

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLÓGICA DE SANTA
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

THIAGO PEDRO FLORINDO

**ESTUDO DE CASO BASEADO NOS ESQUEMAS ESPECIAIS
DE PROTEÇÃO DO PROCEDIMENTO DE REDE
(CONTROLE DE EMERGÊNCIA NO SUL DO RIO GRANDE DO SUL PARA
CONTINGÊNCIA DA LT 525 KV NOVA SANTA RITA/POVO NOVO)**

FLORIANÓPOLIS, 2019

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLÓGICA DE SANTA
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

THIAGO PEDRO FLORINDO

**ESTUDO DE CASO BASEADO NOS ESQUEMAS ESPECIAIS
DE PROTEÇÃO DO PROCEDIMENTO DE REDE
(CONTROLE DE EMERGÊNCIA NO SUL DO RIO GRANDE DO SUL PARA
CONTINGÊNCIA DA LT 525 KV NOVA SANTA RITA/POVO NOVO)**

Trabalho de Conclusão de Curso submetido ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina como parte dos requisitos para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador:
Prof. Fabrício Yutaka K. Takigawa, Dr. Eng.

FLORIANÓPOLIS, 2019

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor.

Florindo, Thiago Pedro

Estudo de Caso Baseado nos Esquemas Especiais de Proteção do Procedimento de Rede : controle de emergência no sul do RS para contingência da LT 525 kV NSR/PNO / Thiago Pedro Florindo ; orientação de Fabrício Yutaka K. Takigawa. - Florianópolis, SC, 2019.

82 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) - Instituto Federal de Santa Catarina, Câmpus Florianópolis. Bacharelado em Engenharia Elétrica. Departamento Acadêmico de Eletrotécnica.

Inclui Referências.

1. Sistema Interligado Nacional. 2. Procedimentos de Rede. 3. Esquemas Especiais . 4. Controle de Geração . 5. Operação em Tempo Real Contigência. I. Yutaka K. Takigawa, Fabrício . II. Instituto Federal de Santa Catarina. Departamento Acadêmico de Eletrotécnica. III. Título.

**ESTUDO DE CASO BASEADO NOS ESQUEMAS ESPECIAIS
DE PROTEÇÃO DO PROCEDIMENTO DE REDE
(CONTROLE DE EMERGÊNCIA NO SUL DO RIO GRANDE DO SUL PARA
CONTINGÊNCIA DA LT 525 KV NOVA SANTA RITA/POVO NOVO)**

THIAGO PEDRO FLORINDO

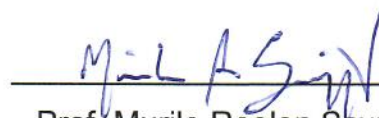
Este trabalho foi julgado adequado para obtenção do título de Engenheiro Eletricista e aprovado na sua forma final pela banca examinadora do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina.

Florianópolis, 03 de julho, 2019.

Banca Examinadora:



Prof. Fabrício Yutaka K. Takigawa, Dr. Eng.



Prof. Murilo Reolon Scuzziato, Dr. Eng.



Prof. Anésio Felipe Zeitune, Dr. Eng.

Este trabalho é dedicado a todas as
pessoas que de alguma forma contribuíram
para que eu chegasse à etapa de elaborá-lo

AGRADECIMENTOS

Agradeço a todos os meus familiares em especial aqueles (in memoriam) que me fizeram ver que a vida é uma passagem, e aos professores. Eu seria injusto em mencionar alguns nomes de forma especial neste agradecimento. Entretanto, há aqueles que me deram apoio mais que especial, um apoio incondicional.

RESUMO

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é o sistema de produção e de transmissão de energia elétrica do Brasil, que conecta a geração aos grandes consumidores e às distribuidoras. O SIN é predominantemente hidro-termo-eólico, no qual apresenta múltiplos proprietários e sua operação é efetuada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). A operação do SIN está baseada nos Procedimentos de Rede (PR), que são documentos de caráter normativo para operação das instalações de transmissão e de geração da rede básica. O PR contém instruções para o planejamento da operação (em seus diversos horizontes) até a operação em tempo real, que segue as diretrizes da última etapa do planejamento, denominada de Programação Diária da Operação (PDO). Entretanto, geralmente são necessários alguns ajustes na PDO, devido a mudanças na carga e na geração prevista, contingências em equipamentos, entre outros, que obrigam o operador em tempo real a fazer ajustes. Por outro lado, o ONS conta com os Sistemas Especiais de Proteções (SEPs), que são equipamentos de proteção avançados, que integram e protegem vários equipamentos, com diversas lógicas de funcionamento, desde a abertura de Linhas de Transmissão (LTs) até o controle da geração. Adicionalmente, alguns SEPs podem apresentar a indisponibilidade de lógicas de controle de emergência e/ou a indisponibilidade programada ou de contingência nas LTs, podendo ser necessário um controle manual de geração pelo operador em tempo real previsto no PR. Essa situação expõe o operador em tempo real a tomadas de decisão sem ferramentas específicas, apenas com algumas tabelas norteadoras e regras operativas descritas no PR. Neste sentido, inicialmente, é efetuado um levantamento dos SEPs instalados no SIN, descritos no módulo Esquemas Especiais de Proteção do PR, com o objetivo principal de elencar os SEPs que na sua indisponibilidade necessitam de um controle na geração. Posteriormente, é elencada a situação mais singular e de maior complexidade para o operador em tempo real, com diversas orientações no PR (tabelas e normativas) para o controle do fluxo da LT, da geração eólica de diversos complexos, dos intercâmbios e da usina termelétrica da região. Esse caso específico é modelado matematicamente, seguindo as orientações do PR e os resultados são analisados.

Palavras-chave: Sistema Interligado Nacional. Procedimentos de Rede. Operação em Tempo Real Contingência e Esquemas Especiais. Controle de Geração.

ABSTRACT

The National Interconnected System (SIN) is the system of production and transmission of electricity in Brazil, which connects generation to large consumers and distributors. The SIN is predominantly hydro-thermo-eolic, in which it has multiple owners and its operation is carried out by the National System Operator (ONS). The operation of the SIN is based on the Network Procedures (PR), which are normative documents for the operation of the transmission facilities and the generation of the basic network. The PR contains instructions for the planning of the operation (in its various horizons) to the real-time operation, which follows the last stage of the planning, called the Daily Operation Schedule (PDO). However, some adjustments in the PDO are usually necessary, due to changes in load and expected generation, contingencies in equipment, among others, that forces the operator in real time to make adjustments. On the other hand, the ONS in the operation of the SIN has the Special Protection Systems (SEPs), which are advanced protection equipment, what integrates and protects several equipment, with several logics of operation, since the opening of transmission lines (LTs) until generation control. Some SEPs may show the unavailability of emergency control logic and / or programmed or contingency unavailability in LTs, which may require manual operator-generated control in real time. This situation exposes the operator in real time to decision making without specific tools, only with some guiding tables and operating rules described in the PR. In this sense, initially a survey of the SEPs installed in the SIN, described in the Special Protection Schemes module of the PR, is carried out, with the main objective of listing the SEPs that, in their unavailability, need a generation control. Posteriorly, the most singular and more complex situation for the operator in real time, with several PR guidelines (tables and regulations) for fluw control of the LT, wind power generation of several complexes, exchanges and the thermoelectric plant of a region. This specific case is modeled mathematically, following the PR guidelines and the results are analyzed.

Keywords: National Interconnected System. Network Procedures. Contingency and Special Schemes. Generation Control. Real Time Operation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Os subsistemas do SIN.....	29
Figura 2 - Rede básica do SIN.	30
Figura 3 - Capacidade instalada e números de usinas em percentual.....	30
Figura 4 - Bacias hidrográficas.....	31
Figura 5 - Distribuição dos parques eólicos no SIN.....	32
Figura 6 - CNOS e suas regionais.....	33
Figura 7 - Quantidade instalada dos SEPs por região.	38
Figura 8 - Sistema elétrico e principais fontes geradoras do Rio Grande do Sul.	45
Figura 9 - Apresentação da rede relacionada ao funcionamento do SEP.....	47
Figura 10 - Esquemático do funcionamento das lógicas.	49
Figura 11 - Fluxograma do algoritmo proposto para o controle de geração da região.....	55
Figura 12 - Transacionando o fluxo na LT para o caso base.	61
Figura 13 - Transacionando fluxo na LT no Caso 1.	63
Figura 14 - Comparação dos resultados do Caso 1 com o Caso base.	64
Figura 15 - Transacionando fluxo na LT no Caso 2.	65
Figura 16- Comparação dos resultados do Caso 2 com o Caso base.	66
Figura 17 - Transacionando fluxo na LT no Caso 3	67
Figura 18 - Participação igualitária do CMRO2.	68
Figura 19 - Unifilar simplificado.	77
Figura 20 - Atuação da lógica 1.....	78
Figura 21 - Atuação da lógica 2.....	79
Figura 22 - Atuação da lógica 2 e 4 juntas, e a UTE Candiota III fora de operação.....	80
Figura 23 - Atuação da lógica 2 e 4 juntas, UTE Candiota III operando.....	81
Figura 24 - Atuação das lógicas 1 e 3 com UTE Candiota III operando.....	82

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Categorias.....	37
Tabela 2 - Os SEPs por regiões e no SIN.....	38
Tabela 3 - Indisponibilidade dos SEPs com controle de geração na região Nordeste.....	40
Tabela 4 - Indisponibilidade dos SEPs com controle de geração nas regiões Centro-Oeste e Sul.....	42
Tabela 5 - Indisponibilidade dos SEPs com controle de geração interligações regionais.....	43
Tabela 6 - Resumo do funcionamento das lógicas.....	50
Tabela 7 - Relação de equipamentos indisponíveis com transferência nula ou exportação de energia pela conversora Melo.....	51
Tabela 8 - Relação de equipamentos indisponíveis com importação via conversora Melo.....	52
Tabela 9 - Os limites de fluxo na LT de 525 kV Nova Santa Rita/Povo Novo	52
Tabela 10 - Proporcionalidade da capacidade instalada.....	53
Tabela 11 - Sensibilidade dos conjuntos eólicos em relação a LT.....	54
Tabela 12 - Dados de entrada do problema.....	59
Tabela 13 - Resultados para o Caso base [MW].....	60
Tabela 14 - Resultados para o Caso 1.....	63
Tabela 15 - Resultado para o Caso 2.....	65
Tabela 16 - Resultado para o Caso 3.....	67
Tabela 17 - Resultados das simulações [% em relação ao Caso base].....	68

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANNEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

CLIV2 – Conjunto eólico Livramento 2

CMRO2 – Conjunto eólico Marmeleiro 2

CNOS – Centro Nacional de Operação do Sistema

COSR – Centro Regional de Operação do Sistema

CPL – Controlador Lógico Programável

CQ138 – Conjunto eólico Quinta 138 kV

CQU69 – Conjunto eólico Quinta 69 kV

CSVPA – Conjunto eólico Santa Vitória do Palmar

LT – Linha de transmissão

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

PDO – Programação Diária da Operação

PDP – Programação Diária de Produção

PR – Procedimento de Rede

Pres. – Presidente

RS – Rio Grande do Sul

SE – Subestação

SEP – Sistema Especial de Proteção

SIN – Sistema Nacional Interligado

UHE – Usina Hidrelétrica

UTE – Usina Termelétrica

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	23
1.1	DEFINIÇÃO DO PROBLEMA	25
1.2	JUSTIFICATIVA	26
1.3	OBJETIVOS	26
1.3.1	Objetivo Geral	26
1.3.2	Objetivos Específicos	27
1.4	ESTRUTURA DO TRABALHO.....	27
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	29
2.1	SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN).....	29
2.1.1	Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)	33
2.2	SISTEMAS ESPECIAIS DE PROTEÇÃO (SEP).....	34
3	LEVANTAMENTO DOS ESQUEMAS ESPECIAIS DE PROTEÇÃO DO SIN	37
3.1	CARACTERÍSTICAS GERAIS DOS SEPS.....	37
3.2	CASOS COM INDISPONIBILIDADE DOS SEPS E COM O CONTROLE DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	39
4	CONTROLE DE EMERGÊNCIA PARA A CONTINGÊNCIA DA LT 525 KV NOVA SANTA RITA/POVO NOVO	45
4.1	APRESENTAÇÃO DA REGIÃO.....	45
4.2	FUNCIONAMENTO NORMAL DO SEP – LÓGICAS PREVISTAS.....	46
4.3	APRESENTAÇÃO DA INDISPONIBILIDADE DA LÓGICA DO ESQUEMA DE CONTROLE DE EMERGÊNCIA NO SUL DO RIO GRANDE DO SUL PARA CONTINGÊNCIA DA LT DE 525 KV NOVA SANTA RITA/POVO NOVO	52
4.4	ALGORITMO PROPOSTO PARA O CONTROLE DA GERAÇÃO EÓLICA DA REGIÃO	54
4.5	MODELAGEM MATEMÁTICA PROPOSTA PARA O PROBLEMA	55
5	ANÁLISE DOS RESULTADOS	59
5.1	DADOS DE ENTRADA	59
5.2	CASOS PROPOSTOS.....	59
5.2.1	Caso base	60
5.2.2	Caso 1	62
5.2.3	Caso 2	64
5.2.4	Caso 3	66
5.2.5	Resumo das análises	68
6	CONCLUSÃO	71
	REFERÊNCIA	73
	APÊNDICE A – LÓGICAS EM OPERAÇÃO NORMAL	77

1 INTRODUÇÃO

Para que as sociedades modernas possam crescer e, conseqüentemente, melhorar a qualidade da vida da população, é imprescindível garantir a oferta de energia elétrica (MME, 2005). Devido às restrições ambientais e aos impactos que as usinas hidrelétricas e termelétricas geram – grandes áreas alagadas e emissão de dióxido de carbono –, o suprimento de energia passa a ser um grande desafio. Em vista disso, políticas mundiais têm sido definidas para subsidiar e incentivar fontes de energia renováveis, no intuito de garantir o suprimento futuro de energia elétrica. (HIGGINS et al., 2016).

Diversos países que, por décadas, utilizaram usinas nucleares e termelétricas, buscam remodelar suas matrizes. No tocante às usinas nucleares, acidentes ocorreram e grandes quantidades de partículas radioativas foram lançadas na atmosfera, sendo os casos mais notáveis o de Chernobyl na União Soviética em 1986 e o de Fukushima no Japão em 2011. Por outro lado, as usinas termelétricas a carvão foram importantes durante décadas, porém, o alto nível de emissão de dióxido de carbono tem sido tema de debates e divergências na Organização das Nações Unidas, sendo que alguns países já adotaram metas de redução de emissões. A Alemanha, por exemplo, que outrora possuía usinas nucleares e termelétricas a carvão de forma predominante em sua matriz energética, passou a substituí-las por usinas solares e eólicas (CHIARETTI, 2012).

Em países com predominância de usinas hidrelétricas, como no caso do Brasil, políticas mais sustentáveis estão sendo adotadas para diversificar a matriz energética do Sistema Interligado Nacional (SIN). O SIN, é o sistema de produção e de transmissão de energia elétrica do Brasil, sendo predominantemente hidro-termo-eólico (ONS, 2018a).

O SIN é considerado de porte continental, devido aos milhares de quilômetros de Linhas de Transmissão (LTs), conectando a geração elétrica que normalmente está localizada distante dos grandes centros de consumo, com as distribuidoras e grandes consumidores (BRITO, 2014). Atualmente, o número de

fontes geradoras no Brasil é de 7.439 em operação, totalizando 165.474.967 kW de potência instalada (ANEEL, 2019a).

O responsável pela operação do SIN é o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). O ONS coordena e controla a operação do SIN, de forma a garantir a segurança do suprimento de energia elétrica de forma contínua em todo o país, atendendo os critérios de confiabilidade estabelecidos nos Procedimentos de Rede (PR). Os PR são documentos de caráter normativo para a operação das instalações de transmissão e de geração da rede básica do SIN (ONS, 2018b). Para operar o SIN, o ONS elabora estudos de planejamento da operação com diferentes horizontes, longo, médio, curto prazo, aumentando o detalhamento da operação conforme a redução do horizonte de planejamento (BRITO, 2014).

A última etapa da cadeia de planejamento, a Programação Diária da Operação (PDO), define a operação para o dia seguinte, estabelecendo os programas de geração, os intercâmbios de energia entre subsistemas e nas interligações internacionais, para o atendimento das previsões de carga integralizada do SIN, em intervalos de 30 minutos. Posteriormente, a execução da PDO é efetuada pela operação em tempo real do ONS, no qual podem ser efetuados diversos ajustes, devido a mudanças da carga ou da geração prevista, ou ao contingenciamento em equipamentos do sistema.

Adicionalmente, o ONS conta com o auxílio dos Sistemas Especiais de Proteções (SEPs) instalados no SIN. Os SEPs são equipamentos de proteção avançados, que além de proteger o equipamento individualmente atuando como proteção tradicional, integra vários equipamentos, com diversas lógicas de funcionamento, desde a abertura de LTs até o controle de geração.

Os SEPs funcionam de maneira automatizada por meio de relés e de Controladores Lógicos Programáveis (CLPs). Neste sentido, os CLPs são programados para substituir a atuação do comando mecânico do operador pela atuação dos comandos elétricos pré-programados. Existe atualmente inúmeros SEPs distribuídos pelo SIN, sendo que sua utilização agrega no aumento da confiabilidade do sistema e da operação do SIN (GONÇALVES, 2012).

Neste sentido, inicialmente, é efetuado um levantamento dos SEPs instalados no SIN, descritos no módulo Esquemas Especiais de Proteção dos PR,

com o objetivo principal de elencar os SEPs que na sua indisponibilidade necessitam de um controle na geração. Nestes casos, o operador em tempo real deve controlar a geração em regiões específicas, baseado em informações norteadoras (tabelas, instruções) definidos nos PR. No entanto, sem uma ferramenta específica que englobe todas as instruções do PR, para auxiliar o mesmo nesta tomada de decisão.

Adicionalmente, é elencada a situação mais singular e de maior complexidade para o operador em tempo real, com diversas orientações do PR (tabelas e normativas) para o controle de fluxo da LT, de geração eólica de diversos complexos, de intercâmbios e da usina termelétrica da região sul do Rio Grande do Sul. Esse caso específico é modelado matematicamente, seguindo as orientações do PR e os resultados são analisados.

1.1 Definição do Problema

Na ocorrência de situações operativas atípicas, na indisponibilidade do SEP, ou na ausência de lógicas de controle de emergência, o operador em tempo real deve manter as lógicas programadas de forma manual, baseando-se em tabelas e regras operativas definidas pelo PR. No entanto, a tomada de decisão sem uma ferramenta específica para isso, exige do operador cálculos aproximados manualmente e/ou com auxílio de planilhas simplificadas, tornando a decisão mais complexa para o mesmo.

Neste sentido, neste trabalho é efetuado um levantamento dos SEPs do SIN, analisando principalmente os SEPs relacionados ao controle de geração com instruções na ocorrência de sua indisponibilidade. Existem diversos casos no SIN, com procedimentos de controle em gerações hidráulicas, térmicas e eólicas, assim como o controle de fluxo nas LTs.

O caso singular e que será abordado neste trabalho é o de indisponibilidade do SEP na região sul do Rio Grande do Sul. Essa região possui vários complexos eólicos, uma usina termelétrica e duas conexões com Uruguai, através das conversoras Melo e Rivera. Na ocorrência da indisponibilidade do SEP, o operador em tempo real deve controlar a geração dessas usinas de acordo com o PR.

No sentido de desenvolver uma ferramenta de apoio específica para o problema abordado, foi efetuada a modelagem matemática dos procedimentos descritos no PR afim de possibilitar análises diversas para auxiliar o operador em tempo real.

1.2 Justificativa

A operação do sistema é baseada em um encadeamento de diversas etapas no planejamento da operação, no qual a última etapa é a PDO. Na PDO são analisadas as condições operativas do sistema elétrico com restrições, contemplando diferentes configurações da rede, para atender a carga e os despachos de geração das usinas conectadas ao SIN. A PDO estabelece os programas diários de geração hidráulica, térmica, eólica, os intercâmbios de energia entre os subsistemas e interligações internacionais, e também entre os agentes (ANEEL, 2019b). Portanto, a operação em tempo real é fundamentada nos planejamentos precedentes e no PR (PEREIRA, 2006). Na elaboração da PDO não são consideradas as indisponibilidades dos SEPs.

Desta forma, na ocorrência da indisponibilidade de algum SEP, o operador em tempo real deve seguir as instruções descritas no funcionamento do SEP pelo PR. Conseqüentemente, em regiões específicas, podem ser necessários ajustes atípicos no controle da geração na região. Esse controle de geração, descrito no PR, é baseado apenas em algumas tabelas/normativas e com algumas instruções. Assim, o operador fica vulnerável, face a complexidade e as peculiaridades de cada caso. Portanto, entende-se que o desenvolvimento de uma ferramenta de apoio que possa auxiliar o operador em tempo real no controle de geração na indisponibilidade do SEP é justificável e pode trazer diversas melhorias para o operador e ao ONS.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo Geral

Desenvolver um algoritmo computacional capaz de otimizar o controle de geração em condição atípica do SIN, conforme disposto no PR. Para o SEP Controle

de Emergência no Sul do Rio Grande do Sul para Contingência da LT 525 kV Nova Santa Rita/Povo Novo.

1.3.2 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos são:

- a) Fundamentação teórica através de artigos e livros, para embasamento do trabalho;
- b) Analisar os PR do ONS (submódulo 10.21)
- c) Apresentar um levantamento de todos os SEPs do SIN;
- d) Modelar matematicamente o controle de geração do caso específico em condição atípica do SEP Controle de Emergência no Sul do Rio Grande do Sul para Contingência da LT 525 kV Nova Santa Rita/Povo Novo;
- e) Desenvolver uma ferramenta computacional para designar o controle de geração eólica do SEP;
- f) Apresentar os resultados comparativos entre as ações previstas no PR e os apresentados pela ferramenta computacional, para validação da modelagem;
- g) Análise de possíveis alterações nas instruções dos métodos de controle, no sentido de representar a operação real e os possíveis ajustes a serem abordados pelo ONS.

1.4 Estrutura do Trabalho

O trabalho está estruturado em seis capítulos, sendo que o Capítulo 1 apresenta a contextualização geral do problema e sua justificativa. No Capítulo 2, a fundamentação teórica é abordada com a apresentação do SIN, do ONS e do funcionamento dos SEPs. No Capítulo 3 é apresentado o levantamento efetuado dos SEPs do SIN e os casos que apresentam instruções de controle de geração na indisponibilidade do SEP. Posteriormente, no Capítulo 4, é ilustrado o SEP com maior complexidade para o operador em tempo real para o controle de geração em uma

certa região. No Capítulo 5 são apresentadas as simulações efetuadas com o algoritmo proposto (PR e os casos variantes). Por fim, no Capítulo 6, as considerações finais do trabalho são apresentadas.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo são abordadas as principais características do SIN, e os centros de operação do ONS (regionais e nacional) e, por fim, dos SEPs instalados na rede básica.

2.1 Sistema Interligado Nacional (SIN)

O sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é predominante um sistema hidro-termo-eólico de porte continental, com predominância de usinas hidrelétricas (ONS, 2018a). O sistema está subdividido em 4 subsistemas: Centro-oeste/Sudeste, Sul, Nordeste e grande parte do Norte. A Figura 1 mostra os 4 subsistemas.

Figura 1 - Os subsistemas do SIN.

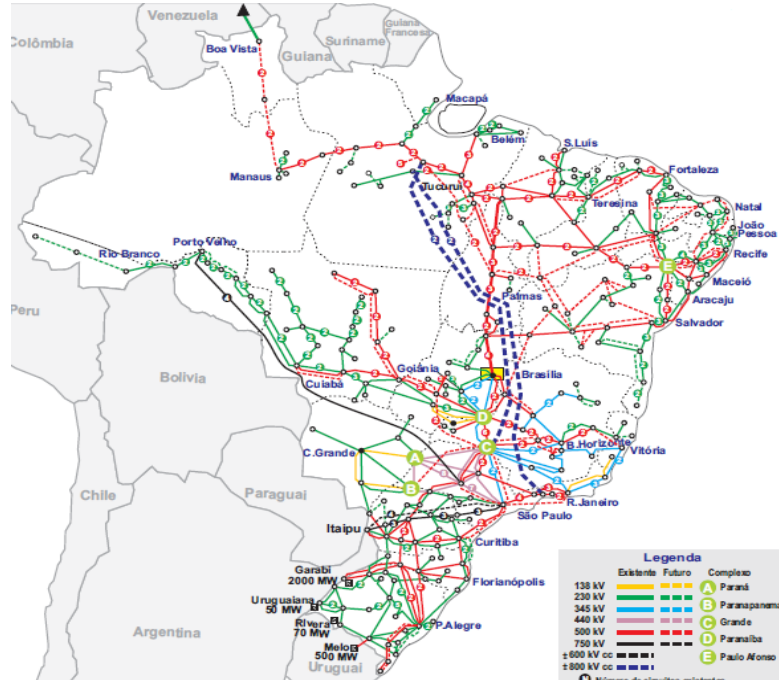


Fonte: (ONS, 2019a).

Normalmente a energia elétrica é produzida longe dos centros consumidores e por esta razão precisa ser transportada até o local de consumo, por meio de LTs e de subestações (SEs) - rede básica (ANEEL, 2018a). Além disso, a rede básica propicia a otimização dos recursos energéticos disponíveis (complementariedade entre regiões) e contribui para a robustez do SIN. A rede básica

é caracterizada por tensões superiores ou iguais a 230 kV e está ilustrada na Figura 2.

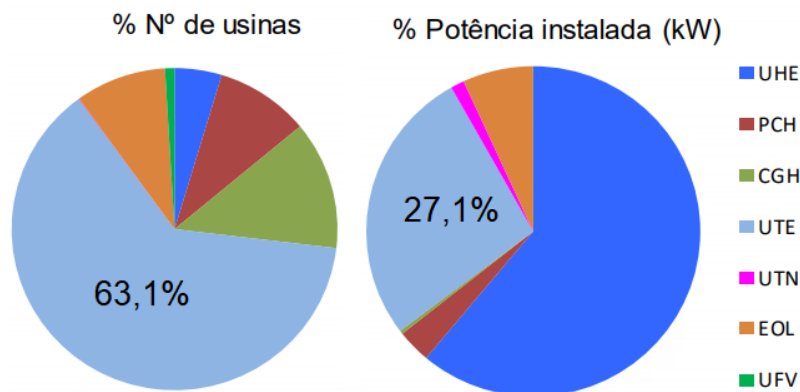
Figura 2 – Rede básica do SIN.



Fonte: Adaptado (ONS, 2018c).

Em relação a capacidade instalada geradora do SIN, as Usinas Termelétricas (UTES) representam 27,1% do total, com 41.119.492 kW instalados. Em relação aos números de usinas, as UTES detêm 63,1% do total de 4.679 usinas, esses valores percentuais são mostrados na Figura 3.

Figura 3 – Capacidade instalada e números de usinas em percentual.



Fonte : Adaptado (ANEEL, 2018b).

As Usinas Hidrelétricas (UHEs) representam 61,1% da capacidade instalada do SIN (ANEEL, 2018b). Esse grande potencial hídrico do Brasil está disposto nas 12 bacias hidrográficas, em diferentes regiões do país (BRASIL, 2019), conforme, é mostrado na Figura 4.

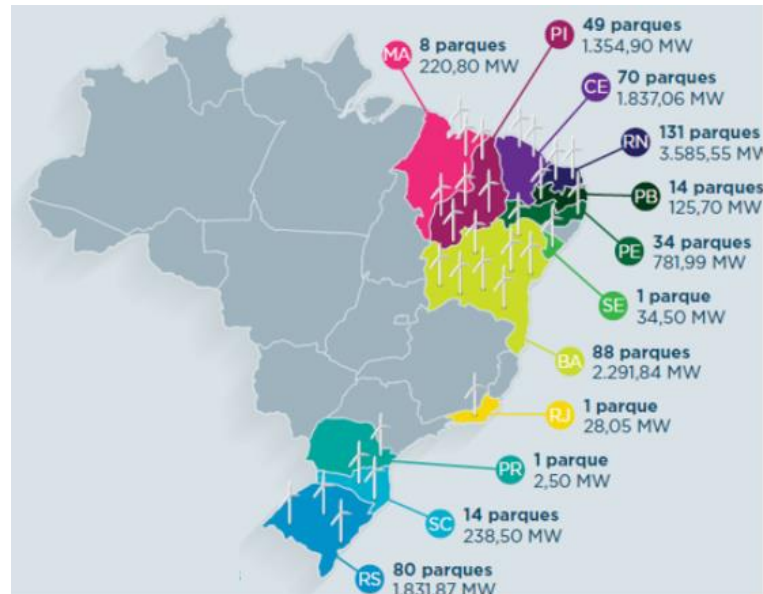
Figura 4 – Bacias hidrográficas.



Fonte: Adaptado (ANA, 2018).

No entanto, devido às crescentes restrições ambientais, esse potencial hídrico tem sido cada vez menos utilizado dando espaço ao potencial eólico. O Brasil, com o aumento do investimento em usinas eólicas, obteve uma capacidade instalada de aproximadamente 12.763 MW, sendo o 8º país em capacidade instalada (o maior na América Latina e segundo no continente americano, atrás apenas dos Estados Unidos da América) (ANEEL, 2018c ;GWEC, 2017). A distribuição da fonte eólica no SIN é mostrada na Figura 5.

Figura 5 - Distribuição dos parques eólicos no SIN.



Fonte: (ABEEÓLICA, 2018a).

A região sul e nordeste apresentam os maiores números de parques eólicos, aproximadamente 20% e 80 % respectivamente da capacidade instalada de energia eólica do SIN (LINS, 2018). Em termos de geração, esse montante já representava 6% da energia do SIN em 2017. Outro fato interessante é que, no dia 8 agosto 2018, um domingo, do período das 8h às 10h, o Nordeste atendeu 98% da sua carga com energia eólica. E, em dias de semanas, a geração eólica supre, aproximadamente, 70% da carga do Nordeste (ABEEÓLICA, 2018b). A projeção é que para 2027 o Brasil mantenha mais de 75% da sua capacidade instalada de fontes renováveis (EPE, 2018).

No entanto, a inserção principalmente das fontes eólicas trazem consigo diversos desafios para a operação (CHIPP, 2016). Essas fontes são intermitentes (variação da velocidade dos ventos ao longo do dia), tornando-as não controláveis - não podem produzir energia constantemente. Nesse sentido, a intermitência dessa fonte renovável aumenta os desafios ao ONS no tocante à operação do SIN, requerendo um perfil flexível de despacho ao longo do dia (LINS, 2018).

Assim a inserção dessa fonte impõe uma flexibilidade na operação que exige uma alteração da reserva de potência operativa do SIN. A reserva pode ser considerada uma margem de segurança para o suprimento de energia do sistema, assegurando que mesmo ocorrendo desvios na previsão da demanda/geração, a

reserva de potência possa suprir a demanda. Por isso é alocada uma margem de capacidade dos geradores ativos e em geradores não ativos com alta flexibilidade, garantindo o suprimento de energia elétrica de forma contínua (SALES, 2009).

2.1.1 Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

O ONS foi criado em 1998 por força de lei (BRASIL, 1998). É uma entidade de direito privado, sem fins lucrativos, fiscalizado e regulamentado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). É responsável pelo controle da rede básica e da coordenação da geração elétrica para o suprimento do SIN. Ainda, cabe ao ONS o controle e a coordenação dos sistemas isolados, além dos intercâmbios internacionais. Para melhorar o controle e a coordenação do SIN, o ONS conta com o Centro Nacional de Operação do Sistema (CNOS) e os Centros Regionais de Operação do Sistema (COSR) subordinados ao CNOS. A Figura 6 mostra o CNOS e os COSRs dos subsistemas.

Figura 6 - CNOS e suas regionais.



Fonte: Adaptado (ONS, 2016).

O ONS opera o SIN buscando otimizar os recursos eletroenergéticos e obtendo o menor custo econômico para o sistema – sempre observando os limites operacionais dos equipamentos, a qualidade da energia e os critérios de confiabilidade. Neste sentido, o ONS efetua o planejamento da operação eletroenergética, levando-se em consideração a previsão de afluências nas bacias

hidrográficas, a previsão da demanda e os possíveis novos geradores que passarão a operar em um horizonte plurianual. Como resultado, obtém-se a Programação Diária da Operação (PDO), que é elaborada um dia antes da operação, discriminada de meia em meia hora (ONS, 2018b).

A execução da PDO pelos centros de operação do ONS, é denominada de operação em tempo real e baseia-se no Programa Diário de Produção (PDP). A operação em contingência é ocorrência de indisponibilidade de equipamentos vitais ou de LTs da rede básica, que possam provocar violações operativas ou corte de geração. Diante destas circunstâncias, os centros de operação do ONS efetuam medidas corretivas e preventivas para mitigar os riscos ao sistema, e manter a qualidade da energia. Sempre resguardando o sistema, para que não sejam propagadas as perturbações (ONS, 2017).

2.2 Sistemas Especiais de Proteção (SEP)

Os SEPs são esquemas especiais, que ao identificar através de equipamentos condições atípicas no SIN, é obrigado a proceder de maneira a resguardar a integridade do sistema, bem como dos equipamentos, prejudicando a menor quantidade de consumidores possível (ONS, 2019b). Os SEPs podem ser categorizados em três esquemas distintos, conforme disposto em ONS (2019b).

O Esquema Regional de Alívio de Carga determina que, na ocorrência de subfrequência, execute corte automatizado e escalonado de corte de carga, com objetivo de normalizar a frequência do sistema.

O Esquema de Controle de Emergência são esquemas especiais que, ao identificar através de equipamentos condições atípicas no sistema elétrico, atua imediatamente resguardando a integridade das LTs e dos equipamentos do sistema.

O Esquema de Controle de Segurança são esquemas especiais que, ao identificar mais de uma contingência, atuam imediatamente em uma ação automatizada para impedir o alastramento do distúrbio e, assim, preservar o sistema.

Os SEPs funcionam sempre de forma seletiva e automática por meio de relés e de CLPs, quando o sistema está submetido a eventos que acarretam instabilidades ou desligamentos em cascata, para resguardar os equipamentos e o

sistema como um todo, seja abrindo LTs, seccionando barramento, cortando carga, controlando geração, isolando transformadores, inserindo/retirando carga reativa entre outras possibilidades (HONÓRIO, 2004).

Entretanto cada SEP instalado tem um objetivo específico, que é solucionar ou evitar determinado problema, que pode afetar a qualidade da energia, os equipamentos, uma pequena parte do sistema, uma região ou o SIN como todo. Todavia, estes problemas advêm ou dos equipamentos com suas restrições operativas, ou dos problemas provenientes do sistema, nas interações entre geração e carga, face ao arranjo do sistema naquele momento.

Assim, para operar o SIN de forma segura, são necessários diversos esquemas de proteção eficientes e confiáveis (GUARINI, 2009). Neste sentido, os SEPs são sistemas automatizados de proteção e de controle instalados no SIN (geração e transmissão) que permitem uma melhora na utilização do sistema, aumentando a confiabilidade face às possíveis ocorrências de perturbações. Ademais, a organização e o controle desses sistemas são especificados nos PRs do ONS. Neles estão contidos os requisitos técnicos e contemplam os principais cenários da operação. O modo operativo dos SEPs está descrito nos PRs no módulo Esquemas Especiais (ONS, 2019d). Este módulo é dividido em submódulos regionais, em que estão descritos a finalidade, a atuação e os procedimentos de cada SEP.

O SEP normalmente está programado de forma que, por meio de relés, consiga visualizar o cenário operacional do sistema (LTs operando/contingência, sobrecarga, sobretensão, subfrequência, entres outros). Os SEPs apresentam lógicas de controle, essas lógicas estão associadas às condições do sistema, analisadas em estudos precedentes. Assim, para cada condição do sistema, a respectiva lógica deve permanecer ligada. O SEP atuará conforme a lógica pré definida relacionada à condição do sistema no momento da perturbação. Cada SEP pode apresentar diversas lógicas. A atuação da lógica é uma ação corretiva/preventiva (corte de geração, corte de carga, abertura LTs, alívio de carga, ilhamento de usina, inserção e desinserção de carga reativa para o controle de tensão, segregação de barras, entre outros). As lógicas do mesmo SEP podem utilizar as mesmas ações, mas de maneira distinta, em diferentes equipamentos ou pontos no sistema.

3 LEVANTAMENTO DOS ESQUEMAS ESPECIAIS DE PROTEÇÃO DO SIN

Neste capítulo é apresentado o resultado do levantamento dos SEPs do SIN, com sua distribuição quantitativa por região geográfica e o agrupamento por finalidade. Posteriormente, são apresentadas as instruções de indisponibilidade do SEP com relação ao controle de geração e os casos encontrados.

3.1 Características gerais dos SEPs

A quantidade total de SEPs operando no SIN é de 249 SEPs, sendo os mesmos dispostos nas regiões, assim como nas interligações entre as regiões (SEP atuando em duas regiões) (ONS, 2019d). No sentido de melhor ilustrar o levantamento efetuado, dividiu-se os SEPs pelos motivos de sua implementação. Desta forma, são escolhidas duas categorias principais denominadas de Equipamento e Critérios Elétricos, conforme ilustrado na Tabela 1.

Tabela 1 – Categorias.

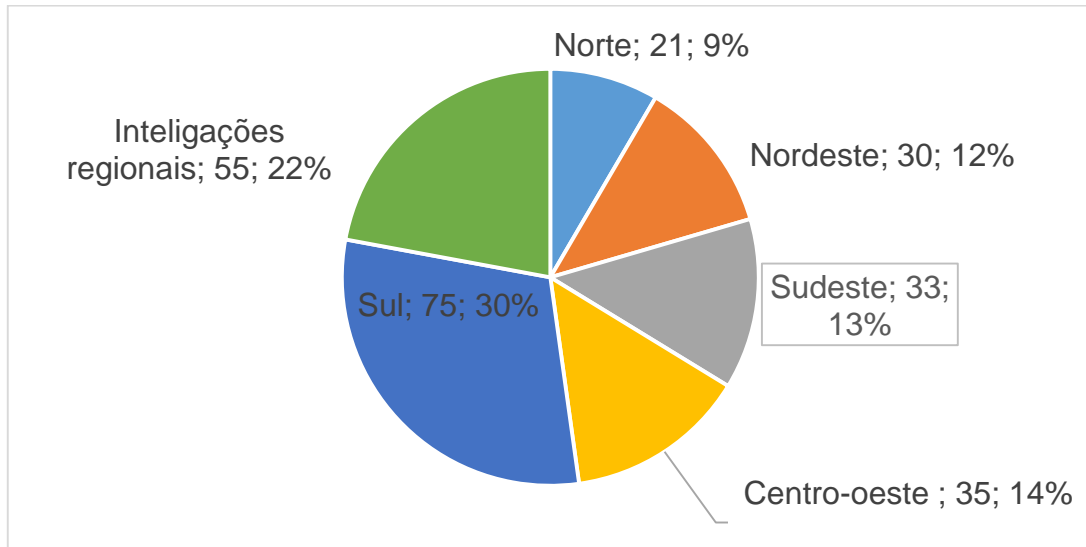
Categorias	Motivos da Implementação	Descrição
Equipamento	Restrição operativa	Sobrecarga
Critérios Elétricos	Subfrequência	< 60 Hz
	Sobrefrequência	> 60 Hz
	Sobretensão	> Valor referência [V]
	Subtensão	< Valor referência [V]
	Transitório	Capacidade do sistema manter o sincronismo após grande perturbação
	Pequenas perturbações	Capacidade do sistema manter o sincronismo após pequena perturbação

Fonte: Elaboração própria (2019).

No Brasil os SEPs estão presentes em todas as regiões do SIN e sua implementação aumenta a confiabilidade do sistema. No entanto, cada SEP possui

um objetivo específico e os mesmos são instalados em pontos estratégicos do SIN. A Figura 7 ilustra o percentual e a quantidade dos SEPs instalados nas regiões e nas interligações regionais. Ressalta-se que cada região se difere na estrutura, na usabilidade, na quantidade de LTs, no carregamento das LTs, na capacidade transformadora e na capacidade geradora.

Figura 7 – Quantidade instalada dos SEPs por região.



Fonte: Elaboração própria (2019).

As interligações regionais apresentam uma das maiores quantidades de SEPs, isso se justifica pela importância destas ligações para o SIN (interação eletroenergética entre as regiões). Essas interligações possibilitam a otimização dos recursos energéticos nas regiões e, conseqüentemente no sistema nacional. A Tabela 2 apresenta os números de SEPs das regiões e do SIN, separados pelas categorias Equipamento e Critérios Elétricos.

Tabela 2 - Os SEPs por regiões e no SIN.

Região	Categorias	
	Equipamento	Critérios Elétricos
Sul	24 (32%)	51 (68%)
Norte	4 (19%)	17 (81%)
Nordeste	12 (40%)	18 (60%)
Sudeste	11 (33%)	22 (67%)
Centro-Oeste	15 (43%)	20 (57%)
SIN	83 (33%)	166 (67%)

Fonte: Elaboração própria (2019).

A categoria Critérios Elétricos apresenta um percentual maior em todas as regiões e a categoria Equipamento teve o maior percentual na região Centro-Oeste.

Por outro lado, a região Sul apresenta o maior número de SEPs em relação as demais regiões.

3.2 Casos com indisponibilidade dos SEPs e com o controle de geração de energia elétrica

Alguns SEPs contêm instruções de sua indisponibilidade envolvendo o controle de geração. O controle da geração na indisponibilidade do SEP é efetuado pelo operador em tempo real, orientado por tabelas e algumas instruções descritas no PR nos módulos Esquemas Especiais de Proteção (ONS, 2019d).

No levantamento dos SEPs foi efetuado um estudo de como funciona o controle de geração (parcial ou total), quais usinas estão envolvidas, prioridade ou não de usinas, interação entre o operador da usina e o ONS, localização do SEP, se há restrições distintas com o funcionamento do SEP e a indisponibilidade do SEP. Compilando-se essas informações, são apresentadas as consideradas as mais importantes para o entendimento do funcionamento do controle de geração face a indisponibilidade do SEP.

A Tabela 3 apresenta um compilado dos casos encontrados na região Nordeste, conforme apresentado no ONS (2019d). O primeiro, corresponde ao caso de controle de geração de uma termelétrica que atua impedindo a operação isolada da usina, desligando as unidades geradoras de forma gradual devido as restrições operativas, quando o relé de variação de frequência sensibiliza e aciona o isolamento da usina. Os demais controles de geração da região Nordeste são referentes às usinas eólicas, que para evitar a sobrecarga e o colapso de tensão na região, o operador em tempo real deve manter o fluxo em uma determinada LT dentro de um limite estabelecido no PR para esta ocasião. Desta forma, os operadores utilizam dos controles de geração das usinas eólicas, utilizando as tabelas de sensibilidade da geração em relação à LT (uma redução na usina ocasiona uma redução no fluxo da LT, proporcionais ao descrito na tabela). Entretanto, nestes casos o PR, não especifica se deve reduzir a geração em todas as usinas ou se há prioridade de corte, deixando a decisão para operador.

Tabela 3 - Indisponibilidade dos SEPs com controle de geração na região Nordeste.

Região	Local	SEP	Problema	Características da usina	Informações adicionais
Nordeste	Área 500-230 kV Leste da Região Nordeste	Esquema de corte de geração por perda dupla das LTs 230KV Suape II / Suape III –	Impedir que a usina térmica Termopernambuco opere de forma isolada	Termelétrica	Sensibilizações dos relés de variação de frequência isola usina
Nordeste	Área 230 kV Sudoeste da Região Nordeste	Eequemas de corte de Geração das eólicas conectadas ao barramento de 69 KV DA SE Pindaí II	Evitar o colapso de tensão na região das SE Igaporã II, SE Igaporã III e da SE Pindaí II	Eólica	O COSR-NE deverá limitar os fluxos nos autotransformadores, restringindo geração conectada à SE Pindaí II.
Nordeste	Área 230 kV Sudoeste da Região Nordeste	Esquema de corte de geração para perda da LT 500 kV Sapeaçu / Morro de Chapéu II	Evitar sobrecarga em LTs de 230 kV e afundamento de tensão nas subestações	Eólica	O COSR-NE conta com uma tabela de sensibilidade, redução x MW na geração, reduz o fluxo na LT em MW
Nordeste	Área 230 kV Sudoeste da Região Nordeste	Esquema de corte de geração para perda da LT 500 kV Morro de Chapéu II /Ourolândia II	Evitar sobrecarga na LT 230 kV Morro do Chapéu II / Irecê	Eólica	O COSR-NE conta com uma tabela de sensibilidade, redução x MW na geração, reduz o fluxo na LT em y MW

Fonte: Elaboração própria (2019).

Na Tabela 4 estão ilustrados os casos com controle de geração nas regiões Centro-oeste e Sul (ONS, 2019d). Na região Centro-oeste os controles de geração são exclusivamente de usinas hidrelétricas, que para evitar perda de sincronismo são efetuados os desligamentos das unidades geradoras das usinas. Na região Sul foi encontrado um caso de controle de geração de eólicas para evitar corte de carga e o colapso de tensão na região. Dentre os casos encontrados no SIN, este foi o que apresenta uma maior complexidade para o operador em tempo real, pois além da tabela de sensibilidade, o operador deve observar uma tabela de proporcionalidade da capacidade instalada, para calcular o corte de geração de cada conjunto eólico. Entretanto, o valor designado de corte para os conjuntos eólicos pode ser maior que a sua geração real, podendo ocasionar recálculos de corte de geração. Adicionalmente, o operador deve observar a prioridade de corte de um conjunto eólico frente aos demais.

A Tabela 5 apresenta o controle de geração de usinas hidrelétricas relacionadas com as interligações regionais para evitar a perda da interligação ou o corte de grande bloco de carga (ONS, 2019d). Nos três casos apresentados, um está relacionado ao limite de geração de Itaipu e os outros dois casos referem-se ao controle do fluxo na LT dentro dos limites estabelecidos no PR (ONS, 2019d). Em todos os casos, o controle é efetuado desligando as unidades geradoras das usinas.

Tabela 4 - Indisponibilidade dos SEPs com controle de geração nas regiões Centro-Oeste e Sul.

Região	Local	SEP	Problema	Características da usina	Informações adicionais
Centro-Oeste	Área 500/230 kV Mato Grosso	Esquema de corte de geração na UHE Dardanelos	Evitar perda de sincronismo da UHE Dardanelos	Hidrelétrica	Limitar LT 230 kV Dardanelos / Juína em 260 MW desligando unidades geradoras
Centro-Oeste	Área 500/230 kV Mato Grosso	Esquema de corte de geração nas UHE Teles Pires e São Manoel	Evitar perda de sincronismo da UHE Teles Pires	Hidrelétrica	Limitar LTs 500 kV Paranaíta / Cláudia em 1500 MW desligando unidades geradoras
Centro-Oeste	Área 500/345 kV Goiás / Brasília	Esquema de corte de geração na UHE Cana Brava quando da perda da Transformação 500/230 KV da UHE Serra da Mesa	Evitar perda de sincronismo da UHE Cana Brava com o SIN	Hidrelétrica	Limitar a LT 230 kV Cana Brava / Serra em 250 MW desligando unidades geradoras
Sul	Área 525 kV da Região Sul	Controle de Emergência no Sul do Rio Grande do Sul para Contingência da LT 525 kV Nova Santa Rita / Povo Novo	Evitar subtensão inadmissível e corte de carga na região Sul do Rio Grande do Sul	Eólica	O COSR-S conta com uma tabela de sensibilidade, redução x MW na geração, reduz o fluxo na LT em y MW e uma tabela de proporcionalidade da capacidade instalada

Fonte: Elaboração própria (2019).

Tabela 5 - Indisponibilidade dos SEPs com controle de geração interligações regionais.

Região	Local	SEP	Problema	Características da usina	Informações adicionais
Interligação Norte / Sudeste	500 kV	PPS para promover desligamento de quatro unidades geradoras da UHE Tucuruí	Perda de grandes blocos de geração na região Sudeste, Centro-Oeste ou Sul	Hidrelétrica	Limitar o fluxo nos Bipolo 1 + Bipolo 2 do Madeira (MW) conforme tabela
Interligação Sul / Sudeste	765 KV	Desligamento de unidades geradoras na UHE Tucuruí quando Itaipu 60 HZ - lógica 19	Evitar a abertura da interligação Norte/Sudeste	Hidrelétrica	O CNOS deve coordenar a limitação dos fluxos de RSECO e FNS conforme tabela
Interligação Sul / Sudeste	765 KV	Desligamento de unidades geradoras adicionais na UHE Itaipu 60 HZ - lógica 24	Manter a UHE Itaipu 60 Hz conectada ao sistema Sul,	Hidrelétrica	Limitar a geração da UHE Itaipu 60 Hz em 3000 MW, na operação do SIN em N-3

Fonte: Elaboração própria (2019).

No total, foram encontrados 11 SEPs que apresentam instruções no PR para a indisponibilidade das lógicas. As instruções requerem um controle de geração na região, sendo que 6 SEPs estão relacionados com o controle em usinas hidrelétricas, 4 SEPs com as usinas eólicas e 1 SEP com a usina termelétrica. De maneira geral, os controles de geração estão baseados no controle do limite de fluxo em uma determinada LT.

Como pode ser observado, dentre os casos encontrados, o controle de emergência no Sul do Rio Grande do Sul para a contingência da LT de 525 kV Nova Santa Rita/Povo Novo, apresenta uma complexidade maior para operador em tempo real. Esse caso envolve um número maior de usinas, além das várias lógicas e tabelas que devem ser observadas pelo operador caso ocorra a indisponibilidade do SEP. Baseado nessas informações esse SEP será abordado no capítulo seguinte.

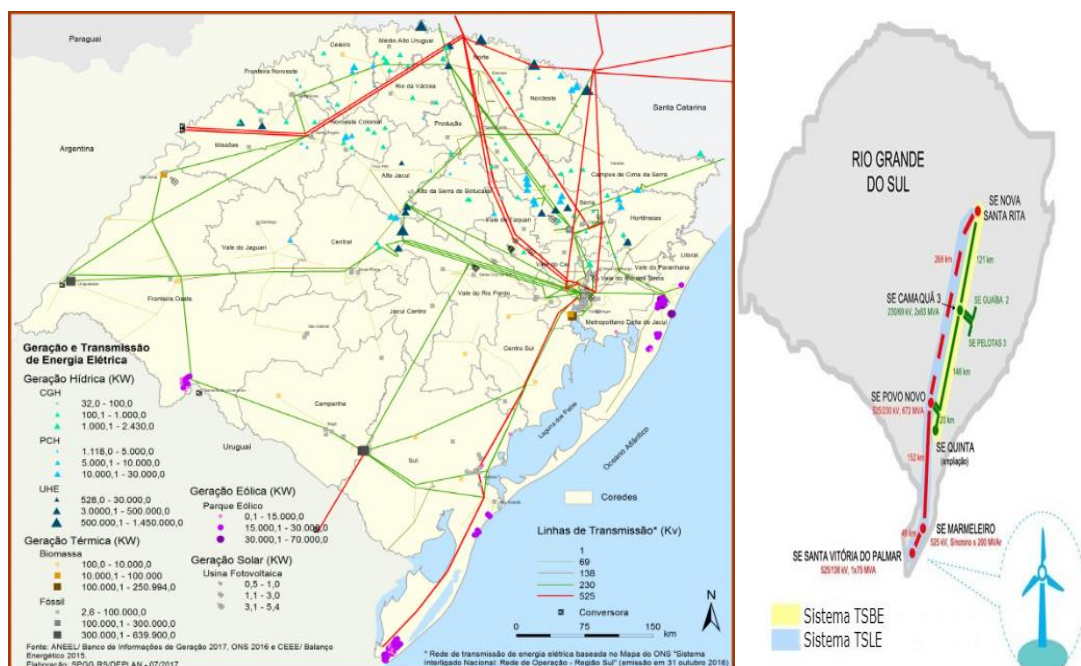
4 CONTROLE DE EMERGÊNCIA PARA A CONTINGÊNCIA DA LT 525 KV NOVA SANTA RITA/POVO NOVO

Nesse capítulo será abordada a região e as principais fontes de geração envolvidas, assim como o SEP e suas lógicas em operação normal. Posteriormente, é abordado o controle de geração definido na indisponibilidade das lógicas no PR e, por fim, é proposta uma modelagem matemática para o problema em questão.

4.1 Apresentação da região

Na Figura 8 está ilustrado a região do Rio Grande do Sul com a sua rede básica e a disposição das principais LTs. Pode-se observar também na figura a esquerda as conexões internacionais com o Uruguai, as principais usinas (tipos de fontes e capacidade instalada). Na figura a direita está destacada a localização da LT de 525 kV Nova Santa Rita/Povo Novo, situada no sudeste do Rio Grande do Sul (RS).

Figura 8 – Sistema elétrico e principais fontes geradoras do Rio Grande do Sul.



Observando as figuras dispostas, é possível notar que na região sudeste do RS, a rede básica é menos densa, assim como encontram-se grandes complexos

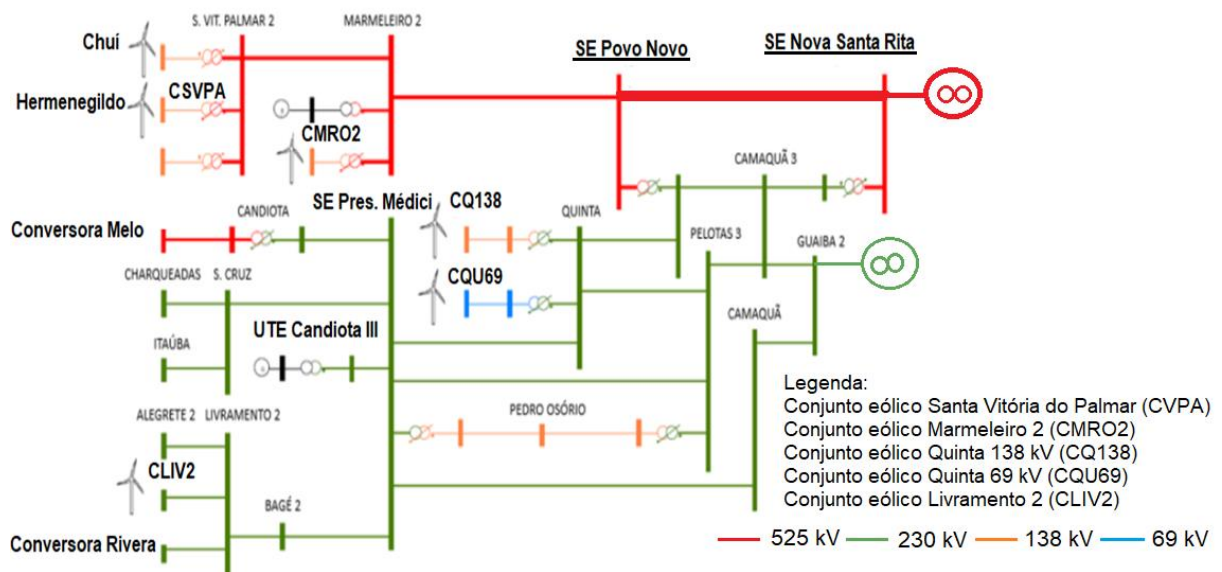
de usinas eólicas em conjunto com as interligações com o Uruguai. Ademais, todos esses integrantes, além da usina termelétrica de Candiota III, utilizam da LT de 525 kV Nova Santa Rita/Povo Novo para escoar a produção para a Grande Porto Alegre, sendo portanto notória a importância dessa LT para região.

4.2 Funcionamento normal do SEP – lógicas previstas

O SEP (Controle de Emergência no Sul do Rio Grande do Sul para Contingência da LT de 525 kV Nova Santa Rita/Povo Novo) tem por objetivo evitar a subtensão inadmissível e o corte de carga no sul do RS. No funcionamento do SEP a rede básica pode ser reduzida para a região apresentada na Figura 9. Os agentes envolvidos são:

- Parque eólico Chuí;
- Parque eólico Hermenegildo;
- Conjunto eólico Santa Vitória do Palmar (CSVPA);
- Conjunto eólico Marmeleiro 2 (CMRO2);
- Conjunto eólico Quinta 138 kV (CQ138);
- Conjunto eólico Quinta 69 kV (CQU69);
- Conjunto eólico Livramento 2 (CLIV2);
- Conversora Melo;
- Conversora Rivera;
- SE Povo Novo;
- SE Nova Santa Rita;
- SE Presidente Médici; e
- Usina termelétrica Candiota III.

Figura 9 – Apresentação da rede relacionada ao funcionamento do SEP.



Fonte: Elaboração própria (2019).

As conversoras Melo e Rivera, e o CLIV2 se interligam de forma indireta na SE Pres. Médici. A UTE Candiotá III se conecta diretamente na SE Pres. Médici. Portanto, essa região apresenta duas interligações internacionais, e duas usinas geradoras, e por consequência um grande fluxo de energia na SE Pres. Médici. Os parques eólicos Chuí e Hermenegildo são conectados às respectivas SEs de mesmo nome, no qual fazem parte do CSVPA. A SE do CSVPA se conecta com a SE do CMRO2, ao qual se conecta com a SE Povo Novo.

O SEP apresenta 4 lógicas, as lógicas 1 e 2 são ligadas e desligadas na SE Povo Novo, e estão relacionadas ao corte de geração eólica. E, as lógicas 3 e 4, são ligadas e desligadas na SE Pres. Médici, e são relacionadas ao corte da importação de energia pelo Uruguai. Nesses casos o corte é efetuado através de aberturas de disjuntores.

A lógica 1 é ligada quando não há indisponibilidade de equipamentos na região, e a importação é nula pela conversora Melo. Atuação da lógica 1 corta a geração do CMRO2 (prioritário).

A lógica 2 é ligada quando há algum equipamento na região indisponível, e não há importação de energia pela conversora Melo. Portanto, devido à indisponibilidade do equipamento o sistema fica mais vulnerável a perturbações.

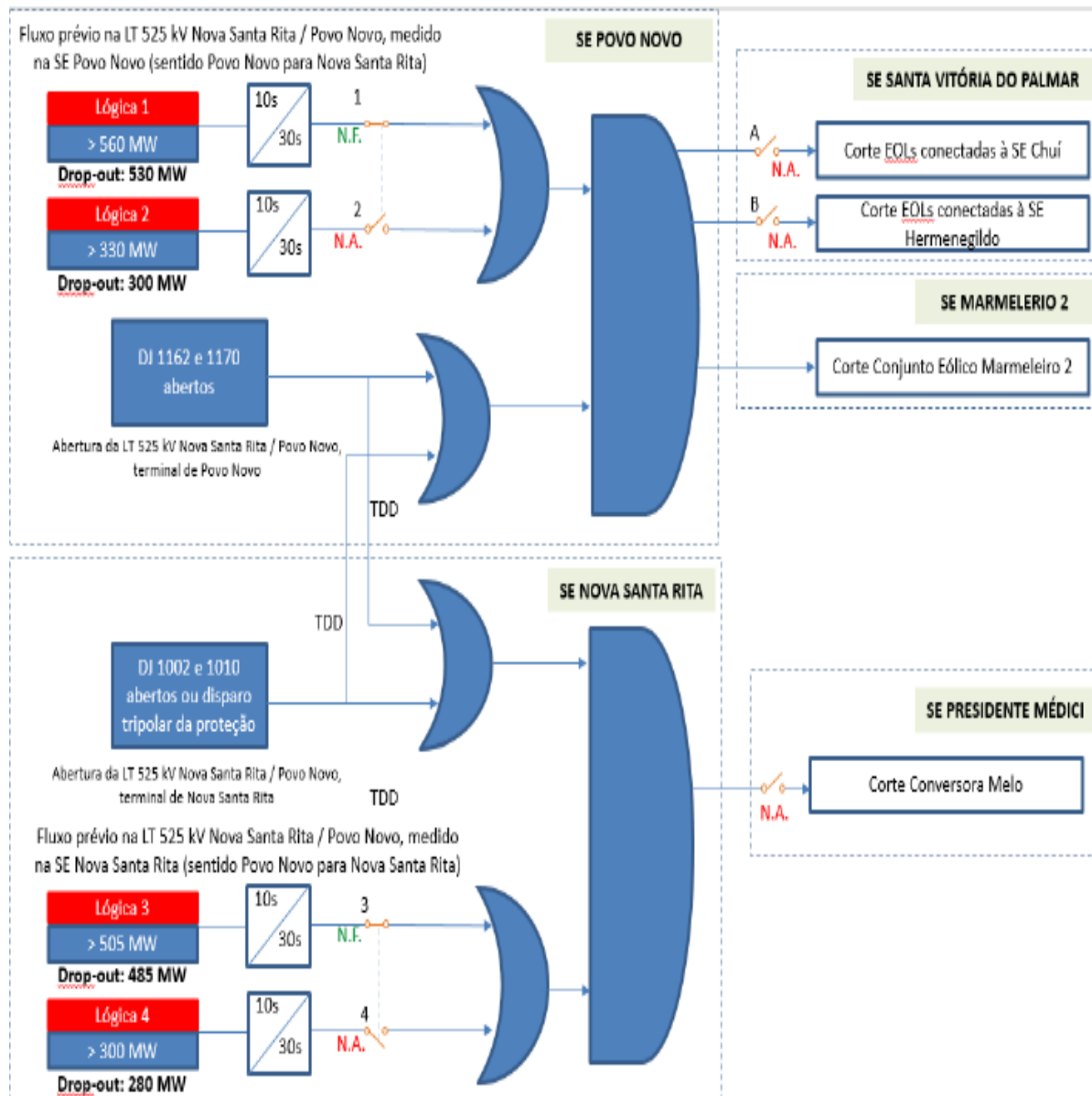
Assim, a lógica 2 atua no corte de geração do CMRO2, mais o corte de geração em Chuí e/ou Hermenegildo.

A lógica 3 é ligada, e difere da lógica 1, pela importação de energia pela conversora Melo, e a UTE Candiota III está em operação. Assim, em comparação com lógica 1, houve aumento do fluxo na LT. E portanto, as lógicas 1 e 3 atuam juntas, a lógica 1 atua normalmente, e a lógica 3 atua no corte da importação via conversora Melo.

A lógica 4 é ligada, e difere da lógica 2, pela importação de energia pela conversora Melo. Esse é o cenário no qual o sistema se encontra mais vulnerável. Portanto, as lógicas 2 e 4 atuam juntas, a lógica 2 atua normalmente, e a lógica 4 atua no corte da importação de energia via conversora Melo.

Um esquemático das lógicas é apresentado na Figura 10 e seu funcionamento está ilustrado por meio de portas lógicas. No entanto, é preciso salientar que existe um intertravamento nas lógicas (a lógica 1 com a 3, e a lógica 2 com a lógica 4). Desta forma, não é possível que as lógicas 1 e 2 sejam ligadas juntas, da mesma maneira as lógicas 3 e 4 não podem ser ligadas juntas.

Figura 10 - Esquemático do funcionamento das lógicas.



Fonte: (ONS, 2019c).

Vale destacar que as lógicas são ligadas pelo operador, sendo apenas a atuação automatizada. Desta forma, o operador deve solicitar, dependendo da lógica, o fechamento das chaves A e/ou B (corte geração eólica), que estão localizadas nas SEs Chuí e Hermenegildo respectivamente, e/ou o fechamento da chave na SE Pres. Médici (corte de importação de energia).

Entretanto, a lógica ligada não significa que na abertura da LT de 525 kV Nova Santa Rita/Povo Novo a lógica irá atuar, pois é preciso sensibilizar a lógica através do fluxo na LT (por exemplo conforme Figura 10, a lógica 1 é sensibilizada

quando o fluxo na LT for superior a 560 MW por 10 segundos, e dessensibilizada quando o fluxo na LT for menor que 530 MW por 30 segundos).

Por outro lado, a sensibilidade da lógica 3 é de 505 MW por 10 segundos, assim pode ser que as lógicas 1 e 3 estejam ligadas juntas mas, devido a sensibilidade da lógica 3 ser menor que a sensibilidade da lógica 1, pode ocorrer que na abertura da LT de 525 kV Nova Santa Rita/Povo Novo, a lógica 3 atue e a lógica 1 não atue, dependendo do fluxo na LT. Isto pode ocorrer também para as lógicas 2 e 4 ligadas juntas. Assim, as lógicas ligadas na SE Pres. Médici são sensibilizadas com valores de fluxo menores que os das lógicas instaladas na SE Povo Novo, para que a importação seja prioritária no corte.

Todavia, as lógicas mesmo sensibilizadas, somente atuam quando houver o disparo de um dos disjuntores da LT, nas SEs Povo Novo ou Nova Santa Rita. O apêndice A, ilustra em forma de figuras as atuações das lógicas, para uma apresentação mais visual.

A Tabela 6 apresenta o resumo do funcionamento das lógicas de controle para as condições do sistema (Situação).

Tabela 6 - Resumo do funcionamento das lógicas.

Situação	Condições do Sistema						Lógicas Ligadas			
	Operação Normal	Contigência em algum equipamento (Tabela 7)	Contigência em algum equipamento (Tabela 8)	Importação pela conversora Melo	Candiota III operando	Candiota III fora de operação	1	2	3	4
1	x						x			
2		x						x		
3	x			x		x		x		x
4			x	x	x			x		x
5	x			x	x		x		x	

Fonte: Elaboração própria (2019).

Então dependendo da situação conforme a Tabela 6, as lógicas são acionadas. Na situação 4, que representa a pior situação para o sistema, quando há indisponibilidade de equipamentos na região, há importação de energia pela conversora Melo e a UTE Candiota III está em operação. As lógicas 2 e 4 atuam com um corte mais severo nas gerações eólicas e importação.

Na atuação da lógica 2, dependendo da importância para o sistema do equipamento indisponível representados na Tabela 7 e na Tabela 8, o corte adicional ao CMRO2 é efetuado nos parques eólicos Chuí e/ou Hermenegildo.

Entretanto na situação 3 conforme a Tabela 6, com a UTE Candiota III fora de operação leva-se em consideração que esta não contribui no fluxo da LT, e a atuação da lógica 2 corta apenas o CMRO2.

Tabela 7 - Relação de equipamentos indisponíveis com transferência nula ou exportação de energia pela conversora Melo.

Equipamento Indisponível	Esquema de Corte de Geração da SE Chuí	Esquema de Corte de Geração da SE Hermenegildo
LT 230 kV Povo Novo/Quinta		
Transformador TF 1 525/15/13,8 kV da SE Marmeleiro 2	Ligado	Ligado
Compensadores Síncronos CO 1 e CO 2 15 kV da SE Marmeleiro 2		
LT 230 kV Alegrete 2/Livramento 2		
LT 230 kV Camaquã 3/Guaíba 2		
LT 230 kV Camaquã 3/Nova Santa Rita		
LT 230 kV Camaquã 3/Pelotas 3	Ligado	Desligado
LT 230 kV Camaquã 3/Povo Novo		
LT 230 kV Pelotas 3/Quinta		
LT 230 kV Presidente Médici/Quinta		
LT 230 kV Presidente Médici/Santa Cruz 1		
LT 230 kV Bagé 2/Livramento 2		
LT 230 kV Bagé 2/Presidente Médici	Desligado	Desligado
LT 230 kV Pelotas 3/Presidente Médici		
Unidade Geradora G-5 da UTE Candiota III		

Fonte: (ONS, 2018d).

Tabela 8 - Relação de equipamentos indisponíveis com importação via conversora Melo.

Equipamento Indisponível	Esquema de Corte de Geração da SE Chuí	Esquema de Corte de Geração da SE Hermenegildo
LT 230 kV Povo Novo/Quinta		
LT 230 kV Camaquã 3/Povo Novo		
Transformador TF 1 525/15/13,8 kV da SE Marmeleiro 2	Ligado	Desligado
Compensadores Síncronos CO 1 e CO 2 15 kV da SE Marmeleiro 2		
LT 230 kV Alegrete 2/Livramento 2		
LT 230 kV Camaquã 3/Guaíba 2		
LT 230 kV Camaquã 3/Nova Santa Rita		
LT 230 kV Camaquã 3/Pelotas 3		
LT 230 kV Pelotas 3/Quinta	Desligado	Desligado
LT 230 kV Presidente Médici/Quinta		
LT 230 kV Presidente Médici/Santa Cruz 1		
LT 230 kV Bagé 2/Livramento 2		
LT 230 kV Bagé 2/Presidente Médici		
LT 230 kV Pelotas 3/Presidente Médici		

Fonte: (ONS, 2019c)

4.3 Apresentação da indisponibilidade da lógica do esquema de controle de emergência no Sul do Rio Grande do Sul para contingência da LT de 525 kV Nova Santa Rita/Povo Novo

No contexto da indisponibilidade do SEP, faz-se necessário o controle do fluxo na LT através do controle de geração e/ou importação. O limite do fluxo está relacionado com as lógicas atribuídas e com as condições do sistema. A relação da lógica com o limite de fluxo na LT está disposta na Tabela 9.

Tabela 9 - Os limites de fluxo na LT de 525 kV Nova Santa Rita/Povo Novo

Lógica Indisponível	Limite de Fluxo na LT de 525 kV Nova Santa Rita/Povo Novo (no sentido da SE Povo Novo para a SE Nova Santa Rita) (MW)
Lógica 1	560
Lógica 2	330
Lógica 3	540 (se a importação de energia pela Conversora Melo estiver do mínimo operativo até 350 MW)
Lógica 4	540 (se a importação de energia pela Conversora Melo estiver superior a 350 MW)
Lógica 4	300

Fonte: (ONS, 2018d).

Desta forma, de acordo com as lógicas o operador em tempo real controla a geração e/ou a importação para manter o limite do fluxo na LT. Note que esse processo refere-se a indisponibilidade das lógicas e a necessidade de limitar o fluxo na LT, prevenindo as consequências da perda da LT e atuando de forma preventiva.

Entretanto, o controle de geração e importação em tempo real se difere do controle das lógicas citado anteriormente. O controle de geração e da importação é efetuado de forma gradativa, sem aberturas de disjuntores. Ou seja, assim que constatado a ultrapassagem do limite do fluxo para determinada lógica, o operador em tempo real observa quanto de fluxo ultrapassou o limite e começa o controle de geração e/ou importação.

A prioridade é reduzir a importação, caso esteja importando pela conversora Melo e/ou pela conversora Rivera, deve-se reduzir até normalizar o fluxo na LT. Entretanto, caso a importação seja nula ou insuficiente para normalizar o fluxo na LT, o operador deve começar o controle de geração eólica.

No controle de geração eólica, a prioridade da redução de geração é do CMRO2 (conforme o PR). Posteriormente, caso o corte do CMRO2 não seja suficiente para adequar o fluxo da LT ao limite requerido, o fluxo excedente remanescente deve ser reduzido pelos outros conjuntos eólicos, de forma proporcional a capacidade instalada do CSVPA, CQ138, CQU69 e CLIV2, conforme ilustrado na Tabela 10.

Tabela 10 - Proporcionalidade da capacidade instalada.

Conjunto Eólico	Capacidade Instalada (MW)	%
CLIV2	217	22,3
CSPVA	583	60
CQ138	108	11,1
CQU69	64	6,6
Total	922	100

Fonte: (ONS, 2018d).

Após quantificar o quanto cada usina irá contribuir na redução do fluxo na LT, deve-se observar a sensibilidade de cada conjunto eólico em relação a LT. Neste caso considera-se que a sensibilidade independe do ponto de operação do sistema. Na Tabela 11 é apresentada a sensibilidade dos conjuntos eólicos em relação a LT.

Tabela 11 - Sensibilidade dos conjuntos eólicos em relação a LT.

Usina Elevação de geração (+100 MW)	Elevação no Fluxo da LT de 525 kV Nova Santa Rita/Povo Novo (MW)
CSVPA	70
CMRO2	70
CQ138	60
CQU69	58
CLIV2	21

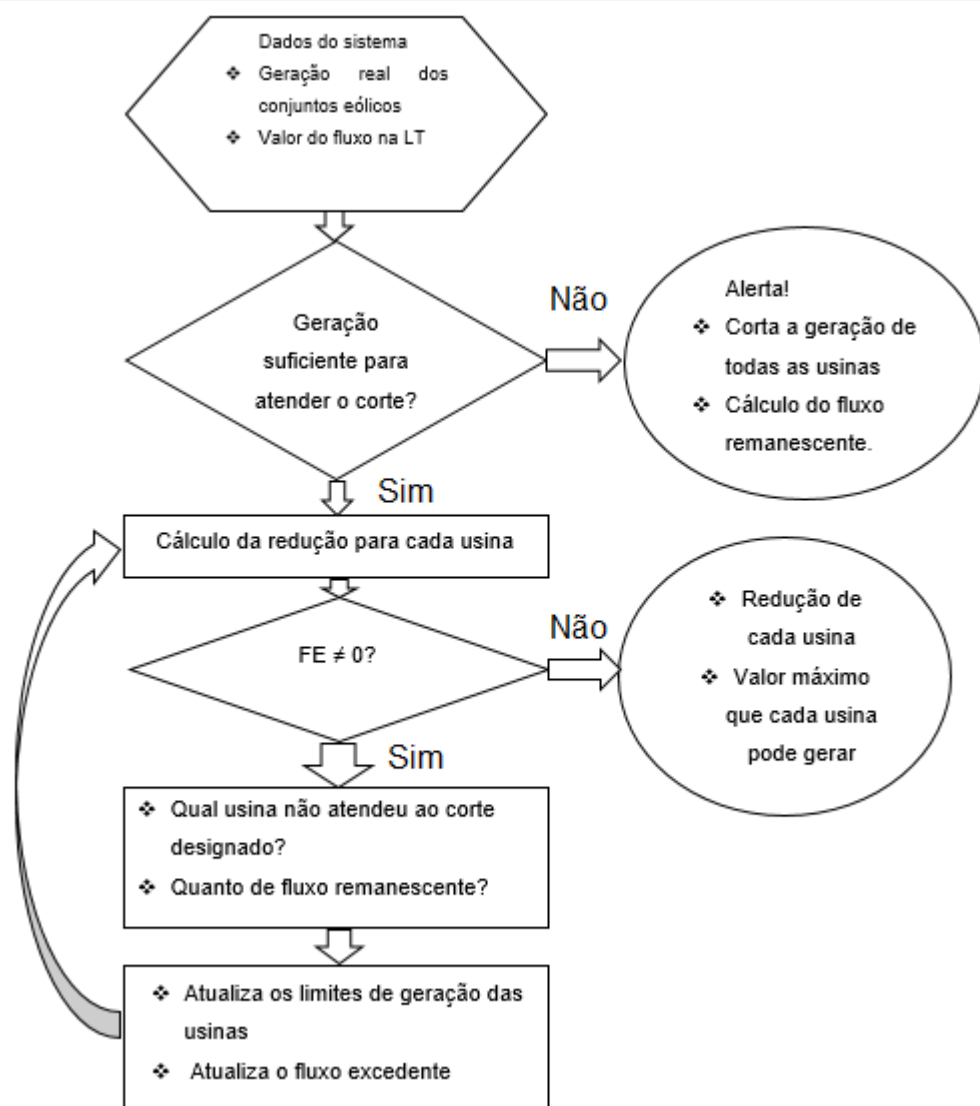
Fonte: (ONS, 2018d).

Com esses dados o operador em tempo real precisa calcular o quanto cada conjunto eólico deve reduzir, havendo possibilidade de refazer o cálculo caso o corte designado não seja atendido, pois há possibilidade do conjunto eólico não estar gerando o suficiente para atender ao corte designado no PR.

4.4 Algoritmo proposto para o controle da geração eólica da região

O algoritmo proposto está baseado nas normativas definidas no PR e visa manter o máximo de geração eólica possível, observando o fluxo limite na LT de 525 kV Nova Santa Rita/Povo Novo. O valor de Fluxo Excedente (FE) é a diferença do fluxo real na LT e o limite obtido no PR (Tabela 9). A Figura 11 mostra o fluxograma do algoritmo proposto.

Figura 11 – Fluxograma do algoritmo proposto para o controle de geração da região.



Fonte: Elaboração própria (2019).

4.5 Modelagem matemática proposta para o problema

A modelagem matemática do problema consiste na representação das instruções do PR e segue o algoritmo proposto na Figura 11. Na indisponibilidade do SEP é necessário o controle do fluxo na LT de 525 kV Nova Santa Rita/Povo Novo e possivelmente existe a necessidade do controle na geração eólica dos seguintes conjuntos eólicos: CMRO2 ($e = 1$), CSVPA ($e = 2$), CQ138 ($e = 3$), CQU69 ($e = 4$), e CLIV2 ($e = 5$).

O objetivo do problema é minimizar o corte da geração eólica e está ilustrado em (1).

$$\text{Min } f = \sum_{e=2}^5 x_e + \sum_{e=2}^5 p * v f_e \quad (1)$$

Em que:

x_e = corte dos conjuntos eólicos (MW);

$v f_e$ = variável de folga dos conjuntos eólicos (MW);

p = penalidade das variáveis de folga (sendo $p = 1000$).

Como pode ser observado, as variáveis de folga são penalizadas na função objetivo, pois a pretensão é zerar as mesmas. Quando a variável de folga assume valores maiores que zero, indica a necessidade de mais uma iteração, pois o respectivo conjunto eólico da variável de folga não tinha geração suficiente para atender ao corte designado. O e inicia em 2 pois o CMRO2 é prioritário ao corte de geração eólica. Em (2) é ilustrado o cálculo da proporcionalidade da capacidade instalada do conjunto eólico.

$$PC_e = \frac{CI_e}{\sum_{e=2}^5 CI_e} \quad (2)$$

Em que:

PC_e = proporcionalidade da capacidade instalada dos conjuntos eólicos (%);

CI_e = capacidade instalada dos conjuntos eólicos (MW).

A representação da aplicação do fator de proporcionalidade para cada conjunto eólico para designar a contribuição na redução do fluxo da LT estabelecido no PR está ilustrado em (3). O primeiro termo da equação designa o quanto cada conjunto eólico excluindo o CMRO2, deve reduzir de acordo com proporcionalidade

da capacidade instalada e a sensibilidade na LT. O segundo termo da equação é a contribuição total do CMRO2 na redução do fluxo na LT.

$$\left(\frac{s_e * x_e}{PC_e}\right) + \left(\frac{s_1 * x_1}{1}\right) + v f_e = FE, \quad e = 2, 3, 4 \text{ e } 5. \quad (3)$$

Em que:

s_e = sensibilidade dos conjuntos eólicos (%).

O valor de FE deverá ser atualizado caso seja necessário mais de uma iteração ($v f_e > 0$). O valor atualizado de FE é a diferença entre o valor FE da iteração anterior e o valor da redução do fluxo na LT devido ao corte designado na iteração anterior. Deve-se efetuar as iterações até zerar o valor de FE. Desta forma, (4) ilustra os valores máximos para o corte de geração das usinas eólicas (de acordo com a geração real). Em (5) o limite da variável de folga.

$$0 \leq x_e \leq \text{Geração atualizada}_{ei}, \quad e = 1, 2, 3, 4 \text{ e } 5 \quad (4)$$

$$0 \leq v f_e \quad (5)$$

Onde:

$\text{Geração atualizada}_{ei}$ = Limite máximo de geração do conjunto eólico e na iteração i (MW).

Na primeira iteração com i igual 1, o valor máximo de corte de geração é a própria geração em tempo real, no momento da transgressão do valor do fluxo limite da LT. Nas demais iterações, os valores máximos de corte são atualizados conforme ilustrado no fluxograma da Figura 11, e a geração atualizada na iteração i é a diferença entre o limite de geração $i-1$ e o corte designado em $i-1$.

Como pode ser observado o problema matemático (1)-(5) representa um problema de programação linear.

5 ANÁLISE DOS RESULTADOS

Neste capítulo são analisados os resultados do problema matemático desenvolvido para um cenário operativo. A simulação conforme o PR é denominada de Caso base e são abordados casos variantes ao mesmo com o intuito de analisar diferentes reduções não previstas no PR. A programação foi desenvolvida no Matlab R2014a, empregando uso da função linprog do Matlab e o computador utilizado foi o Intel Core i5 – 4210u, 4,0 GB de RAM, 2,4 GHz, 64 Bits e sistema operacional Windows 10 pro.

5.1 Dados de entrada

Os dados correspondem a um cenário no qual o fluxo na LT de 525 kV Nova Santa Rita/Povo Novo foi limitado, devido a intervenção programada na LT de 230 kV Povo Novo/Quinta, e de acordo com o previsto no PR no submódulo 10.21 (ONS, 2019d). A Tabela 12 apresenta a geração de cada conjunto eólico, no momento da ocorrência do fluxo da LT exceder o limite previsto no PR, e a capacidade instalada.

Tabela 12 - Dados de entrada do problema.

Conjunto eólico	CI_e	Geração real (GR_e)
CMRO2	206	189
CSVPA	583	565
CQ138	108	90
CQ69	64	60
CLIV2	217	31

Fonte: Elaboração própria (2019).

O fluxo medido na LT era 519 MW e o COSR-S limitou o fluxo na LT de 525 kV Nova Santa Rita/Povo Novo em 330 MW (Tabela 9), essa condição do sistema, contempla a lógica 2.

5.2 Casos propostos

São abordados 4 casos, o Caso base que segue o PR, o Caso 1 difere do Caso base pelo corte proporcional à geração real. O Caso 2, onde CMRO2 não é

prioritário ao corte, e o corte é proporcional a capacidade instalada. Por fim, o Caso 3, que difere do Caso 2 pelo corte proporcional a geração real.

5.2.1 Caso base

No Caso base, a geração do CMRO2 é prioritariamente cortada, e caso haja necessidade, ou seja, o corte do CMRO2 não é suficiente para adequar o fluxo ao limite requerido, os demais conjuntos eólicos terão as gerações cortadas proporcionalmente à capacidade instalada. O resultado da simulação é mostrado na Tabela 13. Os valores percentuais de x_e são a redução em relação a geração real da Tabela 12.

Tabela 13 - Resultados para o Caso base [MW].

Conjunto eólico	x_e	Geração atualizada _e	Redução na LT
Primeira iteração (i=1)			
CMRO2	189,00	0,00	132,30
CSVPA	48,60	516,40	34,02
CQ138	10,49	79,51	6,29
CQ69	6,45	53,55	3,74
CLIV2	31,00	0,00	6,51
Subtotal	285,54	649,46	182,87
Segunda iteração (i=2)			
CMRO2	0,00	0,00	0,00
CSVPA	6,77	509,63	4,74
CQ138	1,46	78,05	0,88
CQ69	0,90	52,65	0,52
CLIV2	0,00	0,00	0,00
Subtotal	9,13	640,33	6,13
Primeira iteração + segunda iteração			
CMRO2	189,00 (-100%)	0,00	132,30
CSVPA	55,37 (-9,80%)	509,63	38,76
CQ138	11,97 (-13,30%)	78,05	7,17
CQ69	7,34 (-12,23%)	52,65	4,26
CLIV2	31,00 (-100%)	0,00	6,51
Total	294,67 (-31,15%)	640,33	189,00

Fonte: Elaboração própria (2019).

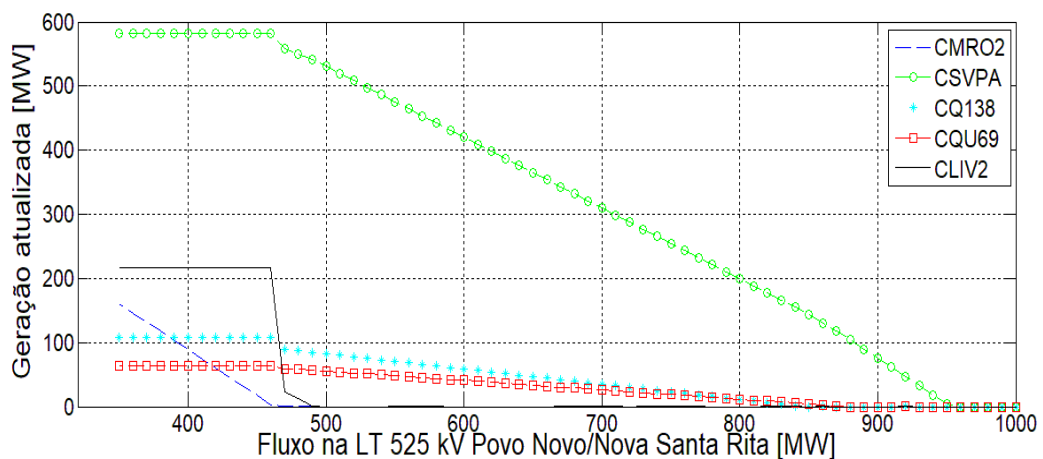
Com o fluxo na LT de 519 MW, o corte do CMRO2 não foi suficiente para reduzir o fluxo ao limite estabelecido. Assim, os demais conjuntos eólicos reduziram a geração para restabelecer o fluxo dentro dos limites requeridos. Nessa simulação, houve a necessidade de 2 iterações, devido ao CLIV2 não atender ao corte designado

de 60,38 MW, por estar gerando apenas 31 MW. Assim o fluxo remanescente de 6,13 MW na LT da primeira iteração, é referente a uma parcela (corte não efetuado) do valor designado de corte para CLIV2.

As reduções percentuais em relação a geração real também estão apresentadas na Tabela 13. Pode-se observar que as usinas do CLIV2 e do CMRO2 são totalmente desligadas (redução de 100% da sua geração). No entanto pode-se observar que os valores de redução na LT para as usinas do CQ138, CQU69 e CLIV2 são razoavelmente próximos, mas a redução real x_e não (a razão é devida à baixa sensibilidade).

Adicionalmente, é transacionado o valor do fluxo na LT de 525 kV Nova Santa Rita/Povo Novo de 320 MW até 1000 MW para o Caso base. A Figura 12 mostra o comportamento das gerações atualizadas, para os diferentes valores do fluxo na LT.

Figura 12 – Transacionando o fluxo na LT para o caso base.



Fonte: Elaboração própria (2019).

Na Figura 12 quando o fluxo na LT é menor ou igual a 330 MW, não há limites de geração nos conjuntos eólicos, quando o fluxo na LT ultrapassa os 330 MW excedendo o limite estabelecido, a primeira etapa de corte ocorre e o limite de geração atualizada do CMRO2 começa ser reduzido indicando corte de geração no mesmo. Após o fluxo na LT ultrapassar os 461 MW, o corte do CMRO2 não é mais suficiente para adequar o fluxo da LT. Assim, a segunda etapa de corte, no qual os demais conjuntos eólicos têm seus limites de gerações atualizadas reduzidos. Pode-se observar que com o fluxo na LT maior que 494 MW, o CLIV2 tem sua geração zerada,

e passa a haver necessidade duas iterações (i). E, por fim, ocorre a terceira etapa de corte, com a redução dos conjuntos eólicos remanescentes.

Após o fluxo na LT ultrapassar 841 MW, o CQ138 tem sua geração zerada, e o número de iteração (i) aumenta para três, e começa a quarta etapa de corte. Com o corte de geração nos CSVPA e CQU69, após o fluxo na LT ultrapassar os 869 MW, o CQU69 tem sua geração zerada, e, por fim, começa a quinta etapa de corte, até zerar o CSVPA em 953 MW.

5.2.2 Caso 1

Na simulação do Caso 1, a diferença é que após a redução da geração do CMRO2 (prioritária), caso haja necessidade, o corte dos demais conjuntos eólicos será proporcional a geração real. Desta forma, (3) é substituída por (7), a modificação é que o primeiro termo da equação designa o quanto cada conjunto eólico excluindo CMRO2, deve reduzir de acordo com proporcionalidade da geração (6).

$$PG_e = \frac{GR_e}{\sum_{e=2}^5 GR_e} \quad (6)$$

$$\left(\frac{s_e * x_e}{PG_e}\right) + \left(\frac{s_1 * x_1}{1}\right) + v f_e = FE \quad , e = 2, 3, 4 e 5 \quad (7)$$

Onde:

PG_e = proporcionalidade da geração dos conjuntos eólicos (%).

Os resultados do Caso 1 estão apresentados na Tabela 14. Os valores percentuais de x_e são uma comparação em relação ao caso base.

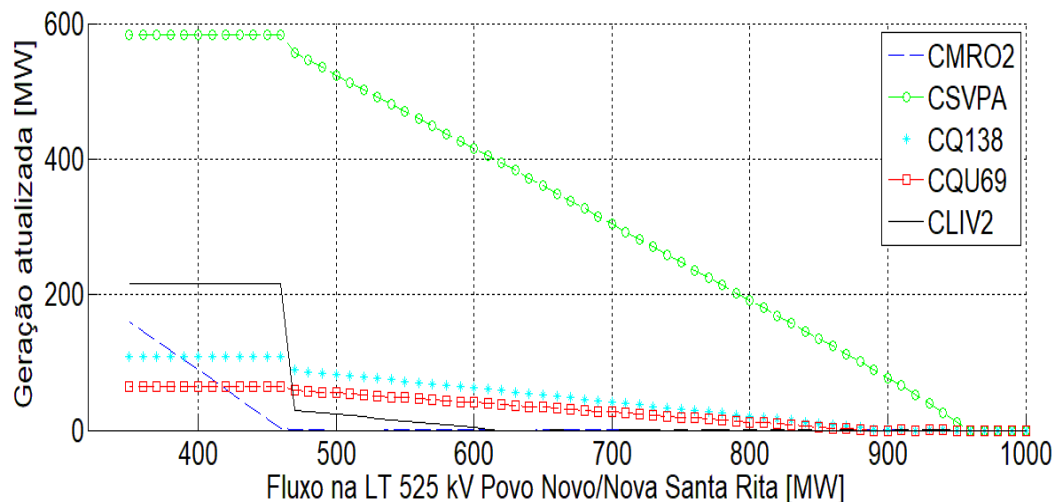
Tabela 14 - Resultados para o Caso 1.

Conjunto eólico	x_e	Geração atualizada	Redução na LT
CMRO2	189,00 (0,00%)	0,00	132,30
CSVPA	61,35 (+10,80%)	503,65	42,94
CQ138	11,40 (-4,95%)	78,60	6,84
CQU69	7,86 (+6,71%)	52,14	4,56
CLIV2	11,22 (-63,81%)	19,78	2,36
Total	280,83 (-4,93%)	654,17	189,00

Fonte: Elaboração própria (2019).

Pode-se observar que diferentemente do Caso base, existe uma redução considerável no corte de geração do CLIV2, assim como na redução do total de corte de geração (4,93%).

A simulação do Caso 1, transacionando o valor do fluxo na LT de 525 kV Nova Santa Rita/Povo Novo de 320 MW até 1000 MW está ilustrada na Figura 13.

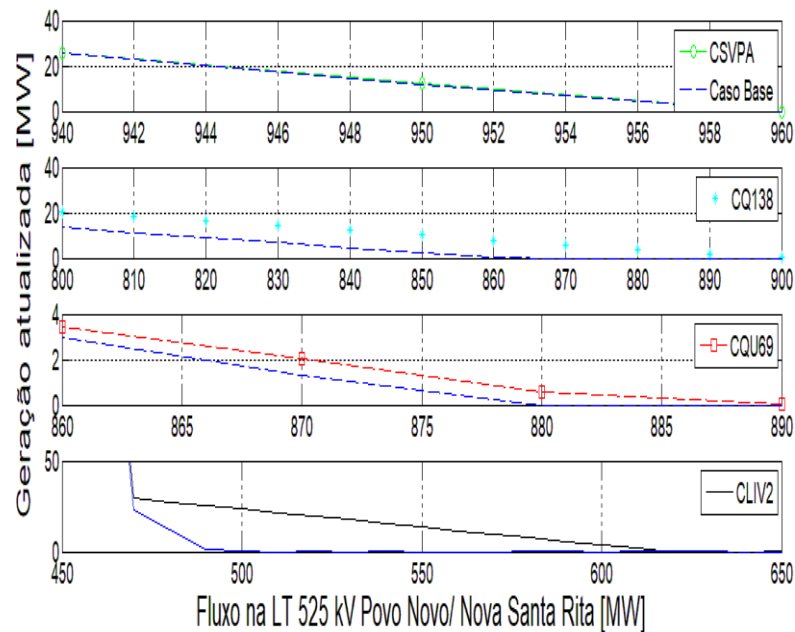
Figura 13 - Transacionando fluxo na LT no Caso 1.

Fonte: Elaboração própria (2019).

Pode-se observar na Figura 13 uma modificação significativa em relação ao caso base na segunda etapa de corte, no qual o CLIV2 zerou sua geração quando o fluxo na LT ultrapassou 620 MW. Por outro lado, na terceira e na quarta etapa, houve uma inversão de posição, pois o CQU69 zerou com o fluxo na LT em 890 MW e o CQ138 zerou com 900 MW de fluxo. O CSVPA zerou com os mesmos 953 MW de fluxo na LT. Para valores de fluxo superiores a 610 MW de fluxo na LT, houve necessidade de duas iterações para convergir o algoritmo.

Na Figura 14 é ilustrado uma comparação dos resultados de cada conjunto eólico, com seu respectivo resultado no Caso base.

Figura 14 – Comparação dos resultados do Caso 1 com o Caso base.



Fonte: Elaboração própria (2019).

Para o CLIV2, conforme mostra a Figura 14, o Caso 1 consideravelmente mais benéfico para o agente. Em relações aos demais conjuntos, para alguns o corte aumentou em relação Caso base (CSVPA, CQU69), para outros diminuiu (CLIV2, CQ138).

5.2.3 Caso 2

No Caso 2, o CMRO2 não é prioritário ao corte e participa igualmente com os demais conjuntos eólicos, sendo o corte proporcional à capacidade instalada. Portanto, no Caso 2, (3) é substituída por (8), em (2) os valores de e varia de 1 a 5. Outra modificação ocorre na função objetivo em (1), em que o índice e inicia em 1, inserindo o CMRO2 na função objetivo.

$$\left(\frac{s_e \cdot x_e}{PC_e}\right) + v f_e = FE \quad , e = 1, 2, 3, 4 \text{ e } 5 \quad (8)$$

O resultado do Caso 2 é mostrado na Tabela 15. Os valores percentuais de x_e são uma comparação em relação ao Caso base.

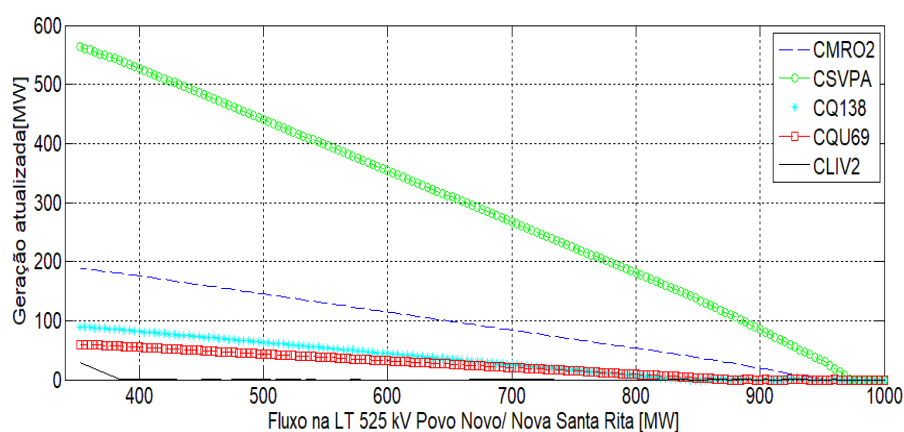
Tabela 15 - Resultado para o Caso 2.

Conjunto eólico	x_e	Geração atualizada	Redução na LT
CMRO2	55,88 (-70,43%)	133,12	39,12
CSVPA	158,16 (+285,66%)	406,84	110,71
CQ138	34,18 (+285,66%)	55,82	20,51
CQU69	20,95 (+285,66%)	39,05	12,15
CLIV2	31,00 (0,00%)	0,00	6,51
Total	300,18 (+1,84)	634,82	189,00

Fonte: Elaboração própria (2019).

Pode-se observar que o único conjunto eólico que se beneficiou da participação igualitária do CMRO2, com redução pela geração proporcional a capacidade instalada, é o próprio CMRO2. Os CQ138, CQU69 e CSVPA tiveram uma elevação considerável no corte de geração em relação ao caso base, em torno de 285%. Nessa simulação, também houve necessidade de 2 iterações quando o fluxo da LT é superior a 520 MW. A Figura 15 mostra a variação dos limites de geração atualizada, para valores distintos do fluxo na LT (320 MW até 1000 MW).

Figura 15 - Transacionando fluxo na LT no Caso 2.



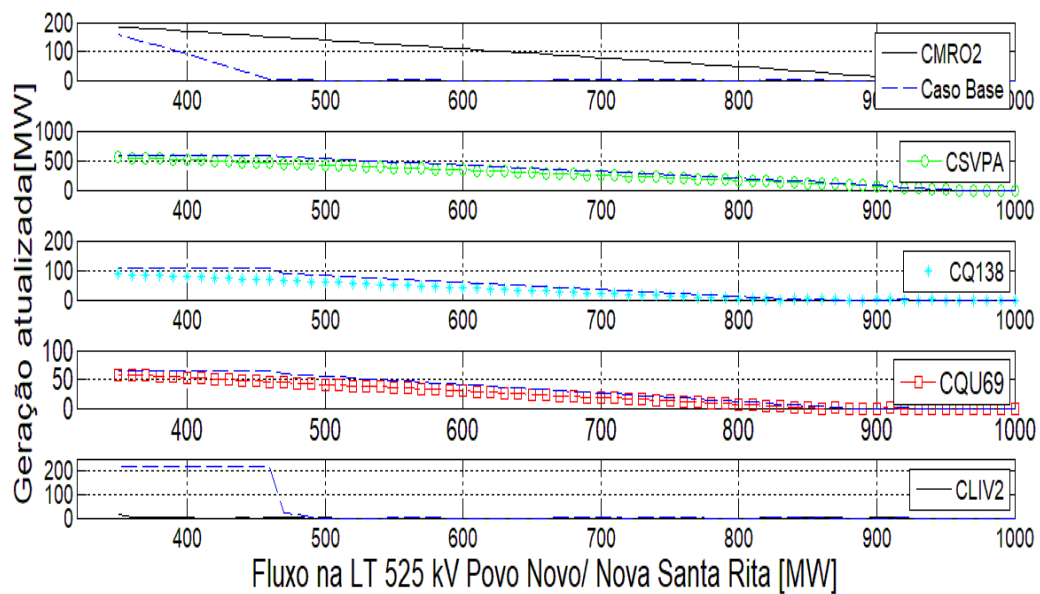
Fonte: Elaboração própria (2019).

A Figura 15 mostra que na primeira etapa de corte com o fluxo na LT maior que 330 MW, todos os conjuntos eólicos começaram a reduzir suas gerações, sendo que o primeiro a zerar geração foi o CLIV2. Diferentemente dos casos anteriores nos

quais o CMRO2 zerava a geração primeiro, o CMRO2 zerou apenas com fluxo na LT em 952 MW. Os demais conjuntos tiveram suas gerações zeradas com valores de fluxo muito próximos ao Caso base.

A Figura 16 ilustra uma comparação de cada conjunto eólico, do resultado do Caso 2 em relação ao Caso base.

Figura 16- Comparação dos resultados do Caso 2 com o Caso base.



Fonte: Elaboração própria (2019).

Em relação ao Caso base, o CMRO2 manteve sua geração para grande maioria dos valores de fluxo na LT. Os demais conjuntos eólicos tiveram um aumento no corte.

5.2.4 Caso 3

No Caso 3, o CMRO2 não é prioritário ao corte, e participa igualmente com os demais conjuntos eólicos, mas o corte é proporcional a geração real. Portanto, no Caso 3 (3) é substituída (8), e os valores de PC_e é substituído por PG_e . Em (1), o índice e inicia em 1, inserindo o CMRO2 na função objetivo. O resultado do Caso 3 é mostrado na

Tabela 16. Os valores percentuais de x_e são uma comparação em relação ao caso base.

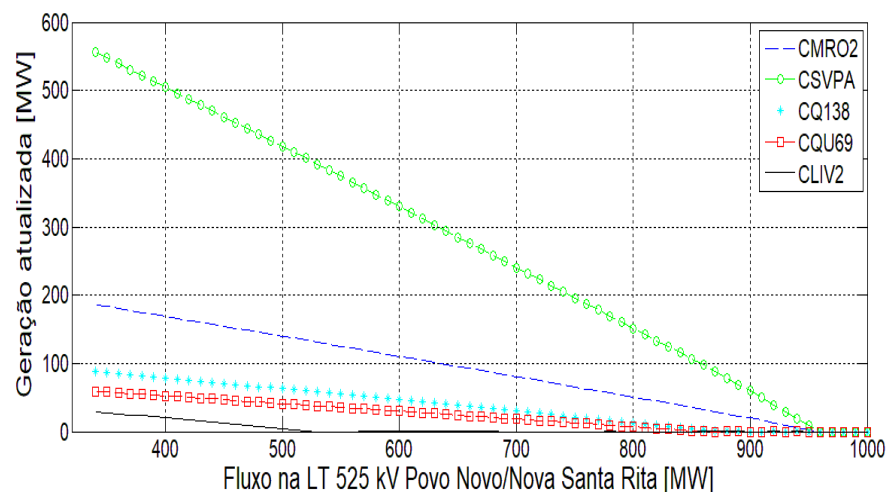
Tabela 16 - Resultado para o Caso 3.

Conjunto eólico	x_e	Geração atualizada	Redução na LT
CMRO2	54,58 (-71,12%)	134,42	38,20
CSVPA	163,16 (+294,69%)	401,84	114,21
CQ138	30,32 (+253,40%)	59,68	18,19
CQU69	20,91 (+285,07%)	39,09	12,13
CLIV2	29,84 (-3,74%)	1,16	6,27
Total	298,80 (+1,40%)	636,20	189,00

Fonte: Elaboração própria (2019).

Em relação ao corte de geração comparando com o Caso base em valores percentuais, observar-se que a participação igualitária do CMRO2, eleva consideravelmente os cortes de gerações, nos CSPVA, CQ138 e CQU69.

Adicionalmente, uma simulação do Caso 3, transacionando o valor do fluxo na LT de 525 kV Nova Santa Rita/Povo Novo de 320 MW até 1000 MW. A Figura 17 mostra a variação dos limites de geração atualizada, para valores distintos do fluxo na LT.

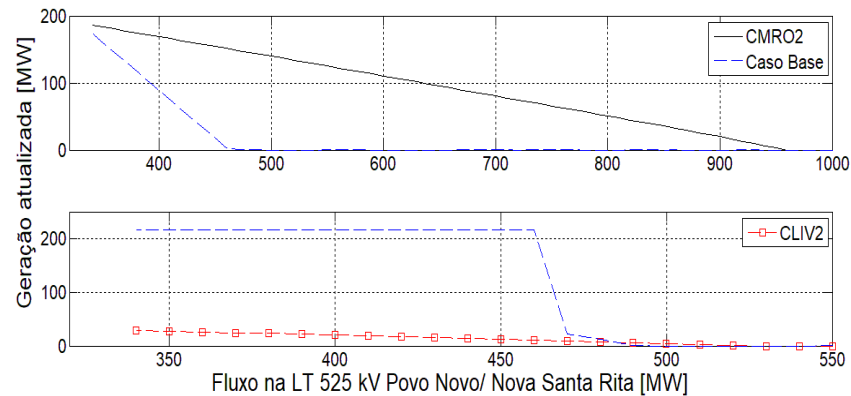
Figura 17 - Transacionando fluxo na LT no Caso 3

Fonte: Elaboração própria (2019).

Na Figura 17 é ilustrado o corte igualitário entre os conjuntos eólicos. Diferente dos Caso base e Caso 1, na primeira etapa todos os conjuntos eólicos participam do corte, isso implica em aumento para os conjuntos eólicos CSVPA, CQ138 e CQU69. Entretanto, para o CLIV2 que zerou sua geração quando o fluxo na LT ultrapassou os 530 MW, comparando com o Caso 2, o CLIV2 zerou a geração com um fluxo mais elevado na LT.

Na Figura 18 é ilustrado uma comparação do Caso 3 com Caso base, para CMRO2 e CLIV2.

Figura 18 – Participação igualitária do CMRO2.



Nota-se na Figura 18 que, mesmo com participação igualitária do CMRO2, o CLIV2, apesar de participar do corte desde do início do corte (fluxo na LT maior que 330 MW), teve sua geração zerada com fluxo na LT quase que igual ao Caso base. E o CMRO2 teve grande benefício em não ser prioritário ao corte como pode-se inferir na Figura 18.

5.2.5 Resumo das análises

A Tabela 17 apresenta o resumo das análises efetuadas.

Tabela 17 - Resultados das simulações [% em relação ao Caso base].

Conjunto eólico	Corte de geração (MW)			
	Case base (MW)	Caso 1 (MW (%))	Caso 2 (MW (%))	Caso 3 (MW (%))
CMRO2	189	189,00 (0,00%)	55,88 (-70,43%)	54,58 (-71,12%)
CSVPA	55,37	61,35 (+10,80%)	158,16 (+285,66%)	163,16 (+294,69%)
CQ138	11,97	11,40 (-4,95%)	34,18(+285,66%)	30,32 (+253,40%)
CQ69	7,34	7,86 (+6,71%)	20,95 (+285,66%)	20,91 (+285,07%)
CLIV2	31,00	11,22 (-63,81%)	31,00 (0,00%)	29,84 (-3,74%)
Total	294,67	280,83(-4,93%)	300,18 (+1,83%)	298,80 (+1,40%)

Fonte: Elaboração própria (2019).

Conforme pode ser observado na Tabela 17, em relação ao sistema como um todo, o Caso 1 seria mais benéfico para o sistema, pois em relação aos demais casos apresenta o menor corte total de geração eólica.

Para o operador em tempo real, a saída prioritária do CMRO2 (Caso base, Caso 1) torna a operação mais simples, pois se o fluxo na LT de 525 kV Nova Santa Rita/Povo Novo for adequado somente com o corte de geração no CMRO2, o operador não precisa fazer cálculos adicionais. No entanto, se o corte do CMRO2 não é suficiente para adequar o fluxo na LT, o Caso 1 poderá ter uma operação mais simples que o Caso base, pois para algumas condições de geração no Caso base pode haver necessidade de refazer os cálculos (mais iterações), se o corte designado para algum conjunto eólico for maior que sua geração real.

Para o CMRO2 o melhor cenário é o Caso 3, no qual o mesmo participa igualmente com os demais conjuntos eólicos e com a redução proporcional a sua geração. Para esse agente, os piores cenários são o Caso base e o Caso 1, no qual seu corte é o prioritário.

Por outro lado, para os CSVPA e CQU69, o melhor caso é o Caso base e os piores casos são o Caso 2 e o Caso 3. Para os CQ138 e CLIV2 o melhor caso é o Caso 1. Assim pode-se observar uma divergência de interesses entre os agentes, para alguns é melhor o Caso base, para outros o Caso 1 e para CMRO2 o Caso 3.

Nos resultados ilustrados na Tabela 17 é possível ainda notar a influência da sensibilidade no corte dos conjuntos eólicos. O CLIV2 tem a menor sensibilidade e sempre requer um corte percentual maior da sua geração em relação aos demais conjuntos eólicos. Assim no Caso base, a baixa sensibilidade atrelada ao baixo índice de utilização da capacidade instalada, no momento da redução, torna a penalidade maior. Por este motivo que no Caso 1, que é proporcional a geração, o baixo índice de utilização da capacidade instalada não teve influência.

Neste sentido, o corte proporcional a geração real, tem como efeito a suavização das penalidades para os conjuntos eólicos com baixo índice de utilização da capacidade instalada. Ou seja, quanto menor for a geração em relação a capacidade instalada, maior será a suavização da penalidade em relação ao Caso base.

Por outro lado, pode-se observar de maneira nítida que a participação do CMRO2, igualmente aos outros conjuntos eólicos no corte de geração, contribui para um corte maior de geração eólica, em relação aos outros casos no qual o CMRO2 é prioritariamente cortado. Adicionalmente, a saída prioritária do CMRO2 no Caso base

e no Caso 1, minimiza o corte total de geração do sistema, pelo fato do CMRO2 possuir alta sensibilidade, colaborando com 100% de sua geração, isso reduz principalmente os cortes dos conjuntos eólicos com baixa sensibilidade.

6 CONCLUSÃO

O levantamento efetuado dos SEPs no SIN constatou uma distribuição não homogênea por região, sendo que a região Sul possui 75 SEPs apresentando a maior quantidade e a região Norte com 21 SEPs apresentou a menor quantidade. Observando a categoria dos SEPs, foi identificado que no SIN 33% dos SEPs estão relacionados a categoria Equipamentos e 67% a categoria Critérios Elétricos.

Adicionalmente, foram identificados 11 SEPs que preveem o controle de geração na sua indisponibilidade. Foi escolhido analisar o SEP que envolve a maior complexidade, com mais informações adicionais e mais usinas envolvidas, apresentando uma dificuldade maior para o operador em tempo real. Nesse sentido, foi escolhido o esquema de Controle de Emergência no Sul do Rio Grande do Sul para a Contingência da LT de 525 kV Nova Santa Rita/Povo Novo que tem por objetivo evitar a subtensão inadmissível e o corte de carga no sul do RS.

Posteriormente, elaborado uma modelagem matemática de acordo com as informações dispostas no PR para o controle de geração na indisponibilidade do SEP. A modelagem é analisada e implementada simulando casos e possibilidades operativas não observadas pelo ONS.

Na simulação de cada caso obteve-se cortes distintos de gerações para os diversos agentes envolvidos. Assim, para cada agente existe o caso que lhe é mais benéfico. Entretanto, não existe um caso que seja melhor para todos. Portanto, apenas pode-se indicar as características de cada caso, o corte prioritário do CMRO2 no Caso base e no Caso 1, contribui para a redução de corte total. Os casos com corte proporcional a geração, os Casos 1 e 3, contribuem para suavizar as penalidades dos conjuntos eólicos com baixo índice de utilização da capacidade instalada no momento da redução.

Em relação ao Caso base e o Caso 1, para um sistema como um todo e para o operador em tempo real, o Caso 1 é mais benéfico, com menor corte total de geração e uma operação mais simples (sem recálculos na maioria das vezes), sendo uma ponderação a ser observada para a operação do sistema.

O corte proporcional a geração é mais eficiente do ponto de vista do sistema como um todo, independente da prioridade ou não do CMRO2 no corte da geração. Neste sentido, pode-se observar que o uso da capacidade instalada como parâmetro comparativo entre os agentes não é equânime nas penalizações, devido ao fato que dificilmente todos os conjuntos eólicos estarão gerando no máximo ao mesmo tempo.

Para os próximos trabalhos a sugestão é verificar outros momentos ou cenários em que poderia existir a necessidade de controlar a geração eólica no sistema, de forma manual, seja em estudos de planejamento elétrico ou em outras regiões do SIN. Desta forma, a ferramenta e a modelagem proposta poderia ser aprimorada e/ou melhor analisada. Também elaborar um fluxo de potência modelo DC (linearizado) para não depender dos fatores de sensibilidade, e comparar o corte de acordo com o PR, e o corte obtido rodando o fluxo de potência.

REFERÊNCIA

ABEEÓLICA. **Energia eólica chega à sétima posição no ranking mundial de geração abastecendo 10% do Brasil.** Disponível em:

<<http://abeeolica.org.br/noticias/energia-eolica-chega-a-setima-posicao-no-ranking-mundial-de-geracao-abastecendo-10-do-brasil/>>. Acesso em: 6 jun. 2019a.

ABEEÓLICA. **Energia eólica abastece quase 100% do Nordeste no domingo, das 8h às 10h.** Disponível em: <<http://abeeolica.org.br/noticias/energia-eolica-abastece-quase-100-do-nordeste-no-domingo-das-8h-as-10h/>>. Acesso em: 21 nov. 2018b.

ANA. **Divisões hidrográficas do Brasil.** Disponível em:

<https://www.ana.gov.br/aguas-no-brasil/panorama-das-aguas/copy_of_divisoes-hidrograficas>. Acesso em: 20 jun. 2019.

ANEEL. **Transmissão.** Disponível em:

<<http://www2.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=97&idPerfil=2>>. Acesso em: 21 nov. 2018a.

_____. **Informações gerenciais.** Disponível em:

<<http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14854008/Boletim+de+Informações+Gerenciais+1º+trimestre+de+2017/798691d2-990b-3b36-1833-c3e8c9861c21>>. Acesso em: 20 jun. 2019b.

_____. **Evolução da energia eólica no Brasil.** Disponível em:

<http://www.aneel.gov.br/aneel-essencial/-/asset_publisher/c4M6OIoMkLad/content/evolucao-da-energia-eolica-no-brasil?inheritRedirect=false>. Acesso em: 21 nov. 2018c.

_____. **BIG - Banco de Informações de Geração.** Disponível em:

<<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 12 jun. 2019a.

_____. **Planejamento da operação elétrica.** Disponível em:

<http://www.aneel.gov.br/home?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&p_p_mode=view&_101_struts_action=%2Fasset_publisher%2Fview_content&_101_returnToFullPageURL=%2F&_101_assetEntryId=15052571&_101_type=content&_101_groupId=656835&_101_urlTitle=plan>. Acesso em: 12 jun. 2019b.

BRASIL. **Lei N° 9648**, de 27 de maio de 1998. Reestruturação da Centrais Elétricas Brasileiras. Disponível em:

<http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9648cons.htm>. Acesso em: 21 nov. 2018

_____. **Rios e bacias do Brasil formam uma das maiores redes fluviais do mundo.** Disponível em: <<http://www.brasil.gov.br/noticias/meio-ambiente/2009/10/rios-e-bacias-do-brasil-formam-uma-das-maiores-redes-fluviais-do-mundo>>.

Acesso em: 12 jun. 2019.

BRITO, F. M. DE. **Características do sistema interligado nacional**. Dissertação (Mestre em Planejamento de Sistemas Energéticos) - PUC RIO, Rio de Janeiro, 2014.

CHIARETTI, D. **Alemanha aposta na revolução energética | Eco-Finanças**. Disponível em: <<http://eco-financas.org.br/2012/08/alemanha-aposta-na-revolucao-energetica/>>. Acesso em: 23 maio. 2019.

CHIPP, H. **Um desafio trazido pelos ventos**. Disponível em: <<https://fgvenergia.fgv.br/opinioes/um-desafio-trazido-pelos-ventos>>. Acesso em: 21 nov. 2018.

EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia -PDE 2027**. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/sites-pt/sala-de-imprensa/noticias/Documents/Informe EPE - PDE 2027.pdf>>. Acesso em: 13 jun. 2019.

GONÇALVES, E. M. **Metodologias para validação de proteções de linhas de transmissão**. Dissertação (Mestre em Engenharia Elétrica) - UFMG, Belo Horizonte, 2012.

GOV. **Geração e transmissão de energia elétrica - COREDEs - atlas socioeconômico do Rio Grande do Sul**. Disponível em: <<https://atlassocioeconomico.rs.gov.br/midia/imagem/gerac-transmis-aneel-2017-coredes>>. Acesso em: 14 jun. 2019.

GUARINI, M. C. **Análise de segurança de esquemas de proteção para sistemas elétricos de potência**. Dissertação (Mestre em Engenharia Elétrica) - COPPE, Rio de Janeiro, 2009.

GWEC. **Global wind statistics 2017**. Disponível em: <http://gwec.net/wp-content/uploads/vip/GWEC_PRstats2017_EN-003_FINAL.pdf>. Acesso em: 21 nov. 2018.

HIGGINS, P; Foley, Aoife; Li, Kang; Devlin, Joseph. System flexibility provision using short term grid scale storage. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 10, n. 3, p. 697–703, 18 fev. 2016.

HONÓRIO, I. C. **Sistema especial de proteção e proteção de perda de sincronismo**. Dissertação (Mestre em Engenharia Elétrica) - UNIFEI, Itajubá, 2004.

LINS, F. G. **Desafios da operação, em tempo real, do sistema elétrico brasileiro com a Inserção da Geração Eólica**. Disponível em: <<http://www.sepopo.com.br/wp-content/uploads/2018/09/SP41.pdf>>. Acesso em: 5 jun. 2019.

MME. **Consumo sustentável**. Disponível em: <http://www.mma.gov.br/estruturas/educamb/_arquivos/consumo_sustentavel.pdf>. Acesso em: 12 jun. 2019.

ONS. **Acervo digital**. Disponível em: <<http://ons.org.br/paginas/conhecimento/acervo-digital/audiovisual>>. Acesso em: 4 jun. 2019.

_____. **Procedimentos de rede submódulo 10.9: Operação em Contingência**,

2017.

_____. **O que é o SIN.** Disponível em: <<http://ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>>. Acesso em: 21 nov. 2018a.

_____. **O que é o ONS.** Disponível em: <<http://ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/o-que-e-ons>>. Acesso em: 21 nov. 2018b.

_____. **Mapas.** Disponível em: <<http://ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>>. Acesso em: 20 jun. 2018c.

_____. **Esquemas Especiais da Área 230 kV Sudoeste da Região Nordeste.** Procedimento de Rede. 2018d.

_____. **Balanco de energia.** Disponível em: <<http://ons.org.br/paginas/energia-agora/balanco-de-energia>>. Acesso em: 12 jun. 2019a.

_____. **Esquemas Especiais da Área 230 kV Acre-Rondônia.** Disponível em: <[http://ons.org.br/%2FMPO%2FDocumento Normativo%2F3.1. Instruções de Operação - SM 10.21%2F3.1. Controle da Transmissão%2F3.1.2. Esquemas Especiais%2F3.1.2.4. Norte%2FIO-EE.N.ACRO_Rev.16.pdf](http://ons.org.br/%2FMPO%2FDocumento%2F3.1.2.4.Norte%2FIO-EE.N.ACRO_Rev.16.pdf)>. Acesso em: 25 mar. 2019b.

_____. **Esquemas Especiais da Área 525 kV da região Sul.** Procedimento de Rede. 2019c.

_____. **Esquemas Especiais.** Disponível em: <<http://ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/mpo>>. Acesso em: 26 mar. 2019d

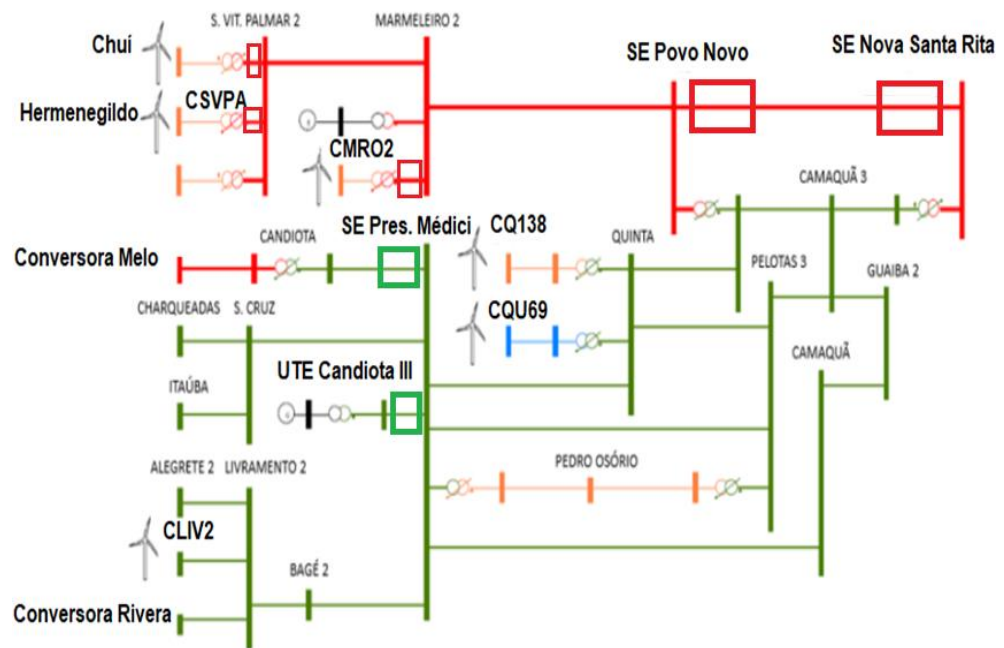
PEREIRA, A. F. S. **Planejamento da operação energética e da manutenção no sistema Hidrotérmico de Potência Brasileiro.** Dissertação (Mestre em Planejamento de Sistemas Energéticos) - Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2006.

SALES, W. S. **Planejamento da reserva operativa de sistemas de geração com elevado penetração de energia eólica.** Dissertação (Doutor em Engenharia Elétrica) - UNIFEI, Itajubá, 2009.

APÊNDICE A – LÓGICAS EM OPERAÇÃO NORMAL

A Figura 19 representa o sistema unifilar da rede básica do SIN que influencia no funcionamento do SEP, por simplificação não são apresentadas as cargas, nem as conexões com o restante do SIN.

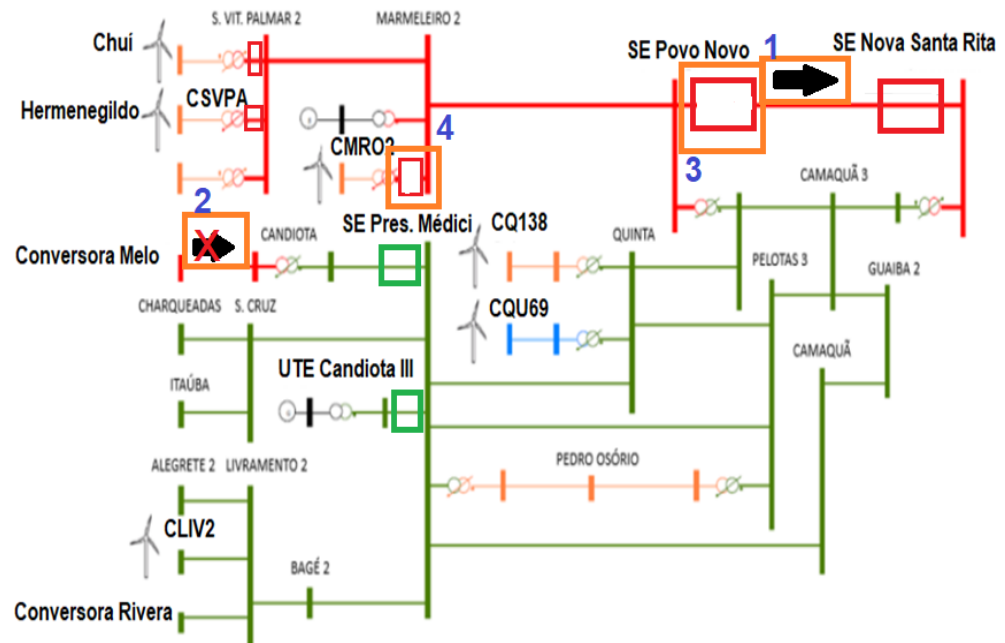
Figura 19 – Unifilar simplificado.



Fonte: Elaboração própria (2019).

A lógica 1 deve ser ligada na SE Povo Novo, e a lógica 2, a lógica 3 e a lógica 4 desligadas, quando o fluxo na LT estiver no sentido Povo Novo/ Nova Santa Rita (quadrado 1 na Figura 20), não havendo indisponibilidade de equipamentos na região Sul do RS e com transferência nula ou exportação de energia pela conversora Melo (quadrado 2 na Figura 20). A abertura do disjuntor da LT de 525 kV Nova Santa Rita/Povo Novo (quadrado 3 na Figura 20), dependendo do valor do fluxo na LT, causa a atuação da lógica 1, que corta a geração do CMRO2 (prioritário) (quadrado 4 na Figura 20). Adicionalmente, deve ser respeitada a condição da tensão mínima de 531 kV na SE Povo Novo. Atuação da lógica 1 é mostrada na Figura 20.

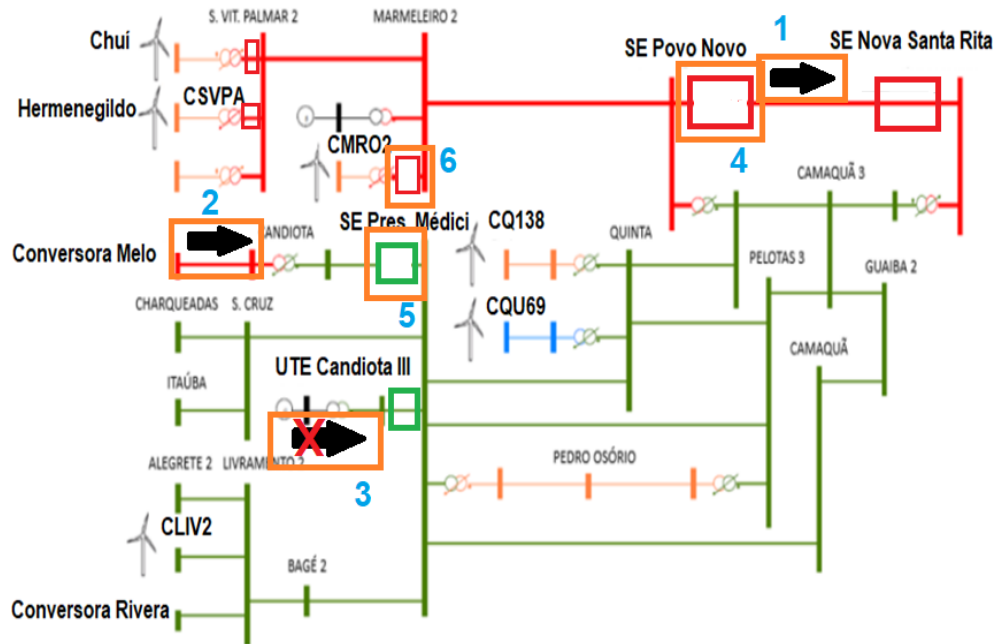
Figura 20 – Atuação da lógica 1.



Fonte: Elaboração própria (2019).

A lógica 2 deve ser ligada na SE Povo Novo, e as lógicas 1, 3 e 4 devem permanecer desligadas, quando o fluxo na LT estiver no sentido Povo Novo/Nova Santa Rita (quadrado 1 na Figura 21), e qualquer um dos equipamentos relacionados na Tabela 7 estiver fora de operação (linhas tracejadas na Figura 21), e não houver importação de energia do Uruguai para o Brasil via conversora Melo (quadrado 2 na Figura 21). Abertura do disjuntor da LT de 525 kV Nova Santa Rita/Povo Novo (quadrado 3 na Figura 21), dependendo do valor do fluxo na LT, ocasiona a atuação da lógica 2, que corta a geração do CMRO2 (quadrado 4 na Figura 21), e a geração de Chuí e/ou Hermenegildo dependendo do equipamento relacionado na Tabela 7 (quadrados 5 e 6 na Figura 21). Adicionalmente, deve ser respeitada a condição da tensão mínima de 536 kV na SE Povo Novo. Atuação da lógica 2 é ilustrada na Figura 21.

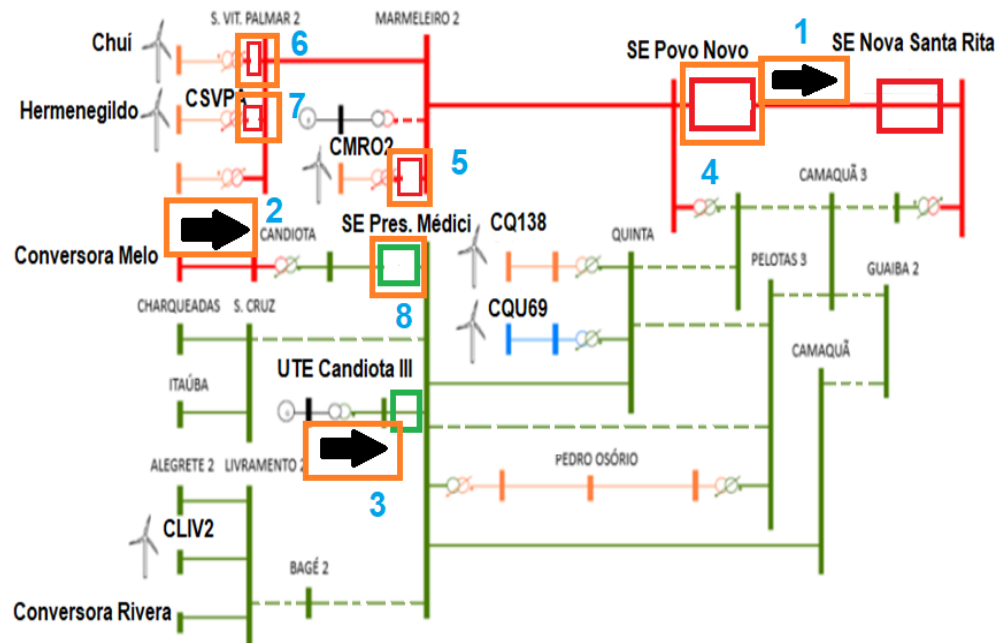
Figura 22 - Atuação da lógica 2 e 4 juntas, e a UTE Candiota III fora de operação.



Fonte: Elaboração própria (2019).

As lógicas 4 e 2 devem permanecer ligadas, quando o fluxo na LT estiver no sentido Povo Novo/Nova Santa Rita (quadrado 1 na Figura 23), e qualquer um dos equipamentos relacionados na Tabela 8 estiver fora de operação (linhas tracejadas na Figura 23) e houver importação de energia do Uruguai para o Brasil via conversora Melo (quadrado 2 na Figura 23) (estando a UTE Candiota III em operação (quadrado 3 na Figura 23). Abertura do disjuntor da LT de 525 kV Nova Santa Rita/Povo Novo (quadrado 4 na Figura 23), dependendo do valor do fluxo na LT, provoca a atuação da lógica 2, que corta a geração do CMRO2 (quadrado 5 na Figura 23), mais a geração dos parques eólicos Chuí e/ou Hermenegildo (quadrados 6 e 7 na Figura 23), dependendo da contingência relacionada na Tabela 8, e/ou a atuação da lógica 4, que efetua a abertura do disjuntor da LT de 230 kV Candiota/Presidente Médiçi (quadrado 8 na Figura 23), no terminal da SE Pres. Médiçi. Adicionalmente, devem ser respeitadas as condições da tensão mínima de 536 kV na SE Povo Novo, e o limite de fluxo na LT de 525 kV Nova Santa Rita/Povo Novo (no sentido da SE Povo Novo para a SE Nova Santa Rita) em 480 MW. Na Figura 23 é apresentada a atuação das lógicas 2 e 4.

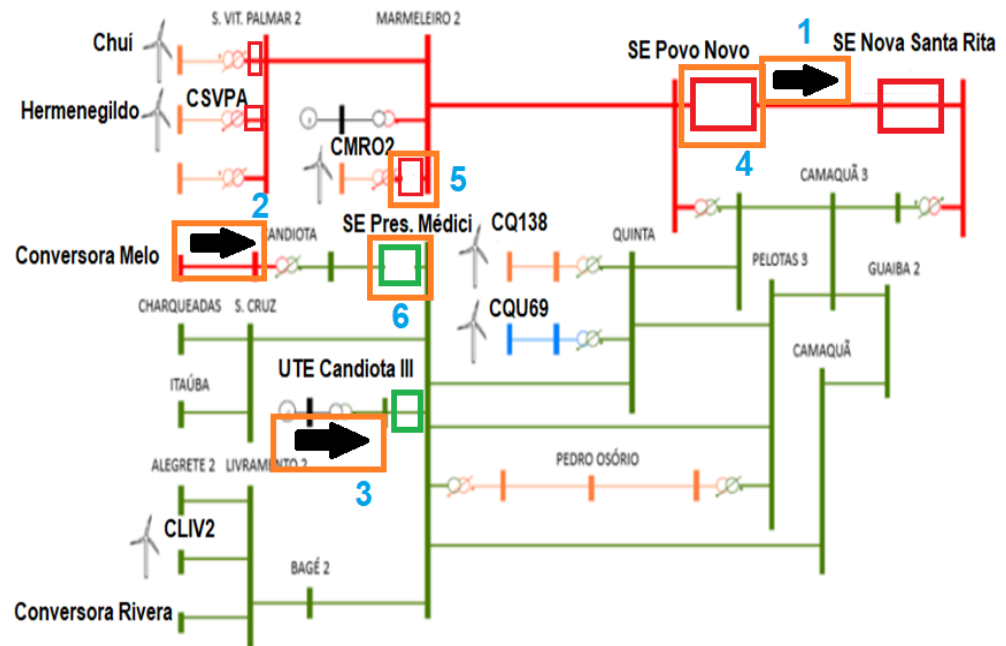
Figura 23 - Atuação da lógica 2 e 4 juntas, UTE Candiota III operando



Fonte: Elaboração própria (2019)

A lógica 1 e a lógica 3 (a lógica 3 ligada na SE Pres. Médici) devem permanecer ligadas, e a lógica 2 e a lógica 4 desligadas, quando o fluxo na LT estiver no sentido Povo Novo/Nova Santa Rita (quadrado 1 na Figura 24), e há condições normais de operação, sem indisponibilidade de equipamentos (relacionados nas Tabela 7 e Tabela 8) na região Sul do RS e com importação de energia pela conversora Melo (quadrado 2 na Figura 24) (estando a UTE Candiota III em operação (quadrado 3 na Figura 24)). Abertura do disjuntor da LT de 525 kV Nova Santa Rita/Povo Novo (quadrado 4 na Figura 24), dependendo do valor do fluxo na LT, provoca a atuação da lógica 1, que corta a geração do CMRO2 (quadrado 5 na Figura 24), e/ou a atuação da lógica 3, que efetua a abertura do disjuntor da LT de 230 kV Candiota/Presidente Médici (quadrado 6 na Figura 24), no terminal da SE Pres. Médici. Adicionalmente, deve ser respeitada a condição da tensão mínima de 531 kV na SE Povo Novo. Atuação das lógicas 1 e 3 juntas é mostrada na Figura 24.

Figura 24 – Atuação das lógicas 1 e 3 com UTE Candiota III operando



Fonte: Elaboração própria (2019)