



Grupo de Estudo de Operação de Sistemas Elétricos-GOP

O impacto da geração distribuída fotovoltaica na curva de carga de energia elétrica

JÚLIO DE AZAMBUJA BORGES(1);
CEEE-GT(1);

RESUMO

O aproveitamento do potencial de geração fotovoltaica de energia elétrica através da geração distribuída no país, impõe a necessidade de se reavaliar a forma de obtenção e cálculo da curva de carga. Como a mini e microgeração distribuída estão localizados dentro das Unidades Consumidoras, a carga atendida diretamente pela geração local não é contabilizada, a despeito de poder ser demandada do sistema em determinadas condições. Existem, portanto, duas curvas: a carga da rede e a carga total (a da rede mais a atendida localmente). Ambas devem ser contabilizadas e consideradas na operação e no planejamento do sistema elétrico de potência.

PALAVRAS-CHAVE

Curva de carga, micro e minigeração distribuída, fotovoltaica.

1.0 - INTRODUÇÃO

Atualmente, o setor elétrico em nível mundial vive uma grande revolução impulsionada por uma série de novas tecnologias disruptivas que vem desafiando as formas tradicionais de planejar, investir, operar e consumir eletricidade. No Brasil, a despeito de certa latência na adoção de algumas tecnologias, não é diferente. Entre outras transformações, o aproveitamento do potencial de geração fotovoltaica de energia elétrica vem crescendo exponencialmente ao longo dos últimos anos. A Mini e Microgeração Distribuída (MMGD) – modalidade em que os sistemas são instalados diretamente nas Unidades Consumidoras (UC) – destaca-se neste cenário, com um crescimento médio superior a 200% por ano, no último quinquênio (3).

A alocação característica da MMGD, dentro das Ucs, atrás dos medidores de energia, torna a forma tradicional de obtenção dos dados e de cálculo da curva de carga de energia elétrica insuficiente para representar a demanda efetiva por eletricidade da população, pois não contempla aquela parte suprida *in loco* pela MMGD. O presente estudo está focado nesta problemática específica: a superação da forma atual de cálculo e representação da curva de carga diante da nova realidade estrutural do setor elétrico.

Apesar de existir uma variedade de fontes primárias para geração de energia elétrica em MMGD (eólica, térmica a diesel ou biomassa, etc.), escolheu-se a fonte solar fotovoltaica (MMGD FV) devido ao seu expressivo aumento nos últimos anos, o que a levou a uma preponderância em comparação às demais. O recorte espacial definido foi o estado do Rio Grande do Sul devido à disponibilidade de dados para execução do estudo. Porém, com as necessárias adequações, a análise é aplicável ao Sistema Interligado Nacional (SIN) como um todo, a seus subsistemas, ou a qualquer região. Já do ponto de vista temporal, foi necessário estabelecer um marco zero para a análise em que fosse possível desprezar o montante de MMGD fotovoltaica para, então, aplicar os cenários de crescimento deste tipo de sistema e da demanda como um todo, observando o efeito sobre a(s) curva(s) de carga. O ano que atende a esse critério e, portanto, foi selecionado é 2017.

2.0 - REFERENCIAIS TEÓRICOS E CONTEXTO

A seguir, apresentam-se os principais conceitos e o contexto que servem de base para a elaboração deste estudo.

2.1 A curva de carga

Uma das informações utilizadas para operar e avaliar o sistema elétrico e também para o planejamento de longo prazo é a curva de carga, também conhecida como curva de demanda. De acordo com o ONS, ela é “a curva que representa a variação da potência, em função do tempo, requerida por um sistema ou equipamento elétrico” (6).

A curva de carga é majoritariamente a representação do conjunto do consumo de energia elétrica nos âmbitos industriais, comerciais, residenciais e rurais: iluminação, resfriamento e aquecimento de ambientes, aquecimento de água, eletrônicos, máquinas, etc. O padrão da curva é condicionado pelas características de consumo da sociedade, pelo número de habitantes, pela temperatura e pela época do ano (4). Em termos temporais, pode-se afirmar que a demanda varia em torno de padrões diários (dia e noite), semanais (semana e final de semana) e anuais (estações do ano).

Considerando-se o modelo clássico e simplificado do SEP, a mensuração da carga do sistema é basicamente a soma das demandas da distribuição (consumidor final de energia elétrica), da demanda dos consumidores livres conectados diretamente nas transmissoras, dos consumos próprios dos agentes de geração, transmissão e distribuição, bem como das perdas elétricas ocorridas em todo o processo. A apuração desta carga global pode ser realizada de duas formas, a saber:

a) Através da perspectiva da oferta, isto é, da geração de energia elétrica. Assim, a carga é a soma algébrica da geração das grandes usinas despachadas centralizadamente pelo ONS (hidroelétricas, termelétricas), da geração das usinas de menor porte não despachadas pelo Operador do Sistema (Pequenas Centrais Hidroelétricas – PCHs, Pequenas Centrais Térmicas – PCTs, usinas de biomassa, eólicas e fotovoltaicas), da geração dos autoprodutores (consumidores que produzem energia elétrica para seu uso exclusivo e comercializam os montantes excedentes) e, por fim, dos intercâmbios internacionais.

Destaca-se que, dessa forma, todo o consumo e as perdas técnicas inerentes ao sistema elétrico, bem como as perdas não-técnicas na distribuição – as ligações irregulares – são contabilizados como integrantes da carga do SIN.

b) Através da perspectiva do requisito, do consumo de eletricidade. Nesta forma, a carga é medida de modo mais descentralizado, nos sistemas de distribuição e nos consumidores livres conectados à transmissão, e não contabiliza os consumos próprios e as perdas na geração e na transmissão.

Como dentro de um sistema elétrico estável há equilíbrio entre a geração e o consumo (5), o que é garantido através da atuação do ONS e dos agentes de geração e transmissão, a carga do SIN, dos subsistemas regionais, dos estados ou de regiões ainda menores, pode ser obtida a partir da perspectiva da oferta. E, de fato, é assim que atualmente o ONS mede a carga, disponibiliza e expõe em tempo real sua curva horária: através dos equipamentos de medição instalados junto aos pontos de geração, de intercâmbios regionais e internacionais, calculando a soma algébrica que terá como resultado a potência requerida pela área sob análise (7).

2.2 A Geração Distribuída e os Sistemas Fotovoltaicos

A geração distribuída, de forma ampla, pode ser definida como aquela conectada diretamente na rede de distribuição ou instalada dentro de unidade consumidora. O foco deste trabalho, recai sobre a segunda opção, mais precisamente sobre a já destacada MGD.

O arcabouço regulatório acerca da geração distribuída aproveitou-se das experiências internacionais e foi concebido já com um grau de maturidade relevante. No primeiro semestre de 2012, foi emitida a Resolução Normativa nº 482 pela Aneel, a qual foi aperfeiçoada pela Resolução Normativa nº 687 em 2015.

O mecanismo denominado Sistema de Compensação de Energia Elétrica – equivalente ao termo *net metering*, em inglês – possibilita aos consumidores brasileiros gerar e consumir sua própria energia elétrica e fornecer os montantes excedentes para a rede de distribuição onde estão conectados. Atualmente, tal compensação ocorre dentro de um período móvel de 60 (sessenta) meses e tem como unidade de troca exclusiva a energia.

A geração distribuída em termos gerais pode ter variadas fontes primárias, incluindo as não renováveis (geradores diesel) e as renováveis: hidráulica, solar, eólica, biomassa. No entanto, a recente queda nos preços dos produtos, associada às mudanças regulatórias e fiscais, permitiu uma consistente expansão da fonte solar. Os sistemas fotovoltaicos distribuídos representam quase a totalidade das unidades consumidoras com geração distribuída. Com base nos dados disponibilizados pela Aneel em novembro de 2018, os sistemas fotovoltaicos representam 99,5% das UCs com geração. E, em termos de potência, essa fonte representa 81,8% do total. Portanto, há uma evidente proeminência da energia solar quando o tema é a aplicação de MGD.

O Rio Grande do Sul tem se destacado como um dos estados onde os consumidores mais têm aderido a MMGD. Tanto que o estado é o terceiro em número de sistemas conectados e o segundo em potência instalada, como demonstram as informações disponibilizadas pela agência reguladora em novembro de 2018, o RS tem 13,3% da potência instalada em MMGD do país, o que equivale a 74,15 MW. Deste montante, ainda segundo a Aneel, 93,8% são de sistemas fotovoltaicos, representando uma potência de 69,6 MW.

Simplificadamente, a arquitetura típica de um SFV tem a seguinte forma de funcionamento: o sol fornece a radiação que é transformada em eletricidade em corrente contínua pelos módulos de material semicondutor através do efeito fotovoltaico; a corrente contínua é transformada em corrente alternada pelo inversor, o qual também garante que o sistema só funcione enquanto há conexão com a rede elétrica externa; como a tensão de saída do inversor é ligeiramente superior a da rede, a energia produzida pelo SFV tem prevalência para alimentar as cargas da unidade consumidora, caso o montante de energia gerado não seja suficiente, a rede fornecerá o restante; caso a energia produzida seja superior a demanda da UC, o excedente será entregue à rede.

O medidor bidirecional, conectado na fronteira dos circuitos da UC com a rede, registra a energia (Wh) tanto no sentido *UC – rede* quanto no *rede – UC*. Este registro de energia é obtido mensalmente pela concessionária de distribuição. Destaca-se que as informações fornecidas por este medidor são da potência acumulada no tempo – energia (Wh) – e não de potência instantânea (W). Fica evidente, portanto, que nesta arquitetura o montante de energia produzido pelo SFV e fornecido diretamente às cargas da UC não é registrado por nenhum equipamento acessível à concessionária que acaba por desconhecer essa demanda atendida localmente.

Em termos de projeções futuras, cabe destacar as informações recentemente divulgadas pela EPE no Plano Decenal de Expansão de Energia 2027 (2), o qual informa as perspectivas de expansão futura (próximos 10 anos) do setor de energia sob a ótica do governo brasileiro. Nele, a EPE destaca o aproveitamento solar fotovoltaico como a tecnologia de maior penetração de geração distribuída no horizonte decenal e estima que em 2027 haverá 1,35 milhões de unidades consumidoras com sistemas fotovoltaicos, totalizando 11,9 GW instalados.

2.3 A Influência do MMGD FV na Curva de Carga

De modo geral, a MMGD reduz a carga requerida da rede, atua como uma demanda negativa na perspectiva do SIN. Este fato impõe o surgimento de uma nova curva, que pode ser chamada de curva de carga total e se constitui no somatório de demandas da sociedade: a atendida diretamente pela MMGD e a atendida pelo SIN. Esta curva, na verdade, não é nova. O que ocorre é que no modelo clássico há plena coincidência entre a curva de carga da rede e a curva de carga total.

A EPE já vem tratando de forma explícita a existência de consumo da rede, diferenciando-o do consumo total. O ONS, por sua vez, não faz alusão a essa diferença e tampouco usa termos diferentes. Isto pode ser justificado pelo fato de ainda baixo impacto das MMGD sobre o SIN, como será demonstrado adiante.

Os elementos até aqui levantados justificam a afirmação de que é fundamental saber que a topologia atual do SEB impõe que se reconheça que há duas curvas. É importante que se conheça os valores da curva de carga total para que se possa executar a operação e o planejamento do sistema elétrico de potência brasileiro de modo eficiente, racional e otimizado do ponto de vista econômico.

A existência de um atendimento local invisível de um bloco de cargas cria a condição para que, em determinadas situações, surjam degraus mais abruptos de demanda à rede, desafiando os sistemas existentes de controle de carga e frequência. Exemplo disso é a chegada, durante a tarde, de repentinos e fortes temporais – comuns na primavera e verão gaúchos. Justamente no momento de maior carga e de grande geração fotovoltaica, uma densa cortina de nuvens bloqueia a radiação solar, fazendo com que abruptamente o sistema interligado seja demandando a atender um novo montante de carga. Em momentos ainda mais específicos, se esse cenário não for avaliado como possível, pode ocorrer que o SIN não consiga atender a carga devido a restrições em usinas locais ou no sistema de transmissão em pontos de intercâmbio com outro subsistema.

Além desta situação de contingências pontuais, outro ponto a se destacar é a mudança do desenho da curva de rede em situação normal. Cessada a radiação solar devido ao fim do dia, um novo bloco de carga demanda suprimento através do sistema de potência. Quanto maior a potência instalada, maior será esse degrau ao entardecer, criando uma nova forma que foi denominada como *curva do pato* pelos analistas da situação da *California Independent System Operator* (CAISO) devido ao seu formato remeter a silhueta da ave. A operação e o planejamento do sistema precisam estar atentos à gradual mudança da curva, a fim de que quando as situações mais críticas estiverem estabelecidas, haja alternativas seguras, confiáveis e econômicas para o pleno atendimento das cargas. Importante pontuar que a situação da Califórnia que levou a análise da curva do pato não está tratando propriamente da MMGD FV, mas sim da curva da rede que desconta as gerações renováveis e intermitentes da fonte solar e eólica instaladas em centrais e conectadas no sistema em grande volume naquela região. No entanto, cita-se este fenômeno sobre a curva de carga, pois o efeito do conjunto da MMGD FV é equivalente ao de uma grande usina centralizada, com a única diferença de não estar sendo atualmente medido.

3.0 - METODOLOGIA E RESULTADOS

A metodologia utilizada nesta análise, basicamente, consiste em uma adaptação da forma tradicional de dimensionamento de um sistema fotovoltaico (1), alterada para que se possa obter o dado da potência instantânea gerada (W) minuto a minuto para um dia médio de cada mês e não a energia gerada (Wh) ao longo deste dia.

Estes dados são obtidos a partir da irradiância média mensal e da potência instalada de MMGD FV no Rio Grande do Sul e, então, são cruzados com a curva de carga. Utilizou-se o ano de 2017 como base para a curva de carga e, a partir dele foi aplicando-se o crescimento previsto tanto para a demanda quanto para a potência instalada de MMGD FV de acordo com as estimativas da EPE.

Foi obtido da Área de Transmissão da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica (CEEE-GT) os dados referentes à demanda do RS em cada minuto de todos os dias do ano de 2017. Como os dados de irradiância solar disponíveis para o estado são valores médios mensais, foi necessário transformar os dados de demanda diários também em médias mensais. Definiu-se por estabelecer três médias para cada mês: uma total, uma para os dias de semana e uma para os dias do final de semana. Esta divisão entre dias de semana e de finais de semana justifica-se pois, conforme afirmado anteriormente, o padrão de carga varia, entre outros fatores, em termos semanais.

Neste estudo, se está considerando que a representação da carga do ano de 2017 ainda não apresenta a problemática sob análise, portanto, esta é efetivamente a demanda por energia elétrica do conjunto dos consumidores do RS. A curva de carga da rede e a curva de carga total ainda coincidem. Com os dados de carga de dezembro de 2017 e a potência instalada em MMGD FV em 31/12/2017, 25,92 MW, conforme os dados disponibilizados pela Aneel, não há praticamente diferenciação entre as curvas.

3.1 Projeções de cenários

O parâmetro utilizado para projeções de cenários em termos de crescimento da carga total no RS foi de 3,4% ao ano. Este é o valor previsto pela EPE no PDE 2027 para o período de 2017 a 2027 para o Subsistema Sul. Considerou-se, portanto, que a carga total do RS crescerá na mesma proporção do conjunto da região.

Já para o crescimento da potência instalada em MMGD FV no RS o parâmetro aplicado foi de 238% ao ano. Com base nas informações disponíveis na SISGD da Aneel e no PDE 2027, foi possível chegar a uma projeção simples do crescimento da MMGD FV no RS a partir da manutenção das atuais proporções. Portanto, a potência instalada de SFV no RS, segundo a estimativa da EPE, passará de 69,57 MW em 2018 para 1.490,39 MW em 2027, ou seja, um incremento de 2142% em 9 anos. Se for considerado esse crescimento em degraus proporcionais, chega-se ao valor de 238% ao ano.

Com base nestes parâmetros, simulou-se cenários para os anos de 2020, 2022, 2024 e 2027. Ademais, estabeleceu-se um cenário denominado extrapolado com o objetivo de apontar com maior ênfase os efeitos que estão sob análise. Esta situação extrema, mesmo que improvável ou de difícil projeção no tempo, traz mais clareza aos fenômenos e, assim, redundando em maior mobilização para a tomada de ações preventivas. Neste cenário, foi utilizado o mesmo parâmetro de crescimento da carga total do RS, a previsão da EPE, porém aplicada para daqui a 20 anos, 2038. Já para a potência instalada de MMGD FV, utilizou-se o valor tido como o potencial máximo para o estado do RS. Tal valor, 9.891 MW, foi obtido do trabalho de conclusão do curso de Engenharia Elétrica na PUCRS do Eng. Alan Nazareno Moura da Silva (9).

Para cada um dos cenários, simulou-se os seis meses listados na Tabela 1, em conjunto com as características que justificaram suas escolhas.

TABELA 1 – meses e características para projeção

Demanda dias de semana			Demanda finais de semana		
mês	carga	irradiância solar	mês	carga	irradiância
Fevereiro	alta	alta	Maio	baixa	baixa
Junho	baixa	baixa	Outubro	baixa	alta
Novembro	média	alta	Dezembro	alta	alta

3.2 Resultados

Após a simulação no *software Matlab* do conjunto destas condições, os dados foram compilados e analisados. Na sequência são apresentados os gráficos das situações mais relevantes com os respectivos comentários analíticos.

- **Cenário 2020:** Neste primeiro cenário, as diferenças entre as curvas total e de rede ainda são pouco significativas. Nos meses de maior irradiância solar, no horário de maior incidência, tais diferenças chegam a no máximo 300 MW. Os formatos das curvas mantêm-se basicamente os mesmos. Destaca-se apenas o mês de novembro, durante os dias de semana, quando a demanda máxima - antes em todo o planalto da tarde - passa a ser no fim da tarde (16 h 40 min) e no anoitecer (20 h 40 min). Nos demais meses analisados, os picos continuam nos mesmos momentos. As mínimas demandas, em todos os casos, permanecem nos mesmos instantes do caso base de 2017.
- **Cenário 2022:** Neste cenário, a separação das curvas começa a se tornar mais evidente, mas ainda é limitada e não ultrapassa 500 MW em nenhum momento. Os formatos das curvas de rede começam a mostrar novas características, das quais destacam-se os efeitos nos meses seguintes: em fevereiro, durante a semana, a demanda máxima começa a se deslocar para tarde, para depois das 14 h e se mantém neste patamar (planalto) até por volta das 16 h e 30 min (ver Figura 1); em novembro, também

durante a semana, o valor máximo de demanda se consolida no período da noite, em torno das 20 h 40 min.

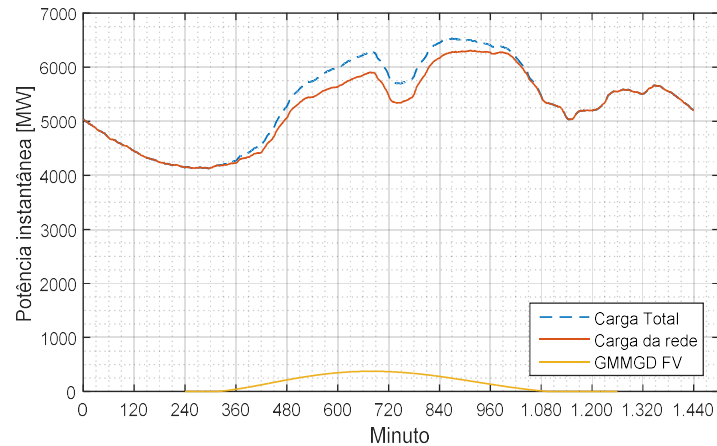


FIGURA 1 – Curvas de carga – fevereiro (semana) – 2022.

- **Cenário 2024:** Nesta projeção, as diferenças entre as duas curvas vão se acentuando, com mais destaque para aqueles meses em que a irradiância solar é mais alta. Em termos de mudança no formato da curva da rede, não ocorrem novas alterações dignas de registro, exceto o caso do mês de junho (ver Figura 2), quando o pico do anoitecer se consolida como momento de maior demanda isolado (no ano base, o final da manhã também se destacava).

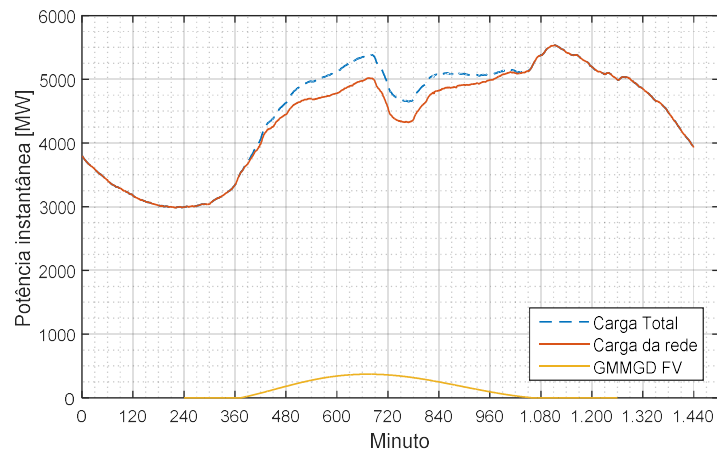


FIGURA 2 – Curvas de carga – junho (semana) – 2024.

- **Cenário 2027:** no cenário mais longínquo projetado com os dados de crescimento estimados pela EPE, as curvas se separam de modo mais marcante, chegando a ter uma diferença de 800 MW no mês de novembro durante os dias de semana. No que se refere ao formato da curva de rede, destaca-se o mês de fevereiro durante a semana, quando a demanda máxima passa a ocorrer por volta das 16 h e 30 min, sendo que originalmente era no início da tarde, como observa-se na Figura 3.

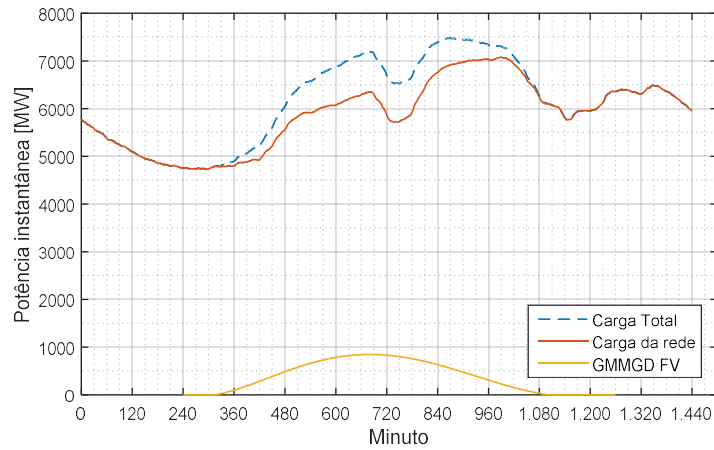


FIGURA 3 – Curvas de carga – fevereiro (semana) – 2027.

Também cabe chamar a atenção para o mês de dezembro nos dias de final de semana. Como mostra o gráfico da Figura 4, a curva de carga da rede neste caso fica, do amanhecer até o meio da tarde, em um patamar muito baixo, inferior, inclusive, aos valores da madrugada.

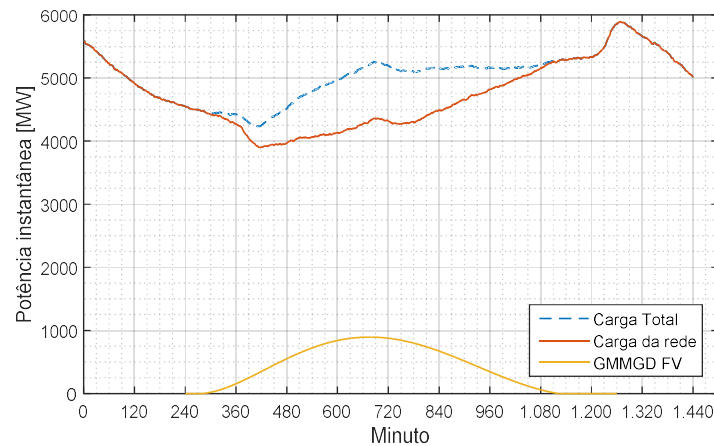


FIGURA 4 – Curvas de carga – dezembro (final de semana) – 2027.

- Cenário Extrapolado:** como este é um cenário com maior nível de generalização que os demais, é necessário ter cuidado com a avaliação de seu resultado. Nesta projeção que considera o caso hipotético de instalação de toda a capacidade instalada potencial do RS, destacam-se uma série de situações comuns aos seis meses analisados, como pode ser observado na Figura 5. Em alguns momentos do dia, com maior ou menor intensidade, a geração MMGD FV atende mais que 50% da carga. O momento de demanda mínima passa do período noturno para o período do meio dia. Surge uma rampa de característica linear do patamar de carga mínima ao meio dia até o final da tarde que varia, de acordo com a demanda de cada mês, com grandes montantes que chegam até quase 6.000 MW. As curvas de carga da rede ficam semelhantes a chamada curva do pato, mais notadamente nos meses de maior irradiância.

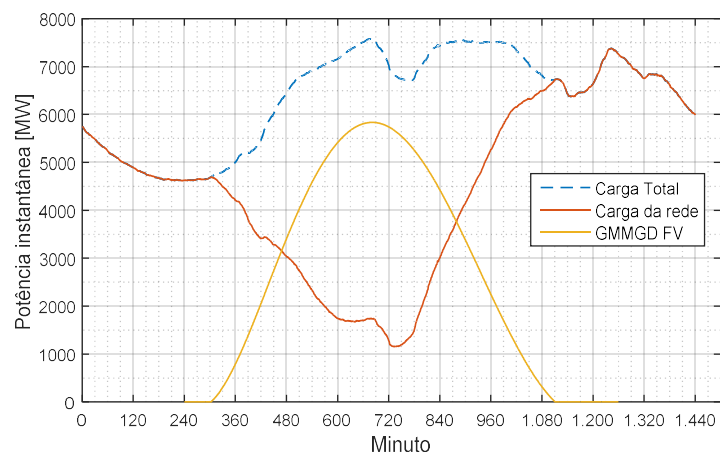


FIGURA 5 – Curvas de carga – novembro (semana) – cenário extrapolado.

Outrossim, destaca-se que no mês de outubro, durante o final de semana, a geração MMGD FV chega a ser superior que a demanda do estado, situação única em todos os cenários e meses simulados.

As circunstâncias constatadas neste cenário se assemelham aos fenômenos que estão ocorrendo no sistema elétrico do sul da Austrália (8). Naquela região, prioritariamente devido à potência instalada em MMGD FV, diferentemente do caso californiano, recordes negativos de demanda estão sendo paulatinamente alcançados. O último ocorreu no dia 21 de outubro de 2018. Esta é uma condição inédita, pois costumeiramente se registram os recordes máximos de demanda e não os mínimos. Porém, naquele local, a conjuntura de baixa carga e alta potência instalada em MMGD FV está viabilizando que esta última atenda a mais de 50% da demanda no horário de maior irradiância solar. Conforme PARKINSON, o Operador do sistema local – *Australian Energy Market Operator* – está preocupado com a situação e com os próximos anos, quando o montante produzido através da energia solar fotovoltaica em GD poderá ultrapassar as demandas de algumas regiões do país.

Conforme demonstrado através destas projeções, há evidente influência da MMGD FV na curva de carga da rede. Tal influência é diretamente proporcional à potência instalada deste tipo de geração de energia elétrica e das variações da sua fonte primária, a irradiação solar. Em linhas gerais, o que ocorre é um afundamento da região central da curva de carga da rede, correspondente ao período que vai do nascimento ao poente do sol. Dessa forma, o pico de demanda dos dias de semana irá voltar a ocorrer no anoitecer, do mesmo modo que ocorria há décadas. No caso dos finais de semana, o valor máximo continuará sendo registrado no anoitecer. Em ambos os casos, com o grande incremento da MMGD FV no longo prazo, as demandas mínimas diárias passarão da madrugada para o período do meio dia, quando a carga é menor e a irradiação solar é alta. Estes fenômenos tendem a ocorrer sempre primeiro nos finais de semana, quando a demanda é menor e a irradiação continua a mesma.

Nos próximos 10 anos, considerando-se as razoáveis projeções da EPE, tanto para a demanda por energia elétrica quanto para a ampliação da MMGD FV, a influência desta última ao SIN ainda será notadamente positiva. Nos momentos de maior demanda total por eletricidade a fonte solar fotovoltaica instalada diretamente nas UCs aliviará a demanda da rede. Custos com investimentos em novos ativos de geração, transmissão e distribuição poderão ser minimizados. Adicionalmente, a matriz eletro-energética brasileira será ainda mais renovável, contribuindo para a sustentabilidade do planeta.

No caso mais extremo de utilização máxima de MMGD FV do estado do RS, simulado justamente para viabilizar a análise em potenciais situações críticas de influência, além da ampliação dos benefícios citados no parágrafo anterior, surgem também impactos deletérios que podem comprometer a segurança do SIN. Como exposto nos resultados deste cenário, a geração MMGD FV pode atender percentuais majoritários da demanda, se aproximando e até mesmo ultrapassando a demanda estadual em determinados momentos de menor carga e alta irradiação/geração. Esta situação extrapola o desejável e acarreta risco ao equilíbrio entre geração e demanda – e consequentemente à manutenção da frequência do sistema – devido ao fato de a maior parcela da carga ser atendida por uma fonte intermitente e cuja geração não é despachável centralizadamente. Em caso de variações negativas, seja pela chegada de grandes nuvens, temporais, ou até mesmo no entardecer, uma rampa de demanda será exigida do SIN – com declividade variável conforme o caso – que terá que utilizar das outras fontes de rápida resposta, tais como as hidrelétricas participantes do controle automático de geração, para suprir a necessidade a tempo.

4.0 - PROPOSTAS DE SOLUÇÕES

Para que as consequências da ampla penetração da MMGD FV ao SEP possam ser mais profunda e continuamente avaliadas e para que seja possível planejar e atuar na administração do setor elétrico brasileiro de

modo a manter sua segurança, continuidade e a confiabilidade é necessário, sobretudo, conhecer as informações. As informações acerca do atendimento pela rede já são acessíveis e disponíveis. Trata-se aqui de sugerir alternativas para que os dados da MMGD FV, mais precisamente da potência instantânea gerada por cada sistema, estejam disponíveis às concessionárias.

Em primeiro lugar, propõe-se que seja reconhecida pelos órgãos administradores do SEB a existência das duas curvas de carga: a da rede e a total. Notadamente, sugere-se que o ONS renomeie a curva de carga apresentada em seu site para *Curva de carga da rede*, tornando explícito para a sociedade aquilo que de fato ela é.

Em segundo lugar, enquanto não existe uma alternativa implementada de medição das grandezas de interesse, sugere-se que seja estimada a geração instantânea de MMGD FV para composição da curva de carga total. A metodologia elaborada para o desenvolvimento deste trabalho pode ser aperfeiçoada de modo a superar suas limitações e agregando novas variáveis tais como a previsão e o monitoramento da condição climática. Assim, através de um método de baixa complexidade computacional, com dados simples e disponíveis (número, características e localização dos sistemas instalados, cruzados com a irradiância solar média), consegue-se aproximar da realidade da carga total no âmbito da operação de tempo real. Por maiores que sejam os aperfeiçoamentos, ainda estaremos diante de informações estimadas. No entanto, a ordem de grandeza já seria pelo menos indicativa da situação e permitiria aperfeiçoar a tomada de decisão dos órgãos setoriais.

Em terceiro lugar, como solução definitiva e completa, sugere-se alteração na arquitetura e na regulamentação de todos os tipos de MMGD. O objetivo principal desta solução é viabilizar o acesso às informações de geração e consumo ocorridos dentro das Unidades Consumidoras. Busca-se, portanto, as curvas de carga de cada consumidor resultado de sua infraestrutura específica em termos de geração, armazenagem e cargas, bem como dos hábitos de consumo. Para isso, sugere-se a aplicação de tecnologias existentes, de uso crescente e que fazem uso de redes de telecomunicação, conceitos e equipamentos integrantes da ampla concepção de *smart grid* (rede inteligente), mais especificamente, a *smart metering* (medição inteligente).

5.0 - CONCLUSÃO

O desenvolvimento deste estudo demonstrou que existe, de fato, influência da MMGD FV sobre a curva de carga de energia elétrica. Através da aplicação da metodologia desenvolvida, ficou evidente que, com o amplo crescimento deste tipo de geração distribuída passam a existir duas curvas de carga: a da rede e a total. É sobre a curva da rede que a energia solar fotovoltaica irá trazer impactos.

No Rio Grande do Sul, por ora e dentro da próxima década, estes impactos são prioritariamente positivos. No entanto, com a continuidade da ampliação em ritmo acelerado da potência instalada de SFV, mais cedo ou mais tarde, pode-se atingir configurações mais críticas em que o montante de geração oriunda de MMGD FV se aproxime da totalidade de demanda ou até mesmo a ultrapasse em alguns momentos, comprometendo a estabilidade e a segurança do SEP.

Também demonstrou-se que, diante desta situação, para que seja possível o melhor aproveitamento das oportunidades e benefícios bem como para que seja possível aceitar, mitigar ou eliminar os riscos ao sistema é necessário ter conhecimento acerca da realidade das UCs com MMGD FV, isto é, torna-se necessário conhecer as curvas de carga destes consumidores. Para atender essa necessidade, foram feitas proposições de complexidade baixa (curto prazo) e alta (médio prazo).

Se não for viabilizada logo a medição da geração instantânea em MMGD FV, se perderá a oportunidade de discriminar o que é a curva de carga total e o que é a carga da rede (só haverá essa última), inviabilizando, com isso, análises mais apuradas com base em informações coletadas diretamente da realidade. Com informações imprecisas, poderá ser perdido o momento adequado para realizar as adaptações na operação e nos parâmetros de planejamento da expansão da geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(1) Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB); Eletrobras Cepel. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. 2014. 530 p. Disponível em <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=publicacoes&task=livro&cid=481>> . Acesso em: 6 set. 2017.

(2) Empresa de Pesquisa Energética (EPE). **Plano Decenal de Expansão de Energia 2027 (PDE 2027)**, 2018b.

(3) GREENER. **Estudo estratégico: análise do mercado fotovoltaico de geração distribuída 2º semestre 2018**. Disponível em <<https://www.greener.com.br/pesquisas-de-mercado/estudo-estrategico-mercado-fotovoltaico-de-geracao-distribuida-2o-semester-2018/>>. Acesso em: 10 ago. 2018.

(4) JURASZ, J. Krzywda, M. Mikulik, J. **How might residential PV change the energy demand in Poland**. E3W web of Conferences 10, SEED 2016. Cracóvia, 2016.

(5) MILLER, Robert H. **Operação de sistemas de potência**. São Paulo: McGraw-Hill; Rio de Janeiro: Eletrobrás, 1987.

(6) Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). **Procedimento de Rede, Submódulo 20.1: Glossário de termos técnicos**, 2016a.

(7) Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Apresentação Previsão de carga para o planejamento e programação na operação energética, divulgada. **Workshop ONS CCEE EPE sobre previsão e acompanhamento da carga do SIN**. Rio de Janeiro, 2016c. Disponível em <<https://www.ccee.org.br/search/query/redirect.jsp?qid=19419&did=57490&pos=1&idx=1&fid=&pdfq=%22workshop%20previs%C3%A3o%20e%20acompanhamento%20de%20carga%22>>. Acesso em: 20 jul. 2018.

(8) PARKINSON, G. **South Australia grid demand hits record low as solar accounts for 54%**. Disponível em <<https://reneweconomy.com.au/south-australia-grid-demand-hits-record-low-as-solar-accounts-for-54-27054/>>. Acesso em: 15 nov. 2018.

(9) SILVA, Ivan N. M. **Os impactos na geração de energia elétrica com a inserção de sistemas fotovoltaicos no estado do Rio Grande do Sul**. 2015. 27 p. Trabalho de conclusão de curso. PUCRS, Porto Alegre.

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Júlio de Azambuja Borges

Engenheiro Eletricista pela Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul (PUCRS) de Porto Alegre em 2018.

Técnico em Eletrotécnica pela Escola Técnica Estadual Frederico Guilherme Schmidt de São Leopoldo/RS em 2000.

Concursado na CEEE-GT desde 2001, tendo participado de equipes de manutenção de subestação e de proteção e medição da Transmissão. Desde 2004 atua como gestor de equipes, inicialmente no setor responsável pela manutenção de proteção e medição e, desde 2013, pelo conjunto da Operação e Manutenção da Área de Transmissão.