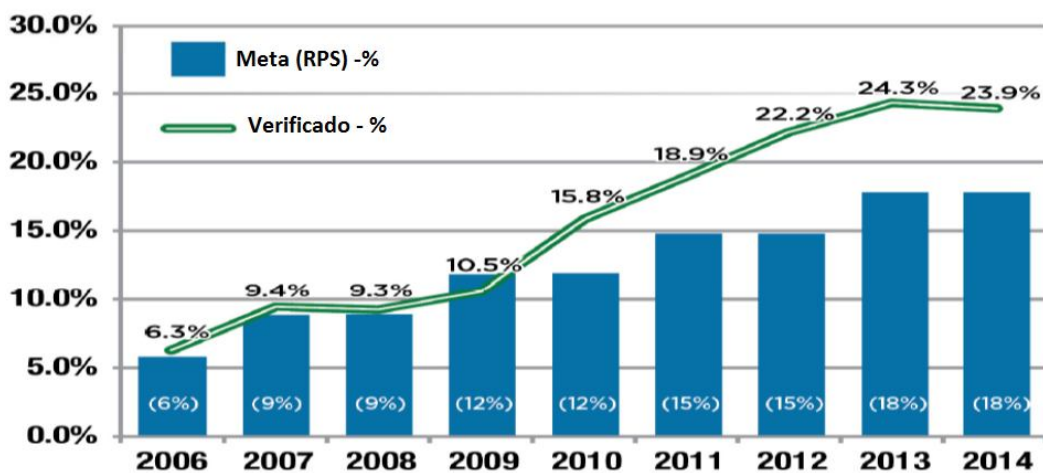
Na reunião realizada com o GOE, a qual foi coordenada por Angela Dykema, diretora da instituição, participou também sua equipe de especialistas em fontes renováveis. No encontro, discutiu-se a importância dos incentivos de políticas públicas para o desenvolvimento da fonte solar, com destaque para

créditos federais, programas para o desenvolvimento de solar *utility scale* e outros incentivos fiscais.

Na avaliação da equipe do GOE, o desenvolvimento da energia renovável em Nevada foi determinado em grande parte por incentivos fiscais. Atualmente, a meta de renováveis do estado já foi atingida, como pode ser observado na Figura 1, mas os incentivos continuam além da meta, uma vez que os estados vizinhos possuem objetivos mais ambiciosos¹ e se aproveitam do potencial de geração solar do estado de Nevada. O projeto de integração da rede de transmissão em Nevada, por exemplo, está sendo parcialmente financiada por consumidores da Califórnia que viram nela uma forma de se beneficiar de um maior potencial de geração renovável.

Figura 1

Evolução da meta de renováveis no estado de Nevada



Fonte: NVEnergy (2016)

O estado de Nevada tem encontrado dificuldade em como incentivar consumidores a mudarem para tarifa *time-of-use*, tanto no consumo como na injeção de excedentes de energia elétrica na rede. A maior parte desses consumidores não aproveita as oportunidades advindas do ajuste de seus

¹ Merece destaque a Califórnia que pretende atingir a meta de 50% até 2040.

estilos de vida a um sistema *time-of-use* e continuam dentro do sistema de tarifação *flat*.

Atualmente, percebe-se uma tendência de que a energia renovável se torne cada vez mais custo-efetiva, como o que aconteceu com os projetos solares fotovoltaicos de larga escala, os quais agora são mais baratos do que a geração a carvão, por exemplo. Portanto, no estado de Nevada, acredita-se ser mais interessante investir em projetos solares de maior escala.

Segundo os especialistas visitados, a resistência à mudança no sistema NEM advém de uma preferência dos clientes pela geração solar e da visão de que a reforma se opõe ao desenvolvimento da fonte. Se houvesse maior compreensão do consumidor a respeito dos subsídios, esses perceberiam que o objetivo não é interromper o desenvolvimento solar, mas sim garantir a sustentabilidade do mesmo.

5- NV Energy

A reunião se deu com a equipe de renováveis da *utility*, responsável pela quase totalidade do fornecimento de energia no estado de Nevada, e foi coordenada pelo diretor de energias renováveis, Jesse Murray.

Segundo os participantes, os impactos técnicos da geração fotovoltaica distribuída em Nevada poderiam ser relativamente mais elevados devido à alta concentração demográfica, situada basicamente nas cidades de Las Vegas e Reno. Os altos picos de consumo derivados das acentuadas variações climáticas, especialmente no sul do estado, poderiam agravar também esses impactos.

Com as metas estaduais de renováveis na matriz elétrica, a *utility* é obrigada a comprar energia de fontes mais caras. O estado decidiu abrir mão da

geração a carvão e espera-se que até 2020 a participação da energia renovável venha a representar cerca de 35% da geração. Essas metas impactam, porém, no preço da energia.

A existência de metas ambiciosas é uma das razões, por exemplo, para a energia elétrica na Califórnia ser relativamente mais cara em relação a outros estados. Existem benefícios ligados a custos evitados permitidos pela expansão da geração distribuída, mas, no caso de Nevada, a rede é muito nova e confiável, o que leva à percepção de menores custos evitados.

No nível de geração solar em larga escala, a NVEnergy já enfrenta problemas ligados ao balanceamento da rede e o estado está chegando em seu limite teórico calculado, em 2011, de 1.200 MW. Existem horas do dia em que a demanda se encontra em patamares relativamente baixos e a solução para o problema tem sido o uso de plantas geotérmicas para coordenação do fluxo diário. Outro fator que contribui para mitigação de problemas técnicos tem sido o *Energy Balance Market*, que é um mercado atacadista cujos participantes são a Califórnia e Utah.

Foi destacado que a função de “bateria virtual” que a rede de distribuição desempenha atualmente possui um preço muito baixo. Com a expansão da geração distribuída, fica mais difícil fazer os clientes compreenderem, por exemplo, o porquê de não poderem receber o valor completo da tarifa de energia pela sua injeção. A verdade é que a parte ligada à demanda (potência) é muito mais relevante para os custos de distribuição do que o tamanho do consumo (carga). As empresas solares que se beneficiam do modelo de *third-party* vendem a ideia de produção local de energia elétrica, mas existe a necessidade de incentivar a coincidência entre geração e consumo.

Na avaliação da NV Energy, a *utility* poderia ter um papel importante na agregação de recursos renováveis, integrando de forma mais eficiente os mesmos na rede (e.g., utilizando capacidade de armazenamento distribuída e

realizando cortes), mas a relação entre a *utility* e os prossumidores detentores dos equipamentos ainda não permite que isso aconteça.

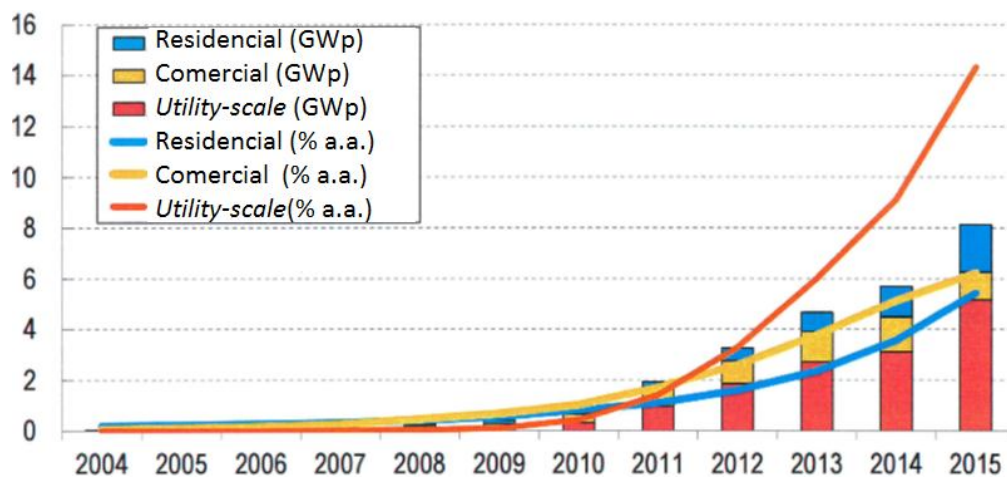
6- National Renewable Energy Laboratory (NREL)

A reunião foi coordenada por Lori Bird, do Centro de Análises Estratégicas em Energia, e Daniel Bilello, gerente de grupo e especialista em fontes renováveis da NREL. No encontro, discutiu-se a mudança no modelo de negócio das *utilities*, com foco no debate sobre a criação de *microgrids* e instalações de estocagem, dada a importância que esse tema vem ganhando.

O mercado americano passa por um grande crescimento na capacidade instalada de geração solar fotovoltaica (Figura 2), mas ainda está muito fundamentado em um modelo *third-party* de expansão, no qual a propriedade do equipamento é de uma empresa e não do dono da residência. No entanto, foi avaliado que esse modelo deverá mudar futuramente em função da tendência à queda de preços nos sistemas PV, ilustrada na Figura 3. De 2009 a 2015, os preços caíram em média 10% a.a.

Figura 2

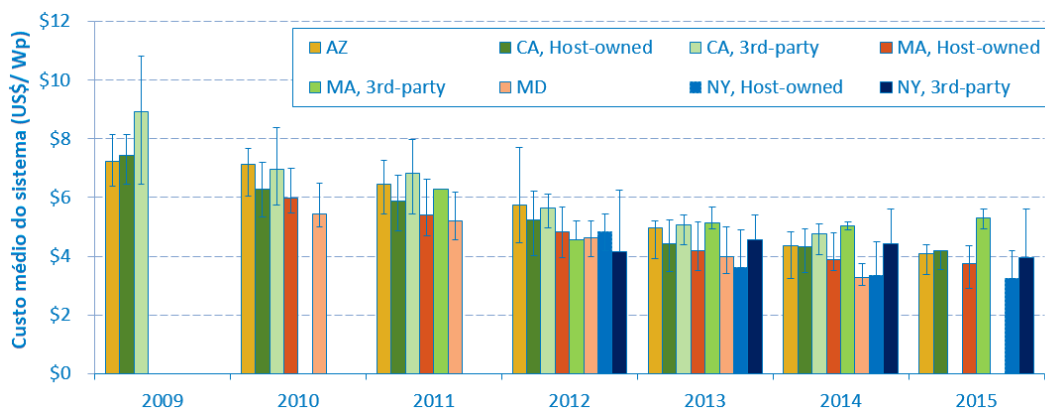
Evolução da capacidade instalada fotovoltaica nos EUA, 2004-2015.



Fonte: Adaptado de BIRD (2016)

Figura 3

Evolução no custo dos painéis fotovoltaicos em diferentes estados²



Fonte: Adaptado de BIRD (2016)

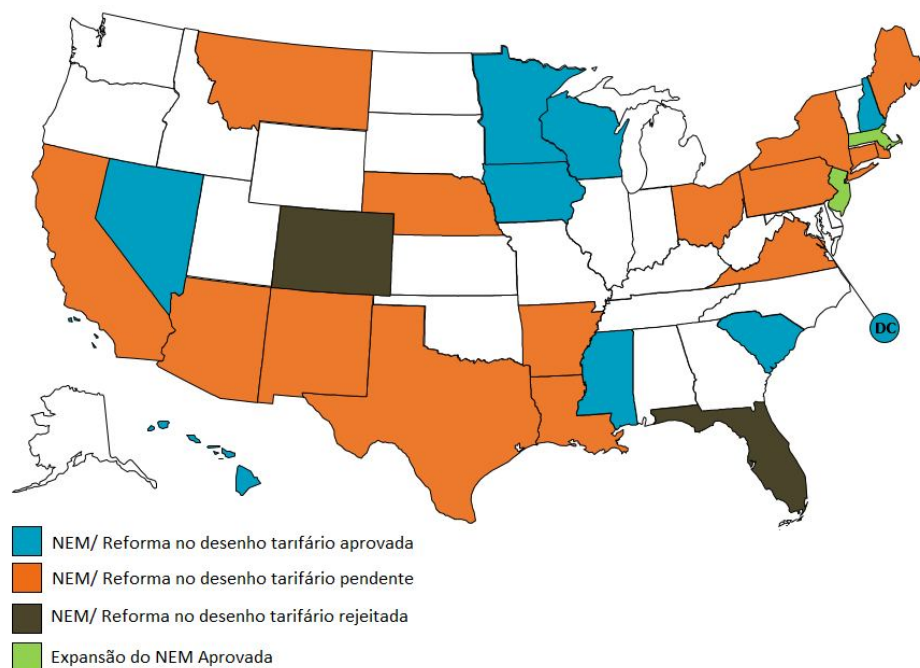
Existem estados americanos que estão em um estágio mais avançado de desenvolvimento solar, como a Califórnia e o Havaí, os quais enfrentam problemas para integração desta geração em seus sistemas. A Califórnia vem adotando políticas maiores de incentivo à geração distribuída fotovoltaica e não está fazendo revisões tarifárias severas, como Nevada por exemplo. Já o estado de Massachusetts está fazendo alterações significativas, com a finalidade de mudar para uma tarifa de maior componente fixo. Destacou-se que os subsídios à geração solar (e.g., *Federal Investment Tax Credit*) vem se reduzindo à medida em que esta fonte tem se tornado mais competitiva.

Com relação ao modelo tarifário adotado, cada estado ou *utility* tem sua própria política. Alguns podem qualificar projetos maiores, (e.g., Califórnia) outros apenas projetos menores (e.g., Havaí). Além disso, alguns estados possuem um limite para os programas NEM, com base em gatilhos para mudança das regras (e.g., fração da geração distribuída em relação à demanda da *utility*). De forma geral, os modelos NEM estaduais estão passando por revisões, como mostra a Figura 4.

² Referente a sistemas de 10-100 kWp, de 2009 a 2015.

Figura 4

Ações legislativas nos modelos NEM e nos desenhos tarifários em 2015



Fonte: Adaptado de BIRD (2016)

Ainda existem algumas incertezas sobre o nível de complexidade tarifária que os consumidores conseguem absorver e como aproveitar o potencial de uso mais racional da energia. Tarifas binômias, as quais também consideram a potência, por exemplo, podem ser um instrumento interessante no nível residencial, mas podem não ter o efeito desejado caso não ocorram mudanças nos hábitos de consumo destas unidades consumidoras. Esse tipo de estrutura tarifária faria mais sentido para as *utilities* que possuem custos de distribuição e transmissão mais associados à carga do que à demanda.

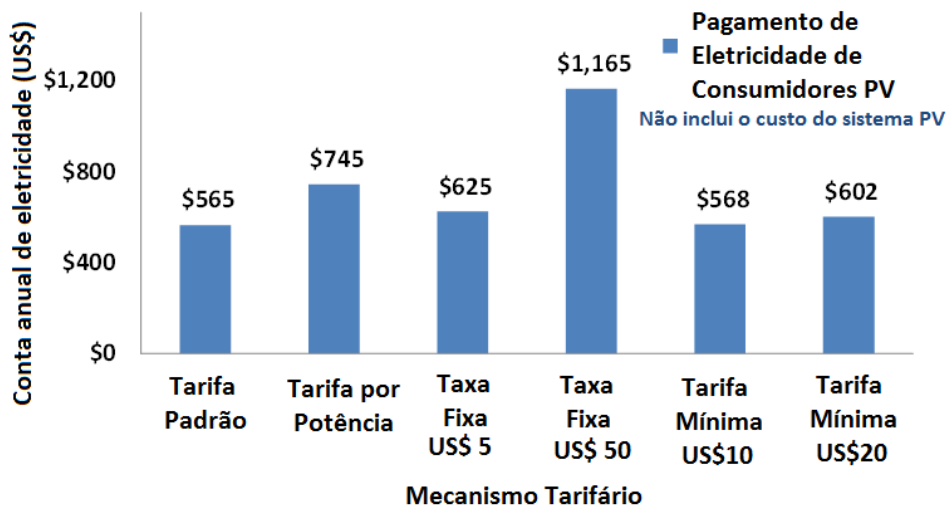
Outra possibilidade é cobrar uma taxa mínima para acessar a rede de distribuição, mas existe resistência por parte de alguns clientes, como é o caso das casas de veraneio. Além disso, a cobrança de uma taxa fixa tornaria menos atrativo o investimento na geração solar, pois o *cost-shifting* é um elemento que

torna o investimento em mini ou micro geração distribuída significativamente mais interessante para um potencial prosumidor.

O desenho tarifário é um elemento importante e estratégico à difusão da geração fotovoltaica distribuída e pode impactar fortemente na atratividade do investimento em um sistema PV, como mostra a mostra a Figura 5.

Figura 5

Fatura anual de energia elétrica de um prosumidor PV de 5 kWp sob diferentes modelos tarifários



Fonte: Adaptado de CAISO (2016)

A integração da geração distribuída com a rede de distribuição não é muito custosa em fases iniciais e a definição de capacidade de hospedagem é mais importante para estados como o Havaí, que possuem problemas em manter a estabilidade da rede. Ressalta-se que os sistemas NEM ainda estão se adaptando ao novo contexto de difusão da geração fotovoltaica distribuída.

Com relação aos veículos elétricos, existe um esforço crescente para incentivar sua expansão, entrando, por vezes, nas metas de geração renovável das matrizes energéticas estaduais. Nesse contexto, considera-se que a

Califórnia possui a política pública de incentivo mais agressiva e inovadora dos EUA. Além disso, às *utilities* é atribuído um papel determinante no planejamento da acomodação de futuras frotas de veículos elétricos.

Os especialistas entrevistados do NREL entendem que o *microgrid* deve evoluir, mas focado em aumentar a segurança do abastecimento em regiões onde os indicadores podem ser comprometidos ou onde a garantia do fornecimento precisa de reforço adicional. Uma boa razão que corrobora a necessidade em se investir no *microgrid* deve-se ao fato de que quanto maior for o nível de confiabilidade do fornecimento de energia elétrica, mais caro será o investimento. Além disso, esse investimento é importante para integrar pessoas onde o acesso ao *grid* seria ainda mais caro.

7- Rocky Mountain Institute (RMI)

A reunião foi coordenada por Joseph Goodman, diretor do instituto, e sua equipe, centrando-se a discussão sobre a expectativa de queda de custos e preços em sistemas fotovoltaicos e de armazenamento.

Para o RMI a redução de custos nos painéis fotovoltaicos e nas baterias deriva principalmente de uma rede de fornecedores globais que constroem novas fábricas e ampliam a oferta, forçando uma concorrência via preços. A queda nos preços dos painéis solares pode criar situações em que mesmo as *utilities* poderiam ser estimuladas a incorporar plantas solares em seus ativos. Da mesma forma, a indústria ligada à fabricação de baterias possui uma dinâmica parecida com a indústria de módulos, com muitas fábricas pequenas surgindo e pressionando os custos e os preços para baixo.

Além do armazenamento, oportunidades podem ser encontradas no gerenciamento pelo lado da demanda, tarifação *time-of-use* e internet das coisas. Essas novas oportunidades devem ser examinadas à luz da questão dos custos

de estocagem, porque permitem que a distribuidora evite custos relacionados à manutenção da estabilidade da rede. Na avaliação do RMI, a alocação eficiente dos custos é uma variável importante e estratégica no novo paradigma do setor elétrico.

Outra questão apresentada pelo RMI foi a dificuldade em se mensurar os impactos da geração fotovoltaica distribuída na rede. Modelos utilizados no sistema de distribuição podem apresentar resultados diferentes, dependendo de quanto o marco regulatório de referência é flexibilizado. O uso de mecanismos de gerenciamento pelo lado da demanda, por exemplo, pode aumentar muito a difusão de fontes alternativas, as quais são comportadas pelos sistemas elétricos, mas algumas regulações estaduais ainda não permitem *time-of-use* ou *demand response*. Por isso, surge a necessidade de se analisar os diferentes estudos existentes com cautela, uma vez que não se pode considerar o marco regulatório de maneira estática.

Deve-se destacar que os incentivos governamentais à difusão da geração fotovoltaica na fase inicial foram muito importantes para incentivar a indústria. Mas como os mercados de energia são segmentados nos EUA, as dinâmicas através das quais cada estado desenvolve a geração solar é diferente.

O estado da Geórgia, por exemplo, é um dos dez estados com o maior desenvolvimento solar, mas possui um reduzido nível de incentivos e é um dos menores custos por MWp. Isso demonstra que a existência de incentivos não é condição necessária ou suficiente para garantir o desenvolvimento da geração fotovoltaica distribuída em uma determinada região. Destaca-se que o caminho adotado pelos agentes do setor possui grande impacto nos resultados e mudanças bruscas nos incentivos podem impactar o desenvolvimento em determinados locais. Por sua vez, o excesso de incentivos pode gerar efeitos perversos e, portanto, é importante dosá-lo para garantir efeitos dinâmicos positivos.

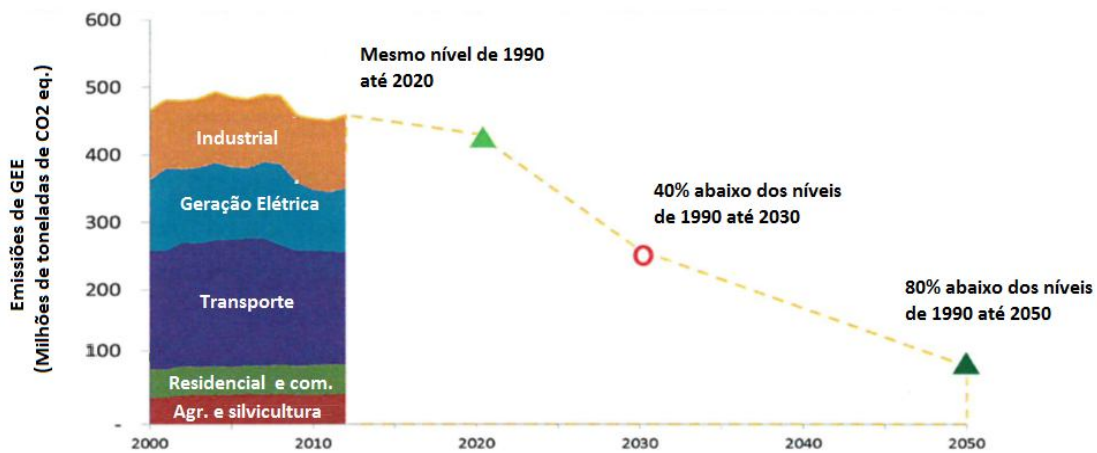
8- PG&E

A reunião com a PG&E, uma das três maiores *utilities* que operam no estado da Califórnia, foi coordenada por Ali Moazed, gerente de análise estratégica da empresa.

O ponto de partida da reunião foi pautado no fato de que a Califórnia, um dos estados mais ricos dos EUA, possui uma meta ambiciosa de reduzir a emissão de gases do efeito estufa em 80%, até 2050, em comparação com os níveis de 1990, como pode ser visto na Figura 6.

Figura 6

Trajetória da meta de redução de GEE do estado da Califórnia



Fonte: Adaptado de PG&E (2016)

A PG&E possui grande número de clientes com módulos solares, os quais representam cerca de 25% do total dos EUA. Como a velocidade da difusão é elevada, especialmente nos setores residencial e comercial, a *utility* teve que desenvolver um programa de modernização da infraestrutura de rede em locais onde a penetração solar é muito alta, principalmente devido às alterações no fluxo de potência.

Em termos de modelo de negócio sob o qual se dá a expansão da geração fotovoltaica distribuída, destaca-se que o *third-party* responde por cerca de 70% da capacidade instalada no estado. As principais causas da rápida difusão da geração solar estão associadas às políticas públicas baseadas em incentivos fiscais e subsídios federais e estatais, metas ambiciosas e um modelo de negócio que favorece os consumidores a instalarem painéis solares sem necessidade de aporte inicial de capital.

Na avaliação da PG&E, não há risco de perda de mercado para as *utilities* californianas, mas há um mecanismo de subsídio cruzado dos consumidores sem painéis solares para os consumidores com painéis solares, *cost-shifting*, em função do modelo volumétrico que a Califórnia adota.

A Agência Reguladora da Califórnia (CPUC) desenvolveu estudos que vão implicar na mudança da estrutura tarifária para um modelo integrado no futuro e a mudança nas regras do NEM para novos prosumidores é um tema importante que está sendo debatido no momento. Atualmente, o sistema NEM californiano permite que os consumidores deixem de pagar parte de sua fatura de energia e usem a rede como “bateria virtual” sem arcar com nenhum custo para este serviço. Entretanto, é notória a necessidade de um melhor desenho tarifário, no sentido de dar incentivos econômicos corretos aos agentes, através do uso de uma tarifa *time-of-use* e da cobrança do custo de acesso à rede.

Os especialistas da PG&E indicaram como uma questão chave para a Agência Reguladora e os formuladores de políticas públicas a necessidade de se migrar para um modelo tarifário mais sustentável, sendo importante criar soluções para a questão do *cost-shifting* antecipadamente, dado que a expansão da geração fotovoltaica distribuída está ocorrendo de forma acelerada, o que pode afetar negativamente muitos consumidores. Destaca-se que o estado da Califórnia está comprometido com uma futura matriz de consumo sustentável e centrada em geração renovável e busca atingir essas metas da melhor maneira possível.

Na percepção dos especialistas da PG&E, os EUA devem convergir para um sistema de propriedade mais *host-owned*, como o verificado na Alemanha e no Japão, onde os bancos desempenham o papel de financiadores. Neste caso, o desenvolvimento solar tem feito com que os bancos tenham maior contato com este tipo de tecnologia e estejam mais propensos a aceitar os ativos solares, o que facilita o financiamento, principalmente no caso da geração fotovoltaica distribuída.

As *utilities* na Califórnia estão buscando formas de atingir as metas estabelecidas e realizar a integração das fontes renováveis de forma econômica. A partir de determinada difusão, tecnologias como inversores inteligentes, baterias, instrumentos de previsão climática, uso de tarifas *time-of-use*, gerenciamento pelo lado da demanda, estabelecimento de capacidade de hospedagem de determinada área, entre outras inovações, passam a ser importantes para garantir o fornecimento de energia elétrica a partir de fontes renováveis e, portanto, devem ser incentivadas.

Ressalta-se que a PG&E entende que a micro e mini geração distribuída podem não ser a forma mais eficiente para se alcançar as metas estabelecidas de maneira econômica, pois existem muitos custos associados à integração dessa nova capacidade instalada que não estão sendo levados em consideração. Deste modo, existe a necessidade de se criar um modelo de negócio de base mais sólida e se basear apenas na geração fotovoltaica distribuída pode levar a problemas de confiabilidade do fornecimento.

9- Public Utilities Commission of California (CPUC)

Este encontro teve como coordenador Simon Elif Baker, gerente da área de geração distribuída, gerenciamento pelo lado da demanda e de tarifas. A pauta da reunião foi centrada no risco financeiro que a geração fotovoltaica distribuída pode apresentar para as *utilities* na Califórnia. Deve-se destacar que,

como o estado possui um sistema de *decoupling* para a energia elétrica e para o gás, não existe um conflito direto entre a expansão da geração distribuída e as receitas das *utilities*.

Por sua vez, o nível de incentivos dados à difusão fotovoltaica vem sendo reduzido. A *Califórnia Solar Initiative* tem um processo de incentivos decrescentes e no momento não aceita novos requerentes. Até então, o principal incentivo para o consumidor era o NEM, que terminou no fim de 2016, restando somente uma parte pequena para as tarifas de baixa renda. Por muito tempo, o estado adotou limites ao sistema NEM, todavia, como se expandiram as instalações, aumentou-se a necessidade de reformular o antigo sistema.

O NEM 2.0 californiano não possui mais um teto de adesão, ao contrário de seu antecessor, e busca contribuir para o desenvolvimento da geração solar em bases estáveis. O novo programa deverá permitir que as *utilities* cobrem até US\$ 10,00 por mês para recuperar seus investimentos. Outra decisão importante foi a de que todos os consumidores residenciais devem adotar medidores inteligentes até 2019.

O novo programa também muda a questão do *cost-shifting* entre prosumidores e consumidores tradicionais. A interconexão, que era gratuita, passa a ser cobrada, entre US\$ 75,00 e US\$ 200,00. Outra decisão foi o uso de um sistema de default *time-of-use* até 2019, em que os clientes poderão escolher não ter *time-of-use*, mas terão que informar caso não queiram que sua tarifa seja alterada. Deste modo, a *utility* informará o consumidor de que sua tarifa estará sofrendo alteração a partir de 2019 e, caso o mesmo opte por ficar no modelo antigo, deverá se manifestar.

O desenvolvimento da geração solar na Califórnia cresceu tanto que alterou o horário do pico da carga, de maneira que a energia do meio do dia tem perdido valor. Isso, associado a tarifas *time-of-use*, gera incentivos para a instalação de baterias e para o reposicionamento de painéis.

No contexto de desenvolvimento de recursos energéticos distribuídos e de novas tecnologias na rede, uma companhia de distribuição bem-sucedida deverá arcar com estas mudanças e inovar para conseguir novas formas de receita. Para isso, precisar-se-á de políticas públicas e regimes tarifários que protejam estas receitas. Entretanto, as *utilities* ainda possuem muita dificuldade em justificar compensações necessárias ao regulador por meio de modelos e dados apresentados, o que expressa a necessidade de uma mudança de paradigma.

Questões ligadas à determinação da capacidade de hospedagem, à automação da rede, à criação de infraestrutura de armazenamento, aos mecanismos de resposta pelo lado da demanda, entre outras, tem sido cada vez mais relevante para as distribuidoras. Assim, as *utilities* devem passar a valorar cada vez mais os ativos de recursos energéticos distribuídos. Esses ativos podem auxiliar uma *utility* da mesma forma que uma subestação o faz, devendo ser remunerado.

10- California Energy Commission (CEC)

Na CEC, a reunião foi coordenada por Nick Fugate, especialista em energia associado ao departamento de análise da demanda, e por Jamie Patterson, engenheiro elétrico sênior da instituição.

Na discussão, foi destacado o valor que o cidadão californiano dá à questão ambiental. A Califórnia é o maior PIB dos EUA e historicamente tem alocado quantidades grandes de recursos públicos e privados no desenvolvimento de tecnologias que permitam o cumprimento das metas ambiciosas de geração renovável. Nesse contexto, o estado tem investido em instalações de armazenamento, veículos elétricos, células-combustíveis, geração solar, interface entre geração fotovoltaica e baterias, dentre outras tecnologias.

Apesar do esforço empregado no desenvolvimento de novas fontes, é difícil quantificar os ganhos, porém os benefícios em termos da geração de empregos são visíveis. Na Califórnia, já existem mais pessoas empregadas nas indústrias renováveis e de recursos energéticos distribuídos do que nas *utilities*. Os empregos criados foram muitos, mas com funções diferentes dos realizados nas *utilities*, pois cobrem uma vasta gama de áreas (e.g., instalação fotovoltaica e eficiência em edifícios). Esses empregos são considerados de boa qualidade e estão localizados nas áreas onde ocorrem os projetos.

No estado, as *utilities* não incorrem em riscos de perda de mercado na distribuição, devido ao mecanismo de *decoupling*, mas parte dos custos da adoção da geração fotovoltaica distribuída tem sido paga por consumidores que não possuem geração própria. Esta é a justificativa para revisão em andamento do antigo sistema NEM e existe a percepção de que a tarifa de conexão deve ser aumentada para evitar esse tipo de transferência e de alocação ineficiente de custos. A questão tem ganhado relevância ao passo que os custos da geração solar seguem uma trajetória acelerada de queda, acima das previsões. Essa é uma das razões que levaram a Agência Reguladora a reduzir os incentivos nos últimos anos. Os especialistas do CEC percebem que a indústria tem sido, cada vez mais, capaz de andar com suas próprias pernas.

Esse novo contexto implica na necessidade de as *utilities* examinarem e adotarem ações para criação de novos negócios. Na avaliação da CEC, a introdução de inovações regulatórias que possibilitem as *utilities* a investir em ativos fotovoltaicos permitirá uma expansão maior desta fonte no consumo total.

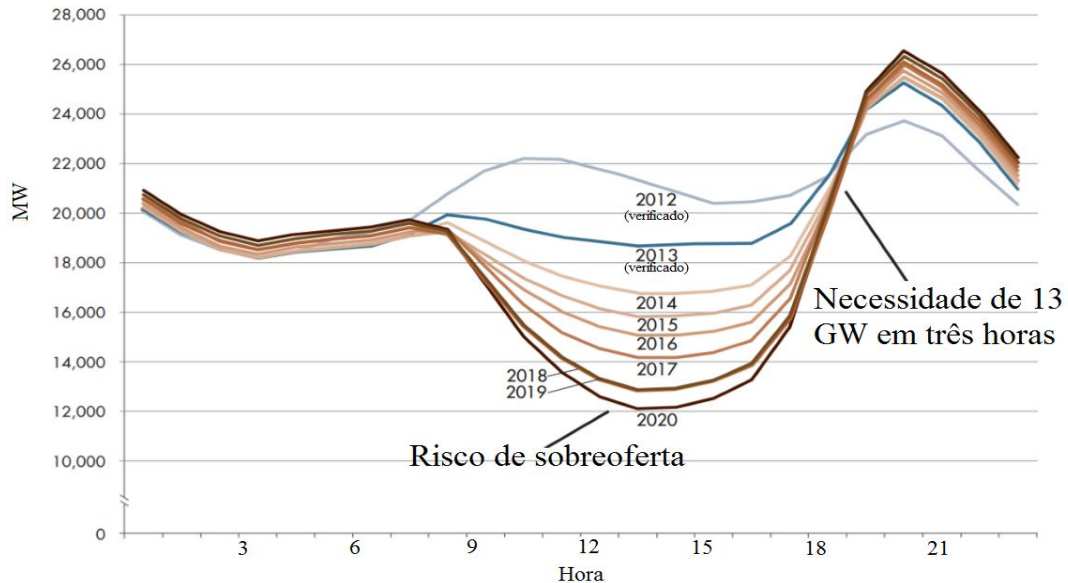
Sob essa perspectiva, ganha sentido e importância o papel de operador do sistema de distribuição, que poderia atuar em conjunto com o operador do sistema de transmissão do estado (CAISO). A *San Diego Gas & Electric* tem atuado de forma proativa para explorar este mercado e, atualmente, já possui mapeada várias áreas potenciais onde seria interessante o investimento em

microgrids. Além disso, a *utility* possui vários agregadores e muitas capacitações. Assim, a *San Diego Gas & Electric* busca encontrar nichos de grande potencial, mas prevalece uma preocupação em relação à confiabilidade do fornecimento. Por isso, o regulador na Califórnia tem um papel importante em buscar inovações regulatórias que estimulem as *utilities* a explorar estes novos mercados.

Atualmente, o CAISO busca mitigar o problema da geração que não observável. Isso ocorre porque quanto mais o uso de recursos energéticos distribuídos cresce, mais difícil é manter a estabilidade da rede. Neste sentido, já é possível verificar na Califórnia problemas ligados ao aumento da inclinação da “curva de pato”, conforme apresentado na Figura 7. Em determinadas horas do dia, verifica-se o problema de *ramping* (mudanças bruscas na demanda), o que torna cada vez mais importante o desenvolvimento de modelos de previsão da geração de fontes alternativas distribuídas e de análise do sistema elétrico por parte do operador.

Figura 7

Curva de Pato Projetada para o dia 31 de março em Diferentes Anos



Fonte: Adaptado de CAISO (2016)

De maneira geral, problemas de integração de renováveis têm sido resolvidos pelos especialistas do setor. Atualmente, existem inclusive trabalhos conjuntos com fabricantes de inversores para manter os níveis de qualidade da rede. Além disso, o fato de a regulação não incentivar uma geração maior que o consumo contribui para manter os índices de qualidade da rede no estado.

11- California Independent System Operator (CAISO)

O coordenador da reunião foi Keith Casey, vice-presidente de *marketing* e desenvolvimento de infraestrutura do CAISO e contou com a participação de outros especialistas em expansão de fontes renováveis no sistema elétrico. No encontro, foi apresentada a necessidade de maior integração entre operadores do sistema de transmissão (TSO) e de distribuição (DSO). Um fator importante para que isto se verifique no futuro é o maior compartilhamento de dados entre

ambos os operadores. Atualmente o DER é visto como uma geração não-despachável e existe o interesse por parte do CAISO de que estes recursos participem do mercado de energia.

Na Califórnia, os impactos negativos da curva de pato já são verificados no meio do dia, onde existe sobre oferta. Um segundo impacto negativo se dá no final da tarde, quando a geração solar diminui e a carga cresce muito rapidamente (*ramping*). Além disso, há problemas quando não existe muita demanda e o operador encontra dificuldades em manter as convencionais sincronizadas e operando em um nível baixo. Por vezes, existe também a necessidade de se cortar as convencionais e tenta-se sinalizar isto através de preços negativos. Ressalta-se que, atualmente, a opção tem sido confiar em mecanismos econômicos para mitigar o problema.

O CAISO trabalha ativamente no desenvolvimento de soluções para a integração de fontes alternativas. Uma delas seria a maior diversificação das fontes contempladas nas metas de geração renovável estaduais, de forma a permitir uma maior inserção de outras fontes, como, por exemplo, a geração eólica, e uma maior dispersão geográfica das usinas. Além disto, a introdução de tecnologias de armazenamento poderia desempenhar um papel estabilizador importante para o sistema.

A mudança no comportamento dos consumidores seria também muito positiva. Se unidades solares e eólicas passassem a ser tratadas como despacháveis, seria possível reduzir o risco de cortes das renováveis e problemas de *ramping*, o que permitiria obter ganhos na operação. Isso possibilitaria também um menor uso de recursos fósseis, como o gás natural.

Adicionalmente, novas tecnologias, como inversores inteligentes, podem fornecer suporte à voltagem, à frequência e permitir mecanismos de resposta da demanda, suavizando o formato da “curva de pato”. Na realidade, sob uma perspectiva atrás do medidor de energia elétrica das unidades consumidoras, verificam-se várias dessas curvas. Sendo assim, não existe uma solução única

para a questão da maior integração de fontes alternativas nos sistemas elétricos, porém esta integração é mais facilmente gerenciável no nível de *utility scale*.

A Califórnia havia estabelecido uma meta de 20% de renováveis para 2020, a qual já foi superada. Agora, o estado estabeleceu uma meta de 50% para 2050. Existiram algumas situações onde foram feitos cortes de fontes tradicionais e as fontes renováveis mais do que serviram para suprir a curva de carga. Porém, algumas vezes é necessário manter as tradicionais operando para lidar com as intermitentes. Por isso, o fechamento recente de algumas plantas de gás natural tem preocupado o operador, já que a decisão de operação depende inteiramente dos investidores e como alguns não observam preços atrativos optam por encerrar a operação destas usinas.

12- Lawrence Berkeley National Laboratory (Berkeley Lab)

Na reunião, o grupo de pesquisadores brasileiros foi recebido por Andy Sachwell, engenheiro associado sênior na área de mercados e política públicas de eletricidade, que coordenou o encontro com uma equipe de especialistas na área de fontes renováveis.

No encontro, evidenciou-se que existe um interesse crescente de pesquisa na quantificação do valor de diferentes tecnologias de geração para o sistema. A possibilidade de deslocamento da demanda de pico e a diversificação geográfica da geração alternativa, por exemplo, contribuem muito para aumentar o valor da energia gerada para o sistema. Por isso, modelos de previsão da geração e de difusão das fontes alternativas têm ganhado cada vez mais espaço e importância. Além disso, existe o interesse em se compreender como diferentes modelos tarifários (NEM, TOU, etc.) impactam as tarifas em um contexto de expansão da geração fotovoltaica distribuída.

Modelos tarifários alternativos ao NEM, por exemplo, poderiam ter menos impactos sobre a tarifa paga pelos consumidores. Desenhar uma tarifa apropriada para o cenário de queda de custos dos sistemas de armazenamento de energia elétrica é importante, pois os consumidores provavelmente vão continuar ligados na rede. Assim, um desenho tarifário apropriado pode contribuir para mitigar problemas associados à mini e à micro geração distribuída e esta é uma das razões pelas quais a Califórnia está mudando para um modelo de tarifação *default* TOU.

13- Hawaii Public Utilities Commission (PUC)

Na instituição, a coordenação da reunião ficou sob a responsabilidade de Delmond Won, diretor executivo da PUC, acompanhado por um grupo de especialistas em regulação elétrica. O Havaí se encontra em uma situação excepcional em relação ao restante dos EUA, porque existe um forte interesse e compromisso no aproveitamento dos recursos energéticos locais (solar e eólica) para diminuir a dependência do estado das fontes fósseis. Por isto, o estado estabeleceu como meta 100% de geração renovável até 2045. Além disso, a *utility* está submetida a um sistema de *decoupling*, que a protege do risco de perda de mercado de distribuição e também de riscos ligados à variação no preço dos combustíveis fósseis.

Como a tarifa de energia no estado é a mais cara dos EUA, ele foi o primeiro a atingir o *grid-parity*, que determina o ponto a partir do qual a instalação de um painel fotovoltaico passa a ser economicamente mais vantajoso em comparação ao valor pago na fatura de energia elétrica. Adicionalmente, o modelo havaiano inicialmente baseava-se em uma tarifa *feed-in*, o que provocou um *boom* de instalações de painéis nas residências, estabelecendo um nível de oferta maior do que o consumo verificado nas mesmas. Essa é uma das razões pelas quais os problemas técnicos da integração da geração distribuída são mais críticos do que no restante dos EUA.

Além disso, a rede pequena e não-integrada contribui para agravar problemas como a flutuação da potência durante o dia. Atualmente, no início da tarde, existe a necessidade de cortar ao nível mínimo a geração das fósseis e a geração hídrica. Durante a noite, por outro lado, há a necessidade de recompor a oferta trazendo muita geração em um período curto de tempo. Assim, a HECO (*utility* havaiana) está estudando o emprego de controladores de voltagem para garantir a estabilidade dos parâmetros da rede.

Por vezes, para a conexão de um novo prosumidor, deve-se trocar os alimentadores e outros equipamentos da rede. Para fazer com que esses custos sejam considerados pelo prosumidor potencial, a *utility* determina a capacidade de hospedagem e os custos pela nova conexão, os quais são repassados ao mesmo. Com isso, os custos de conexão incorridos pelo prosumidor potencial em uma localidade já saturada tornam-se altos o suficiente para que a instalação deixe de ser vantajosa para o mesmo. Entretanto, caso o investimento gere benefícios para outros consumidores da rede, os custos são repartidos.

Atualmente, a PUC havaiana está buscando encorajar a instalação de sistemas fotovoltaicos com baterias nas residências, de forma a minimizar os impactos negativos sobre a rede. Além disso, testes estão sendo realizados com tarifas *time-of-use* para clientes residenciais do estado. Porém, no momento, permanecem os subsídios cruzados entre prosumidores e outros consumidores.

O regulador vê na expansão do uso de veículos elétricos um novo mercado para a distribuidora, que poderia atuar criando uma infraestrutura de postos de recarga rápida. Além disso, o uso de veículos elétricos associado a tecnologias de informação poderia contribuir para mitigar problemas técnicos relacionados à expansão da geração fotovoltaica distribuída. Entretanto, esse ainda é um objetivo que se encontra num estágio inicial de desenvolvimento.

A participação das *utility* em novos mercados criados pela difusão das fontes alternativas no estado ainda não foi regulamentada, mas os especialistas entendem que a PUC havaiana tem que se adaptar, incorporando mais renováveis, atuando com flexibilidade e prestando serviços anciliares.

14- Hawaii State Energy Office

Neste encontro, o grupo de pesquisadores brasileiros foi recebido por Cameron Black, analista de renováveis da instituição, e uma equipe de especialistas em recursos energéticos distribuídos.

Na reunião, destacou-se o plano de transição do Havaí para 2045, com a meta de 100% de geração renovável. Os especialistas da instituição entendem que tanto o sistema *feed-in*, quanto o NEM são incentivadores. Entretanto, no que se refere à adesão à micro e mini geração distribuída, o nível de compensação é mais importante do que a estrutura tarifária. No Havaí, o maior incentivo é o sistema NEM, mais do que os créditos oferecidos pelo estado. O alto nível da tarifa de energia no estado e os altos custos também foram determinantes para a alta difusão da fonte no sistema elétrico havaiano.

No ano de 2015, houve uma mudança no modelo NEM, que passou a diferenciar os sistemas isolados e integrados ao *grid*. O desafio, portanto, tem sido criar condições para instalação de sistemas fotovoltaicos com baterias.

Atualmente, o regulador busca uma solução de longo prazo para estrutura tarifária. Em 2017, muitas questões técnicas serão definidas, mas existe a ideia de se alterar novamente a tarifa em 2018. Hoje, já se verificam fluxos bidirecionais e o tamanho reduzido da rede torna mais difícil o balanceamento do sistema. Por isso, no Havaí, faz-se importante a definição de questões regulatória ligadas à capacidade de hospedagem dos sistemas, ao

contrário de estados como a Califórnia, cuja questão principal é a solução do *cost-shifting*.

Uma solução para manter as plantas térmicas operando em condições de estabilidade financeira foi a criação de um pagamento mínimo, pois o sistema havaiano tecnicamente ainda não pode abrir mão delas. A *utility* também tem buscado viabilizar o fornecimento de serviços auxiliares para a rede. Além disso, existe interesse em agregações que permitam mitigar o problema da incerteza quanto à demanda líquida dos prosumidores. Apesar de não serem tão flexíveis quanto a geração em larga escala, os agregadores possuem um grande valor potencial para o sistema elétrico havaiano.

Segundo os especialistas, o regulador está analisando a possibilidade de ganho pela *utility* derivado da exploração de novos nichos que surgem com as mudanças no paradigma atual do setor. Entretanto, também há muita preocupação por parte da *utility* em prover um serviço confiável e a regulação pode ser necessária para incentivar a entrada nesse novo negócio.

Para o caso do Brasil, os especialistas consideraram importante o desenvolvimento de estudos sobre níveis mais altos de difusão da mini e micro geração distribuída para verificar se o sistema está preparado para receber um maior número de conexões por parte dos consumidores. No Havaí os níveis se moveram muito rápido, de maneira que não havia sido prevista antecipadamente.

15- Hawaiian Electric Companies (HECO)

O grupo de pesquisadores brasileiros foi recebido por Dora Nakafuji, diretora de planejamento energético no departamento de tecnologias de rede. A pesquisadora analisou o sistema de *decoupling*, que protege a distribuidora de variações no mercado de distribuição e nos preços dos combustíveis. O mecanismo não é automático e é necessário apresentar um requerimento ao regulador.

Em separado ao processo de reajuste tarifário, a *utility* faz um planejamento de recursos para vários anos, com um portfólio 100% renovável até 2045. É necessário se preparar para suprir a geração ela atingir 100% de solar e eólica na ilha. Essa é uma questão que ainda não foi solucionada, pois embora o armazenamento contribua, uma situação de falta de insolação prolongada, o que ocorre na região, levaria a um esgotamento das baterias. Esse novo contexto seria ainda mais preocupante para uma distribuidora desverticalizada, como é o caso do Brasil.

A estrutura tarifária mudou recentemente para um sistema de *costumer resupply*, o qual é, essencialmente, como o NEM, com a diferença de que os prosumidores não recebem todo o valor do mercado varejista se injetarem na rede, apenas o custo do combustível. Outro programa é o *costumer self-supply*, em que a injeção do excedente para a rede pode ser interrompida, caso o sistema já se encontre saturado.

Ressaltou-se a necessidade de avanço em programas de resposta pelo lado da demanda, porque a maior parte da carga está no horário da noite e existem problemas de *ramping*. Além disso, a *utility* está estudando como lidar com os novos prosumidores. Destacou-se, ainda, que em alguns pontos da rede é necessário implementar cortes em determinadas horas do dia.

Para lidar com problemas de potência a *utility* tem utilizado reguladores de potência nos transformadores com a finalidade de reduzir as oscilações. Os

medidores ainda não são *smart*, mas isto poderia contribuir com a manutenção da confiabilidade no fornecimento de energia elétrica e existe um direcionamento para mudanças neste sentido futuramente.

A HECO possui um projeto piloto onde busca gerenciar os recursos sobre a perspectiva da distribuidora, utilizando recursos de armazenamento distribuídos em situações de alta demanda. Assim, no momento em que o recurso existente de estocagem não estiver sendo utilizado pelo consumidor, poderia ser utilizado pela *utility* para manter a qualidade da rede. Isso contribuiria para um maior deslocamento da carga e seria benéfico tanto para a *utility* quanto para o prossumidor.

Por fim, destacou-se que é importante que haja uma maior comunicação entre as diversas instituições envolvidas. Do ponto de vista operacional, há a necessidade de uma autoridade balanceadora do sistema, que possa agregar os recursos energéticos distribuídos, mas a questão do compartilhamento dos dados ainda não foi resolvida.

II- Referências

BIRD, Lori. 2016. Distributed Solar Policy and Business Model Issues.

CAISO. 2016. Fast Facts: what the curve tells us about managing a green grid? Disponível em: https://www.caiso.com/Documents/FlexibleResourcesHelpRenewables_FastFacts.pdf

CASTRO, N.; DANTAS, G; Brandão, R.; MOSZKOWICZ, M.; ROSENTAL, R.. 2016. Perspectivas e Desafios da Difusão da Micro e da Mini Geração Solar Fotovoltaica no Brasil. Texto de discussão do setor elétrico n. 67. Disponível em: http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/12_TDSE67.pdf

PG&E. 2016. Overview of DG issues, drivers & considerations. Grid Integration and Innovation team.

III- Anexos

Anexo 1 – Mapa da Viagem



Anexo 2 – Informações das reuniões

Data	Instituição	Local	Presentes
05/dez	Universidade de Las Vegas	Las Vegas, NV	Jacimaria Ramos Batista – UNLV, Yahia Baghzous – UNLV, Robert F. Boehm – UNLV, Dilek Uz – UNR, Brendam Morris -UNLV, Thomas R. Harris – UNR, Justin Zhan – UNLV, Rosangela B. Wacaser - UNLV
	DRI - Desert Research Institute	Las Vegas, NV	Markus Berli – DRI, Kent Hockman – DRI, Craig Smith – DRI, Erick Wilcox - DRI
06/dez	PUC - NEVADA	Carson City, NV	Anita Castledine - PUCN, Manuel N. Lopez – PUCN, Layla – PUCN, Adam Danise – PUCN, Dilek Uz - UNR
	Nevada Governor's Office of Energy	Carson City, NV	Angela Dykema – GOE, Suzanne Linfante - GOE, Mathew Tuma – GOE, Dilek Uz, UNR
07/dez	NV Energy	Reno, NV	Jesse Murray - NVEnergy, Gary - NVEnergy, Kelly - NVEnergy, Dilek Uz - UNR
08/dez	NREL	Golden, CO	Lori Bird - NREL, Daniel Bilello - NREL
09/dez	Rocky Mountain Institute	Basalt, CO	Joseph Goodman, Thomas Koch Blank, Victoria Stulgis, Kevin Brehm
12/dez	PG&E	São Francisco, CA	Ali Moazed, Chase Sun, Susan Buller, Colin Kerrigan, Patrick Hennigan
13/dez	California Energy Commission	Sacramento, CA	Nick Fugate , Jamie Patterson
	PUC - California	São Francisco, CA	Simon Baker
	CAISO	Folsom, CA	Keith Casey, Thomas Flynn, Lorenzo Kristov
14/dez	Lawrence Berkeley Laboratory	Berkeley Hills, CA	Andrew Mills, Andy Satchwell, and Galen Barbose Julie Glover
15/dez	Hawaii PUC	Honolulu	Delmond Won, Thomas C. Gorak, Maria Tomé, Randally Iwase, Ralph, Gina Lee
16/dez	Hawaii State Energy Office	Honolulu	Marika Metz-Hall, Chris Yunker, Cameron Black
16/dez	HECO	Honolulu	Dora Nakafuji

Anexo 3 – Status atual das metas nos EUA

Estado	Tipo de Meta	Data de criação	Requerimento
Alaska			
Arizona	Renewable Energy Standard	2006	15% até 2025
California	Renewables Portfolio Standard	2002;	33% até 2020 40% até 2024 45% até 2027 50% até 2030
Colorado	Renewable Energy Standard	2004	30% até 2020 (IOUs) 10% ou 20% para munis coops, dependendo do tamanho
Connecticut	Renewables Portfolio Standard	1998	27% até 2020
Delaware	Renewables Energy Portfolio Standard	2005	25% até 2025-2026
Hawaii	Renewable Portfolio Standard	2001	30% até 2020 40% até 2030 70% até 2040 100% até 2045
Illinois	Renewable Portfolio Standard	2001 (RPG); 2007 (RPS)	25% até 2025-2026
Indiana	Clean Energy Portfolio Goal	2011	10% até 2025
Iowa	Alternative Energy Law	1983	105 MW de capacidade de geração para IOUs
Kansas	Renewable Energy Goal	2009 (standard); 2015 (goal)	15% até 2015-2019 20% até 2020
Maine	Renewables Portfolio Standard	1999	40% até 2017
Maryland	Renewable Energy Portfolio Standard	2004	20% até 2022

Massachusetts	Renewable Portfolio Standard	1997	Class I: 15% até 2020 um adicional de 1 p.p. ao ano
			Class II: 5.5% até 2015

(Cont.)

Estado	Tipo de Meta	Data de criação	Requerimento
Michigan	Renewable Energy Standard	2008; 2016	15% até 2021 (RPS) 35% até 2025 (RPG, incluindo eficiência energética e queda na demanda)
Minnesota	Renewables Energy Standard	2007	26.5% até 2025 (IOUs) 25% até 2025 (outras utilities)
Missouri	Renewable Electricity Standard	2007	15% até 2021 (IOUs)
Montana	Renewable Resource Standard	2005	15% até 2015
Nevada	Energy Portfolio Standard	1997	25% até 2025
New Hampshire	Electric Renewable Portfolio Standard	2007	24.8% até 2025
New Jersey	Renewables Portfolio Standard	1999	24.5% até 2020
New Mexico	Renewables Portfolio Standard	2002	20% até 2020 (IOUs) 10% até 2020 (co-ops)
New York	Renewable Portfolio Standard; Reforming the Energy Vision (REV)	2004	29% até 2015; 50% até 2030 (ainda está sob análise)
North Carolina	Renewable Energy and Energy Efficiency Portfolio Standard	2007	12.5% até 2021 (IOUs) 10% até 2018 (munis and coops)
North Dakota	Renewable and Recycled Energy Objective	2007	10% até 2015
Ohio	Alternative Energy Resource Standard	2008	25% até 2026

Oklahoma Renewable Energy Goal 2010 15% até 2015

(Cont.)

Estado	Tipo de Meta	Data de criação	Requerimento
Oregon	Renewable Portfolio Standard	2007	25% até 2025 (utilities com 3% ou mais da carga estadual) 50% até 2040 (utilities com 3% ou mais da carga estadual) 10% até 2025 (utilities com 1.5% - 3% da carga estadual) 5% até 2025 (utilities com menos de 1.5% da carga estadual)
Pennsylvania	Alternative Energy Portfolio Standard	2004	18% até 2020-2021
Rhode Island	Renewable Energy Standard	2004	14.5% até 2019, com aumentos de 1.5% p.p. a cada ano até 38.5% em 2035
South Carolina	Renewables Portfolio Standard	2014	2% até 2021
South Dakota	Renewable, Recycled and Conserved Energy Objective	2008	10% até 2015
Texas	Renewable Generation Requirement	1999	5,880 MW até 2015 10,000 MW até 2025 RPG, já atingido)
Utah	Renewables Portfolio Goal	2008	20% até 2025
Vermont	Renewable Energy Standard	2005 (RPG); 2015 (RPS)	55% até 2017 75% até 2032
Virginia	Voluntary Renewable Energy Portfolio Goal	2007	12% até 2022 (IOUs) 15% até 2025 (IOUs)
Washington	Renewable Energy Standard	2006	9% até 2016 15% até 2020

West Virginia	Alternative and Renewable Energy Portfolio Standard- REVOGADO	2009; REVOGADO 2015	10% from 2015-2019 15% from 2020-2024 25% até 2025
(Cont.)			
Estado	Tipo de Meta	Data de criação	Requerimento
Wisconsin	Renewable Portfolio Standard	1998	10% até 2015
Washington, D.C.	Renewable Portfolio Standard	2005	20% até 2020 50% até 2032 (sob revisão do congresso)
Guam	Renewable Energy Portfolio Goal	2008	25% até 2035
Northern Mariana Islands	Renewables Portfolio Standard	2007; meta reduzida em 2014	20% até 2016
Puerto Rico	Renewable Energy Portfolio Standard	2010	20% até 2035
U.S. Virgin Islands	Renewables Portfolio Targets	2009	20% até 2015 25% até 2020 30% até 2025; até 51% após 2025

Fonte: National Conference of States Legislatures, 2017