

Análise do Atendimento à Demanda Máxima de Potência



Empresa de Pesquisa Energética

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA





GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
MME/SPE

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Wellington Moreira Franco

Secretário Executivo

Marcio Felix Carvalho Bezerra

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Eduardo Azevedo Rodrigues

Secretário de Energia Elétrica

Ildo Wilson Grudtner

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

João Vicente de Carvalho Vieira

Secretário de Geologia, Mineração e

Transformação Mineral

Vicente Humberto Lôbo Cruz

Análise do Atendimento à Demanda Máxima de Potência



Empresa de Pesquisa Energética

Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

Presidente

Reive Barros dos Santos

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Amílcar Gonçalves Guerreiro

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

José Mauro Ferreira Coelho

Diretor de Gestão Corporativa

Álvaro Henrique Matias Pereira

Coordenação Geral

Reive Barros dos Santos
Amílcar Gonçalves Guerreiro

Coordenação Executiva

Jorge Trinkenreich

Equipe Técnica

Flávio Alberto Figueredo Rosa
Glaysson de Mello Muller
Gustavo Brandão Haydt de Souza
Renato Haddad Simões Machado
Roney Nakano Vitorino
Simone Quaresma Brandão

URL: <http://www.epe.gov.br>

Sede

Esplanada dos Ministérios Bloco "U" Sala 744 - Brasília - DF BRASIL
CEP:70.065-900

Escritório Central

Av. Rio Branco, 01 – 11º Andar
20090-003 - Rio de Janeiro – RJ

Nº. EPE-DEE-NT-035/2017-r1

Data: 27 de dezembro de 2018

IDENTIFICAÇÃO DO DOCUMENTO E REVISÕES

epe Empresa de Pesquisa Energética		
<i>Área de Estudo</i>		
<i>Estudo</i>		
<i>Macro atividade</i>		
Análise do Atendimento à Demanda Máxima de Potência		
<i>Ref. Interna (se aplicável)</i>		
<i>Revisões</i>	<i>Data de emissão</i>	<i>Descrição sucinta</i>
r0	09/06/2017	Emissão original
r1	27/12/2018	Complementação da seção 4.3 com aperfeiçoamentos na modelagem de contribuição eólica e respectiva adequação na introdução.

Sumário

1. INTRODUÇÃO	6
2. DEMANDA MÁXIMA INSTANTÂNEA.....	6
3. RISCO DE NÃO ATENDIMENTO À DEMANDA MÁXIMA.....	9
4. CONTRIBUIÇÃO DAS USINAS E DISPONIBILIDADE DE INTERCÂMBIO PARA O ATENDIMENTO À PONTA.....	9
4.1. DISPONIBILIDADE DE INTERCÂMBIO	10
4.2. USINAS HIDRELÉTRICAS.....	10
4.2.1. Perda de Potência por Deplecionamento.....	11
4.2.2. Análise da Disponibilidade Hidráulica.....	12
4.2.3. Usinas da Região Amazônica	15
4.3. OUTRAS FONTES RENOVÁVEIS.....	15
4.4. USINAS TERMELÉTRICAS	18
5. METODOLOGIA PARA ANÁLISE DO ATENDIMENTO.....	18
6. CONCLUSÕES.....	21
7. REFERÊNCIAS.....	21

1. INTRODUÇÃO

A avaliação das condições de atendimento à demanda máxima do sistema é uma das atividades que integram o escopo do planejamento da expansão do Sistema Interligado Nacional (SIN). Desta forma, os Planos Decenais de Expansão de Energia (PDE) elaborados pela EPE/MME apresentam uma análise entre a capacidade máxima de potência disponível e a demanda máxima instantânea, com o objetivo de verificar as condições de seu atendimento.

Evoluções metodológicas vêm sendo apresentadas de modo a preservar o caráter de planejamento da expansão, considerando cada vez mais questões operativas do sistema. O presente documento apresenta a metodologia de análise do atendimento à demanda máxima utilizados à época de publicação do PDE 2026. Os resultados obtidos pela metodologia apresentada nesta NT também serviram de entrada para a disponibilidade de potência, por fonte, considerada no Modelo de Decisão de Investimentos, utilizado para elaboração do PDE. Após a finalização do PDE2026, foi concluído um aperfeiçoamento na modelagem de contribuição eólica, que foi aplicado no PDE 2027 e será detalhado neste documento.

2. DEMANDA MÁXIMA INSTANTÂNEA

De modo a garantir o atendimento à demanda máxima de cada subsistema, serão consideradas projeções de valores mensais de demanda máxima instantânea, devendo assim ser atendida a demanda máxima não coincidente do SIN.

Considerando que o sistema elétrico brasileiro é fortemente interligado, para uma modelagem precisa, o mais representativo seria a utilização dos valores de demanda máxima instantânea coincidente, ou seja, a máxima demanda que ocorre no SIN considerando todas as regiões no mesmo instante de tempo. Entretanto, a consideração da demanda máxima não coincidente – soma da demanda máxima de cada região, que pode ocorrer em instantes de tempo distintos – deve ser vista como a inserção de mais um fator de segurança, visto que seu valor nunca será inferior ao da demanda máxima coincidente do SIN.

A diferença entre estes valores de demanda máxima coincidente e não coincidente varia ao longo dos meses, sendo que para a projeção da demanda de referência utilizada no

PDE 2026 esta diferença nunca foi superior a 3,5% da demanda máxima coincidente. A diferença entre os valores mencionados representou, em média, um acréscimo de 2%.

O Gráfico 1 apresenta o empilhamento das demandas máximas de cada região, utilizadas no PDE 2026, sendo a sua envoltória superior a soma das demandas máximas não coincidentes. O gráfico mostra também os valores de demanda máxima coincidente do SIN, sempre abaixo da envoltória anteriormente citada.

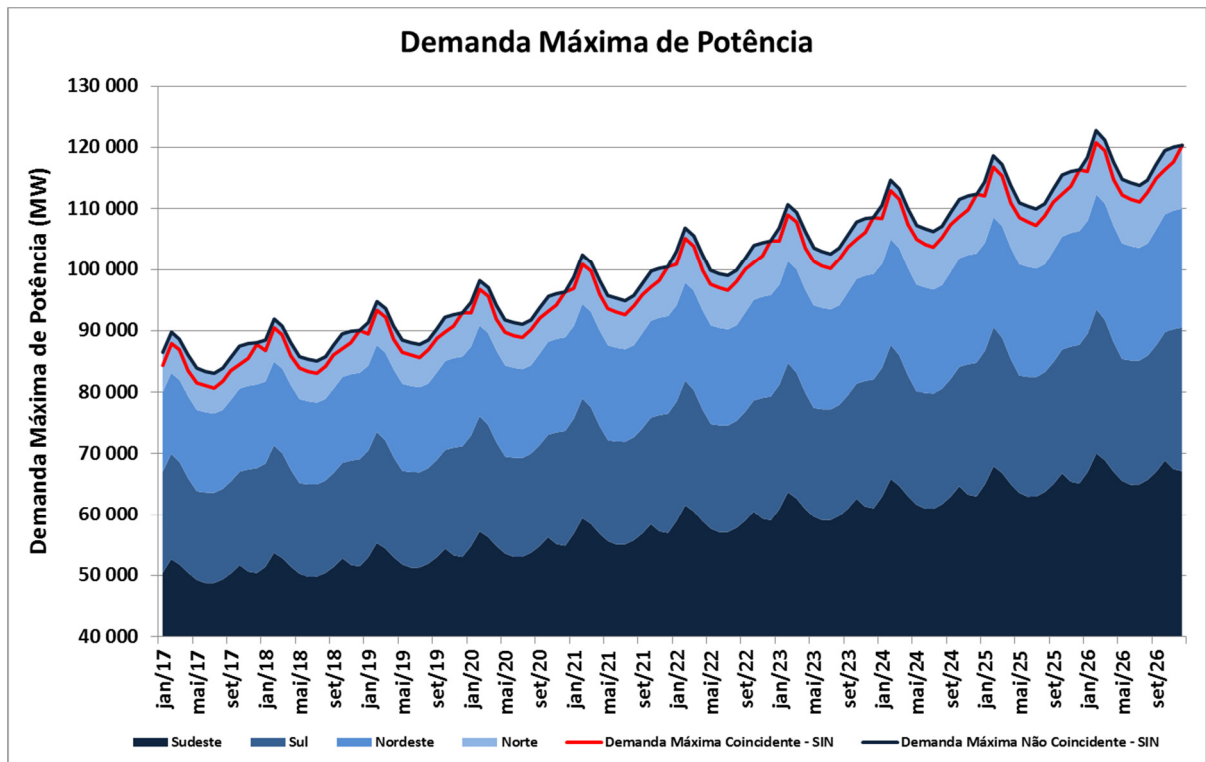


Gráfico 1 - Comparação entre demanda máxima coincidente e não coincidente

A reserva de potência operativa é acrescida à demanda máxima do SIN, compondo o requisito a ser atendido pelo sistema de geração. Esta reserva operativa é um fator de segurança que visa cobrir aumentos inesperados na demanda, variações instantâneas na geração, entre outros eventos alheios à programação energética, além de assegurar a execução de procedimentos para a operação da rede elétrica.

Do ponto de vista energético, adota-se o acréscimo de 5% à demanda máxima de cada região, seguindo assim o indicado no Submódulo 23.4 (seção 13.2.2) dos Procedimentos de Rede – PR, que descreve as diretrizes e critérios para estudos energéticos para o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Para o cálculo da disponibilidade hidráulica, é necessário estimar o tempo pelo qual a geração de ponta deverá ser mantida. O parâmetro de tempo de duração da ponta utilizado nas análises foi de, aproximadamente, 1,4% do mês. Este parâmetro foi estimado com base na análise da curva de carga horária do SIN, 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, é em torno de 10% 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. O Gráfico 2 apresenta a demanda horária verificada no SIN no mês de Janeiro/2017 e o respectivo valor de demanda máxima instantânea verificado neste mês. Conforme se pode observar, a estimativa de duração da demanda máxima em torno 1,4% do mês é coerente com a duração do patamar de carga pesada (10%) considerado nos estudos energéticos e com a análise da curva de carga deste mês.

Sabe-se que quanto maior a duração considerada para a demanda máxima, maior será margem de segurança atribuída ao estudo. Entretanto, valores demasiadamente elevados levarão a uma subestimativa da contribuição hidráulica, devido à sinalização de manter uma geração por mais tempo que o necessário.

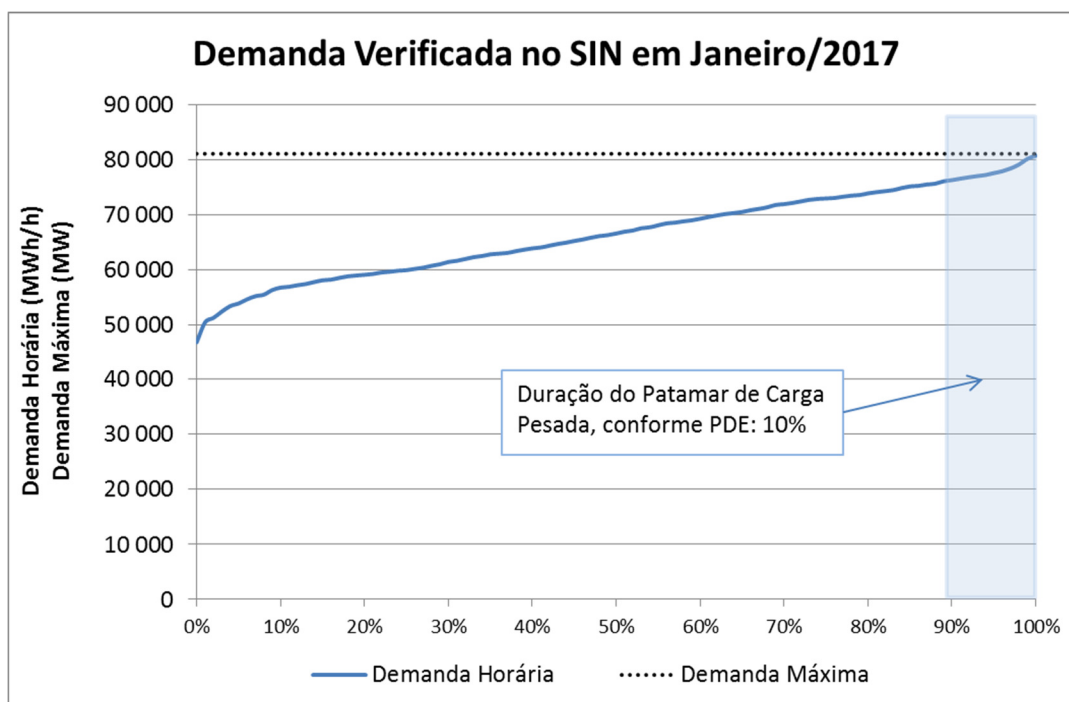


Gráfico 2 - Demanda Verificada no SIN em Janeiro/2017 (Fonte: ONS)

3. RISCO DE NÃO ATENDIMENTO À DEMANDA MÁXIMA

Definem-se como déficit de potência as situações nas quais a demanda máxima instantânea, em qualquer região, acrescida dos fatores de segurança anteriormente citados, é maior que a oferta de potência, considerando sua capacidade de recebimento de outras áreas.

O risco de não atendimento à demanda máxima, ou seja, a probabilidade de ocorrência de cenários de déficit, é calculado em base mensal¹ e contabilizado através do percentual de cenários com déficit em relação ao total analisado naquele mesmo período.

Desta forma, é possível mensurar os riscos de déficit de forma condizente à natureza do problema, o que permite uma melhor avaliação das medidas a serem tomadas pelo planejador para mitigar falhas no atendimento à demanda máxima.

4. CONTRIBUIÇÃO DAS USINAS E DISPONIBILIDADE DE INTERCÂMBIO PARA O ATENDIMENTO À PONTA

A contribuição de potência de uma usina para o atendimento à demanda máxima é o valor que esta consegue produzir pelo tempo de duração dessa demanda. Este valor é calculado para cada tipo de usina: hidrelétrica, termelétricas e outras fontes renováveis. As usinas hidrelétricas são separadas entre usinas com reservatório de regularização, a fio d'água e os novos empreendimentos localizados na região amazônica.

Entre os fatores que influenciam neste cálculo estão as possíveis indisponibilidades das unidades geradoras, aqui consideradas, simplificadaamente, por meio das taxas equivalentes de indisponibilidade forçada e indisponibilidade programada, respectivamente TEIF e IP.

As análises das condições de atendimento serão realizadas por subsistema, sendo a oferta de potência dada pela soma das contribuições das usinas localizadas em cada um deles. Embora na configuração do PDE 2026 estejam representados dez subsistemas, esta metodologia adota apenas quatro ao realizar o estudo de atendimento à demanda

¹ Diferentemente da contabilização de riscos de déficit de energia, onde se verifica o percentual de séries sintéticas de energias afluentes com déficit em cada ano.

de ponta. Isto ocorre em função de alguns deles serem tipicamente exportadores de energia e potência e, portanto, conectados diretamente a grandes centros de carga.

Os subsistemas a serem considerados são: Sudeste, Sul, Nordeste e Norte. Desta forma, os subsistemas Itaipu, Acre/Rondônia, Teles Pires e Tapajós são agregados ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), que passa a ser denominado "Sudeste", enquanto que Belo Monte e Manaus/Amapá/Boa Vista (Man/AP/BV) são agregados ao subsistema Norte (N). Este critério de agregação se baseia nos arranjos físicos da geração e transmissão.

4.1. DISPONIBILIDADE DE INTERCÂMBIO

Os intercâmbios de potência entre as regiões podem ocorrer, para atendimento à demanda máxima, desde que respeitados os limites estabelecidos para os estudos energéticos no patamar de carga pesada², considerando os agrupamentos para regiões. Estes limites são calculados considerando critérios de confiabilidade do sistema elétrico.

A utilização deste recurso pode ocorrer para o atendimento às regiões que, em determinadas situações, não possuam disponibilidade local de potência suficiente para o atendimento à sua demanda máxima. Outra situação de utilização deste recurso é em casos onde haja sobras em outros subsistemas, proveniente de fontes com menor custo de operação que as sobras locais.

4.2. USINAS HIDRELÉTRICAS

Até o PDE 2023 o cálculo da disponibilidade máxima de potência das UHE considerava apenas a perda por deplecionamento das usinas com reservatório e a sazonalidade das usinas da região amazônica. Para as demais usinas à fio d'água, onde se insere a usina de Itaipu, a disponibilidade de potência era igual à suas potências efetivas. Tal metodologia é descrita nas notas técnicas NT-EPE-DEE-RE-092/2011-r0 e NT-EPE-DEE-RE-037/2012-r0 e será brevemente apresentada nos itens a seguir. No PDE 2024 foi proposto um aperfeiçoamento metodológico, apresentado na NT-EPE-DEE-RE-071/2015-r0. Nessa nova metodologia, além da altura de queda líquida, considera-se também a geração média mensal, restrições de vazão mínima e tempo necessário para

² Nas simulações energéticas realizadas com o Modelo Newave são considerados três patamares de carga, a saber: pesada, média e leve.

manter a contribuição hidráulica de potência, requisito definido a partir da curva de carga horária. Dessa forma, a contribuição de potência das UHE é estimada conforme apresentado abaixo.

4.2.1. Perda de Potência por Deplecionamento

Para as UHE com reservatório de regularização é necessário considerar a perda por deplecionamento. Esse cálculo é realizado da seguinte maneira:

1. Após a simulação energética com séries históricas de vazões, pelo modelo NEWAVE, com a representação do SIN conforme estabelecido no estudo de referência do PDE, obtêm-se, para cada subsistema e em cada série, a energia armazenada ao final de cada período (mês) e o seu percentual em relação à energia armazenável máxima.
2. Para um determinado volume (em percentual da capacidade máxima) do reservatório equivalente em cada subsistema, no mês, calcula-se o volume do reservatório de cada usina hidrelétrica, assumindo o mesmo valor percentual em todas as usinas do subsistema (considerando que todas as usinas de um mesmo subsistema são deplecionadas em paralelo). A partir deste valor, obtêm-se o nível de montante de cada usina, através do polinômio cota-volume, e a altura de queda líquida, dada pela diferença entre o nível de montante e a altura média do canal de fuga, considerando as perdas hidráulicas.
3. De posse da queda líquida, encontra-se a potência máxima disponível para cada usina p , para cada mês e série hidrológica, através da fórmula a seguir³:

$$P_{max_p} = P_{efet_p} \times \left(\frac{hl_p}{h_{efet_p}} \right)^\beta \quad (1)$$

onde,

hl_p – Altura de queda líquida da usina p ;

³ Este cálculo é feito para cada usina. No caso específico da UHE Tucuruí, como existe variação da altura de acordo com o conjunto turbina-gerador, o cálculo foi feito por conjunto. Além disso, para essa usina considera-se que a segunda casa de força não opera caso a cota operativa seja inferior a 62m, limitando assim sua disponibilidade máxima de potência.

$hefet_p$ – Altura de queda efetiva das turbinas da usina p ;

$$\beta = \begin{cases} 1,5 & \text{se } hl_p < hefet_p \text{ caso a usina "p" possua turbinas Francis ou Pelton;} \\ 1,2 & \text{se } hl_p < hefet_p \text{ caso a usina "p" possua turbinas Kaplan ou Bulbo;} \\ 0 & \text{se } hl_p \geq hefet_p \end{cases}$$

$$Pefet_p = Pinst_p \times (1 - Teif_p) \times (1 - IP_p) \quad (2)$$

$Pefet_p$ – Potência efetiva da usina p ;

$Pinst_p$ – Capacidade instalada da usina p ;

$Teif_p$ – Taxa de indisponibilidade forçada da usina p ;

IP_p – Índice de indisponibilidade programado da usina p .

Para as usinas a fio d'água, onde se insere a usina de Itaipu, os estudos de longo prazo não consideram a variação da altura de queda e, portanto, não são computadas as perdas de potência por deplecionamento. Assim, a potência máxima que as unidades geradoras podem produzir, neste caso, será igual à potência efetiva da usina, descrita na equação 2.

4.2.2. Análise da Disponibilidade Hidráulica

Com o intuito de melhor representar a máxima contribuição hidráulica para o atendimento à ponta, considera-se o tempo de duração no qual essa geração será mantida. A partir de uma geração média mensal, definida pelo rateio da geração por subsistema definida pelo modelo Newave, e da duração da demanda máxima, aqui chamada de tempo de ponta (t_p), é possível obter a máxima contribuição possível de ser mantida por esse tempo. Para as demais horas do mês, denominada de tempo fora de ponta (t_{fp}), assume-se que as UHE não podem gerar menos que o equivalente a suas vazões mínimas.

O cálculo da disponibilidade hidráulica por usina segue a metodologia abaixo:

1. Após a simulação energética com séries históricas de vazões, pelo modelo NEWAVE, com a representação do SIN conforme estabelecido no estudo de referência do PDE, obtêm-se, para cada subsistema e em cada série, a geração hidráulica média mensal - GH_{tot}.

2. Calcula-se o valor de geração mínima por usina GH_{min} :

$$GH_{min_{usina}} = Queda Líquida \times Produtibilidade \times Vazão Mínima \quad (3)$$

Os valores de vazão mínima são obtidos do inventário de restrições operativas e, para as usinas que não possuem restrições declaradas, são considerados os valores mínimos do histórico. Os valores de produtividade específica das usinas são retirados dos cadastros de usinas hidrelétricas, utilizados nas simulações energéticas. Os valores de queda líquida são estimados conforme descrito na seção 4.2.1, para todos os cenários hidrológicos.

3. Verifica a coerência de valores entre a geração hidráulica mínima GH_{min} calculada e a geração hidráulica média mensal - GH_{tot} :

A partir do valor de GH_{Min} de cada usina, calcula-se o GH_{min} total de cada subsistema. Sabe-se que a geração hidráulica média mensal, acrescida da submotorização do subsistema, não pode ser inferior ao GH_{min} total do subsistema calculado. Se isso ocorrer, realiza-se uma redução no valor de GH_{Min} de cada usina, de forma proporcional, até que o GH_{min} total do subsistema se iguale à geração hidráulica média mensal, acrescida da submotorização do subsistema.

4. A partir do valor total de GH_{tot} por subsistema é realizado o rateio por usina, de acordo com os valores de potência máxima disponível de cada usina (calculados conforme descrito na seção 4.2.1). Neste caso, a geração hidráulica total rateada ($GH_{tot_{rateio}}$) é a geração hidráulica total de cada subsistema já abatida da geração hidráulica mínima e cada usina, priorizando assim o atendimento à essa restrição:

$$GH_{tot_{usina}} = GH_{min_{usina}} + (GH_{tot_{rateio}} \times ((P_{max_p}) / (\sum_{p=1}^n P_{max_p}))) \quad (4)$$

5. De posse de todos esses parâmetros, calcula-se a capacidade de geração na ponta conforme a seguinte equação⁴:

$$\text{Geração Ponta} = \frac{(GH_{tot\text{usina}} \times 730,5) - (GH_{min\text{usina}} \times t_{fp})}{t_p} \quad (5)$$

6. O valor da contribuição na ponta será o menor valor entre a capacidade de geração na ponta, calculada pela equação 5, e o valor calculado de potência máxima disponível por usina (P_{max_p}).

Em outras palavras, o objetivo é modular a geração hidráulica mensal por usina, maximizando a geração na ponta e não permitindo que a geração fora da ponta resulte em defluência menor que a restrição de vazão mínima. O Gráfico 3 ilustra esse procedimento.

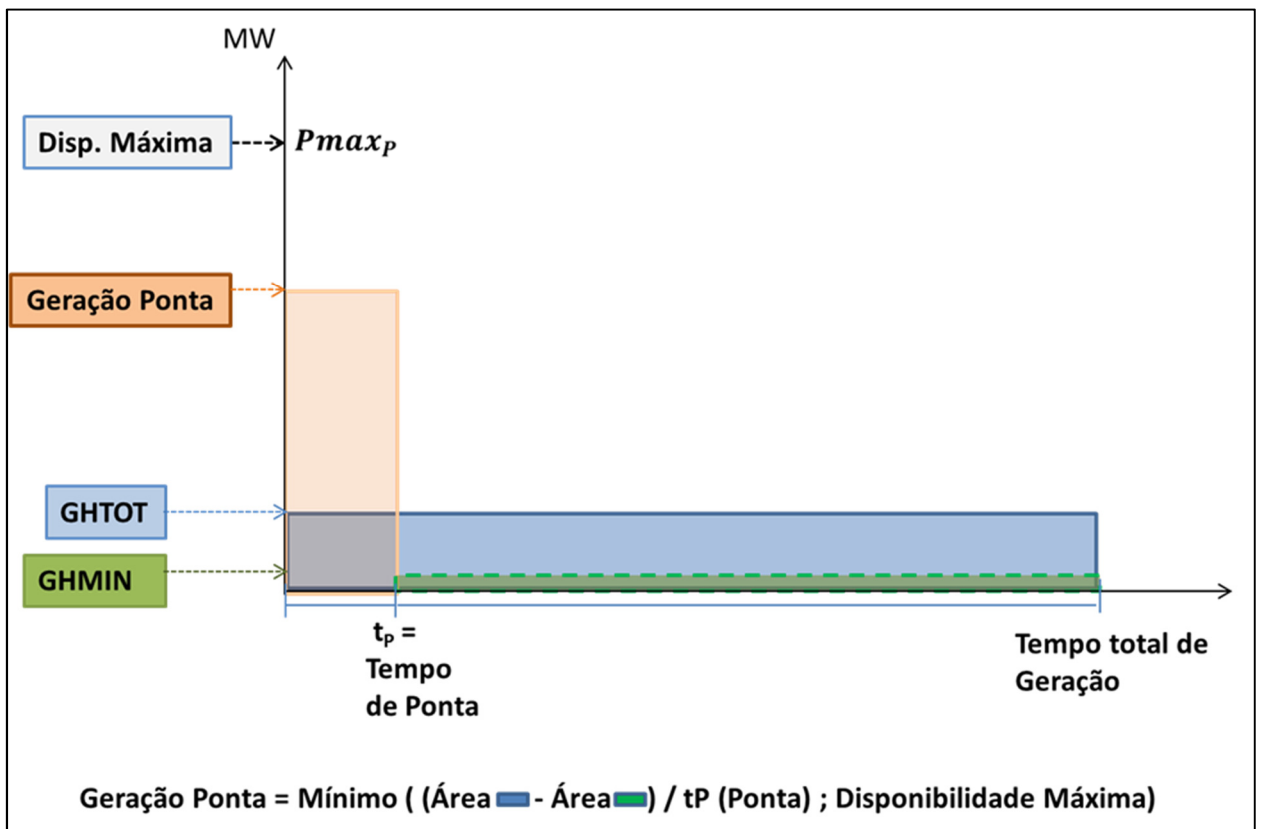


Gráfico 3 - Metodologia de Cálculo da Disponibilidade Máxima de Potência por Usina

⁴ As simulações energéticas do Modelo Newave consideram que todos os meses possuem duração de 730,5 horas. Tal parâmetro também foi considerado no presente estudo. Como tempo de ponta foram consideradas 10 horas mensais. Entretanto, tal parâmetro é objeto de estudo específico.

4.2.3. Usinas da Região Amazônica

Para os novos empreendimentos da região Amazônica, representados nos subsistemas Madeira, Belo Monte, Teles Pires e Tapajós, foi dado um tratamento especial, a fim de representar a forte sazonalidade da região.

Diferentemente do restante do SIN, onde as UHE a fio d'água, em sua maioria, estão em cascatas com regularização, a região Amazônica é preponderantemente a fio d'água. Nesse sentido a potência disponível para produção da ponta nessas usinas vai depender fundamentalmente das vazões afluentes a essas usinas. Por esse motivo, em função da grande variabilidade nas vazões afluentes em bases mensais, adota-se para as usinas hidroelétricas a fio d'água na Amazônia a geração hidrelétrica para o patamar de carga pesada obtido na simulação da operação do sistema. No entanto, informações sobre as restrições operativas dessas UHE estão sendo levantadas, para representar, com maior detalhamento, a sua capacidade de modulação.

4.3. OUTRAS FONTES RENOVÁVEIS

A disponibilidade de potência de PCH e termelétricas a biomassa foi considerada de forma aproximada como sendo o valor médio mensal da sua geração, já que para estas o despacho é feito de maneira descentralizada.

Para as usinas eólicas, os valores considerados foram obtidos a partir da análise de dados verificados de medição anemométrica oriundos do sistema AMA⁵. Utilizando as médias de 10 minutos da velocidade de vento e dos demais parâmetros climáticos e as curvas de potência dos modelos de aerogeradores usados nos parques, estima-se a geração em cada um dos parques eólicos.

Foram utilizados dados medidos em 2 anos (2014 e 2015), nas regiões Nordeste e Sul, nos horários em que a demanda máxima tem ocorrido em cada mês, conforme tabela abaixo:

⁵ A base de dados AMA (Acompanhamento de Medições Anemométricas) reúne medições anemométricas e climatológicas realizadas nos locais dos parques vencedores dos Leilões de Energia promovidos pelo MME. Os dados são enviados periodicamente à EPE com o objetivo de reunir informações com a frequência, a quantidade e a qualidade necessárias para fundamentar estudos elétricos e energéticos.

Perfil	Meses	Períodos de Maior Demanda ¹
Verão	NOV-DEZ-JAN-FEV-MAR	13-17h
Inverno	JUN-JUL-AGO	16-20h
Intermediário - Transição	ABR-MAI-SET-OUT	14-19h

¹horário de Brasília

Para cada hora, dentro da janela onde se encontra a ponta, foi calculado o fator de capacidade equivalente aos 5% piores cenários de geração (P95). Como o sistema AMA disponibiliza dados de 10 em 10 minutos, foram consideradas todas as gerações nesse espaço temporal que formavam cada hora da janela. Desta forma, o fator de capacidade mensal de eólica para a ponta foi o correspondente ao horário que apresentou o menor valor dentro da janela de ocorrência de ponta. Com isso, chegou-se aos seguintes fatores de capacidade de geração eólica, para o atendimento à demanda de ponta, utilizados no PDE 2026:

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Sul	5%	4%	12%	5%	3%	3%	5%	4%	10%	12%	7%	6%
Nordeste	34%	20%	9%	11%	15%	26%	31%	42%	32%	44%	27%	23%

Observando que somente dois anos de histórico de geração simulada eólica acaba por ser pouco representativo da possível variabilidade do recurso, decidiu-se estudar a possibilidade de estender tal histórico com base nos dados de reanálise do MERRA 2 (Gelaro *et al.*, 2017). Este estudo só pôde ser iniciado após a finalização do PDE 2026, e suas conclusões foram utilizadas no PDE 2027.

O MERRA 2 possui uma grade com 576 pontos na direção longitudinal e 361 pontos na latitudinal, correspondendo a uma resolução de $0,625^\circ \times 0,5^\circ$, cobrindo todo o globo. Cada ponto contém dados climáticos em base horária desde 1980.

A partir dos pontos que cobrem as regiões onde os parques estão localizados foi criado um modelo baseado em regressão multilinear que utiliza as velocidades de vento como variáveis explicativas das gerações das regiões Nordeste e Sul. Os modelos seguem um formato de $Y = \beta_0 + \beta_1 X_1 + \beta_2 X_2 + \dots + \beta_n X_n + \varepsilon$, sendo Y a geração, $X_{1..n}$ os dados de velocidade do vento de cada ponto do MERRA 2 utilizado, $\beta_{0..n}$ os coeficientes que validam a relação entre vento e geração e ε o erro ($\mu=0, \sigma^2$). Os modelos encontrados utilizam os 20 pontos do MERRA2 de maior significância para cada região, atingindo um R^2 de 0,80 para o Nordeste e 0,71 para o Sul. O modelo do Nordeste apresentou um RMSE de 0,08, sendo a geração normalizada entre 0 e 1. Já para o Sul o erro foi mais

elevado, de 0,14. A partir dos modelos encontrados, foi possível estender a série de geração até 1981, formando um histórico de 36 anos (1981-2016).

Com base nesses resultados a análise da contribuição na janela de maior demanda foi refeita, seguindo os resultados abaixo:

Nordeste	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Histórico ¹	18%	16%	9%	9%	15%	27%	34%	43%	37%	35%	31%	25%
AMA	34%	20%	9%	11%	15%	26%	31%	42%	32%	44%	27%	23%

¹ Histórico de geração entre 1981 e 2016 obtido pela regressão.

Sul	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Histórico	5%	3%	1%	2%	1%	3%	6%	7%	8%	6%	3%	5%
AMA	5%	4%	12%	5%	3%	3%	5%	4%	10%	12%	7%	6%

Dos novos resultados, observa-se uma contribuição para ponta um pouco mais conservadora, porém ainda com uma elevada contribuição da fonte, em especial a contribuição dos parques situados no nordeste do país.

Além da análise da janela de ocorrência da demanda máxima, foi efetuada a análise da geração disponível para as 1,4% maiores demandas de cada mês, utilizando o mesmo critério do período de sustentação hídrica. Para tal, a geração eólica foi ordenada pela carga que ocorre no mesmo instante, obtendo-se os valores de geração correspondentes às 1,4% maiores cargas de cada mês. Destes valores foram calculados os P95 de geração coincidente com as maiores cargas para cada mês. Os seguintes resultados obtidos foram utilizados como contribuição eólica para o atendimento de demanda máxima no PDE 2027:

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Sul	7%	6%	5%	5%	8%	4%	10%	9%	9%	10%	8%	9%
Nordeste	22%	20%	15%	11%	24%	28%	41%	41%	34%	37%	31%	27%

A partir dos resultados da metodologia das maiores cargas, se verifica um ligeiro ganho na contribuição da energia eólica para a ponta (atual). Contudo, sendo mais conservador, não somente em relação aos valores de contribuição obtidos, mas também devido à incerteza da hora de maior demanda, a abordagem utilizando o menor P95 dentro de uma janela de possibilidades de ocorrência das maiores demandas apresenta o melhor compromisso entre os riscos de geração e carga e o benefício das eólicas para o atendimento de demanda máxima.

Além da análise para a ponta, foi possível calcular os patamares de geração para serem utilizados no MDI a partir das séries de longo prazo de geração eólica.

Conservadoramente, as usinas solares indicadas não são consideradas para o atendimento à demanda máxima no cenário de referência do PDE. Cabe destacar, entretanto, que a contribuição desta fonte no atendimento à ponta é objeto de estudo específico, em desenvolvimento, e os resultados preliminares, utilizando a mesma metodologia apresentada para a contribuição eólica, serviram de base para um cenário *what if* do PDE 2027.

4.4. USINAS TERMELÉTRICAS

No caso das termelétricas, a potência máxima disponível é calculada com base na equação 6:

$$Disp_Term_Max_p = P_{inst_p} \times FC_{max_p} \times (1 - Teif_p) \times (1 - IP_p) \quad (6)$$

onde:

$Disp_Term_Max_p$ - Disponibilidade Termelétrica Máxima da usina p;

FC_{max_p} - Fator de Capacidade Máximo da usina p;

$Teif_p$ - Taxa de Indisponibilidade forçada da usina p;

IP_p - Taxa de Indisponibilidade Programada da usina p.

5. METODOLOGIA PARA ANÁLISE DO ATENDIMENTO

A análise das condições de atendimento pode ser realizada de duas formas: através de um balanço de potência e pela solução de um problema de programação linear onde a função objetivo é a minimização do custo de operação na ponta. Os resultados relacionados à capacidade de atendimento à carga são os mesmos pelas duas formas, no entanto, a análise através da otimização permite uma melhor avaliação da utilização dos fluxos de intercâmbio e do custo marginal de operação pelo menor custo de atendimento à ponta. Dessa forma, neste item, será descrita a metodologia pela otimização, utilizada no PDE.

MINIMIZAÇÃO DO CUSTO DE OPERAÇÃO NA PONTA

A função objetivo é a minimização do custo de operação na ponta, considerando a demanda máxima de cada região, restrições de intercâmbio, disponibilidade de potência em cada usina, custo variável unitário (CVU) das usinas termelétricas e custo do déficit.

A formulação da função objetivo e de suas restrições é apresentada abaixo:

$$\text{Min custo de operação} = \sum_i c_i \cdot G_i + \sum_k c_{def,k} \cdot Def_k \quad (7)$$

Sujeito a:

$$0 \leq G_i \leq P_i \quad (8)$$

$$0 \leq f_{jk} \leq Dint_{jk} \quad (9)$$

$$Demanda_k = \sum_{i \in k} G_k + \sum_j f_{jk} \cdot (1 - r_{jk}) - \sum_j f_{kj} + Def_k \quad (10)$$

Onde:

G_i – Geração da usina i ;

c_i – CVU da usina i ;

Def_k – Déficit de potência no subsistema k ;

$c_{def,k}$ – Custo do déficit de potência no subsistema k ;

P_i – Potência máxima disponível da usina i , conforme definido na seção 4;

f_{jk} – Intercâmbio de potência do subsistema j para o subsistema k ;

$Dint_{jk}$ – Disponibilidade de intercâmbio entre os subsistemas j e k ;

r_{jk} – Fator de perdas na interligação entre os subsistemas j e k ;

$Demanda_k$ – Demanda de potência no subsistema k .

A função objetivo representa o custo de operação por hora de ponta, que inclui os custos de geração de todas as usinas do sistema e os custos de déficits, que podem ser representados por subsistema. Para as usinas a biomassa, PCH e eólicas considerou-se CVU nulo, e para as UTE o mesmo CVU utilizado na simulação energética do Plano Decenal. Não foi considerado, nesta formulação, o valor da água, fazendo com que as usinas hidrelétricas também tenham um custo de operação nulo e possam sempre contribuir, desta forma, com toda a disponibilidade calculada na seção 4.

Neste estudo foi utilizado o custo de déficit de energia para valorar o custo de déficit de potência ($c_{def,k}$). Entretanto, por representarem cortes de carga com características distintas, esses custos podem ser diferentes, sendo necessários estudos futuros para melhor representar o custo do déficit de potência.

As restrições 8 e 9 representam os limites de geração em cada usina e a disponibilidade de intercâmbio em cada interligação, respectivamente. A restrição 10 traz a equação de atendimento à demanda, que é escrita para cada subsistema. Esta equação traz o fator r_{jk} , que representa as perdas de potência na interligação entre os subsistemas j e k .

Como já referenciado, tal formulação é uma simplificação do problema real. Além do que foi exposto acima, devem ser buscadas evoluções na modelagem e representação do sistema, como discretização, pelo menos, horária, ou avanços como a inclusão da representação de outras restrições operativas das usinas hidrelétricas e termelétricas. Ainda assim, com a metodologia aqui apresentada, é possível avaliar algumas tendências sobre as condições de atendimento à ponta.

6. CONCLUSÕES

A metodologia de análise de atendimento à ponta tem como objetivo avaliar o montante de potência necessário no momento em que o sistema precisa de complementação, mantendo a compatibilidade com a análise energética.

Deve-se destacar, entretanto, que essa análise considera apenas o momento de maior demanda do sistema. Com o aumento da participação de fontes intermitentes, estudos mais detalhados devem ser realizados, visando garantir o atendimento à qualquer hora do dia.

Para a definição da melhor oferta a ser implantada, deve ser feita uma avaliação das fontes de energia específicas que podem contribuir, de forma segura, para a ponta considerando seus custos e a probabilidade de despacho em poucas horas do dia. Neste caso, também devem ser analisados os benefícios relacionados ao incentivo de fontes que, tecnicamente, possam aumentar sua contribuição na ponta.

7. REFERÊNCIAS

GELARO, R. et al. The modern-era retrospective analysis for research and applications, version 2 (MERRA-2). *Journal of Climate*, v. 30, n. 14, p. 5419–5454, 2017.