



Grupo de Estudo de Planejamento de Sistemas Elétricos-GPL

Avaliação do Comportamento da Geração Eólica e sua Representação nos Estudos Elétricos de Médio Prazo

ELÍBIA TERESA MOREIRA COLAÇO(1); ALESSANDRA MACIEL DE LIMA BARROS(1); ALEXANDRE DANTAS FONSECA DOS ANJOS(1); ALEXANDRE DE MELO SILVA(1); ANDREZA SOUSA ANDRADE(1); BERNARD FERNANDES KÚSEL(1); FÁBIO DA COSTA MEDEIROS(1); FRANCISLENE MADEIRA(1); NATHALIA DE SOUZA FEITOSA(1); LAÉRCIO FLÁVIO DE MENESES GUEDES(1); ROSEANE DE SOUZA NUNES(1); ONS(1);

RESUMO

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é um sistema hidro-termo-eólico de dimensões continentais, cuja capacidade instalada de geração eólica está prevista para atingir mais de 17 GW até 2023, sendo 85% no Nordeste do Brasil.

Nesse contexto, este artigo tem por objetivo apresentar a experiência do ONS no que se refere a análise do comportamento da geração eólica e a sua representação nos despachos considerados nos estudos elétricos de médio prazo, notadamente no subsistema Nordeste, caracterizando a importância da adoção de critérios de diversidade da geração eólica, de acordo com sua localização geográfica, sazonalidade e por condição de carga.

PALAVRAS-CHAVE

Diversidade da Geração Eólica, Subsistema Nordeste, Transmissão, Identificação de Padrões

1.0 - INTRODUÇÃO

O SIN é um sistema hidro-termo-eólico de dimensões continentais, com capacidade instalada de mais de 160 GW, sendo 85% de fontes renováveis (hidroelétrica + biomassa + eólica + solar), dos quais cerca de 68% são usinas hidráulicas, o que torna o Brasil uma referência mundial em energia renovável. A matriz de energia elétrica do SIN com a indicação do percentual de cada fonte está apresentada na Tabela 1 (1).

Tabela 1 – Evolução da matriz de energia elétrica do SIN por fonte

Tipo	2018		2023		Crescimento 2018-2023	
	MW	%	MW	%	MW	%
Hidráulica	109.212	67,6	114.585	64,4	5.373	4,9
Nuclear	1.990	1,2	1.990	1,1	-	-
Gás / GNL	12.821	7,9	17.861	10,0	5.040	39,3
Carvão	2.672	1,6	3.017	1,7	345	12,9
Oleo / Diesel	4.614	2,9	4.900	2,8	286	6,2
Biomassa	13.353	8,3	13.781	7,7	428	3,2
Outras	779	0,5	1.000	0,6	221	28,4
Eólica	14.305	8,9	17.281	9,7	2.976	20,8
Solar	1.780	1,1	3.626	2,0	1.846	103,7
Total	161.526	100,0	178.041	100,0	16.515	10,2

Em 2018, a capacidade instalada de geração eólica no Brasil era de cerca de 14 GW, representando 9% da sua matriz de energia elétrica. Em 2023, a previsão é que esse montante atingirá mais de 17 GW, dos quais 85% estarão na região Nordeste do Brasil.

Considerando o atual período de crise hídrica no Nordeste, em maio de 2013 foi iniciado o processo de redução da vazão mínima no rio São Francisco, que passou de 1.300 m³/s até valores de 550 m³/s, o que corresponde a cerca de 1.512,5 MW, menos de 1/3 da demanda do Nordeste sendo suprida por essa geração. Dessa forma, fez-se necessário o aumento do despacho de usinas térmicas, complementado pela geração eólica e pelo aumento do intercâmbio. Nos anos seguintes, o crescimento do parque eólico teve um papel de destaque no atendimento à carga da região Nordeste, tornando-se uma complementação essencial à geração térmica e à minguante geração hidráulica. Em segundo plano, tem-se também o surgimento das centrais fotovoltaicas.

Para ilustrar a magnitude da inserção eólica nesse subsistema, em 18/11/2018, um domingo, verificou-se o atendimento de 100% da carga do Nordeste pela geração eólica, durante o período de três horas. A Figura 1, a seguir, apresenta o gráfico do balanço energético do Nordeste nos últimos anos. Como pode ser observado, desde 2016 a geração eólica corresponde ao maior percentual de atendimento da carga do Nordeste, ocorrendo em 2018 o seu ápice: 43%.

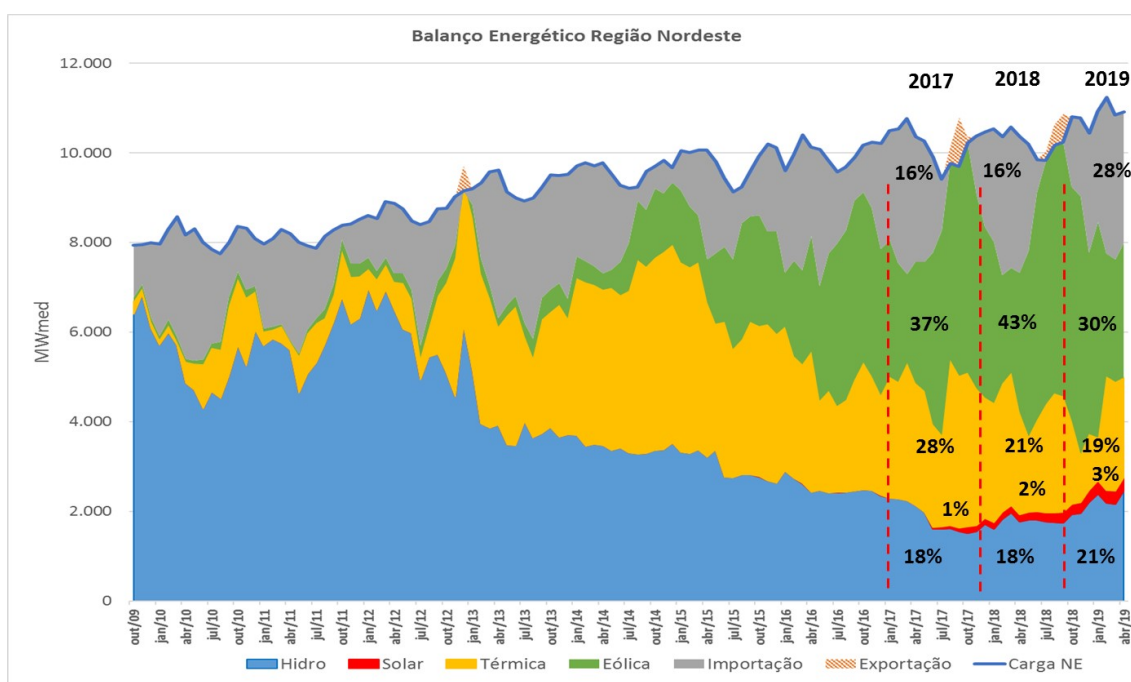


FIGURA 1 – Balanço Energético do Nordeste (outubro/2009 a abril/2019).

Para a realização adequada dos estudos elétricos de planejamento elétrico de médio prazo surgiu a necessidade de caracterizar adequadamente o comportamento da geração eólica ao longo do ano, pois a velocidade do vento varia em todas as escalas de tempo com diferentes efeitos no sistema de potência: em função de gradientes de temperatura, efeito mar-terra e vales-serras, as velocidades de vento variam de valor e constância com efeito significativo sobre a produção da energia eólica; o ciclo diurno, cujos padrões de mudança de tempo podem ser vistos a partir da série temporal horária da produção de geração eólica; e os ciclos sazonais e as variações anuais.

Inicialmente, para o subsistema Nordeste, considerava-se nos estudos elétricos do Plano de Ampliações e Reforços (PAR) e do Planejamento da Operação Elétrica (PEL), uma produção média máxima eólica com um fator de capacidade de 100%, o que levava a uma utilização sobredimensionada da rede. Posteriormente, a partir do crescimento da potência eólica instalada no Nordeste e da avaliação dos dados históricos obtidos do próprio sistema de supervisão do ONS, foram observados novos percentuais de simultaneidade da produção eólica, o que levou este Operador a considerar fatores de capacidade máximos da ordem de 80%.

Em seguida, tendo em vista a dispersão geográfica entre os parques eólicos do Nordeste, uma vez que a produção de energia eólica espalhou-se por áreas com padrões climáticos diferentes (região litorânea e interior do continente), fez-se necessário identificar como essa dispersão influencia no comportamento da produção ao

longo do ciclo anual e diurno. A partir dessas informações, novos fatores de capacidade, baseados nas curvas de permanências construídas a partir de séries históricas, estão sendo adotados nas análises realizadas para os estudos do PAR, PEL e Leilões de Energia.

Essas novas premissas permitem uma avaliação da rede mais aderente com o que ocorre em campo, modificando as expectativas de restrições ao escoamento de geração eólica e os problemas esperados para o sistema no patamar de carga leve para as usinas localizadas no litoral, notadamente os estados do Rio Grande do Norte e do Ceará, bem como permitindo uma otimização da capacidade do sistema de transmissão, principalmente no interior dos estados da Bahia e do Piauí, que concorrem com as usinas fotovoltaicas pelos mesmos meios de transmissão no patamar de carga média.

2.0 - OBJETIVO

Com o incremento da capacidade instalada de geração eólica no subsistema Nordeste, que passou de 155 MW para 14.305 MW em uma década (2008/2018), e a variabilidade observada no seu comportamento ao longo do ano, surgiu a necessidade de aperfeiçoar os critérios de representação da geração eólica nos estudos elétricos.

Este artigo tem por objetivo apresentar a experiência do ONS no que se refere a análise do comportamento da geração eólica e a sua representação nos despachos considerados nos estudos elétricos de médio prazo (PAR, PEL e Leilões de Energia), caracterizando a importância da adoção de critérios de diversidade da geração eólica entre o litoral e o interior do Nordeste, da sua sazonalidade ao longo do ano e da necessidade de utilização de diferentes fatores de capacidade por condição de carga.

3.0 - METODOLOGIA

3.1 Dados utilizados

Os dados de geração eólica utilizados foram obtidos da Base de Dados Técnica do ONS (BDT), que é alimentada das seguintes fontes:

- Histórico do Sistema de Supervisão e Controle (SSC) do ONS – PI/REGGER;
- Sistema de Medição e Faturamento da CCEE – SMF.

Originalmente, os dados em base horária por usina ou conjunto de usinas são obtidos do histórico do SSC, agregados em base horária e armazenados na BDT para análise. Após o final de cada mês, é feita uma análise da qualidade dos dados e uma comparação com os dados do SMF recebidos da CCEE. Os valores com falha de supervisão, com congelamento ou espúrios são substituídos pelos dados do SMF, resultando no melhor histórico possível de geração verificada.

Para obtenção do fator de capacidade por patamar de carga, calculou-se a média da geração eólica diária para as mesmas condições de carga adotadas nos estudos elétricos, quais sejam: i) carga leve – 1ª a 8ª hora; ii) carga média – 9ª a 17ª hora; e iii) carga pesada – 19ª a 22ª hora. Neste estudo, foram utilizados os dados integralizados no intervalo de 60 minutos.

3.2 Análise do comportamento da geração eólica

A análise do comportamento da geração eólica foi realizada inicialmente de forma visual através da análise gráfica dos dados horários de geração verificada por ponto de conexão e por estado. Posteriormente, utilizou-se o software *Statistical Package for Social Sciences* – SPSS para identificação dos perfis médios de geração de cada estado. Os dados referentes ao fator de capacidade foram classificados de acordo com algoritmo não supervisionado *K-Means* com um número máximo de 10 iterações. O objetivo desse algoritmo é encontrar similaridades entre os dados e agrupá-los conforme o número de *clusters* passado pelo argumento *k*. Na Figura 2 são apresentados os *clusters* finais obtidos, representando o fator de capacidade em três classes, por estado para um ciclo diário (24 horas).

De acordo com a análise realizada, verifica-se a ocorrência de diferentes perfis de geração eólica. Porém, as eólicas localizadas nos estados do Piauí, Bahia e Pernambuco apresentam geração mais elevada na madrugada e noite (carga leve e pesada), enquanto as eólicas localizadas no litoral dos estados do Ceará e Rio Grande do Norte apresentam um perfil de geração mais elevada no período diurno e noturno (carga média e pesada). Dessa forma, a geração eólica foi agrupada em dois grupos, quais sejam: Litoral (RN e CE) e Interior (BA, PE, PI); apresentados na Figura 3.

A partir da observação da Figura 3, confirma-se que o fator de capacidade da geração eólica das usinas localizadas no Litoral é mais baixo na carga leve e eleva-se ao longo do dia com valores maiores nas condições de carga média e pesada. Em relação as eólicas do Interior, o fator de capacidade apresenta valores mais elevados na carga leve e pesada, enquanto na carga média os valores são mais baixos.



FIGURA 2 – Clusters do Fator de Capacidade por Estado.

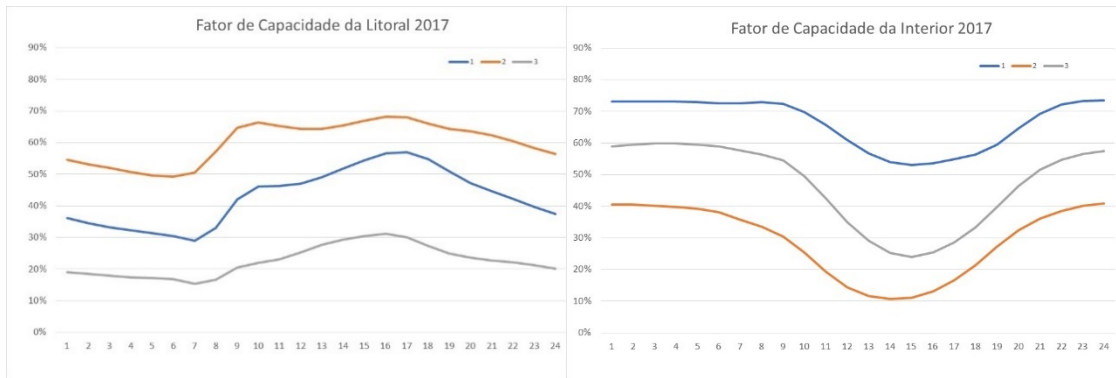


FIGURA 3 – Clusters do Fator de Capacidade obtidos para o Litoral e Interior.

3.3 Localização geográfica das usinas

De acordo com a análise do comportamento da geração eólica foram identificados dois perfis distintos que, conforme a sua localização geográfica, foram classificados em Litoral e Interior. As centrais eólicas identificadas como Litoral estão instaladas no continente em um raio de até 30 km do litoral e em elevações não superiores a 100 metros do nível do mar. As demais são consideradas localizadas no Interior. Dessa forma, todas as usinas da Bahia, Piauí e Pernambuco foram classificadas como do Interior, bem como as usinas localizadas na Serra de Santana (interior do Rio Grande do Norte) e na Serra de Ibiapina (interior do Ceará). Em 2018, a capacidade instalada de usinas eólicas supervisionadas no Nordeste era de 11.118 MW, sendo 6.226 MW de usinas localizadas no Interior e 4.892 MW de usinas localizadas no Litoral.

3.4 Sazonalidade da geração eólica

A geração eólica apresenta comportamentos diferentes a depender do período de análise do ano. Ao se avaliar as médias mensais de fator de capacidade, percebe-se que elas são relativamente bem comportadas e previsíveis, conforme Figura 5, que apresenta o fator de capacidade médio mensal do Nordeste para o biênio 2017/2018. Os fatores de capacidade são mais baixos no primeiro semestre e mais elevados no segundo semestre. Os ventos mais favoráveis normalmente ocorrem no mês de setembro.

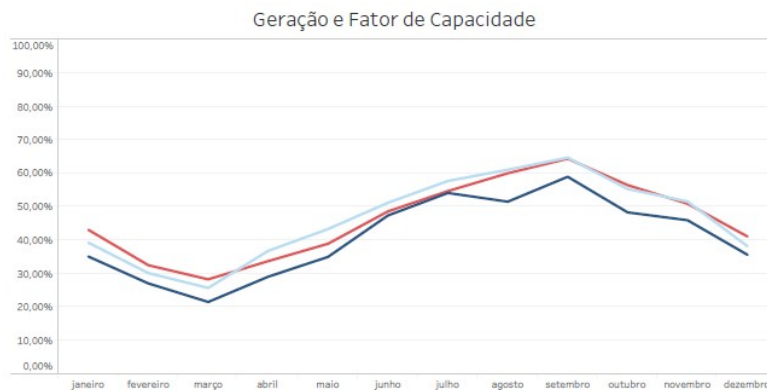


FIGURA 4 – Fator de capacidade médio mensal de geração eólica no Nordeste (2017-2018).

4.0 - REPRESENTAÇÃO DA GERAÇÃO EÓLICA NOS ESTUDOS ELÉTRICOS DE MÉDIO PRAZO

A partir das informações obtidas com os dados históricos, novos fatores de capacidade, baseados nas curvas de permanências construídas a partir de séries históricas, estão sendo adotados nas análises realizadas para os estudos do PAR, PEL e Leilões de Energia, quais sejam:

- Patamar de carga leve: 60% no litoral e 80% no interior;
- Patamar de carga média: 70% no litoral e 75% no interior.

Esses valores adotados para fator de capacidade da geração eólica considera um risco de 5%, baseado no risco atualmente adotado para a consideração de insuficiência da oferta de energia elétrica do SIN. Ou seja, existe uma probabilidade de 95% de que a geração seja igual ou inferior aos valor escolhidos. Anteriormente, os valores de despacho utilizados nos estudos não eram balizados por curvas de permanência e representavam um “fator de risco” variável e em torno de 1%, o que corresponde a uma probabilidade de 99% de que a geração eólica seja igual ou inferior ao valor utilizado nas análises. Na Figura 5 são apresentadas as curvas de permanência para a geração eólica do Nordeste, biênio 2017-2018, por patamar de carga leve (a) e patamar de carga média (b), principal insumo para a definição dos números supracitados.

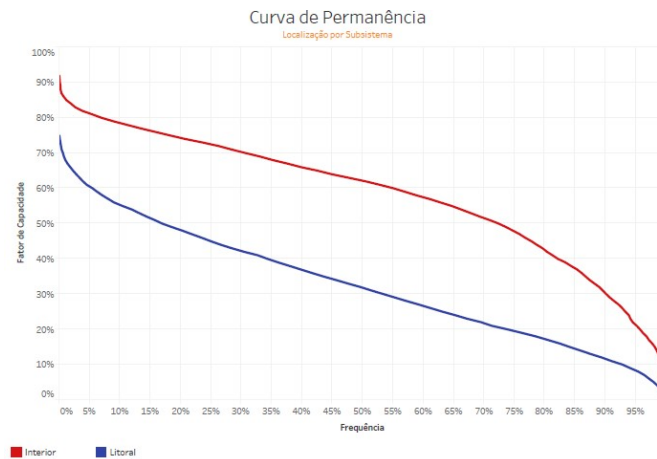


FIGURA 5 – (a) Curvas de Permanência: Litoral e Interior para o patamar de carga leve.

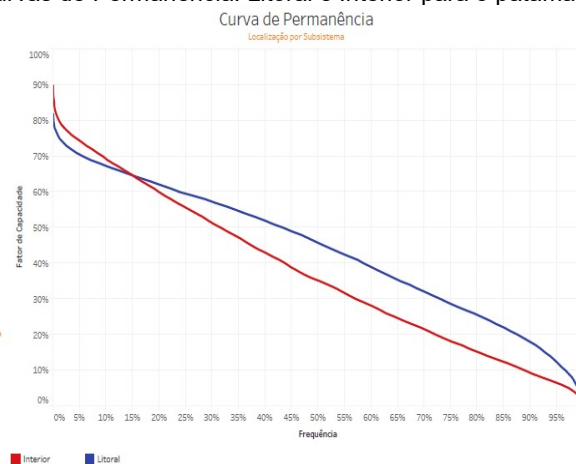


FIGURA 5 – (b) Curvas de Permanência: Litoral e Interior para o patamar de carga média.

Adicionalmente, destaca-se que apesar da elevada potência instalada, a análise da sazonalidade observada na Figura 4, mostra que os fatores de capacidade são mais baixos no primeiro semestre e mais elevados no segundo semestre. Nesse primeiro período, o Nordeste é grande importador de energia. Com base nas análises atualizadas no histórico bianual de acompanhamento do ONS, considerando a média do período de menor produção anual (fevereiro a abril), passou-se a adotar um fator de capacidade de 30% Litoral e 25% no Interior. Anteriormente, para representar períodos de baixa produção eólica, o fator de capacidade considerava a base anual do histórico de acompanhamento do ONS, o que corresponde a um valor de 40%. A mudança de representação teve reflexo principalmente nas análises referentes aos estados do Piauí, Ceará e Bahia, nos sistemas das regiões fortemente influenciados pelas interligações entre as regiões Norte-Sudeste-Nordeste, no cenário de elevada importação de energia pelo Nordeste.

4.1 Caso de estudo do Litoral: Rio Grande do Norte

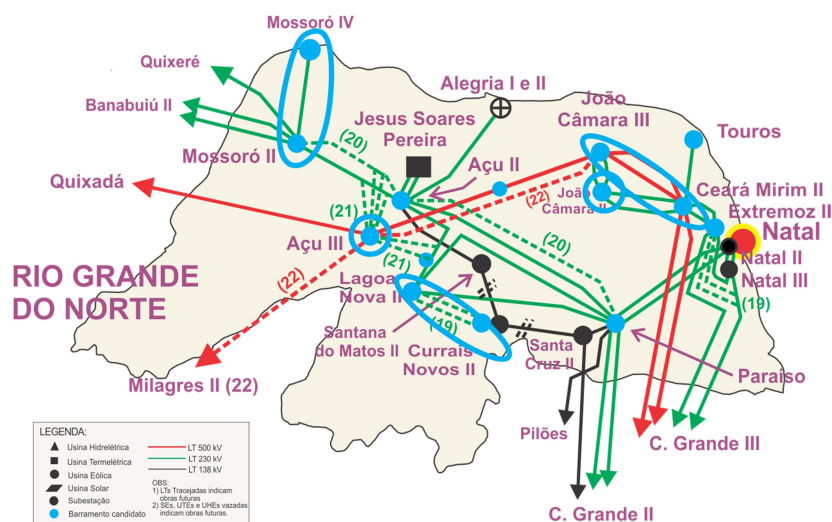


FIGURA 6 – Mapa do Rio Grande do Norte.

A análise aqui apresentada refere-se ao patamar de carga leve, por apresentar a maior diferença percentual (20%) entre o critério anteriormente adotado e os valores atuais, no Litoral, visto que no estado do Rio Grande do Norte a maior parte da geração eólica tem características de Litoral.

No ano de 2020, pode-se verificar que, na contingência da LT 230 kV Mossoró II – Russas II C2, com os despachos atuais da geração eólica é possível acomodar a geração da UTE Jesus Soares Pereira sem a ocorrência de sobrecarga no eixo 230 kV Mossoró II – Quixeré – Russas II – Banabuiú. Para o mesmo ano, considerando o despacho de 80% em todo o Nordeste, na mesma contingência, verifica-se problema de sobrecarga nos referidos circuitos.

Considerando a evolução do sistema, no ano de 2023, a margem de transmissão, ou seja, a capacidade de alocar novas gerações no sistema, no patamar de carga leve, tem uma significativa elevação quando é adotado o critério atual, conforme apresentados resultados apresentados na Tabela 2 a seguir.

Tabela 2 – Ganhos da margem de transmissão no RN para o patamar de carga leve

Subestação	Varição (MW)
Ceará Mirim II 500 kV	650
Ceará Mirim II 230 kV	100
João Câmara III 500 kV	1050
João Câmara III 230 kV	1150
Paraiso 230 kV	105
Lagoa Nova II 230 kV	25
Mossoró II 230 kV	75

Destaca-se que, quando da análise para alocação simultânea de geração nas subestações Ceará Mirim II e João Câmara III, verifica-se um ganho de até 850 MW na margem de transmissão, no patamar de carga leve, considerando despacho de 60% no Litoral e 80% no Interior, em vez de despacho de 80% em todo o Nordeste.

4.2 Caso de estudo do Interior: Bahia

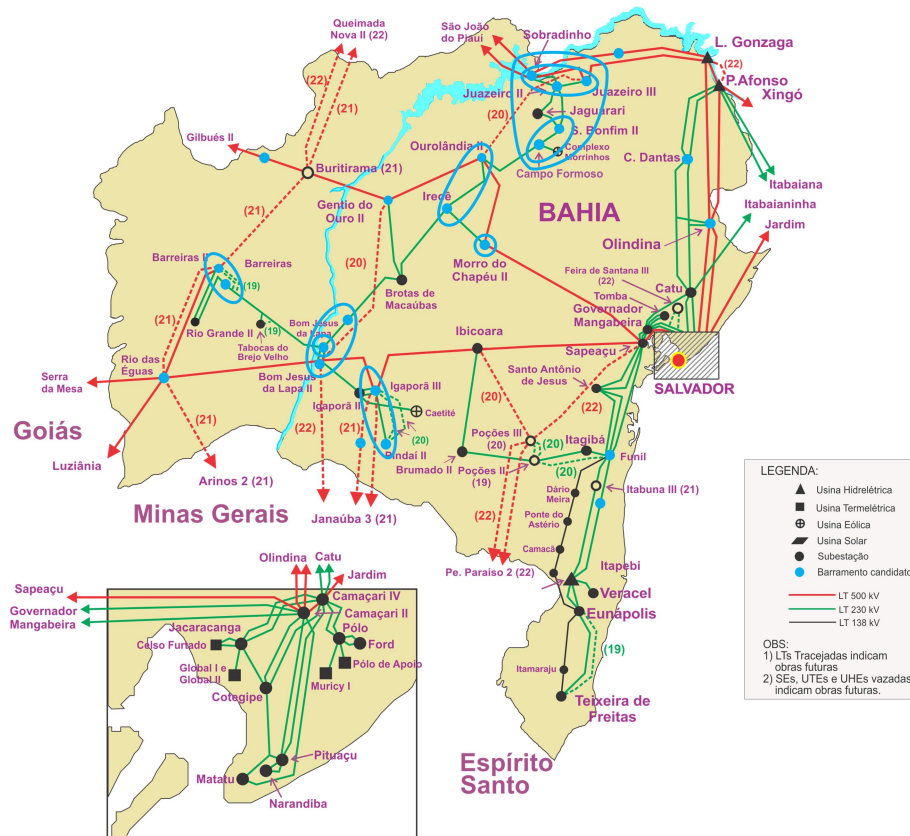


FIGURA 7 – Mapa da Bahia.

A análise aqui apresentada refere-se ao patamar de carga média, por representar o cenário de maior concorrência entre as fontes eólica e fotovoltaica localizadas no Interior, visto que os estados da Bahia e do Piauí possuem as maiores inserções de geração fotovoltaica da região Nordeste.

No ano de 2020, verifica-se problema de sobrecarga em condição normal de operação na LT 230 kV Tabocas do Brejo Velho – Barreiras II, no cenário Nordeste exportador, patamar de carga média, considerando o despacho de usinas fotovoltaicas em 90%. Apesar de não existir geração eólica conectada diretamente nesse regional de Barreiras – Bom Jesus da Lapa, quando considerado o despacho de 80% na geração eólica no Interior, em vez de 75% conforme critério atual, tal sobrecarga é agravada em cerca de 10%, bem como é maior o montante de restrição de geração na subestação de Tabocas do Brejo Velho (aumento de pelo menos 30 MW).

Considerando a evolução do sistema, no ano de 2023, é possível estabelecer margem de transmissão para vários pontos de conexão do estado da Bahia, ou seja, existe capacidade de alocar novas gerações no sistema. Desta vez, para o regional Juazeiro – Sobradinho, constatou-se uma elevação nos valores obtidos de margem quando é adotado o critério atual, conforme apresentados resultados apresentados na Tabela 3 a seguir, mesmo considerando que a diferença percentual de despacho é relativamente pequena (5%).

Tabela 3 – Ganhos da margem de transmissão na BA para o patamar de carga média

Subestação	Varição (MW)
Sobradinho 230 kV	45
Juazeiro III 500 kV	365
Juazeiro III 230 kV	45
Juazeiro II 230 kV	15

5.0 - CONCLUSÃO

Como resultado desse trabalho, ficou caracterizada a importância de adoção nos estudos elétricos da diversidade da geração eólica entre o Litoral e o Interior do Nordeste, da sazonalidade ao longo do ano, bem como da necessidade de utilização de diferentes fatores de capacidade da geração eólica por condição de

carga.

O ganho da identificação da diversidade do comportamento da geração eólica a partir da localização geográfica dessas usinas proporciona um uso do sistema de transmissão, bem como da ampliação e do reforço da Rede Básica, de forma mais coerente com o escoamento da fonte eólica, uma vez que a rede é utilizada geograficamente e temporalmente de forma diferenciada.

É importante destacar o impacto desses novos cenários, mais aderentes ao comportamento da fonte eólica nos estudos do planejamento elétrico de médio prazo, com respaldo de curvas de permanência, os quais permitem reproduzir situações críticas e mais reais para o escoamento dessa geração.

Com relação a trabalho futuros, essa investigação pode ser estendida às fontes fotovoltaicas, para considerar a influência da nebulosidade sobre o fator de capacidade das centrais implantadas mais próximas ao Litoral *versus* as centrais localizadas em pleno semiárido, no Interior. Adicionalmente, deve-se investigar a complementariedade entre as centrais eólicas e fotovoltaicas implantadas no Interior, concorrentes pelo mesma rede de transmissão, em função da geração eólica do Interior apresentar fator de capacidade mais baixo para o período diurno do ciclo diário, como mostrado no item 3.2. Por fim, também deve-se estudar e definir o tratamento a ser dado para as centrais eólicas em implantação no Maranhão, que podem apresentar características climáticas diferentes do restante do Litoral do Nordeste.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(1) ONS, 2019 – Termo de Referência do PEN 2019.

(2) SPSS – Statistical Package for Social Sciences.

(3) Nota Técnica ONS NT 039/2019 / EPE-DEE-RE-021/2019. LEN A-4/2019: Metodologia, Premissas e Critérios para a Definição da Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração pela Rede Básica, DIT E ICG ; 3 de maio de 2019.

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Elíbia Teresa Moreira Colaço, natural de Campina Grande – PB, nascida em 1987, é engenheira eletrônica formada pela Universidade Federal de Campina Grande – UFCG em 2010. Trabalha no Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS desde 2012. Curso de Qualificação Profissional em Sistemas Elétricos – QPSE em 2017, pela Fundação de Pesquisa e Assessoramento a Indústria – FUPAI, em Itajubá – MG. Tem experiência na área de simulação computacional aplicada a estudos elétricos de sistemas de potência. E-mail: elibia@ons.org.br

Alessandra Maciel de Lima Barros. Engenheira Civil graduada (2004) e Doutora em Tecnologia Ambiental e Recursos Hídricos (2017) pela Universidade Federal de Pernambuco – UFPE. Engenheira Sênior II da Diretoria de Planejamento do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), desde 2015. E-mail: alessandram@ons.org.br