Grupo de Estudo de Planejamento de Sistemas Elétricos-GPL

ANÁLISE DE MARGEM DE ESCOAMENTO SOB O PONTO DE VISTA DE PLANEJAMENTO ESTRATÉGICO PARA OS AGENTES DE GERAÇÃO

CARMEM LÚCIA TAVARES(1); JOSÉ SANDRO VALENÇA DO NASCIMENTO FILHO(2); RODRIGO BEZERRA VALENÇA(3); RAISSA SOUTO ALMEIDA(4); JULIANA BARBALHO RAMOS(5); DEIBSON JOSÉ GOMES DE SENA(6);
ANDESA(1);ANDESA(2);ANDESA(3);ANDESA(4);ANDESA(5);ANDESA(6);

RESUMO

A realização de estudos de margem de escoamento possibilita, de forma estratégica, ao agente avaliar os possíveis problemas que possam acarretar em custo para seu investimento, caso seja necessário antecipar a entrada em operação da planta de geração. Na realização desses estudos é possível avaliar o impacto de uma obra ou conjunto de obras de transmissão no horizonte desejado.

Este trabalho tem por objetivo avaliar o fenômeno observado no Rio Grande do Norte, onde toda a geração eólica vencedora do Leilão A-6/2018, no Estado do Rio Grande do Norte, solicitou antecipação da sua data de entrada em operação. A metodologia utilizada neste trabalho para avaliar tais impactos irá priorizar o cálculo da margem de geração para o barramento individual, limitado por contingências locais. As análises terão como variantes horizontes e obras de transmissão. O horizonte de referência será o correspondente ao horizonte de entrada em operação dos empreendimentos de geração vencedores do leilão A-6/2018 que é Janeiro de 2024.

As análises permitirão identificar se a margem de escoamento do Rio Grande do Norte está associada ao horizonte de entrada em operação da geração ou a determinada configuração de transmissão. Poderá ainda ser quantificada a redução da margem de escoamento considerando o atraso de obras, nos horizontes correspondentes.

A viabilidade de antecipação de empreendimentos de geração na região de interesse pode se tornar viável ou não a depender da presença de determinada obra de transmissão ou ainda do horizonte de interesse. Os resultados obtidos permitem ao acessante adquirir sensibilidade sobre as limitações da região de interesse possibilitando ao mesmo avaliar o grau de risco de concorrer nos leilões de geração.

A informação apresentada através das análises possibilitará ao agente determinar o horizonte ou configuração mínima do sistema de transmissão da região que viabilize a entrada em operação do seu empreendimento fazendo com que o projeto se torne viável do ponto de vista econômico.

PALAVRAS-CHAVE

Leilão, Horizonte, Agente, Margem, Barramentos candidatos.

1.0 - INTRODUÇÃO

As restrições encontradas no sistema de transmissão no horizonte dos Leilões de Energia Nova (LEN) tipo A-4 para escoamento da energia elétrica, que tem entre as principais fontes de geração concorrentes geradores

(*) Av. Domingos Ferreira, n° 2215 – sala 605 – CEP 51020-031 Recife, PE – Brasil
Tel: (+55 81) 3467-5734 – E-mail: carmem_lt@andesa.com.br

eólicos e fotovoltaicos, tem levado muitos agentes a buscarem soluções de modo a viabilizar os seus projetos de geração. Os Leilões de Energia Nova tipo A-6 tornaram-se uma alternativa.
As premissas e diretrizes adotadas para os leilões tipo A-6 possibilitam uma maior flexibilidade aos agentes de geração no quesito de alternativas de conexão. Entretanto, para que o projeto se torne viável economicamente muitas vezes faz-se necessário avaliar a possibilidade de antecipação da entrada em operação da geração vencedora do leilão A-6. Esse fenômeno foi observado no Estado do Rio Grande do Norte.

No último leilão A-4, que ocorreu em Abril de 2018, o ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico), juntamente com a EPE (Empresa de Pesquisa Energética), através da Nota Técnica ONS NT 0016/2018 (1) definiram uma margem de escoamento para a área do Rio Grande do Norte em torno de 460MW. Embora no ato do cadastramento tenha sido registrado o montante de 6,2GW de projetos eólicos e 3,3GW de projetos fotovoltaicos nessa região, não houve contratação de energia nova através desse leilão para o estado do Rio Grande do Norte. Um dos fatores levantados foi o preço da venda da energia atingido neste leilão, que teve um valor médio de R$ 67,60/MWh para fonte eólica e R$ 118,07/MWh para fonte solar fotovoltaica (2).

O leilão A-6, que ocorreu em Agosto de 2018, atingiu a marca de 7,2GW de projetos eólicos cadastrados para o Rio Grande do Norte, o que representa um aumento de 16% do montante cadastrado em relação ao Leilão A-4/2018. Diferente do que ocorreu no Leilão A-4/2018, foram contratados 742,3MW de empreendimentos de geração eólica no Rio Grande do Norte, tendo o preço médio da venda da energia atingido o valor de R$ 90,45/MWh para fonte eólica. Representando assim um aumento de 33,8% no preço médio da energia vendida no Leilão A-6/2018 em relação ao valor médio atingido no Leilão A-4/2018 (2).

O horizonte definido para início de suprimento dos empreendimentos vencedores do Leilão A-4/2018 foi Janeiro de 2022, enquanto que para o Leilão A-6/2018 foi Janeiro de 2024. O que pôde ser observado é que toda a geração vencedora no Estado do Rio Grande do Norte do leilão A-6/2018 solicitou antecipação da sua data de entrada em operação comercial.

O marco para viabilizar essa antecipação ocorre com a entrada dos reforços previstos para a Região em Fevereiro de 2022, quais são:

- Entrada em operação da LT C. Grande III – Pau Ferro 500kV;

- Entrada em operação da LT João Câmara III – Açu III 500kV C2;

- Entrada em operação da LT Açu III – Milagres II 500kV.

Estudos para determinação da capacidade de escoamento da região, no horizonte de Março de 2022, possibilitaram verificar o impacto destas obras na capacidade de escoamento da região tornando possível avaliar a viabilidade de antecipação em até dois anos da entrada em operação dos empreendimentos vencedores no leilão A-6/2018. A possibilidade de antecipação tornou-se uma parcela importante na definição da viabilidade econômica de um determinado empreendimento.

A geração antecipada poderá ser comercializada no Mercado Livre até a data legal de suprimento do contrato do empreendimento no mercado regulado. Dessa forma, determinar a configuração mínima que torna possível a entrada em operação dessa geração é determinar o quanto antes o agente poderá vender essa energia e tornar seu projeto mais rentável ou até mesmo viável.

As informações obtidas de Estudos de margem de escoamento possibilitam ao investidor conhecer os riscos e possíveis limitações do ponto de vista técnico para o seu empreendimento. Por exemplo, avaliar o impacto provocado pelo atraso de entrada em operação de determinada linha de transmissão. Problema bastante vivenciado nos últimos tempos no sistema elétrico brasileiro (SIN).

Este trabalho tem por objetivo avaliar a margem de escoamento de determinadas subestações do Rio Grande do Norte desde o horizonte de entrada em operação do leilão A-6/2018 até a possível antecipação de dois anos, correspondendo ao horizonte de Março de 2022. Adicionalmente será avaliado além da configuração planejada para cada horizonte, o atraso de obras essenciais na região de influência. As sensibilidades que serão realizadas são descritas a seguir:

- Cálculo da margem dos barramentos candidatos para o Horizonte Janeiro de 2024;

- Cálculo da margem dos barramentos candidatos para o Horizonte Março de 2022;

- Cálculo da margem dos barramentos candidatos para o Horizonte Março de 2022 considerando o atraso da entrada em operação da LT C. Grande II – Pau Ferro 500kV;

- Cálculo da margem dos barramentos candidatos para o Horizonte Março de 2022 considerando o atraso da entrada em operação das LT J. Câmara III – Açu III – Milagres II 500kV.

2.0 - PREMISSAS E DIRETRIZES ADOTADAS

A seguir serão apresentadas as considerações adotadas neste trabalho.

2.1 Arquivos bases utilizados

Serão considerados os casos de referência disponibilizados pelo ONS para a Máxima Exportação do Nordeste (NEEXPMAX_PLN.SAV) na condição de carga média.

a. Para o Horizonte Janeiro de 2024 será utilizado o caso de Dezembro de 2023 com a adição de toda geração que entra em operação na região até Janeiro de 2024;

b. Para o Horizonte Março de 2022 será utilizado o caso de Dezembro de 2022 com a adição de toda geração que entra em operação na região até Janeiro de 2024.

2.2 Barramentos Candidatos

O cálculo individual da margem de geração será realizado para os barramentos de 500kV das SE:

c. J. Câmara III;

d. Ceará Mirim II;

e. Açu III.

2.3 Despacho da geração

a. Despacho de 26% nas hidrelétricas do Nordeste, considerando uma vazão de 900 m³/s nas usinas da cascata do Rio São Francisco;

b. Despacho de 80% (Nordeste Exportador carga média) nas eólicas localizadas no litoral do Nordeste;

c. Despacho de 75% (Nordeste Exportador carga média) nas eólicas localizadas no interior do Nordeste;

d. Despacho de 90% nas usinas fotovoltaicas (UFV) do Nordeste, na condição de carga média;

e. Usinas Térmicas (UTE) do Nordeste despachadas por ordem de mérito até 82%.

f. A máxima exportação do Nordete poderá atingir até 11GW para o horizonte Dezembro de 2022 e 13,3GW para o horizonte Dezembro de 2023 (3).

2.4 Geração considerada no Rio Grande do Norte

Foi considerada em todas a simulações toda a geração prevista para entrar em operação no Rio Grande do Norte até o horizonte de Janeiro de 2024, dessa forma foi necessário considerar a antecipação da SE Santa Luzia II 500kV, prevista para Dezembro de 2022 nas análises de Março de 2022.

A capacidade instalada total do Rio Grande do Norte considerada neste trabalho foi de cerca de 6GW.

2.5 Contingências analisadas

A Tabela 1 apresenta as contingências analisadas na região de interesse.

Tabela 1 – Contingências analisadas no cálculo da capacidade individual do Barramento candidato.

Contingências	
Perda da LT Ceará Mirim – Extremoz 230 kV C2	Perda da LT Extremoz – C. Grande III 230 kV C1

Perda do ATR1 Ceará Mirim 500/230 kV	Perda do ATR João Pessoa II 500/230 kV
Perda da LT Ceará Mirim – J. Câmara II 230 kV C2	Perda da LT Natal III – Extremoz 230 kV C1
Perda da LT J. Câmara III – J. Câmara II 230 kV C2	Perda da LT Natal II – Natal III 230kV
Perda do ATR1 J. Câmara III 500/230 kV	Perda da LT Natal II – Paraíso 230kV
Perda da LT Ceará Mirim – J. Câmara III 500 kV C2	Perda da LT C. Grande II BP – Paraíso 230 kV C1
Perda da LT J. Câmara III – Açu III 500 kV	Perda da LT Luiz Gonzaga – Milagres 500 kV C1
Perda do ATR1 C. Grande III 500/230 kV	Perda da LT C. Grande II BP – Goianinha 230 kV
Perda da LT Ceará Mirim – C. Grande III 500 kV C1	Perda da LT João Pessoa II – Goianinha 230 kV
Perda da LT C. Grande III – Garanhuns 500 kV	Perda da LT Pau Ferro – Goianinha 230 kV
Perda do ATR1 Açu III 500/230 kV	LT Açu III – Mossoró II 230kV C1
Perda da LT Pau Ferro – Garanhuns 500 kV	LT Açu III – Açu II 230kV C1
Perda da LT Luiz Gonzaga – Garanhuns 500 kV C2	LT Açu III – Lagoa Nova II 230kV C1
Perda da LT Santa Rita II – Pau Ferro 230 kV C1	LT C. Grande III – João Pessoa II 500kV C1.
Perda da LT Paraíso – Lagoa Nova 230 kV C2	LT C. Grande III – Santa Luzia II 500kV C1
Perda da LT Paraíso – Açu II 230 kV C2	LT Milagres II – Santa Luzia II 500kV C1
Perda da LT Russas II – Banabuiú 230 kV	LT Santa Rita II – João Pessoa II 230kV C1
LT C. Grande III - Pau Ferro 500kV C1.	LT Mussuré II – João Pessoa 230kV C2
LT Açu III – Milagres II 500kV C2	Perda da LT Russas II – Quixeré 230 kV

2.5 Configuração do Sistema Elétrico

Os dados do sistema foram aqueles constantes dos casos base disponibilizados pelo ONS para a Rede Básica. As Figuras 1 e 2 apresentam a configuração do trecho do sistema da região de interesse para o horizonte Março de 2022 e o horizonte Janeiro de 2024, respectivamente. Os valores em azul na Figura 2 correspondem a capacidade nominal em MVA do equipamento, enquanto que os valores em vermelho correspondem a capacidade de emergência.

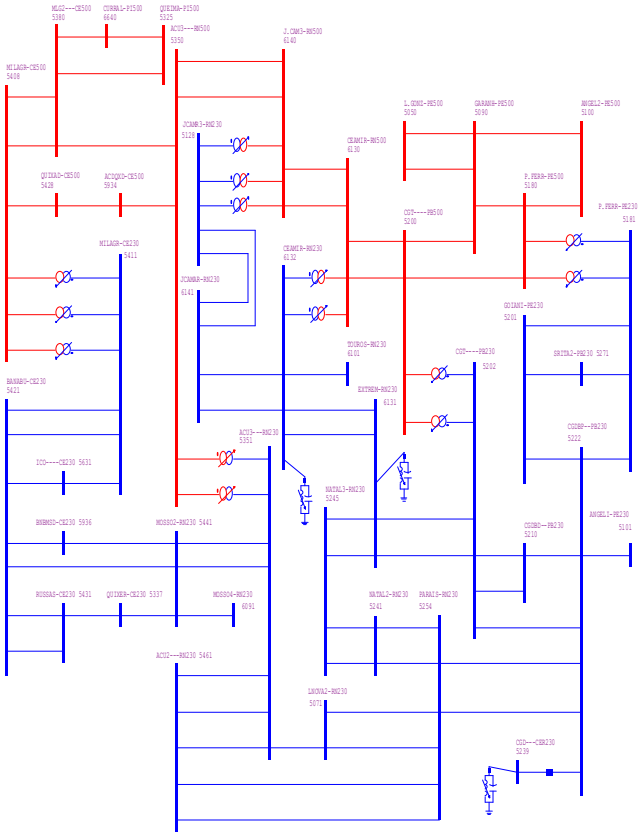

FIGURA 1 – Configuração do sistema elétrico de influência, no horizonte Março de 2022.

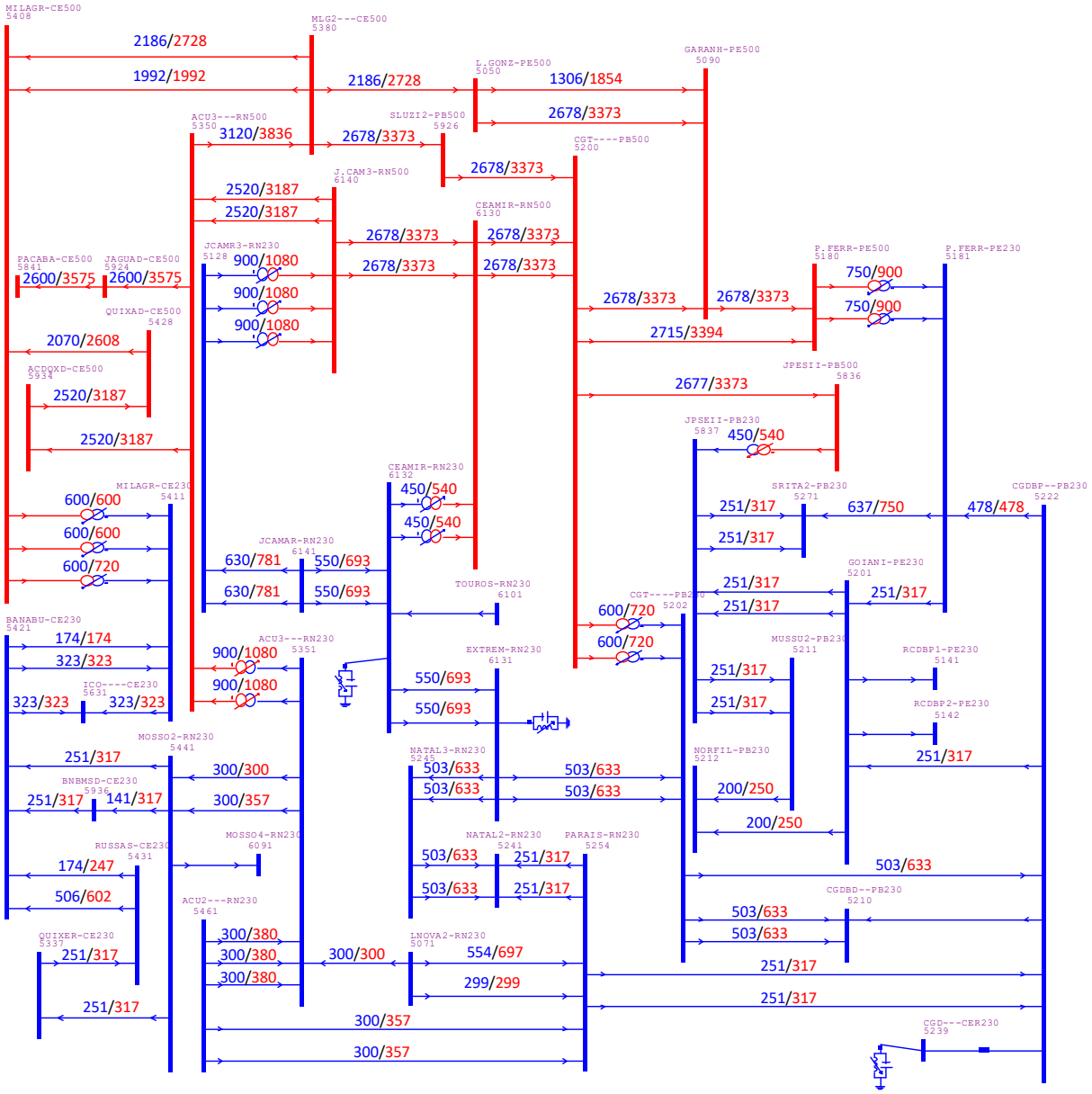

FIGURA 2 – Configuração do sistema elétrico de influência, no horizonte Janeiro de 2024.

3.0 - CÁLCULO DA CAPACIDADE DE ESCOAMENTO

As análises apresentadas a seguir consideraram apenas o cenário Nordeste Exportador, na condição de carga média. Este cenário foi escolhido para o cálculo das margens dos barramentos candidatos por apresentar restrições que permitirão avaliar as sensibilidades propostas neste trabalho.

3.1 Horizonte Janeiro de 2024

A margem de escoamento dos barramentos candidatos no horizonte de Janeiro de 2024 foi limitada pelo carregamento máximo da LT Ceará Mirim – Extremoz C1 230kV (693MVA) durante a perda da LT C. Ceará Mirim – Extremoz C2 230kV.

Tabela 2 – Margem de escoamento no Horizonte de Janeiro de 2024.

BARRAMENTO	MARGEM (MW)
Açu III 500kV	2900

João Câmara III 500kV	1200
Ceará Mirim 500kV	1300

3.2 Horizonte Março de 2022

A margem de escoamento dos barramentos candidatos no horizonte de Março de 2022 foi limitada pelo carregamento máximo da LT Ceará Mirim – Extremoz 230kV C1 (693MVA) durante a perda da LT C. Ceará Mirim – Extremoz 230kV C2 para o barramento de 500kV da SE Ceará Mirim e pelo carregamento máximo da LT Russas II – Banabuiú C1 230kV (247MVA) durante a perda da LT Russas II – Banabuiú C2 230kV para os barramentos de 500kV das SE Açu III e João Câmara III .

Tabela 3 – Margem de escoamento no Horizonte de Março de 2022.

BARRAMENTO	MARGEM (MW)
Açu III 500kV	900
João Câmara III 500kV	1100
Ceará Mirim 500kV	1100

3.3 Horizonte Março de 2022 sem a LT C.Grande III – Pau Ferro 500kV

A margem de escoamento dos barramentos candidatos no horizonte de Março de 2022, considerando o atraso para entrada em operação da LT C. Grande III – Pau Ferro 500kV (de propriedade da transmissora RIALMA II), foi limitada pelo carregamento máximo da LT C. Grande II – Goianinha 230kV (317MVA) durante a perda da LT C. Grande III – Garanhuns 500kV.

Tabela 4 – Margem de escoamento no Horizonte de Março de 2022 sem a LT C. Grande III – Pau Ferro 500kV.

BARRAMENTO	MARGEM (MW)
Açu III 500kV	700
João Câmara III 500kV	500
Ceará Mirim 500kV	500

3.4 Horizonte Março de 2022 sem as LT João Câmara III – Açu III C2 500kV e Açu III – Milagres II 500kV

A margem de escoamento dos barramentos candidatos no horizonte de Março de 2022, considerando o atraso para entrada em operação das LT João Câmara III – Açu III C2 500kV e Açu III – Milagres II 500kV (de propriedade da transmissora GSTE), foi limitada pela sobrecarga observada na LT Russas II – Banabuiú C1 230kV (247MVA) durante a perda da LT Russas II – Banabuiú C2 230kV.

Tabela 5 – Margem de escoamento no Horizonte de Março de 2022 sem as LT João Câmara III – Açu III C2 500kV e Açu III – Milagres II 500kV .

BARRAMENTO	MARGEM (MW)
Açu III 500kV	0
João Câmara III 500kV	0
Ceará Mirim 500kV	0

4.0 - CONCLUSÃO

A partir dos resultados obtidos observa-se que mesmo considerando toda a geração prevista para o horizonte de Janeiro de 2024, cerca de 6GW no Estado do Rio Grande do Norte, a capacidade remanescente de escoamento dos barramentos candidatos é bastante significativa.

Para o horizonte de Março de 2022 observa-se uma redução significativa na margem de escoamento do barramento da SE Açu III 500kV, cerca de 320%. Enquanto que para as SE João Câmara III 500kV e Ceará Mirim 500kV a redução é de cerca de 9% para a SE Jão Câmara III 500kV e 18% para a SE Ceará Mirim 500kV. Observa-se que a entrada das LT Açu III – Jaguaruana II 500kV e Jaguaruana II – Pacatuba 500kV, em Setembro de 2023, influencia diretamente na capacidade de escoamento da SE Açu III 500kV.

Para o horizonte de Março de 2022, **Configuração 1**, que corresponde ao atraso da entrada em operação da LT C. Grande III – Pau Ferro 500kV (prevista para Fevereiro de 2022), observa-se uma redução de cerca de 28% na margem de escoamento do barramento da SE Açu III 500kV. Enquanto que para as SE João Câmara III

500kV e Ceará Mirim 500kV a redução é de cerca de 220%. Podendo-se concluir que a LT C. Grande III – Pau Ferro 500kV interfere significativamente na capacidade de escoamento das SE 500kV João Câmara III e Ceará Mirim.

Para o horizonte de Março de 2022, **Configuração 2**, que corresponde ao atraso da entrada em operação das LT J. Câmara III – Açu III C2 500kV e Açu III – Milagres II 500kV (previstas para Fevereiro de 2022), observa-se que não é possível a adição de geração nos barramentos candidatos devido a sobrecarga observada na LT Russas II – Banabuiú C1 230kV, durante a perda da LT Russas II – Banabuiú C2 230kV .

Tabela 6 – Resumo da Margem de escoamento calculada.

BARRAMENTO	MARGEM (MW)			
	JANEIRO_2024	MARÇO_2022	MARÇO_2022_1	MARÇO_2022_2
Açu III 500kV	2900	900	700	0
João Câmara III 500kV	1200	1100	500	0
Ceará Mirim 500kV	1300	1100	500	0

Ressalta-se que de acordo com as premissas adotadas todas as térmicas do Rio Grande do Norte, bem como as térmicas na região de Campina Grande e Mussuré estão ligadas. Sensibilidades adicionais considerando estas térmicas fora de operação poderão impactar significativamente os resultados obtidos.

5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(1) ONS NT 0016/2018, “LEN A-4/2018: QUANTITATIVOS DA CAPACIDADE REMANESCENTE DO SIM PARA ESCOAMENTO DA GERAÇÃO PELA REDE BÁSICA, DIT E ICG”. Publicação ONS, em Fevereiro de 2018.

(2) EPE, “Informe Leilões de Geração de Energia Elétrica”. Publicação EPE, em Dezembro de 2018.

(3) ONS DPL-REL – 0222/2018, “PLANEJAMENTO ELÉTRICO DE MÉDIO PRAZO DO SIN – PEL 2018 – PAR 2019-2023 / VOLUME II – EVOLUÇÃO DOS LIMITES DE TRANSMISSÃO NAS INTERLIGAÇÕES INTER-REGIONAIS ”. Publicação ONS, em Agosto de 2018.

6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Carmem Lúcia Tavares, nascida em 02/03/1984 na cidade de Toritama-PE, Graduada em engenharia elétrica modalidade Eletrotécnica em 2006 pela Universidade de Pernambuco, Mestrado pela Universidade Federal de Pernambuco. Atua na área de estudos elétricos da ANDESA desde 2007.

José Sandro V. do N. Filho, nascido em 03/02/1987 na cidade do Recife-PE, Graduado em engenharia elétrica modalidade Eletrotécnica em 2009 pela Universidade de Pernambuco, Mestrado pela Universidade Federal de Pernambuco. Atua na área de estudos elétricos da ANDESA desde 2010.

Rodrigo B. Valença, nascido em 02/03/1987 na cidade do Recife-PE, Graduado em engenharia elétrica modalidade Eletrotécnica em 2009 pela Universidade de Pernambuco, Mestrado pela Universidade Federal de Pernambuco. Atua na área de estudos elétricos da ANDESA desde 2010.

Raissa S. Almeida, nascida em 30/07/1990 na cidade do Recife-PE, Graduada em engenharia elétrica modalidade Eletrotécnica em 2014 pela Universidade Federal de Pernambuco. Atua na área de estudos elétricos da ANDESA desde 2015.

Juliana B. Ramos, nascida em 20/03/1989 na cidade do Recife-PE, Graduada em engenharia elétrica modalidade Eletrotécnica em 2012 pela Universidade de Pernambuco. Atua na área de estudos elétricos da ANDESA desde 2013.

Dêibson J. G. de Sena, nascido em 24/03/1981 na cidade do Cabo de Santo Agostinho-PE, Graduado em engenharia elétrica modalidade Eletrotécnica em 2007 pela Universidade de Pernambuco, Mestrado pela Universidade Federal de Pernambuco. Atua na área de estudos elétricos da ANDESA desde 2008 e Professor do Centro Universitário – WYDEN UNIFBV desde 2018.