

Grupo de Estudo de Planejamento de Sistemas Elétricos-GPL

Estimativa de contribuição das usinas solares fotovoltaicas no atendimento à ponta

**CRISTIANO SABOIA RUSCHEL(1); GUSTAVO BRANDÃO HAYDT DE SOUZA(1);
EPE(1);**

RESUMO

O estudo das características de cada fonte energética é fundamental para o planejamento energético, pois indica o quanto determinada fonte beneficia (ou não) o sistema. Neste trabalho, estuda-se o comportamento do parque solar brasileiro, instalado e contratado, por meio da simulação da produção desse conjunto. Utilizando uma metodologia probabilística, estima-se a contribuição desse parque para a ponta. Esse resultado foi utilizado para a análise de sensibilidade da possível contribuição da fotovoltaica para a ponta no PDE 2027. Observou-se variações sazonais importantes nessa eventual contribuição, fruto dos horários verificados da ponta para cada mês e das variações do recurso.

PALAVRAS-CHAVE

Energia Solar, Energia Fotovoltaica, Planejamento Energético, Contribuição para Ponta

1.0 - INTRODUÇÃO

Idealmente, o planejamento energético deve considerar as características específicas de cada fonte disponível na obtenção de uma matriz elétrica ótima. Dentre as possíveis características a serem consideradas, estão a sazonalidade da produção e seu perfil horário, que indicam o quanto determinada fonte beneficia (ou não) o sistema, produzindo energia nos momentos de maior necessidade. Em fontes não-controláveis, como a solar fotovoltaica, metodologias probabilísticas são utilizadas para estimar sua contribuição ao sistema no atendimento à demanda máxima (1). Neste trabalho são apresentados os resultados de uma metodologia com essa finalidade, considerando o parque fotovoltaico brasileiro instalado e contratado nos leilões de energia. Os resultados obtidos com essa metodologia serviram como base para a análise de sensibilidade do PDE 2027 (2) de contribuição da fonte solar fotovoltaica para a ponta. No desenvolvimento do estudo, são discutidos também aspectos relativos ao efeito da agregação da produção das usinas fotovoltaicas dispersas no território brasileiro, incluindo efeitos sazonais e diferença do comportamento do recurso solar entre as localidades.

A dispersão geográfica de fontes com recursos variáveis, como a solar fotovoltaica, tem como efeitos a redução da variabilidade de curto prazo da produção e o aumento dos níveis mínimos de produção, quando considerado o conjunto de usinas. Tais resultados decorrem dos fatos de que a grandes distâncias as variações na geração de cada usina não são correlacionadas, e que ao considerar diversos pontos dispersos, reduz-se a probabilidade de que todos apresentem baixa produção concomitantemente.

Em (3) demonstrou-se que, ao agregar as usinas fotovoltaicas no sul da Califórnia em um dia parcialmente nublado, a forma da produção combinada se aproxima de um dia ensolarado, conforme apresenta a Figura 1.

(*) Av. Rio Branco, nº 1 - 11º andar – CEP 20090-003, Rio de Janeiro, RJ – Brasil.
Tel: (+55 21) 3512-3366 – Email: cristiano.ruschel@epe.gov.br

Destaca-se que a produção apresentada é normalizada, e por essa razão todas as linhas atingem a produção máxima.

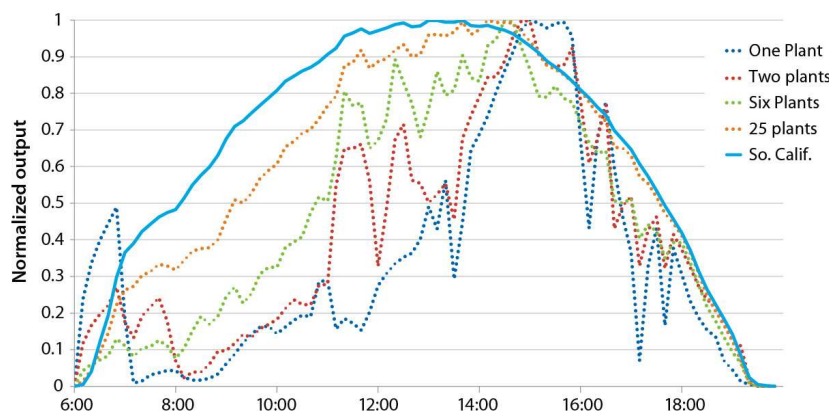


Figura 1 – Efeito da agregação espacial de usinas fotovoltaicas na Califórnia
Fonte: Lew et al. (2013)

2.0 - METODOLOGIA

A representação das usinas fotovoltaicas do parque brasileiro foi realizada selecionando-se 15 pontos de interesse nos subsistemas Nordeste e Sudeste – Centro-Oeste, representativos dos locais onde há usinas em operação ou contratadas em leilões. Foram obtidos dados horários de irradiação global horizontal para os períodos de 2005 a 2015 provenientes do modelo de transferência radiativa Brasil-SR, cedidos pelo LABREN-INPE para cada um destes pontos. A partir destes dados, foi simulada a produção em base horária de uma usina padronizada para cada ponto. A produção combinada foi obtida através fatores de ponderação atribuídos a cada ponto simulado que levaram em consideração a proporção de potência instalada e contratada até o momento. As localidades consideradas são apresentadas na Tabela 1.

Tabela 1 - Localidades consideradas no estudo

Município	UF	Subsistema	Fator de Ponderação
Bom Jesus da Lapa	BA	NE	14,75%
Bom Jesus da Lapa	MG*	SE	2,33%
Pirapora	MG	SE	11,96%
Ribeira do Piauí	PI	NE	13,10%
Guaimbê	SP	SE	4,37%
Quixeré	CE	NE	11,61%
Juazeiro	BA	NE	4,25%
Coremas	PB	NE	4,19%
Areia Branca	RN	NE	3,32%
Aquiraz	CE	NE	5,94%
Ouroeste	SP	SE	2,18%
São Gonçalo do Gurgueia	PI	NE	6,98%
Terra Nova	PE	NE	4,28%
Barreiras	BA	NE	3,26%
Guimânia	MG	SE	5,24%
Tacaratu	PE	NE	2,24%

(*) Av. Rio Branco, nº 1 - 11º andar – CEP 20090-003, Rio de Janeiro, RJ – Brasil.
Tel: (+55 21) 3512-3366 – Email: cristiano.ruschel@epe.gov.br

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG

* Os dados do município de Bom Jesus da Lapa foram utilizados também no subsistema SE para representar o município de Jaíba (MG), pela proximidade destes, e a ausência de dados para o segundo.



Figura 2 – Mapa da localização das usinas simuladas

O fato de serem utilizados apenas 15 pontos traz algumas limitações, já que nesse processo algumas usinas estão sendo representadas por pontos próximos, possivelmente subestimando o efeito da dispersão temporal. Contudo, os dados utilizados possuem 11 anos de período concomitante, discretização horária e baixa incerteza, permitindo uma análise adequada dos efeitos da produção combinada.

Para a simulação de produção foram consideradas usinas com rastreamento em 1 eixo, exceto em Guaimbê, onde modelou-se uma usina com sistema fixo, pois há uma planta de 150 MW desse tipo operando no local (4). O fator de dimensionamento do inversor considerado (proporção CA/CC) foi de 0,76, sendo este um valor representativo dos projetos que vêm sendo desenvolvidos atualmente (5). Adotou-se valores de perdas baseados nas práticas utilizadas nos projetos participantes nos leilões e não foram considerados efeitos de degradação dos módulos fotovoltaicos e a consequente redução na produção das usinas ao longo dos anos.

Na avaliação da contribuição do conjunto de usinas fotovoltaicas no atendimento à ponta, foi considerada a curva de carga horária do SIN para o ano de 2015 e atribuiu-se um parâmetro de tempo de duração da ponta de, aproximadamente, 1,4% das horas do mês. Este parâmetro foi estimado com base na análise da curva de carga horária do SIN e pela avaliação do tempo em que ocorrem valores de demandas próximos dos valores de demanda máxima. Levou-se também em consideração, na definição desse tempo, a duração do patamar de carga pesada utilizado na simulação energética que, no PDE 2026 (6), é em torno de 10% das horas do mês. Esta coerência entre a duração da demanda de ponta e a duração da carga pesada tem por finalidade uma maior compatibilidade entre o estudo de atendimento à ponta e o estudo energético mensal. Para cada mês, tomou-se a geração solar de cada subsistema em cada um dos anos simulados nos horários correspondentes de demanda máxima da curva de carga do SIN e foi considerado que a contribuição efetiva do conjunto corresponde ao P95 dessas gerações (5% menores gerações). Esta é a mesma metodologia utilizada no PDE 2027 para estimativa de atendimento à ponta das usinas eólicas (7).

3.0 - RESULTADOS

3.1 Redução da variabilidade

Conforme esperado, os resultados demonstram que a agregação de usinas distantes entre si reduz a variabilidade da produção conjunta. A Figura 3 ilustra esse efeito para o parque fotovoltaico simulado, com as produções de cada usina apresentadas com linhas claras, e os agregados do Sudeste, Nordeste e de todas as usinas do SIN representados por curvas escuras. Diferente das curvas da Figura 1, estas não foram normalizadas, a fim de demonstrar que, ao mesmo tempo que há a atenuação da variabilidade, a produção combinada é inferior em relação à potência total instalada e às usinas que estão em localidades com recurso favorável naquele dia. Outra diferença notável é o uso de rastreamento de um eixo, enquanto a Figura 1 parece ter predominância de usinas com estrutura fixa, dada a queda mais acentuada da produção no início e fim do dia.

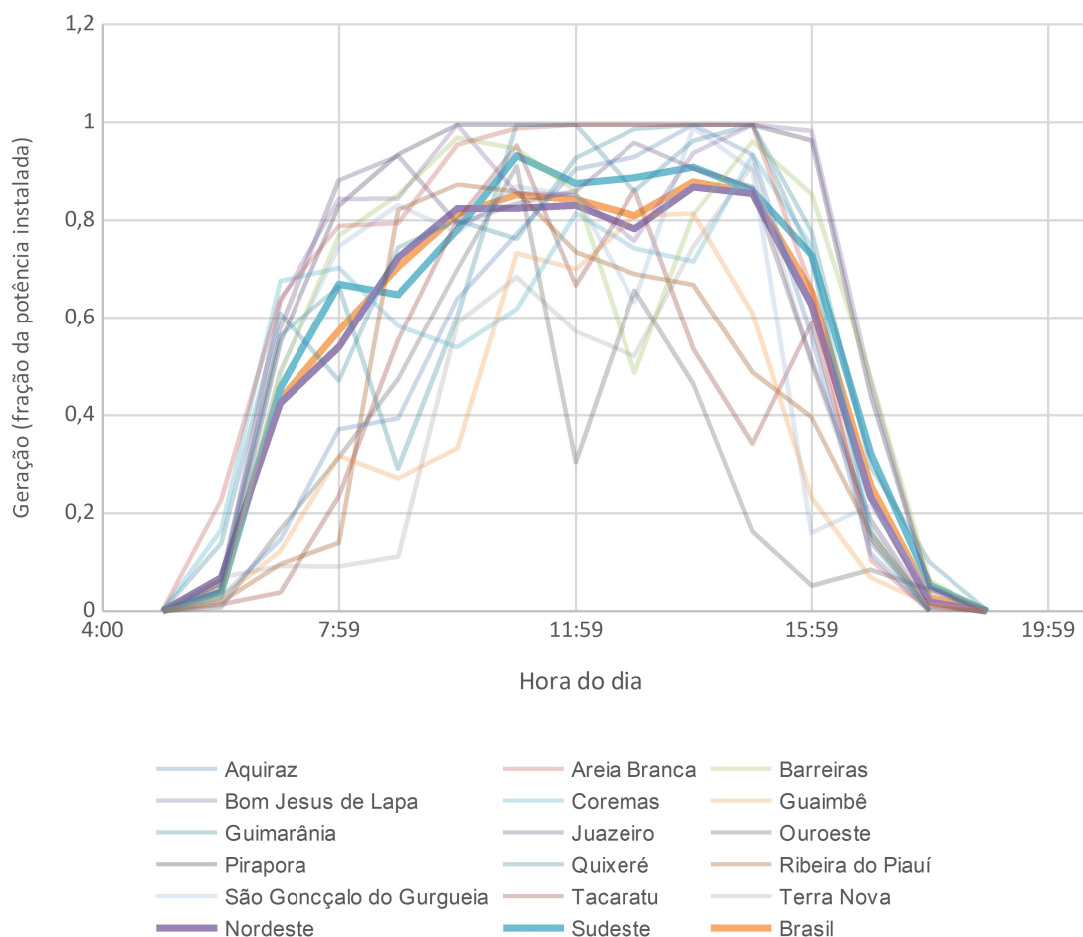


Figura 3 – Efeito da agregação espacial de usinas fotovoltaicas no Brasil para um dia selecionado

Outra diferença entre as análises é o fato de o caso simulado ter utilizado dados horários, enquanto a Figura 1 possui intervalos mais curtos. Assim, o fato de a Figura 3 apresentar menos flutuações de curto prazo não significa que estas não ocorram, mas sim que esta informação foi perdida devido à integralização dos dados.

3.2 Variações regionais e sazonais

A posição do sol ao longo do ano é uma variável determinística, sendo facilmente calculada com um conjunto de equações, e depende basicamente do local e do instante considerado. Como a área na qual foram consideradas usinas fotovoltaicas é bastante extensa, com diferenças relevantes de latitude e longitude, há variações na trajetória solar e na duração do dia entre os locais e ao longo do ano. A fim de ilustrar esses efeitos, foram escolhidos três pontos: Quixeré (CE), mais a Nordeste, Ouroeste (SP), no extremo Sudoeste da área considerada e Pirapora (MG), entre os pontos anteriores.

A produção simulada de três dias selecionados para esses locais é mostrada nas Figuras 4, 5 e 6, representando, respectivamente, dias próximos ao solstício de inverno, ao equinócio de primavera e ao solstício de verão. As análises dessas figuras têm como foco as rampas de início e final do dia. Selecionou-se dias que possuísem céu limpo nesses dois momentos para as 3 localidades, ainda que durante o dia a produção possa ter oscilado devido à nebulosidade. As usinas simuladas nas Figuras a seguir possuem potência instalada de 1 MW.

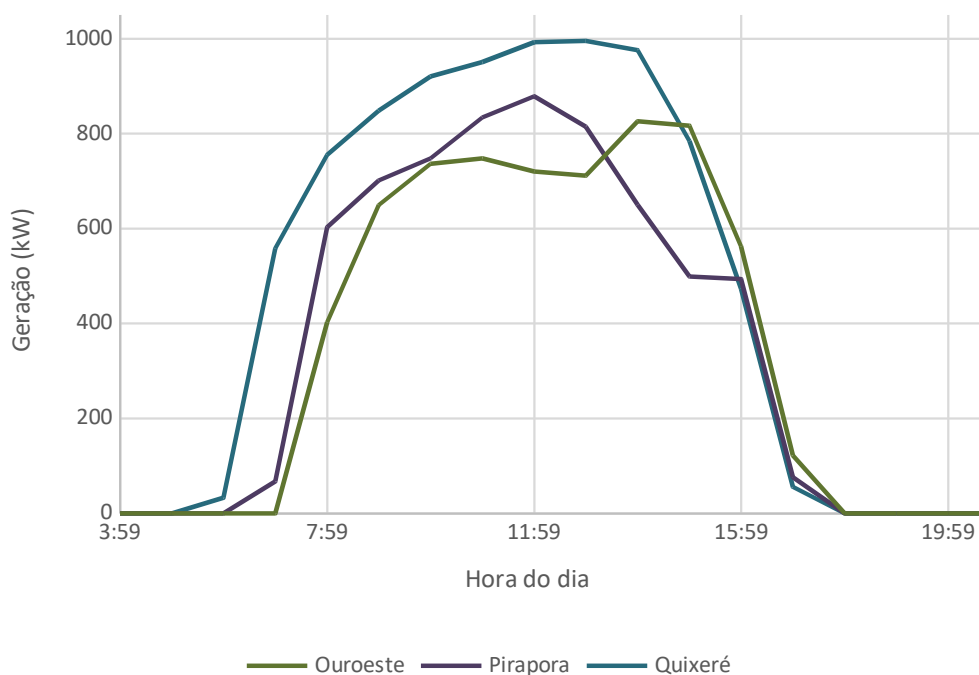


Figura 4 – Produção simulada para 05/07/2008 (solstício de inverno)

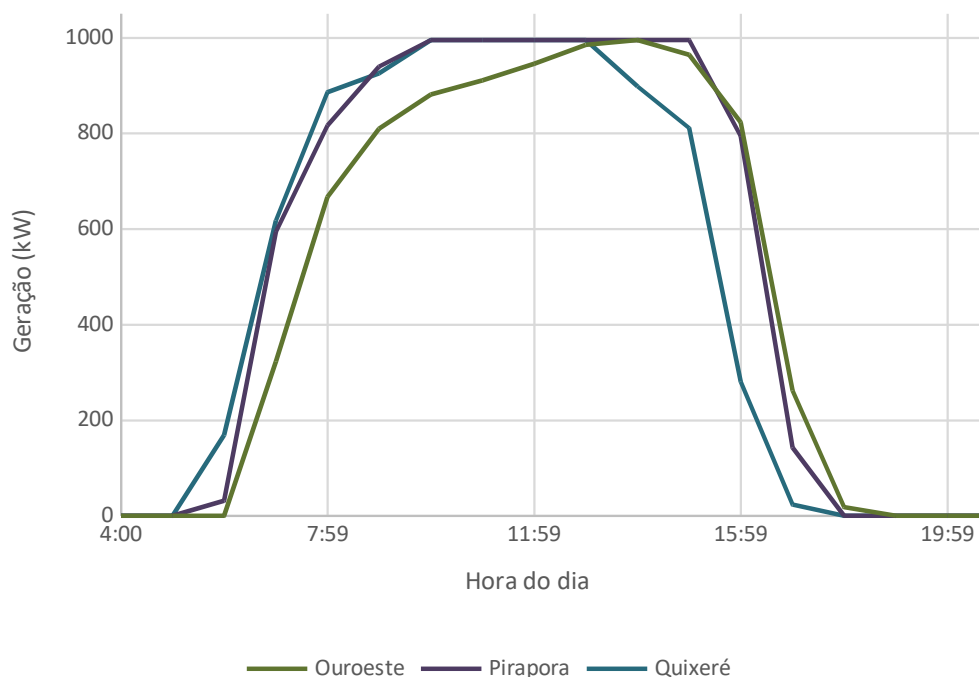


Figura 5 – Produção simulada para 28/09/2012 (equinócio de primavera)

Próximo ao solstício de inverno, o dia é mais curto em regiões mais distantes do equador, e, percebe-se na Figura 4 que, apesar do pôr do sol ocorrer em horários semelhantes nos três locais, a produção começa mais cedo em Quixeré (CE), mais a Leste. Nos equinócios, a duração do dia é idêntica em qualquer posição da Terra, havendo apenas um deslocamento devido à longitude, conforme ilustra a Figura 5. Já próximo ao solstício de verão, o dia é mais longo em latitudes mais altas. Assim, como apresentado na Figura 6, apesar de o Sol nascer alguns minutos depois em Ouroeste (SP) do que nas demais localidades, o pôr do sol ocorre com mais de uma hora de atraso em relação a Quixeré. Pirapora (SP), por estar entre as outras duas localidades, possui um comportamento intermediário.

Em resumo, a dispersão de usinas em uma área tão extensa como no caso brasileiro faz com que a produção combinada permaneça por um tempo mais longo do que cada usina individualmente. O fato de as usinas estarem espalhadas tanto em latitude quanto em longitude faz com que a relação entre suas produções seja mais complexa e varie ao longo do ano. No caso da Figura 1, a área de estudo é bastante menor, limitando-se às usinas do sul da Califórnia, com pequena variação de longitude, de forma que o efeito da dispersão espacial é menos pronunciado.

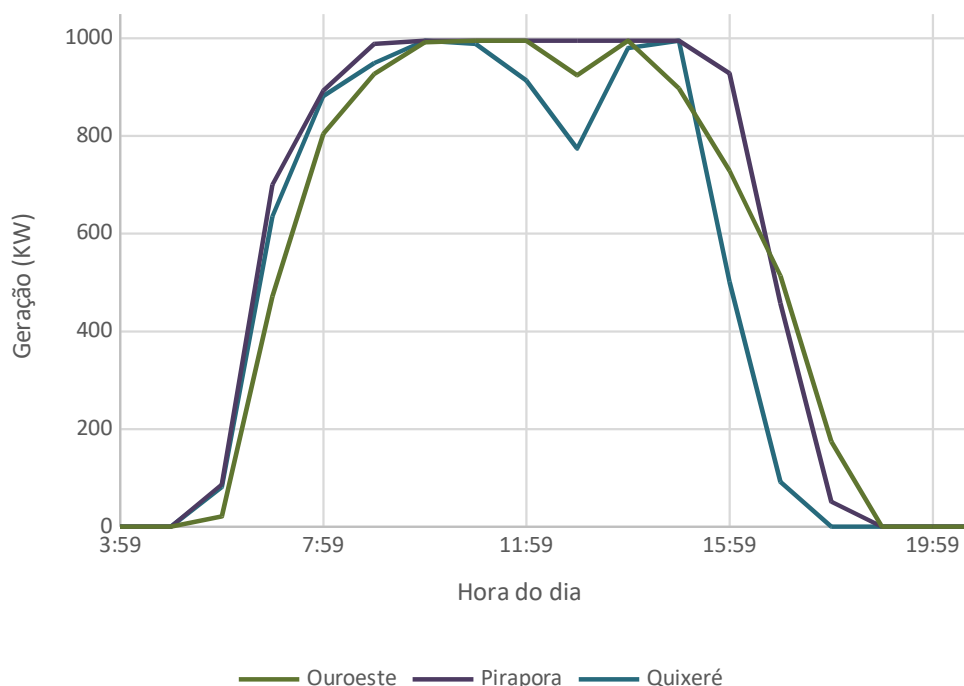


Figura 6 – Produção simulada para 25/12/2012 (solstício de verão)

Ainda, é fato que cada usina possui um valor diferente para o sistema, a depender de onde esteja localizada, pois apresentam contribuições diferentes para o atendimento à curva de carga. Assim, caso o modelo comercial valorasse tais contribuições, como a utilização de preços horários, poderia haver um ganho de competitividade das usinas localizada mais a Oeste em relação àquelas a Leste, considerando a curva de carga líquida atual.

3.3 Contribuição para a demanda máxima

Os resultados discutidos anteriormente demonstram qualitativamente os ganhos devido à dispersão espacial de usinas fotovoltaicas, pela produção não correlacionada em diversos pontos. Para demonstrar de forma quantitativa esse aumento, foram selecionadas separadamente: (i) uma usina no Nordeste, (ii) uma usina no Sudeste, (iii) duas usinas no Nordeste, (iv) duas usinas no Sudeste, (v) cinco usinas no Nordeste, (vi) três usinas no Nordeste e duas no Sudeste e (vii) todas as usinas simuladas. Em cada caso, tomou-se o P95 da geração fotovoltaica em quatro diferentes horários e três diferentes meses, utilizando-se os 11 anos simulados. Exclusivamente nessa análise, não são utilizadas as ponderações da Tabela 1, sendo as proporções consideradas iguais entre as usinas. Os resultados são apresentados nas Tabelas 2, 3 e 4.

Tabela 2 – P95 da geração fotovoltaica em fevereiro em horários selecionados

Caso	Fevereiro			
	15h	16h	17h	18h
1 usina NE	22.8%	17.0%	6.5%	0.0%
1 usina SE	20.2%	14.2%	8.4%	1.5%
2 usinas NE	36.6%	32.3%	12.4%	0.5%
2 usinas SE	46.8%	32.8%	18.3%	4.3%
5 usinas NE	46.4%	32.3%	12.7%	0.5%
3 usinas NE + 2 usinas SE	51.7%	41.5%	17.9%	2.3%

15 usinas	53.2%	41.8%	17.4%	2.3%
------------------	--------------	--------------	--------------	-------------

Tabela 3 - P95 da geração fotovoltaica em junho em horários selecionados

Caso	Junho			
	15h	16h	17h	18h
1 usina NE	15.6%	8.7%	0.8%	0.0%
1 usina SE	22.2%	14.7%	2.6%	0.0%
2 usinas NE	37.6%	19.7%	2.4%	0.0%
2 usinas SE	35.8%	19.9%	4.2%	0.0%
5 usinas NE	43.7%	23.2%	2.7%	0.0%
3 usinas NE + 2 usinas SE	47.9%	24.6%	3.6%	0.0%
15 usinas	52.3%	27.7%	4.0%	0.0%

Tabela 4 - P95 da geração fotovoltaica em outubro em horários selecionados

Caso	Outubro			
	15h	16h	17h	18h
1 usina NE	32.4%	14.9%	1.7%	0.0%
1 usina SE	13.6%	13.1%	6.0%	0.0%
2 usinas NE	40.4%	22.8%	4.3%	0.0%
2 usinas SE	36.2%	22.7%	9.4%	0.0%
5 usinas NE	44.0%	23.9%	4.9%	0.0%
3 usinas NE + 2 usinas SE	49.7%	30.1%	7.4%	0.0%
15 usinas	52.1%	32.1%	7.5%	0.0%

Em todos os meses analisados, há significativa contribuição da agregação espacial da produção em diferentes localidades no incremento da produção mínima, especialmente nos horários mais distantes do final do dia. Por exemplo, enquanto uma usina individual no Nordeste apresentava P95 de apenas 15,6% às 15h de junho, esse valor cresce para 35,8% considerando-se a soma de apenas duas usinas, e 52,3% a agregação das 15 usinas espalhadas pelo país. Verifica-se também que, em geral, a agregação de localidades mais distantes tende a trazer mais benefícios, como demonstra a comparação de 5 usinas no Nordeste com um conjunto de 3 no Nordeste e 2 no Sudeste-Centro-Oeste. Cabe ressaltar que mais próximo ao fim do dia (depois das 17h), o benefício da agregação é reduzido, sendo a produção mínima mais influenciada pela longitude das usinas consideradas, já que as usinas mais a Leste estão encerrando sua produção, e não contribuem mais para o sistema.

Destaca-se também que, longe do início e do final do dia, as produções mínimas do parque conjunto parecem depender pouco do mês, sendo um pouco superiores a 50% para as 15h nos três meses considerados. Ainda, observa-se que as usinas no Sudeste-Centro-Oeste tendem a apresentar produções mínimas superiores no final do dia, principalmente nos equinócios e no solstício de verão, confirmando, em termos quantitativos, a discussão apresentada nas Figuras 3, 4 e 5.

A análise de contribuição de ponta da fotovoltaica, ou geração disponível para as 1,4% maiores demandas de cada mês, foi realizada a partir da ordenação da curva de carga horária normalizada de cada mês e do cálculo dos P95 valores de geração fotovoltaica (5% menores) que aconteceriam nesses momentos de maior carga. Esses valores de geração coincidente com as maiores cargas para cada mês serão os fatores de contribuição para a ponta, e podem ser observados na Tabela 5.

Tabela 5 - Fator de Contribuição Solar para a ponta no SIN (% da potência instalada)

Subsistema	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
SE/CO	21,8%	29,3%	22,8%	14,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	12,5%	16,3%	19,4%	17,1%
NE	14,1%	16,2%	13,1%	9,3%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	7,9%	6,7%	7,4%	10,2%

Os resultados apresentados apontam que, nos meses de maio a agosto, não há contribuição da fonte solar no atendimento à ponta, em ambos os subsistemas, já que nesses meses a demanda máxima ocorre durante a noite. Nos meses de janeiro a março, a contribuição é mais elevada, ficando em torno 15% da potência instalada das usinas no subsistema Nordeste, e superando 20% no subsistema Sudeste - Centro-Oeste. Nos demais meses, há contribuição, mas em menor proporção.

Os valores da Tabela 5 foram utilizados em um caso de sensibilidade do Plano Decenal de Expansão de Energia 2027 (2), onde foi demonstrado, que, quando considerada a contribuição das usinas solares fotovoltaicas no atendimento à demanda máxima, reduz-se a necessidade de contratação de fontes para atendimento à potência em 3.350 MW no horizonte decenal.

Contudo, tal contribuição não é considerada na expansão de referência devido à incerteza na demanda máxima, em especial na dificuldade da estimativa da evolução da curva de carga no período analisado. Como a depender da evolução da demanda a ponta pode ser alterada para o período da noite (como já o é em alguns meses), existe um risco de que as usinas fotovoltaicas deixem de contribuir nesse atendimento. Portanto, embora o perfil de produção fotovoltaica seja relativamente previsível, há uma considerável incerteza acerca da curva de carga futura, o que afeta a contribuição da fonte à ponta. Cabe ressaltar que a demanda a ser considerada em tais análises é a demanda líquida, descontando a geração de fontes não controláveis e a geração distribuída. Portanto, a própria composição da matriz elétrica futura, bem como a inserção de geração distribuída fotovoltaica, influenciam na carga a ser atendida, alterando a contribuição das fontes não controláveis.

4.0 - CONSIDERAÇÕES FINAIS

A contribuição da fonte solar fotovoltaica para atendimento à ponta sofre influência relevante da dispersão espacial das usinas, tendo sido demonstrado o benefício da instalação de plantas em diversas localidades no atendimento à demanda. Discutiu-se ainda a influência da posição geográfica, na qual verificou-se que usinas mais a Oeste produzem energia em horários posteriores em relação àquelas a Leste. Contudo, dado que no caso estudado as usinas mais a Oeste estão em geral mais ao Sul, aspectos sazonais influenciam na duração do dia, ampliando a duração da produção à tarde próximo ao solstício de verão e reduzindo-a nos meses mais próximos ao solstício de inverno.

No período de maio a agosto, não há contribuição à demanda máxima em nenhum dos subsistemas avaliados (SE/CO e NE), dado que nestes meses, com a curva de carga atual, a ponta tem ocorrido à noite. A maior fonte de incerteza na estimativa da real contribuição futura da fonte fotovoltaica no atendimento à ponta decorre da dificuldade de estimar o comportamento da curva de carga futura. Há que se ressaltar que também deve ser considerada a demanda líquida para essas estimativas, isto é, trabalhar com a demanda após descontar a produção de fontes não controláveis e a devida inserção de geração distribuída, que interferem na demanda a ser atendida, e por consequência, na contribuição de cada fonte a seu atendimento.

5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS



- (1) CUNHA, S. H. F. et al. – Avaliação da Confiabilidade de Parques Eólicos na Região Nordeste. XIII SEPOPE. Foz do Iguaçu: 2014
- (2) EPE – Plano Decenal de Expansão de Energia 2027, 2018.
- (3) Lew, D.; Brinkman, G.; Ibanez, E.; Hodge, B.-M.; Hummon, M.; Florita, A.; Heaney, M.; Stark, G.; King, J.; Kumar, N.; Lefton, S.; Agan, D.; Jordan, G.; Venkataraman, S. – Western Wind and Solar Integration Study Phase 2 (WWSIS-2). NREL/TP-5500-55588. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, 2013.
- (4) ONS – Boletim Mensal de Geração Fotovoltaica – Setembro/2018, 2018.
- (5) EPE – Projetos Fotovoltaicos nos Leilões de Energia: Características dos empreendimentos participantes nos leilões de 2013 a 2018 (nº EPE-DEE-NT-091/2018-r0), 2018.
- (6) EPE – Plano Decenal de Expansão de Energia 2026, 2017.
- (7) EPE – Análise do Atendimento à Demanda Máxima: Nota Técnica EPE-DEE-NT-035-r1/2017, 2017.



XXV SNTPEE
SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG

3704
GPL/11

6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Cristiano Saboia Ruschel, nascido em Guaíba – RS em 1988, é Analista de Pesquisa Energética na EPE, e Engenheiro Mecânico graduado pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul – UFRGS (conclusão em 2012). Possui mestrado em Energia também pela UFRGS (conclusão em 2015), e atualmente cursa doutorado nos mesmos programa e instituição.

Gustavo Brandão Haydt de Souza, nascido no Rio de Janeiro em 22/04/1980. Formação em Engenharia Elétrica pela UERJ e Doutorado em Sistemas Sustentáveis de Energia pela FEUP, Portugal. Desde 2013 atua como analista de pesquisa energética na Empresa de Pesquisa Energética – EPE. Antes disso trabalhou na Empresa de Petróleo Ipiranga entre 2004 e 2006, foi pesquisador no IST-Lisboa, pós-doc na UFRJ e consultor em projetos de energia, como o levantamento da matriz energética da AMP-N, Portugal.