



## GRUPO DE ESTUDO DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GOP

### UTILIZAÇÃO DE REGIÕES DE SEGURANÇA PARA A REPRESENTAÇÃO DE LIMITES ELÉTRICOS BASEADOS EM INEQUAÇÕES DE FLUXO EM LINHAS DE TRANSMISSÃO NO MODELO ENERGÉTICO, SEM REPRESENTAÇÃO DA REDE

**RODRIGO VILLELA DE FARIA(1); ALEXANDRE RODRIGUES NUNES(1); ANA CLAUDIA BATISTA  
SAMPAIO(1); PATRICIA SILVA NEVES(1); ALEXANDRE DE MELO SILVA(1); MAGDA DE FIGUEIREDO E  
SILVA(1); MARIA ALZIRA NOLI SILVEIRA(1); JOÃO MARCO FRANCISCHETTI FERREIRA(1); IVAIR JOÃO  
SANTOS LOURINHO(1)  
OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO ONS(1)**

#### RESUMO

Os estudos de planejamento elétrico de curto prazo têm como um de seus objetivos definir os limites de transmissão entre os subsistemas do Sistema Interligado Nacional – SIN. Contudo, para os programas, DECOMP e DESSEM (d 2 a d 7), a rede de transmissão é representada de forma simplificada. Desta forma, este trabalho propõe uma nova abordagem, utilizando regiões de segurança de regime permanente, para determinar funções lineares que descrevam as limitações impostas por essas inequações elétricas em função dos parâmetros existentes nos modelos energéticos, sem a representação da rede, ou seja, os intercâmbios entre subsistemas, evitando, assim, a utilização de valores de referência.

#### PALAVRAS-CHAVE

Programação Energética; Otimização Energética; Planejamento da operação; programação da operação; Organon; Região de Segurança; Linearização de Limites Elétricos

#### 1.0 INTRODUÇÃO

Os estudos de planejamento elétrico de curto prazo têm como um de seus objetivos subsidiar a programação da operação quanto às informações referentes aos limites de transmissão de energia entre os subsistemas que integram o Sistema Interligado Nacional – SIN.

Considerando o elevado número de limites normatizados e a sua alta complexidade, se faz necessário a elaboração de ferramentas auxiliares capazes de facilitar a tradução dos limites elétricos em termos que permitam os programas energéticos otimizar a operação do SIN.

Para o DESSEM, no primeiro dia de simulação (d+1), por ser utilizada a rede elétrica completa do SIN (Rede Básica), é possível que sejam feitas linearizações de limites referentes a qualquer linha de transmissão ou geração do sistema.

Para o DECOMP e o DESSEM, no segundo dia de simulação em diante (d+2 a d+7), a rede de transmissão é representada de forma simplificada. Dessa forma, só é possível a linearização de limites referentes às interligações entre subsistemas, porém, ainda com qualquer geração do sistema.

Com relação ao fato acima, cita-se dois conjuntos de intercâmbios entre subsistemas do SIN:

- os intercâmbios entre os subsistemas Norte, Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, onde os fatores limitantes para exploração de maiores níveis de Recebimento (RNE) e de Exportação da Região Nordeste (EXP\_NE) estão associados a limitação de fluxo de potência ativa em equipamentos da Rede Básica que interligam as regiões Norte e Nordeste e as regiões Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, quais sejam:
  - FCORG: Fluxo de potência ativa na LT 500 kV Colinas – Ribeiro Gonçalves C1 e C2 no sentido de Colinas para Ribeiro Gonçalves, apenas na configuração atual;
  - FRGCO: Fluxo de potência ativa na LT 500 kV Colinas – Ribeiro Gonçalves C1 e C2 no sentido de Ribeiro Gonçalves para Colinas, apenas na configuração atual;
  - FSJSB: Fluxo de potência ativa na LT 500 kV São João do Piauí – Sobradinho C1 e C2 no sentido de São João do Piauí para Sobradinho, apenas na configuração atual;
  - FRELZ: Fluxo de potência ativa na LT 500 kV Rio das Éguas – Luziânia no sentido de Rio das Éguas para Luziânia, apenas na configuração atual.
  - FTRPJ: Fluxo de potência ativa no transformador 500/345 kV da SE Presidente Juscelino, no sentido do 500 para o 345 kV, apenas na configuração de 2022.
  - FSACA: Fluxo de potência ativa na LT 500 kV Sapeaçu – Camaçari II no sentido de Sapeaçu para Camaçari II, apenas na configuração de 2022.

- os intercâmbios entre os subsistemas Sul e Sudeste/Centro-Oeste, onde os fatores limitantes para exploração de maiores níveis de Recebimento pela Região Sul – RSUL estão associados a limitação de fluxo de potência ativa em equipamentos da Rede Básica que interligam as regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste, quais sejam:
  - FBTA: Fluxo na LT 500 kV Ibiúna – Bateias C1 e C2 no sentido de Ibiúna para Bateias mais o Fluxo na LT 500 kV Itatiba – Bateias, no sentido de Itatiba para Bateias;
  - FIV: Limite de Fluxo na LT 765 kV Foz do Iguaçu – Ivaiporã C1, C2 e C3, no sentido de Foz do Iguaçu para Ivaiporã;
  - FZCO: Limite de Fluxo na LT 525 kV Foz do Iguaçu – Cascavel Oeste, no sentido de Foz do Iguaçu para Cascavel Oeste.

Cabe destacar que respeitadas as limitações das grandezas mencionadas anteriormente, não se faz necessário determinar um valor limite de RNE, EXP\_NE ou RSUL, dado que a monitoração dos parâmetros FCORG, FRGCO, FSJSB, FRELZ, FTRPJ, FBTA, FIV e FZCO asseguram o desempenho adequado do SIN. Contudo, para atender a necessidade de informar a programação energética limites para as interligações em questão, as equipes responsáveis pelos estudos e análises desses limites determinam uma referência energética para esses parâmetros a fim de compatibilizar a ausência de representação da rede elétrica.

Por fim, cabe salientar que, a utilização de referências energéticas para limites de interligações entre subsistemas do SIN não permite a plena otimização dos recursos energéticos via modelo e contribui para possíveis diferenças entre os cenários calculados e a operação em tempo real.

## 2.0 MÉTODO DE TRABALHO

### 2.1 Metodologia

O método de trabalho focou na criação de uma região de segurança simulada em regime permanente, sem contingências, monitorando os principais fluxos que limitam o RSUL, RNE, EXP\_NE. Como conceito geral buscou-se definir, através destes monitoramentos e excursão da região de segurança, os pontos que determinam a relação IPU x RSUL, EXP\_NE x EXPN-CA e RNE x EXPN-CA, baseadas nas limitações individuais das parametrizações FBTA, FIV, FZCO, FCORG, FRGCO, FSJSB, FRELZ, FTRPJ e FSACA.

De posse destes pontos da região de segurança simulada, o objetivo foi de determinação, através de funções lineares, que descrevam as relações citadas para representação nos programas energéticos, sem a representação da rede elétrica.

O programa Organon permite a utilização de duas estratégias diferentes para monitoração dos limites de interesse. A primeira delas foi baseada na utilização do arquivo \*.def, onde foram adicionadas informações de limite superior dos fluxos monitorados. Desta forma, foi possível gerar um contorno vermelho, identificando a partir de qual valor os limites eram violados. Embora esta forma seja de simples implementação, possui limitação de apenas considerar um valor constante de limite para cada fluxo, sem a possibilidade de usar condicionantes para a sua alteração.

A segunda forma foi baseada na utilização do arquivo \*.sps, onde foram definidos os fluxos a serem monitorados, bem como as condicionantes para a alteração de seus valores limites, como, por exemplo, a geração de uma usina, ou grupo de geradores, ou do valor do fluxo em outro circuito ou intercâmbio. Desta forma, foi possível gerar uma região hachurada na qual os fluxos monitorados apresentavam valores violados.

Para criação de funções lineares com a utilização do Excel foram exportados os pontos das regiões de segurança simuladas para uma aba especificada. Em uma segunda aba foi possível escolher com qual informação desejava-se trabalhar os dados, isto é, com os valores gerados pela monitoração via \*.def ou via \*.sps. Sendo possível, em seguida, determinar os parâmetros de até três retas para o resultado da linearização final.

Ressalta-se que na metodologia proposta os pontos gerados via região de segurança foram agrupados de acordo com o seu fator limitante limitação, isto é, todos os pontos com a mesma limitação eram considerados como pertencentes ao mesmo conjunto de informações para uma única reta.

### 2.2 Definição dos Casos

Para o cálculo das regiões de segurança, referentes aos intercâmbios entre os subsistemas Norte, Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, foram considerados casos de carga média, para a configuração da rede de transmissão atual e prevista para o ano de 2022. Nas duas situações foram considerados casos de importação (RNE) e de exportação (EXP\_NE) de energia da região Nordeste, resultando em quatro pontos de operação e, conseqüentemente, quatro regiões de segurança.

Para o cálculo das regiões de segurança, referentes aos intercâmbios entre os subsistemas Sul e Sudeste/Centro-Oeste os casos utilizados são provenientes dos casos de referência do 3Q2020, cujas cargas do SIN definidas para simulação foram 72.000 MW.

### 2.3 Grupos de Geração para a Região de Segurança

Com relação aos parâmetros do Organon foram determinados os grupos de geração abaixo, para obter maior representatividade e excursão de geração.

Tabela 1: Grupos de Geração para as Regiões EXP\_NE x EXPN-CA e RNE x EXPN-CA

G1	G2	G3
Todas as usinas Eólicas e Térmicas da região Nordeste	Todas as usinas Hidráulicas da região Norte	Todas as usinas Hidráulicas da região Sudeste

Tabela 2: Grupos de geração para a Região IPU x RSUL

G1	G2	G3
UHE Itaipu 60 Hz	Todas as usinas Hidráulicas e Térmicas da região Sul	Usinas Hidráulicas e Térmicas da região Sudeste

### 3.0 RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES

Neste item são apresentados os resultados obtidos através das simulações das regiões de segurança do Organon e suas respectivas linearizações. Foram realizadas simulações considerando a configuração atual da rede de transmissão, ou seja, apenas equipamentos em operação, e simulações com a configuração prevista para o ano de 2022.

#### 3.1 Regiões de Segurança para os Intercâmbios entre o Norte, Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste

##### 3.1.1 Intercâmbio - EXP\_NE: Configuração de julho de 2020

Para o caso de configuração de julho de 2021, patamar de carga média, foram simuladas duas regiões de segurança. Na primeira região foi considerado o cenário de exportação de energia pela região Nordeste e na segunda o cenário de importação de energia por esse subsistema.

A Figura 1, a seguir, apresenta a região de segurança obtida para o cenário de exportação de energia pela região Nordeste, onde o eixo das abscissas representa a exportação pelo Nordeste e no eixo das ordenadas é representada a exportação Norte pela rede de corrente alternada.

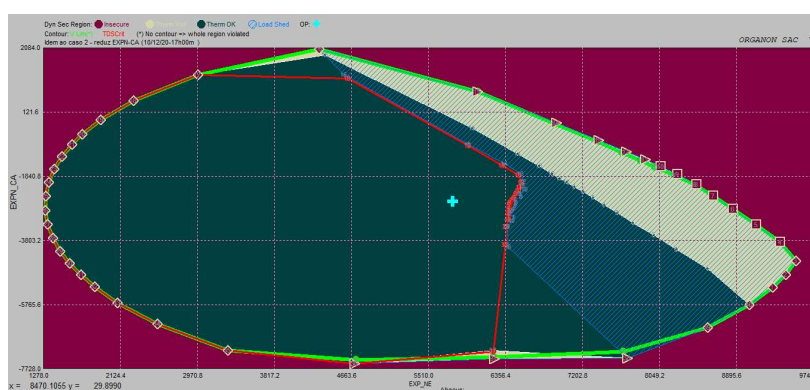


Figura 1: Região de Segurança EXPNE para Configuração Atual e Patamar de Carga Média

A região de exportação Nordeste apresenta limitação em função de sobrecarga em regime normal de operação na LT 500 kV Rio das Éguas – Luziânia, que ocorre entre as direções 13 e 16 da região de segurança, observada tanto nas limitações via UDT quanto SPS. Adicionalmente, entre as direções 1 e 12 e entre as direções 37 e 40 observa-se limitação, marcada através da UDT, em função da violação da inequação de controle de carregamento da LT 500 kV Colinas – Ribeiro Gonçalves C1 e C2. Essa mesma limitação é observada através do SPS, contudo, nesse caso, a violação não foi registrada na direção 37.

A Figura 2, a seguir, apresenta a linearização dos limites da região de segurança indicados via SPS, enquanto a Figura 3 apresenta a linearização dos limites marcados via UDT. Nas duas situações é possível observar as retas

que representam as violações de carregamento em regime normal de operação na LT 500 kV Rio das Éguas – Luziânia, representada pela Reta 1 (vermelho), e violação da inequação de controle de carregamento da LT 500 kV Colinas – Ribeiro Gonçalves C1 e C2, representada pela Reta 2 (violeta).

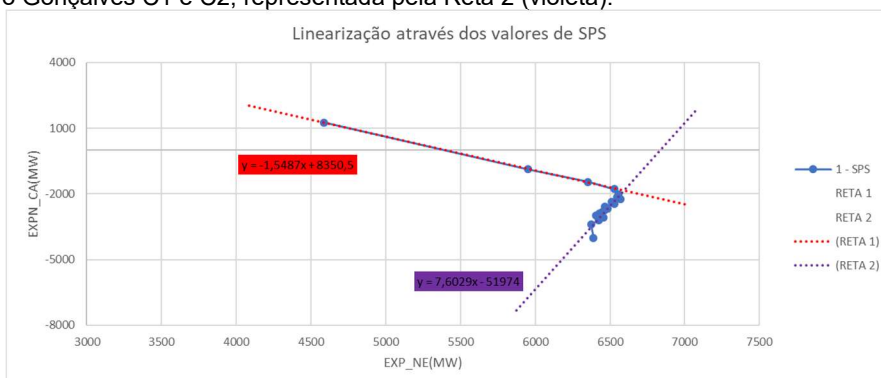


Figura 2: Linearização dos Limites Indicados na Região de Segurança de EXP\_NE Via SPS

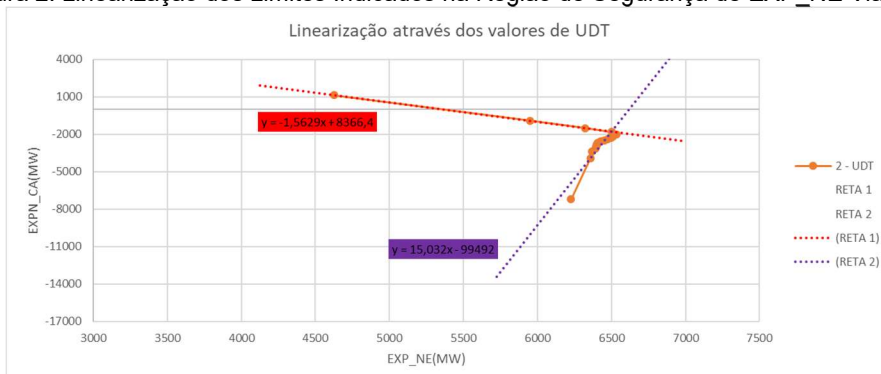


Figura 3: Linearização dos Limites Indicados na Região de Segurança de EXP\_NE Via UDT

A Tabela 1, a seguir, apresenta o conjunto de inequações que representam as restrições referentes às limitações de carregamento da LT 500 kV Rio das Éguas – Luziânia e LT 500 kV Colinas – Ribeiro Gonçalves C1 e C2 em função dos montantes de exportação Norte CA e exportação Nordeste.

Tabela 1: Linearizações EXP\_NE para Configuração Atual e Patamar de Carga Média

	SPS	UDT
Reta 1	$\text{EXP}_{\text{N}}\text{-CA (MW)} \leq -1,5487 \times \text{EXP\_NE} + 8.350,5$	$\text{EXP}_{\text{N}}\text{-CA (MW)} \leq -1,5620 \times \text{EXP\_NE} + 8.366,4$
Reta 2	$\text{EXP}_{\text{N}}\text{-CA (MW)} \leq 7,6029 \times \text{EXP\_NE} - 51.974,0$	$\text{EXP}_{\text{N}}\text{-CA (MW)} \leq 15,0320 \times \text{EXP\_NE} - 99.492,0$

### 3.2.1 Intercâmbio - EXP\_NE Configuração de março de 2022

Para esta configuração o fator limitante é o transformador da SE Presidente Juscelino e pode-se estabelecer uma relação entre a Exportação Norte e a Exportação Nordeste conforme Figura 4.

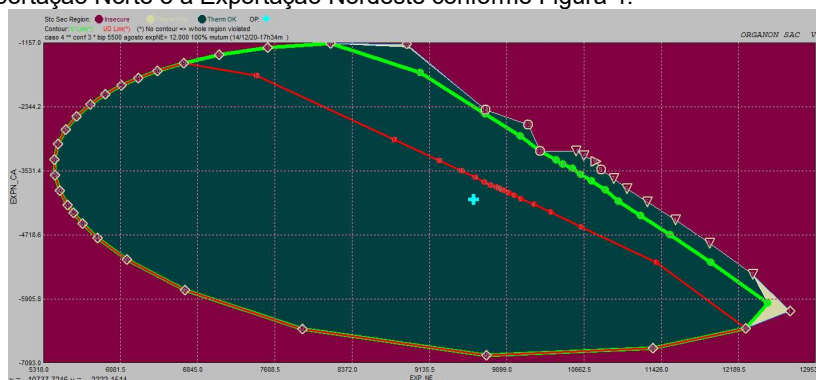


Figura 4: Região de Segurança EXP\_NE para Configuração de 2022, carga Média

Pode-se observar a reta, em vermelho, que representa a violação no fluxo no Transformador 500/345 kV da SE Presidente Juscelino entre as direções 1 e 18 da região de segurança.

A partir dos resultados obtidos na simulação do Organon via UDT, e após o tratamento das direções analisadas em planilha Excel, foi criado o gráfico da Figura 5, a seguir, que apresentam as direções limites analisadas pelo Organon (UDT) e uma proposta de linearização da grandeza EXP\_NE.

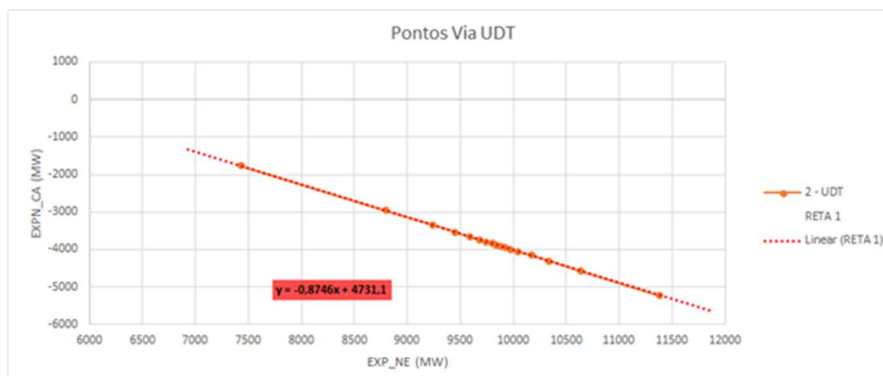


Figura 5: Linearização dos Limites Indicados na Região de Segurança de EXP\_NE para 2022

A Tabela , a seguir, apresenta as inequações que representam as restrições referentes às limitações de carregamento do transformador 500-345 kV da SE Presidente Juscelino em função dos montantes de exportação Norte CA e Exportação do Nordeste.

Tabela 2: Linearizações EXP\_NE para Configuração Futura e Patamar de Carga Média

UDT	
Reta 1	$EXP_N-CA \text{ (MW)} \leq -0,8746 \times RNE + 4.731,1$

### 3.1.2 Intercâmbio - RNE: Configuração de julho de 2020

Como já mencionado, para a configuração atual também foi avaliado o cenário de importação de energia pela região Nordeste (RNE). A Figura a seguir apresenta a região de segurança obtida para o cenário de importação de energia pela região Nordeste, onde o eixo das abscissas representa a importação pelo Nordeste e no eixo das ordenadas é representada a exportação Norte pela rede de corrente alternada.

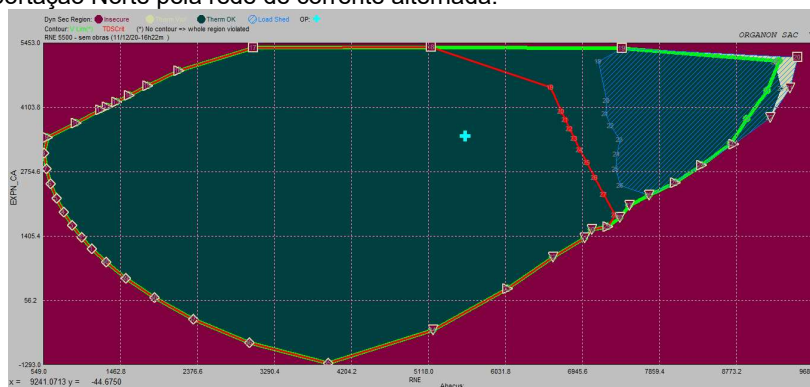


Figura 6: Região de Segurança RNE para Configuração Atual e Patamar de Carga Média

Para a região de importação Nordeste, considerando as limitações indicadas pelo SPS, observa-se violação da inequação de controle de carregamento da LT 500 kV Colinas – Ribeiro Gonçalves C1 e C2 entre as direções 19 e 26 da região. Ao considerar as marcações registradas pela UDT, a limitação é em função da violação da inequação de controle de carregamento da LT 500 kV São João do Piauí - Sobradinho C1 e C2 entre as direções 19 e 28 da região de segurança. Vale mencionar que, apesar do fator limitante ser diferente entre as marcações via UDT e via SPS, o carregamento dessas linhas é muito próximo, sendo comum a violação das inequações acontecerem de forma simultânea.

A Figura 7, a seguir, apresenta a linearização dos limites da região de segurança indicados via SPS, enquanto a Figura 8 apresenta a linearização dos limites marcados via UDT. Nas duas situações é possível observar a reta, em vermelho, que representa a violação da inequação de controle de carregamento da LT 500 kV Colinas – Ribeiro

Gonçalves C1 e C2 ou da inequação de controle de carregamento da LT 500 kV São João do Piauí - Sobradinho C1 e C2.

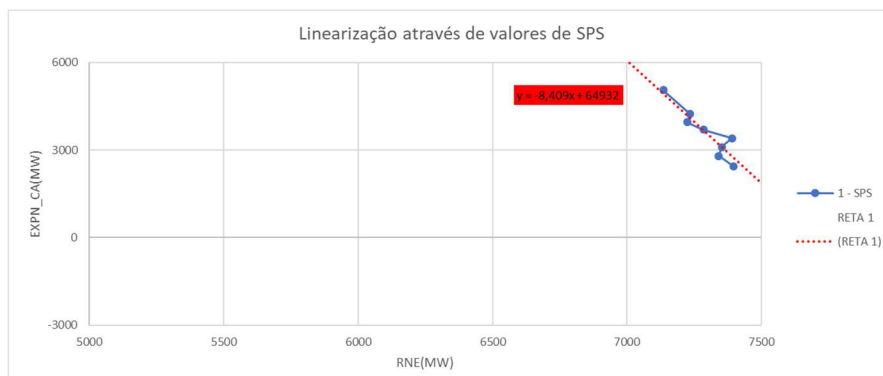


Figura 7: Linearização dos Limites Indicados na Região de Segurança de RNE Via SPS

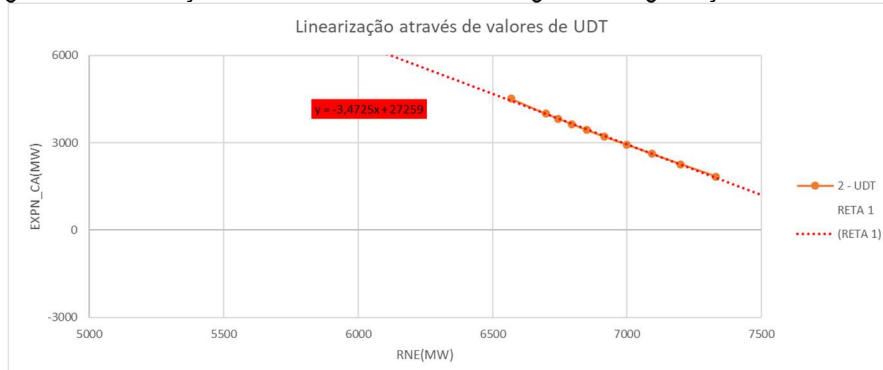


Figura 8: Linearização dos Limites Indicados na Região de Segurança de RNE Via SPS

A Tabela 3, a seguir, apresenta as inequações que representam as restrições referentes às limitações de carregamento da LT 500 kV São João do Piauí - Sobradinho C1 e C2 e da LT 500 kV Colinas – Ribeiro Gonçalves C1 e C2 em função dos montantes de exportação Norte CA e importação Nordeste.

Tabela 3: Linearizações RNE para Configuração Atual e Patamar de Carga Média

	SPS	UDT
Reta 1	$\text{EXPN-CA (MW)} \leq -8,4090 \times \text{RNE} + 64.932,0$	$\text{EXPN-CA (MW)} \leq -3,4725 \times \text{RNE} + 27.259,0$

### 3.2.2 Intercâmbio -RNE Configuração de março de 2022

Para esta configuração o fator limitante é carregamento em regime da LT 500 kV Sapeaçu – Camaçari II e pode-se estabelecer uma relação entre a Exportação Norte e o Recebimento Nordeste conforme Figura 9. A região em sobrecarga evidencia outra limitação de recebimento da região Nordeste, a LT 230 kV Governador Mangabeira – Catu que possui capacidade em regime normal de operação de 174 MVA. Essa sobrecarga pode ocorrer antes da sobrecarga na referida LT de 500 kV a depender da geração da UHE Pedra do Cavalo.

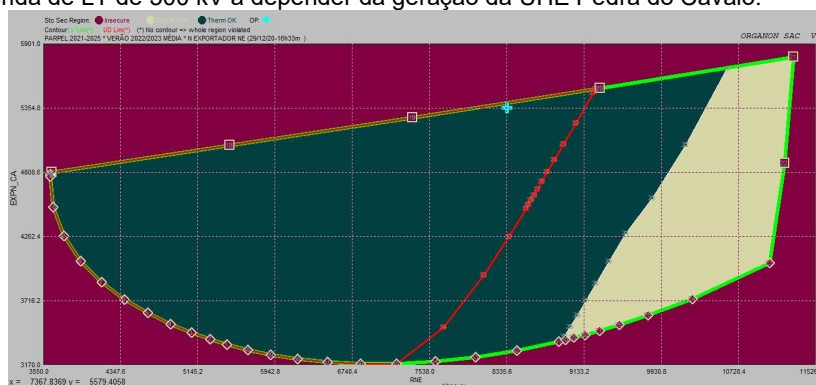


Figura 9: Região de Segurança RNE para Configuração de 2022 e Patamar de Carga Média

Pode-se observar a reta, em vermelho, que representa a violação no fluxo na LT 500 kV Sapeaçu-Camaçari II entre as direções 21 e 34 da região de segurança.

A partir dos resultados obtidos na simulação do Organon via UDT, e após o tratamento das direções analisadas em planilha Excel, foi criado o gráfico da Figura 10, a seguir, que apresentam as direções limites analisadas pelo Organon (UDT) e uma proposta de linearização da grandeza RNE.

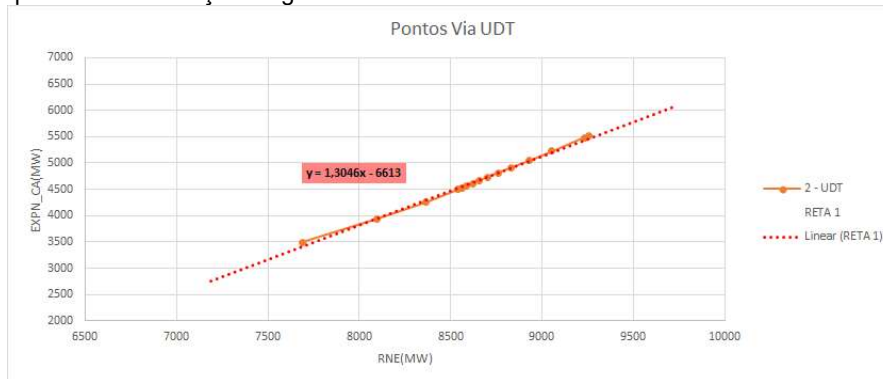


Figura 10: Linearização dos Limites Indicados na Região de Segurança de RNE para 2022

A Tabela 4, a seguir, apresenta as inequações que representam as restrições referentes às limitações de carregamento da LT 500 kV Sapeaçu-Camaçari II em função dos montantes de exportação Norte CA e importação Nordeste.

Tabela 4: Linearizações RNE para Configuração Futura e Patamar de Carga Média

	UDT
Reta 1	$\text{EXP}_N\text{-CA (MW)} \leq - 1,3046 \times \text{RNE} - 6.613,0$

### 3.1.3 Intercâmbio - RSUL: Configuração de julho de 2021

A região de segurança abaixo representa o nomograma obtido para a carga SIN de 72.000 MW, considerando o eixo das abscissas a geração da UHE Itaipu 60 Hz e o eixo das ordenadas o RSUL.

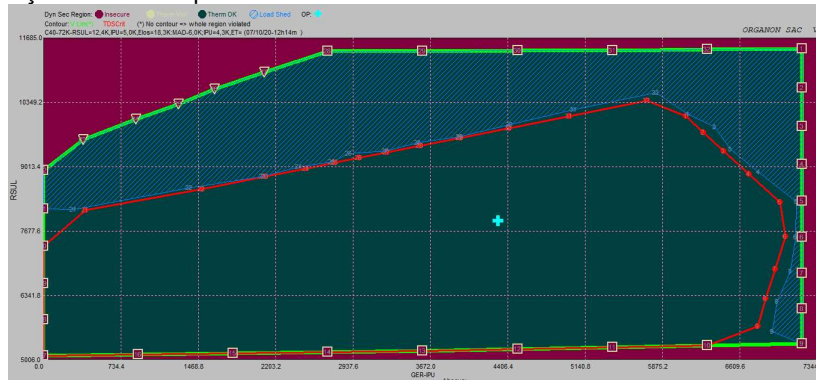


Figura 11: Limitação de RSUL em função da UHE Itaipu 60 Hz – carga SIN de 72.000 MW

A partir dos resultados obtidos na simulação do Organon via SPS ou UDT, e após o tratamento das direções analisadas em planilha Excel, foram criados os gráficos da Figura 12 e da Figura 13, a seguir, que apresentam as direções limites analisadas pelo Organon (SPS ou UDT) e uma proposta de linearização da grandeza RSUL.

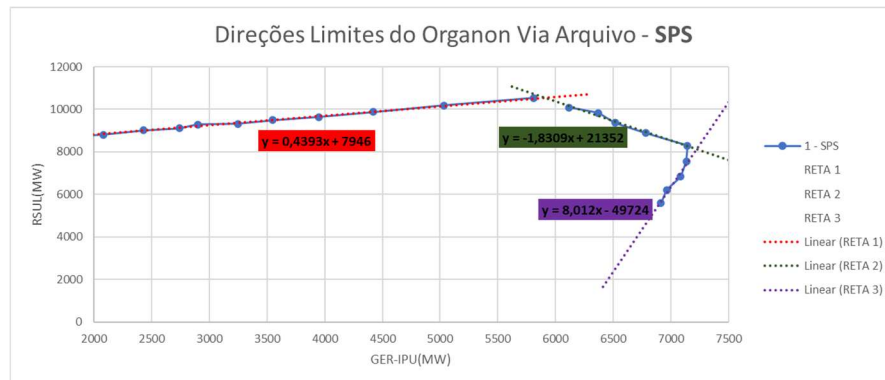


Figura 12: Linearização das Direções limites analisados pelo Organon via SPS e UDT

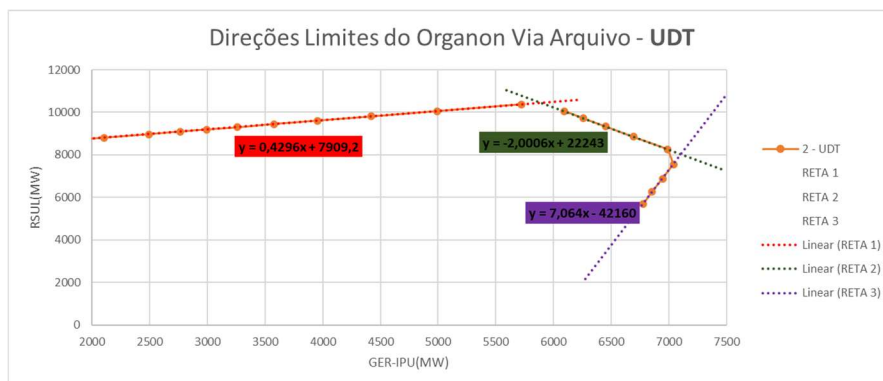


Figura 13: Linearização das Direções limites analisados pelo Organon via SPS e UDT

Observa-se que ambas as formas de monitoração das grandezas que delimitam o RSUL apresentam linearização similar, com resultados muito próximos. A tabela abaixo apresenta o conjunto de equações lineares, para RSUL, na utilização em modelos energéticos sem representação da rede elétrica.

Tabela 5: Equações lineares, para RSUL, na utilização em modelos energéticos sem representação da rede elétrica – carga SIN de 72.000 MW

Linearização	SPS [MW]	UDT [MW]
Reta 1	$RSUL \leq 0,439 \cdot GER-IPU + 7.946$	$RSUL \leq 0,430 \cdot GER-IPU + 7.909$
Reta 2	$RSUL \leq -1,831 \cdot GER-IPU + 21.352$	$RSUL \leq -2,001 \cdot GER-IPU + 22.243$
Reta 3	$RSUL \leq 8,012 \cdot GER-IPU - 49.724$	$RSUL \leq 7,064 \cdot GER-IPU - 42.160$

## 6 CONCLUSÕES

Diante dos resultados obtidos através das simulações em Organon e utilização da tabela auxiliar em Excel, foi possível alcançar o objetivo da meta, tanto para a configuração atual, quanto da configuração de 2022. Isto é, aperfeiçoar a representação de limites de Recebimento e Exportação da Região Nordeste nos modelos de otimização eletroenergética, sem a modelagem completa da rede de transmissão.

Cabe registrar que ao longo das análises realizadas observou-se que mesmo com a modificação dos fatores limitantes, como para a rede planejada de 2022, a metodologia foi robusta para permitir a obtenção das linearizações propostas.

## REFERÊNCIAS

## DADOS BIOGRÁFICOS



Atualmente atua como Engenheiro Eletricista do Operador Nacional do Sistema Elétrico ONS na área de Planejamento da Operação Elétrica. Mestre em Engenharia Elétrica na Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC Rio) (2019). Graduado em Engenharia Elétrica na Universidade Estadual do Rio de Janeiro com ênfase em Sistemas de Potência (2008).

## (2) ALEXANDRE RODRIGUES NUNES

Atualmente atua como Engenheiro Eletricista do Operador Nacional do Sistema Elétrico ONS na área de Planejamento da Operação Elétrica. Mestre em Engenharia Elétrica pela COPPE/UFRJ no ano de 2010. Graduado em Engenharia Elétrica na Universidade Federal Fluminense com ênfase em Sistemas de Potência no ano de 2006.

## (3) ANA CLAUDIA BATISTA SAMPAIO

Ana Claudia Batista Sampaio, é formada em Engenharia Elétrica e pós graduada em Sistemas Elétricos de Potência pela Universidade Federal de Santa Catarina. Está há 23 anos no setor elétrico, dos quais 3 anos atuou na operação do sistema de distribuição da CELESC. Desde 2001 atua no ONS, onde realiza estudos elétricos na área do Planejamento da Operação Elétrica.

## (4) PATRICIA SILVA NEVES

Atua como Engenheira Eletricista no Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) na área de Planejamento da Operação Elétrica, já tendo atuado também na área de Planejamento de Ampliações e Reforços na mesma empresa. Mestre em Sistemas de Potência pela Universidade Federal de Juiz de Fora (2017) e Graduada em Engenharia Elétrica pela mesma instituição (2015). Estudou na Budapest University of Technology and Economics (BME) pelo programa Ciências sem Fronteiras (2013-2014).

## (5) ALEXANDRE DE MELO SILVA

Engenheiro Eletricista com 15 anos de experiência nas áreas de planejamento da área de proteção, planejamento da expansão de transmissão de longo (EPE) e no planejamento da operação de curto prazo e médio (ONS). Foi responsável pela coordenação dos estudos de expansão do sistema de transmissão. No planejamento da operação, participa de estudos para a definição de margem de transmissão, dos limites de intercâmbios de energia, das instruções de operação e das regiões de segurança. Perfil agregador e com convicção em três pilares para o sucesso: resiliência, sustentabilidade e liderança.

## (6) MAGDA DE FIGUEIREDO E SILVA

Atualmente atua como Engenheiro Eletricista do Operador Nacional do Sistema Elétrico ONS na área de Planejamento da Operação Elétrica. Pós graduada na Universidade de Itajubá em Sistemas Elétricos, Graduada em Engenharia Elétrica na Universidade Estadual do Rio de Janeiro em Sistemas de Potência (UERJ).

## (7) MARIA ALZIRA NOLI SILVEIRA

Graduou-se em Engenharia Elétrica em 1981 na PUC-RJ e obteve o grau de mestre em Engenharia Elétrica em 1998 pela Universidade Federal de Itajubá. Ingressou em Furnas em 1981 onde atuou, por cinco anos, na área de operação em tempo real. A partir de 1986 atuou na Área de Planejamento da expansão da Transmissão. Em 2005 entrou para EPE atuando no planejamento da expansão, com destaque na expansão das Interligações. Desde 2012 está no ONS na área de planejamento da operação elétrica onde atua, principalmente, na área de Interligações.

## (8) JOÃO MARCO FRANCISCHETTI FERREIRA

Desde 2004 atua nas áreas de programação e planejamento da operação no Operador Nacional do Sistema Elétrico. Mestre em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC-2000). Graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF-1997).

## (9) IVAIR JOÃO SANTOS LOURINHO

Atualmente trabalha como Engenheiro Eletricista do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS na área de Planejamento da Operação Elétrica. Mestre em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC (2001). Graduado em Engenharia Elétrica na Universidade Federal do Pará - UFPA com ênfase em Sistemas de Potência (1998).