

**PERTURBAÇÃO DO DIA 15/08/2023 ÀS 08H30MIN ENVOLVENDO AS INTERLIGAÇÕES
NORTE-NORDESTE, SUDESTE-NORDESTE E NORTE-SUDESTE**

Rio de Janeiro, 25 de Agosto de 2023

■ PERTURBAÇÃO ENVOLVENDO AS INTERLIGAÇÕES NORTE-NORDESTE, SUDESTE-NORDESTE E NORTE-SUDESTE

❑ Descrição geral da perturbação

▪ **Apresentação do ONS**

- Sequência dos principais eventos, até a separação das regiões Norte e Nordeste do restante do SIN
- Análise preliminar do desempenho dinâmico do SIN

▪ **Apresentação dos Agentes**

- Descrição da perturbação e análise do desempenho dos sistemas de proteção, com a visão dos agentes sobre os eventos envolvendo os seus ativos

❑ Processo de Recomposição

▪ **Apresentação do ONS**

- Ações para estabilização do sistema logo após o desligamento
- Análise da recomposição de cada área elétrica
- Principais dificuldades enfrentadas no processo de recomposição

▪ **Apresentação dos Agentes**

- Descrição do processo de recomposição de seus ativos, principais dificuldades e providências tomadas ou em andamento

PERTURBAÇÃO ENVOLVENDO AS INTERLIGAÇÕES NORTE-NORDESTE, SUDESTE-NORDESTE E NORTE-SUDESTE

Dia 15/08/2023 às 08h30min



● Início da perturbação:
LT 500 kV Fortaleza II – Quixadá

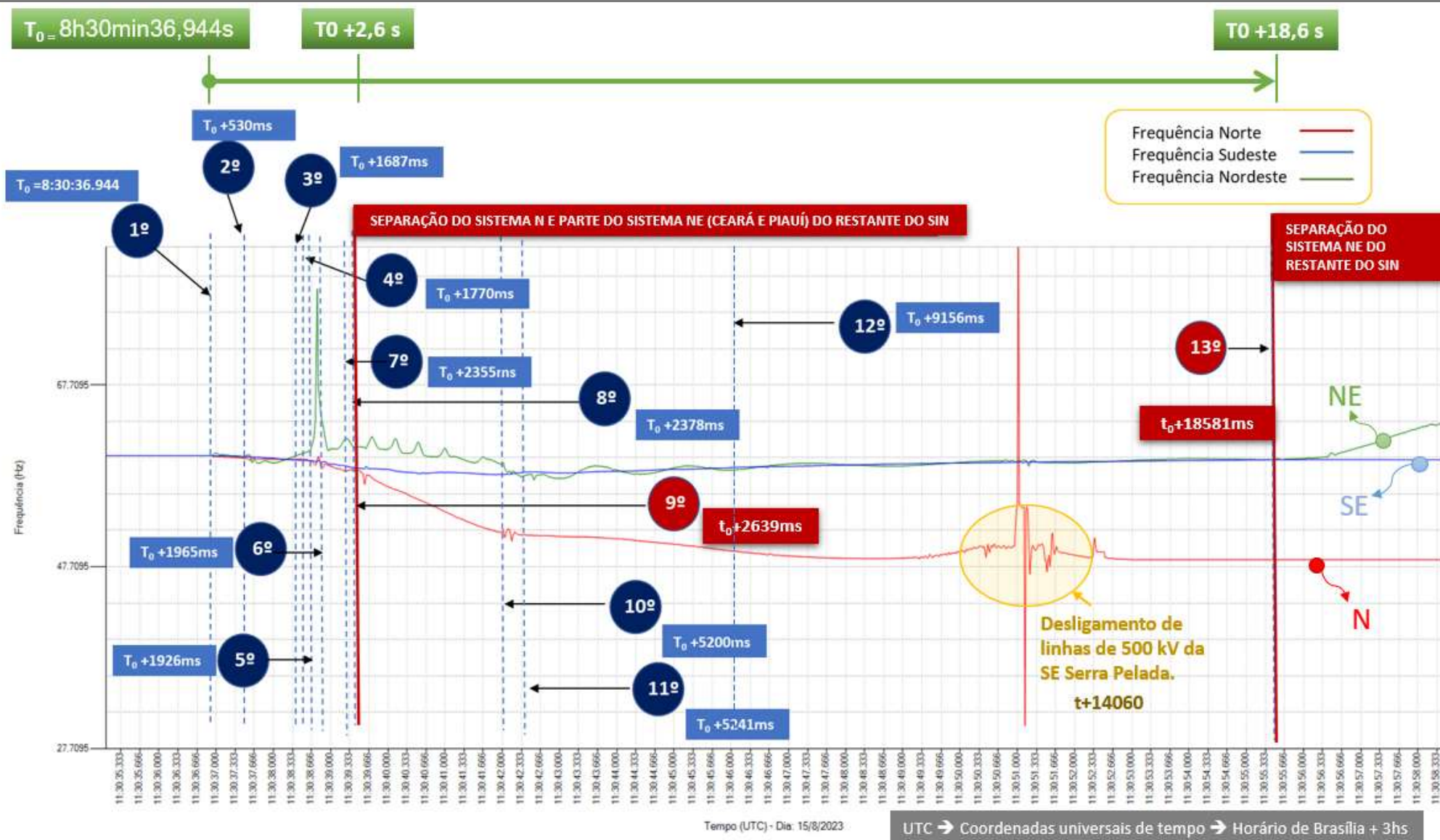
● Área afetada por corte de carga

Corte de carga total $\approx$ 22.547 MW

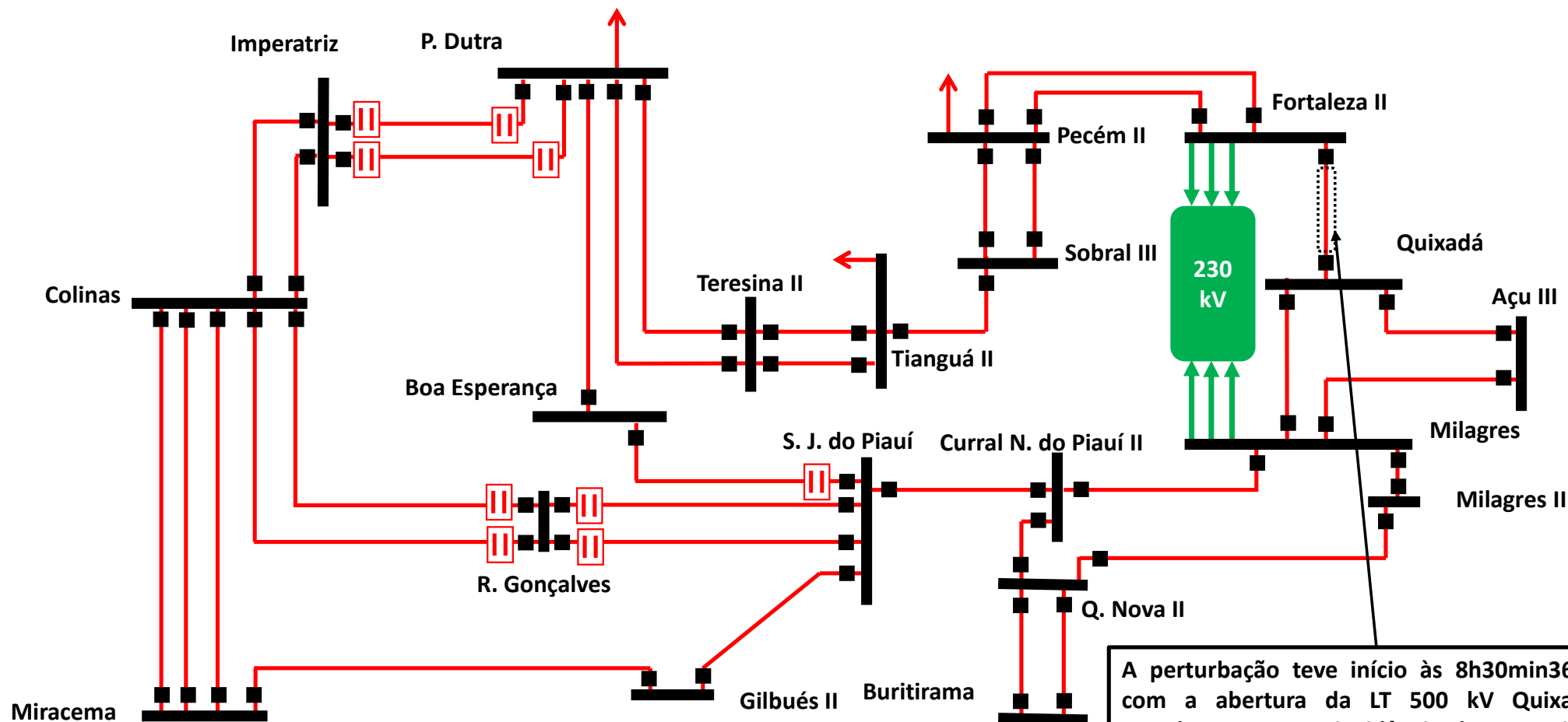
N/NE $\approx$ 12.264 MW

S/SE/CO $\approx$ 10.283 MW

PRINCIPAIS EVENTOS DE SEPARAÇÃO DAS ÁREAS NORTE E NORDESTE DO RESTANTE DO SIN



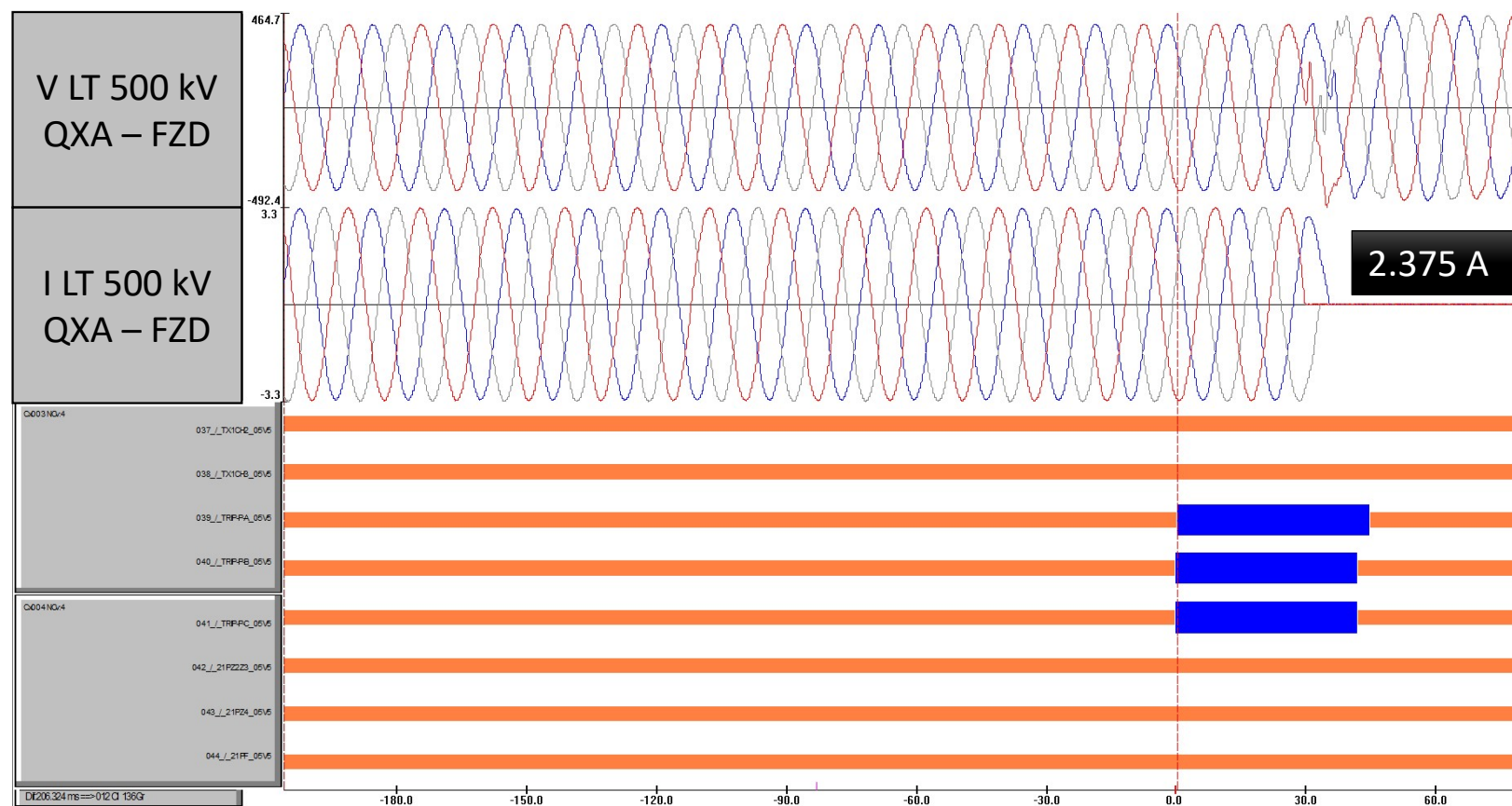
Origem da Perturbação



A perturbação teve início às 8h30min36,944s com a abertura da LT 500 kV Quixadá – Fortaleza II, sem a incidência de curto-circuito no sistema elétrico. O desligamento foi provocado pela atuação incorreta da lógica de *Switch On To Fault* (SOTF).

Desligamento da LT 500 kV Quixadá – Fortaleza II

Limites de condição normal de operação (Longa duração)			
Período do ano	Período do dia	Valor operacional (A)	Fator limitante
01/Jan a 31/Dez	Diurno / Noturno	2.390	-

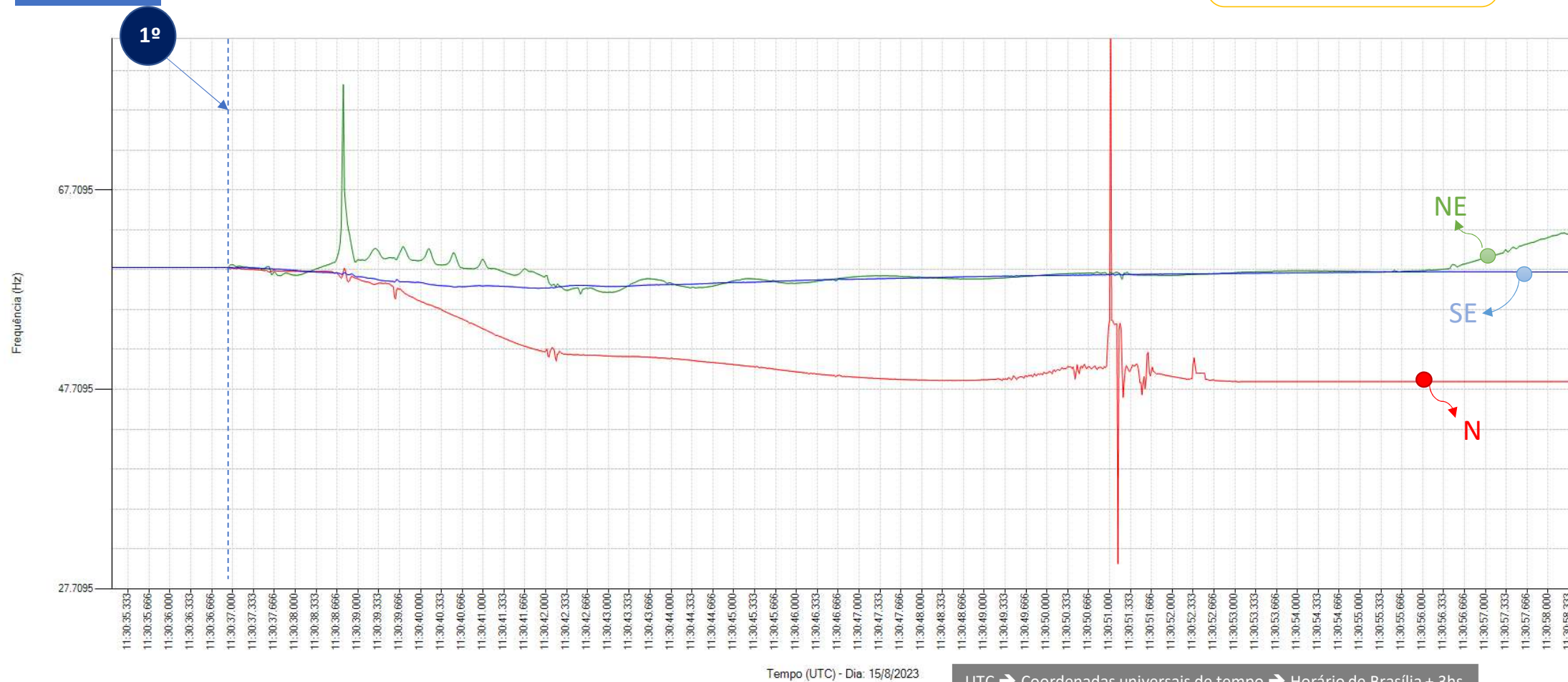


LT 500 kV Quixadá - Fortaleza

$T_0 = 8:30:36.944$

1º EVENTO

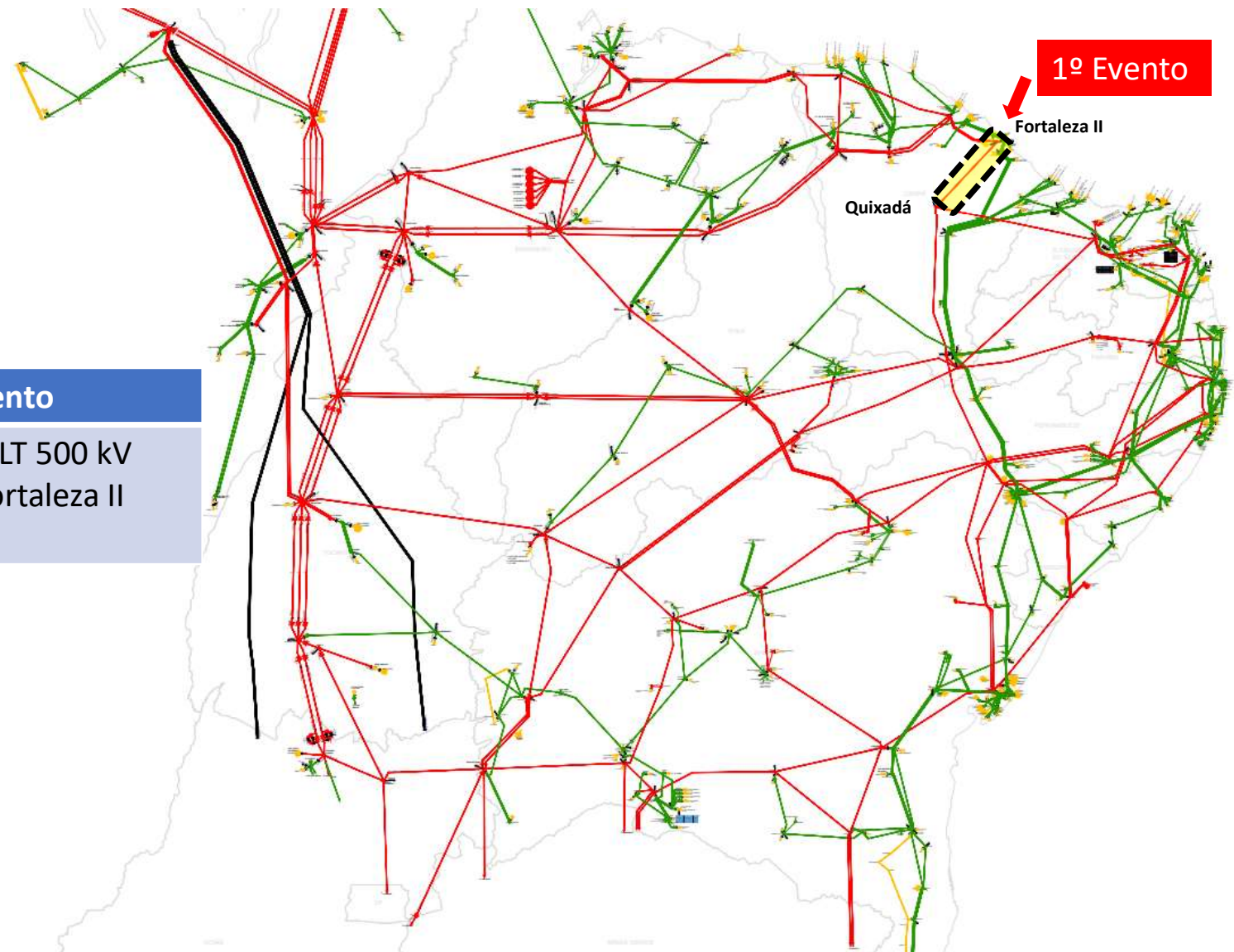
Frequência Norte —
Frequência Sudeste —
Frequência Nordeste —



Principais eventos de separação das Áreas Norte e Nordeste do restante do SIN

$T_0 = 8\text{h}30\text{min}36,944\text{s}$

Tempo	Evento
8h30min36,944s	Abertura da LT 500 kV Quixadá – Fortaleza II (SOTF)



PPS LT 500 kV P.DUTRA-BEA → Abre 4 LT 500 kV

$T_0 + 530\text{ms}$

2º EVENTO

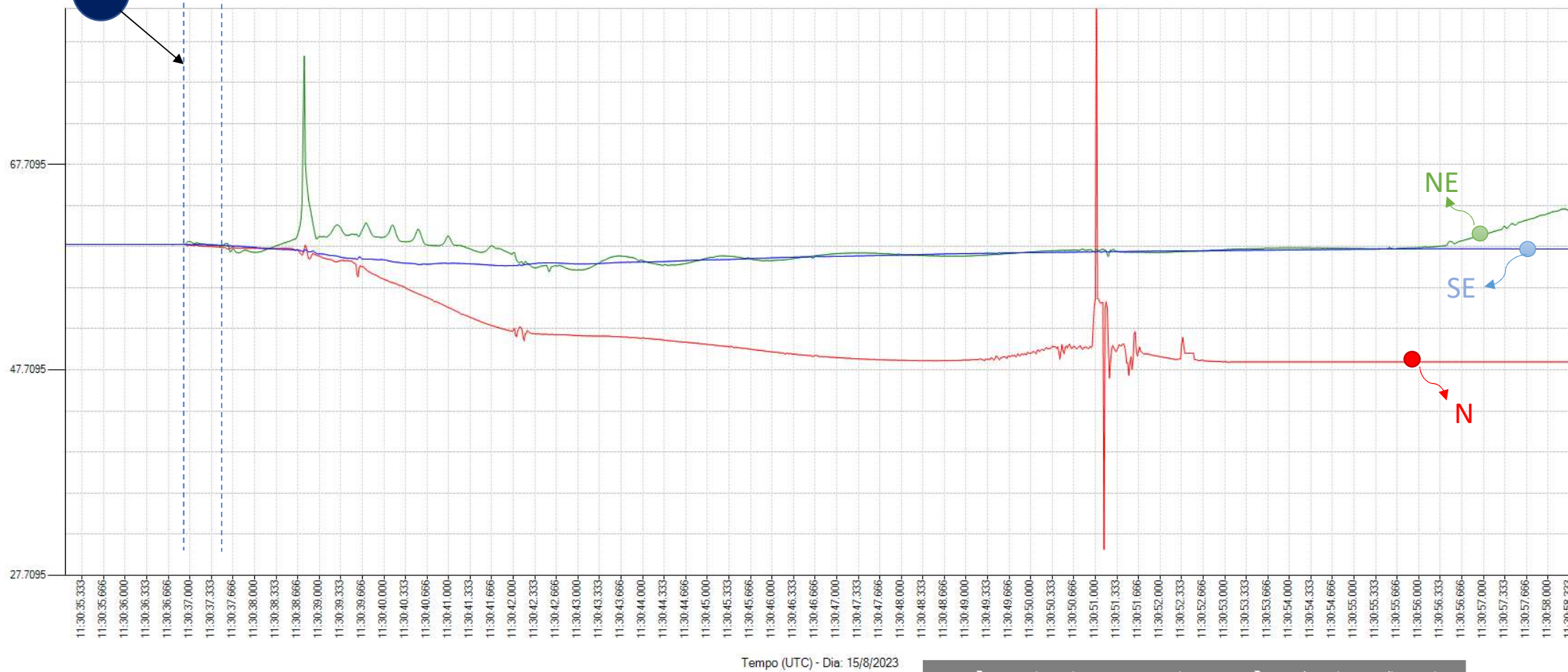
Frequência Norte
Frequência Sudeste
Frequência Nordeste

LT 500 kV Quixadá - Fortaleza

$T_0 = 8:30:36.944$

2º

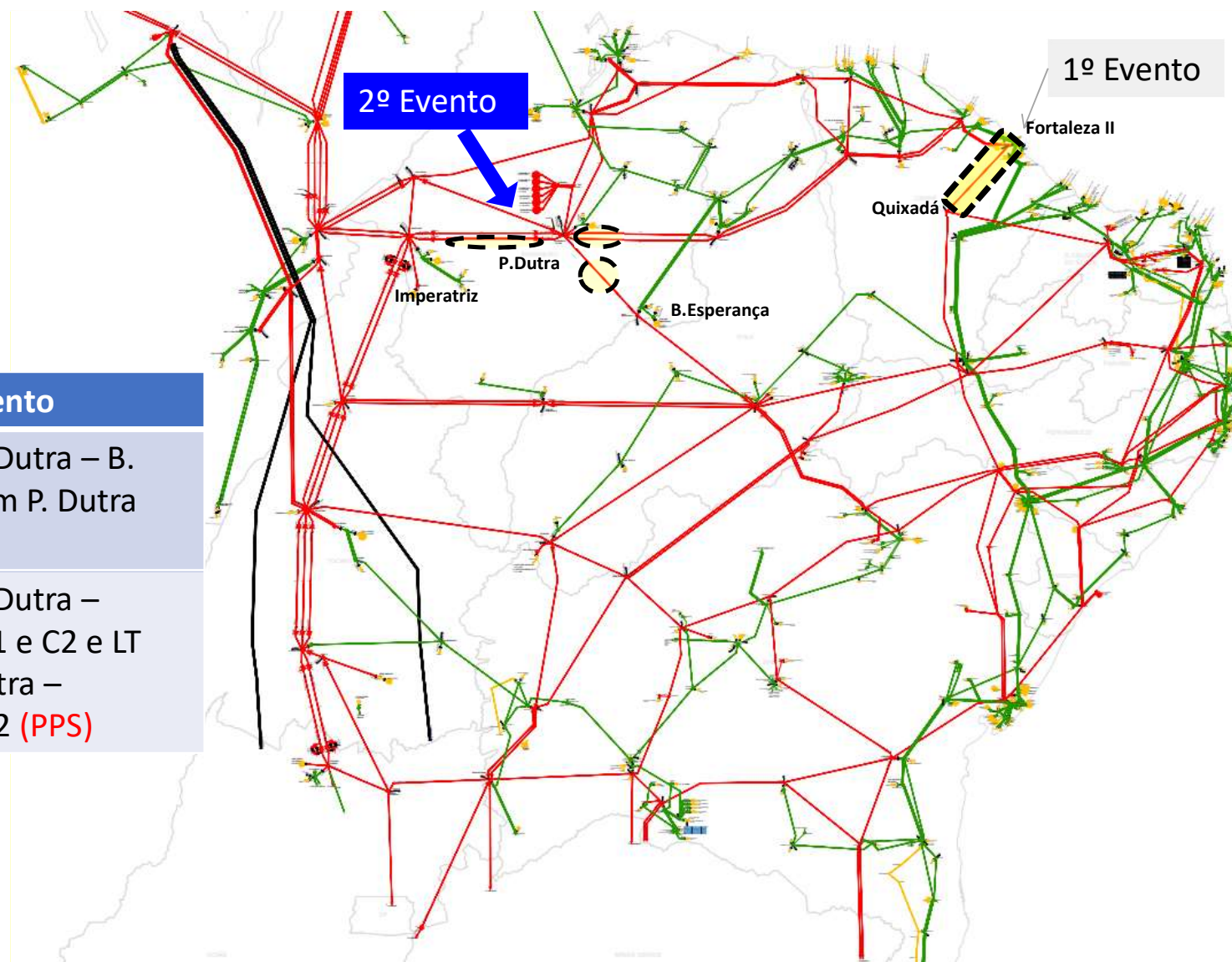
1º



UTC → Coordenadas universais de tempo → Horário de Brasília + 3hs

Principais eventos de separação das Áreas Norte e Nordeste do restante do SIN

$T_0 + 530 \text{ ms}$



Tempo

Evento

8h30min37,476s

LT 500 kV P. Dutra – B.
Esperança em P. Dutra
(PPS)

8h30min37,512s

LT 500 kV P. Dutra –
Teresina II C1 e C2 e LT
500 kV P. Dutra –
Imperatriz C2 (PPS)

PPS LT 500 kV P.DUTRA-BEA → Abre 4 LT 500 kV

$T_0 + 530\text{ms}$

LT 500 kV MIRACEMA – GILBUÉS III

$T_0 + 1687\text{ms}$

3º EVENTO

Frequência Norte
Frequência Sudeste
Frequência Nordeste



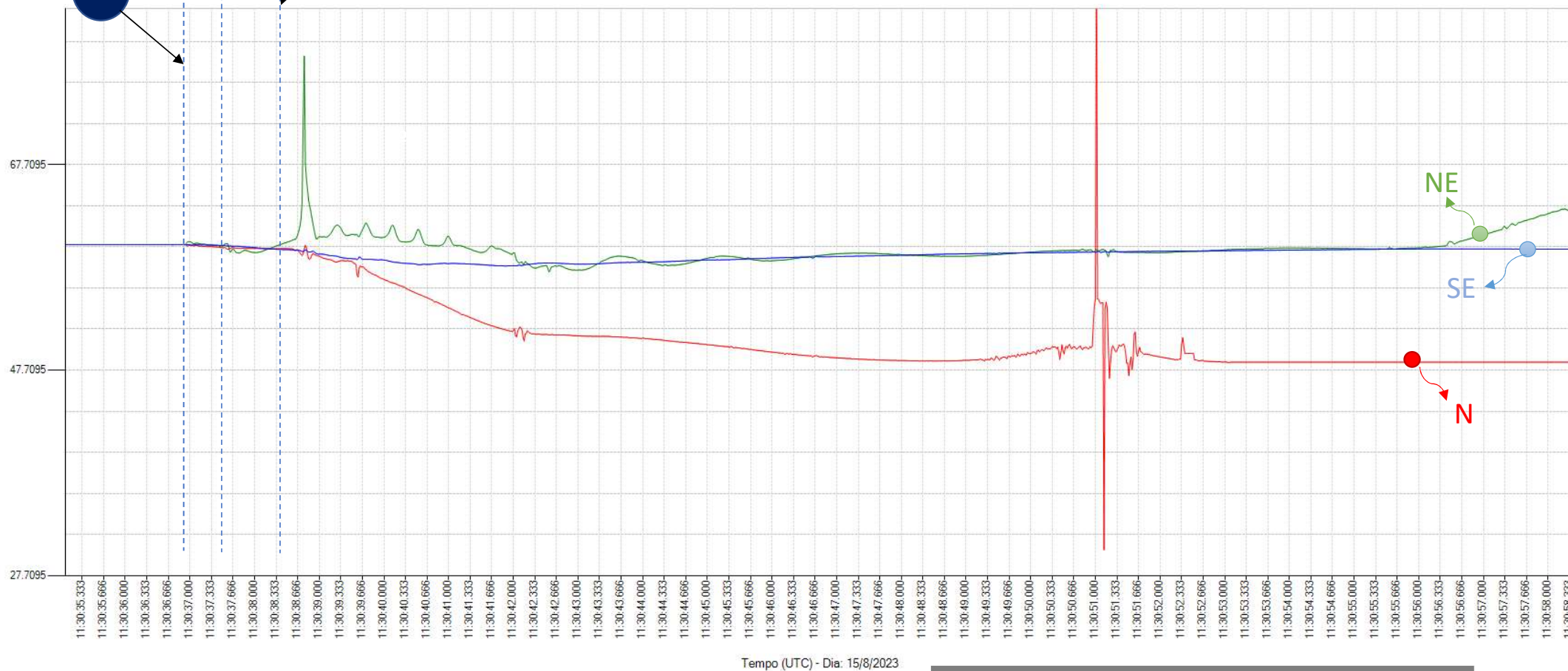
LT 500 kV Quixadá - Fortaleza

$T_0 = 8:30:36.944$

1º

2º

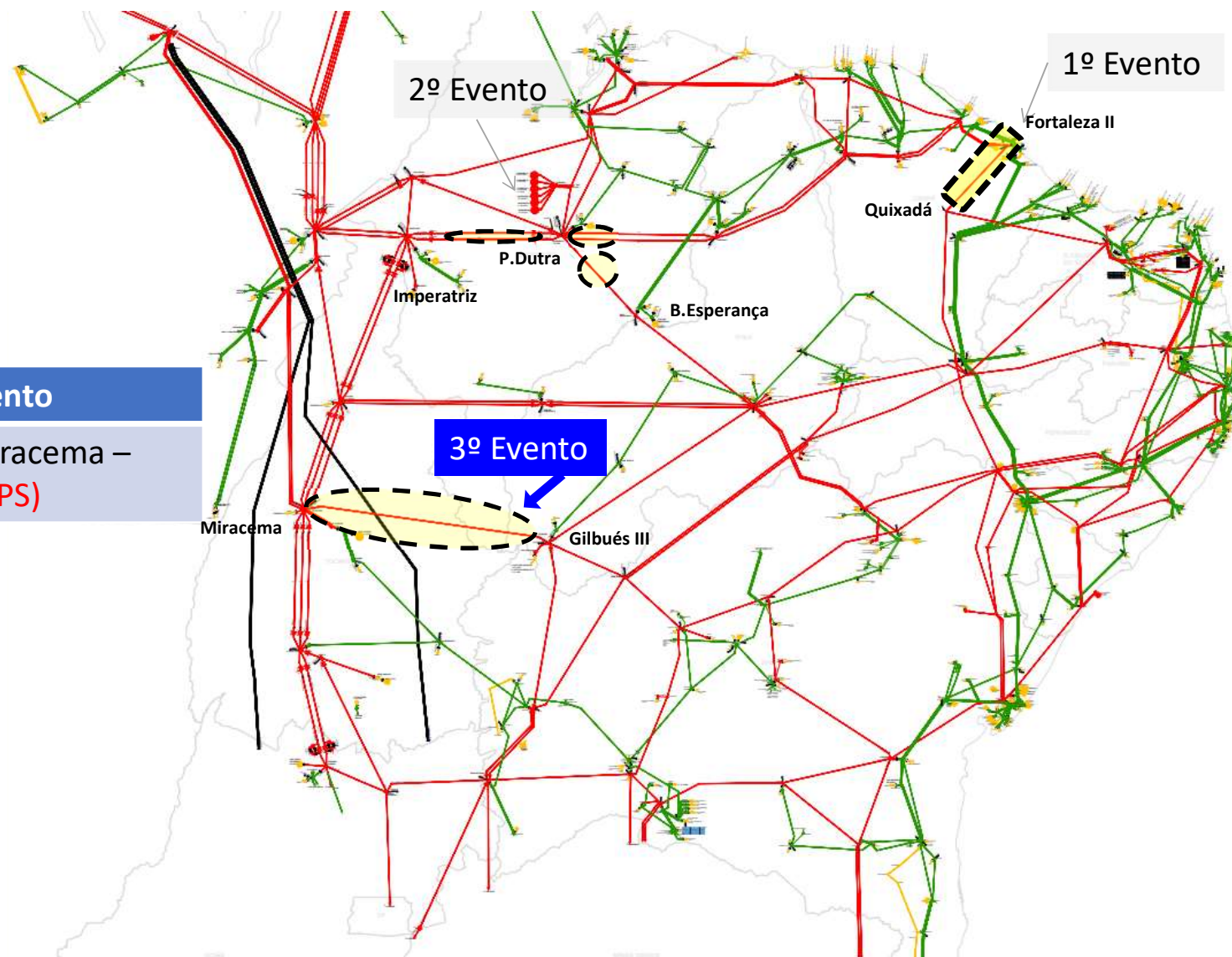
3º



UTC → Coordenadas universais de tempo → Horário de Brasília + 3hs

Principais eventos de separação das Áreas Norte e Nordeste do restante do SIN

$T_0 + 1687 \text{ ms}$



Tempo

Evento

8h30min38,633s

LT 500 kV Miracema –
Gilbués III (PPS)

PPS LT 500 kV P.DUTRA-BEA → Abre 4 LT 500 kV

T₀ +530ms

LT 500 kV MIRACEMA – GILBUÉS III

T₀ +1687ms

4º EVENTO

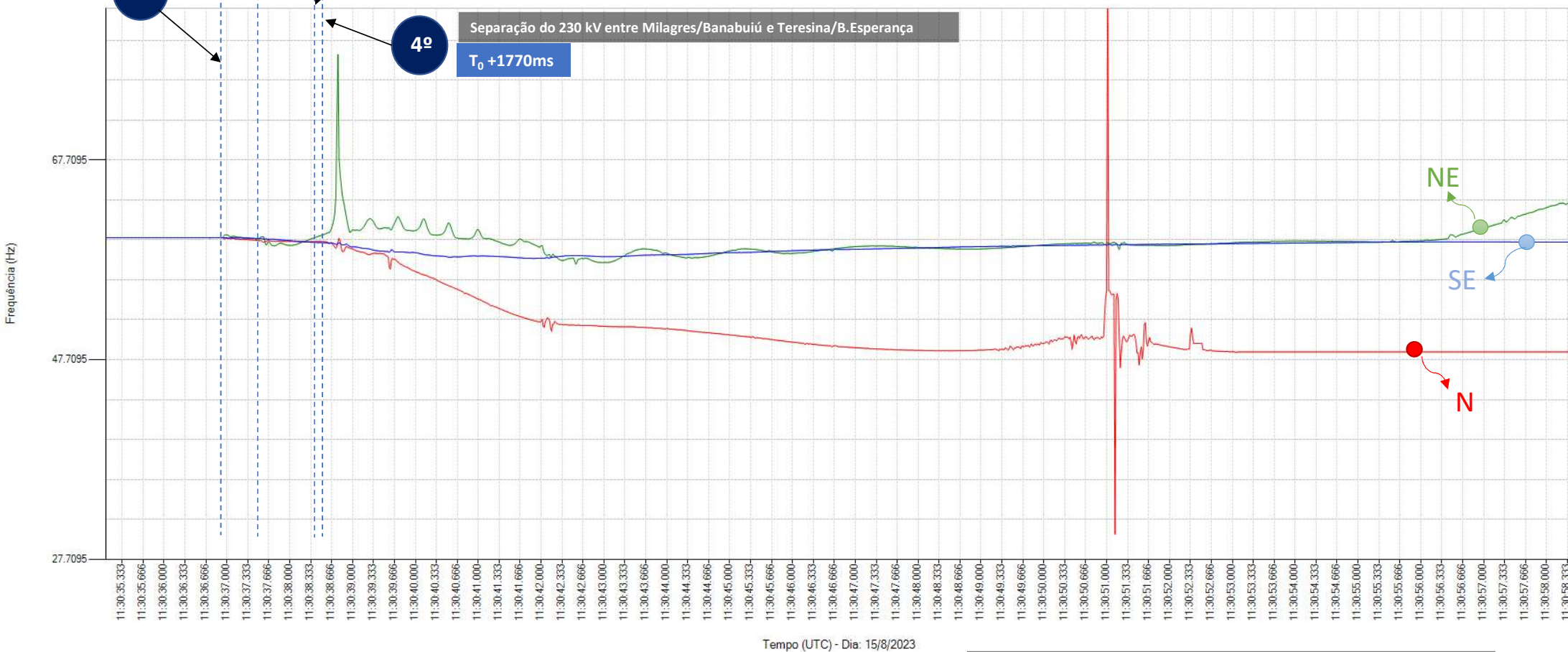
Frequência Norte
Frequência Sudeste
Frequência Nordeste

LT 500 kV Quixadá - Fortaleza

T₀ = 8:30:36.944

Separação do 230 kV entre Milagres/Banabuiú e Teresina/B. Esperança

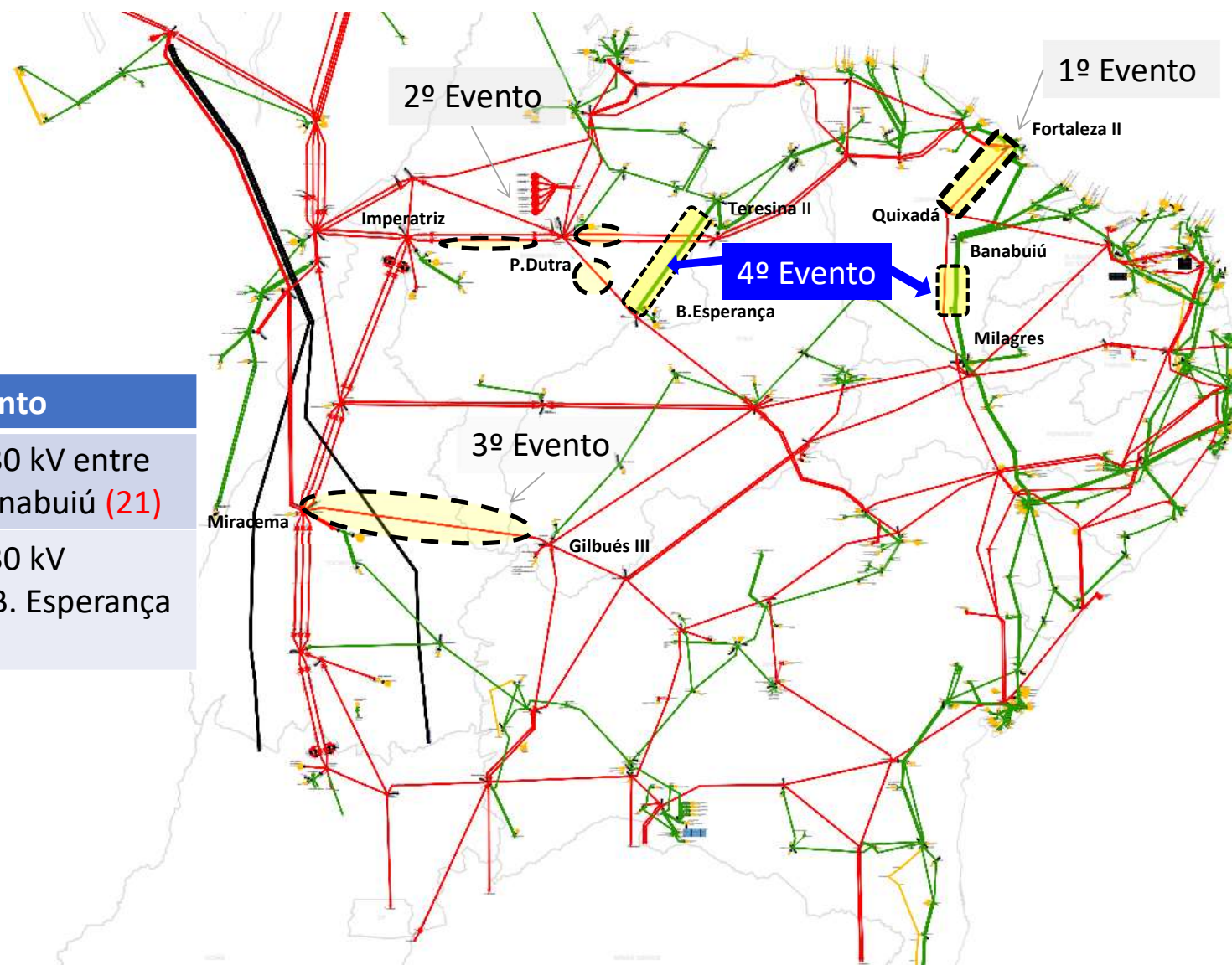
T₀ +1770ms



UTC → Coordenadas universais de tempo → Horário de Brasília + 3hs

Principais eventos de separação das Áreas Norte e Nordeste do restante do SIN

$T_0 + 1770 \text{ ms}$



Tempo

Evento

8h30min38,716s

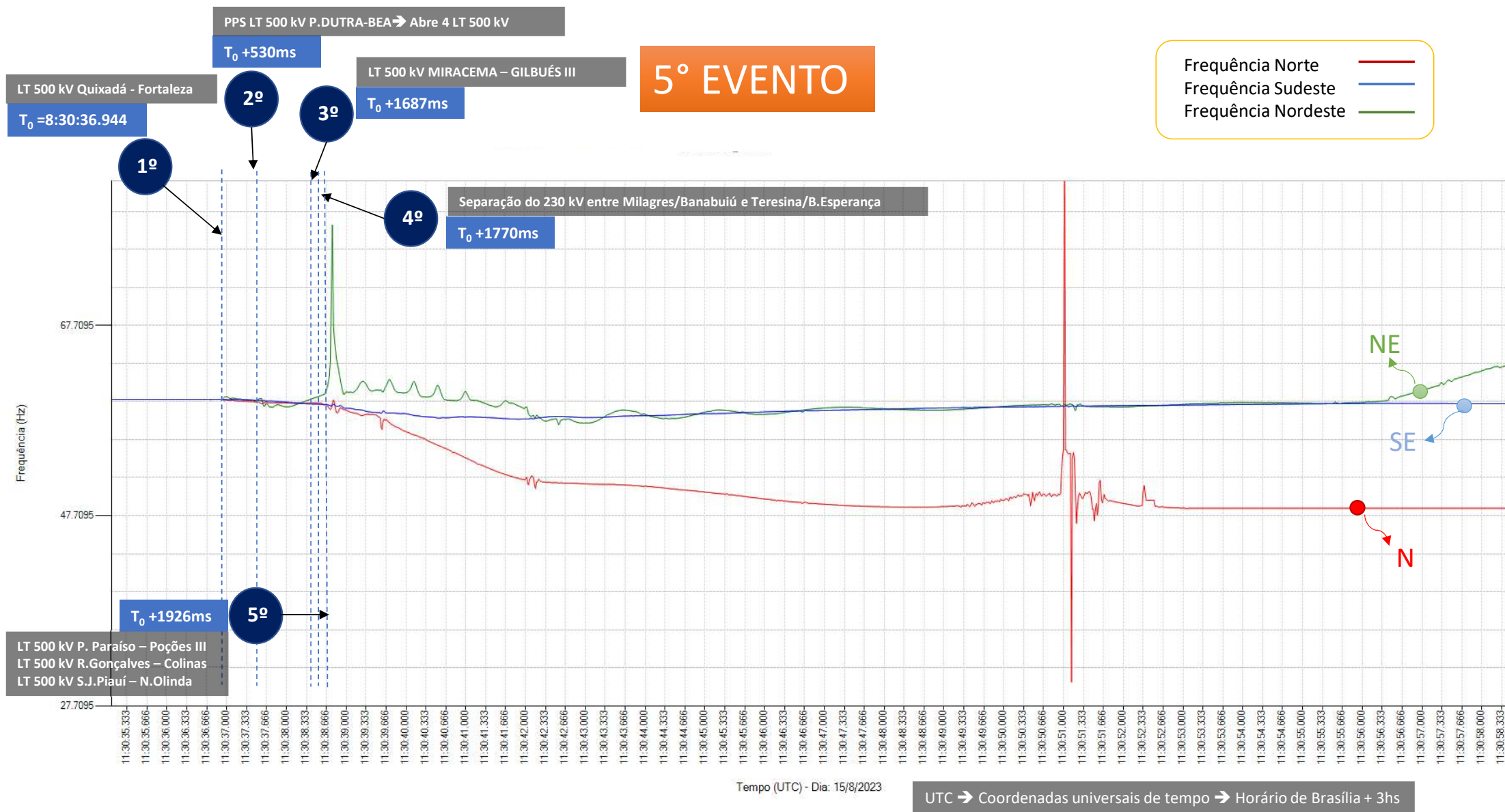
Separação 230 kV entre
Milagres - Banabuiú (21)

8h30min38,737s

Separação 230 kV
Teresina II – B. Esperança
(21)

5º EVENTO

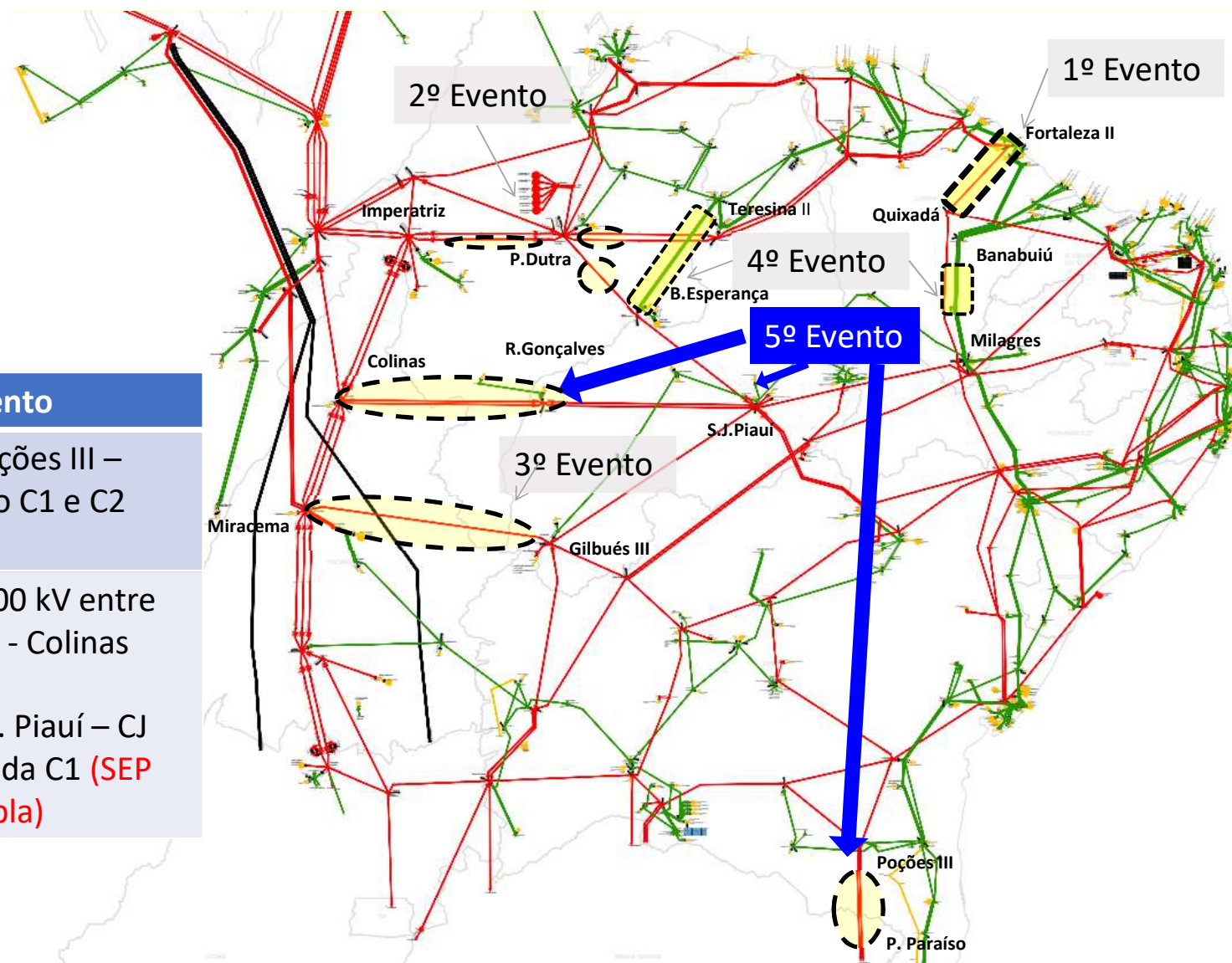
Frequência Norte
Frequência Sudeste
Frequência Nordeste



Principais eventos de separação das Áreas Norte e Nordeste do restante do SIN

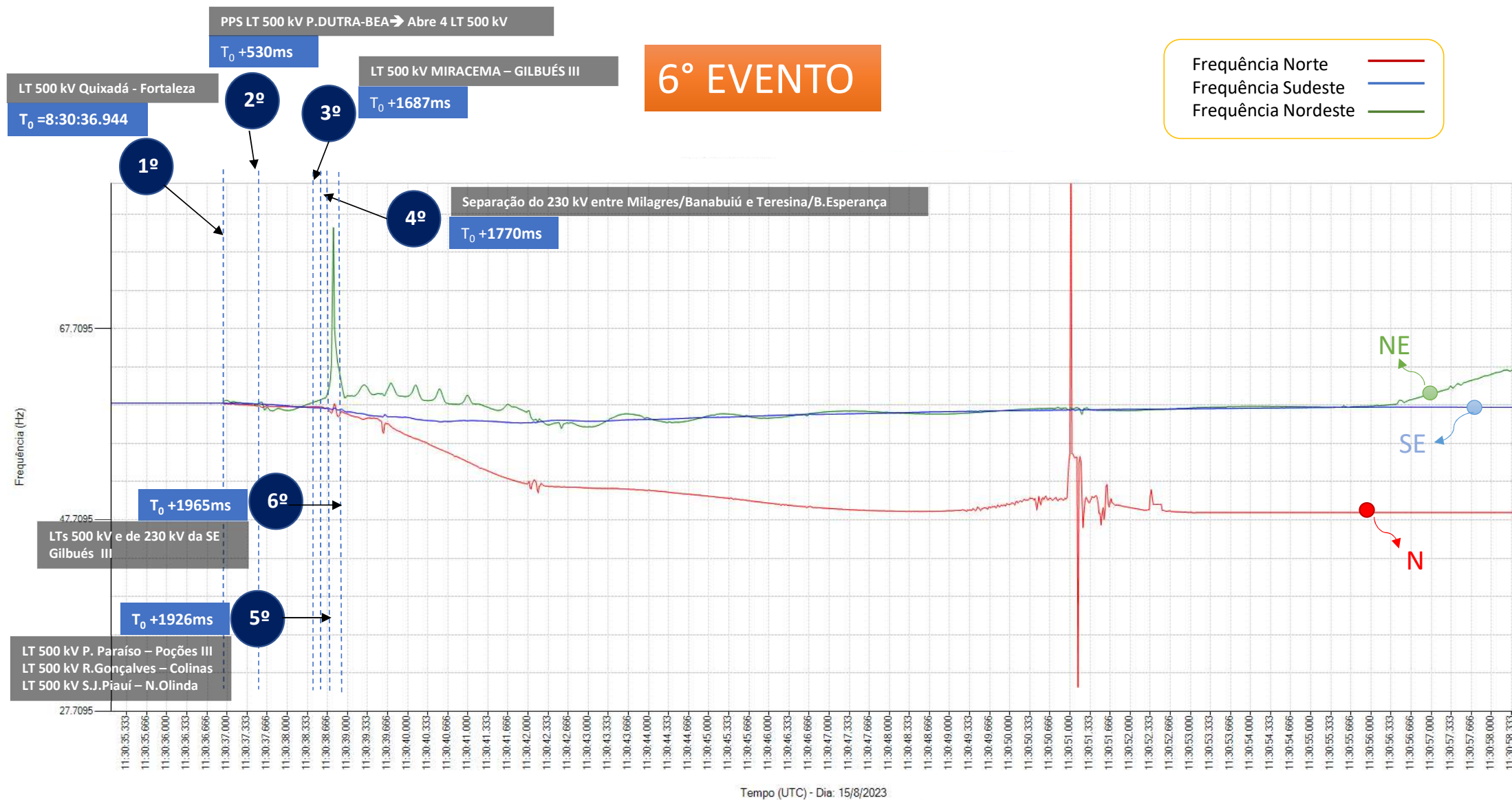
$T_0 + 1926 \text{ ms}$

Tempo	Evento
8h30min38,777s	LT 500 kV Poções III – Padre Paraíso C1 e C2 (PPS)
8h30min38,872s	Separação 500 kV entre R. Gonçalves - Colinas (21) LT 500 kV S.J. Piauí – CJ FV Nova Olinda C1 (SEP de perda dupla)



6º EVENTO

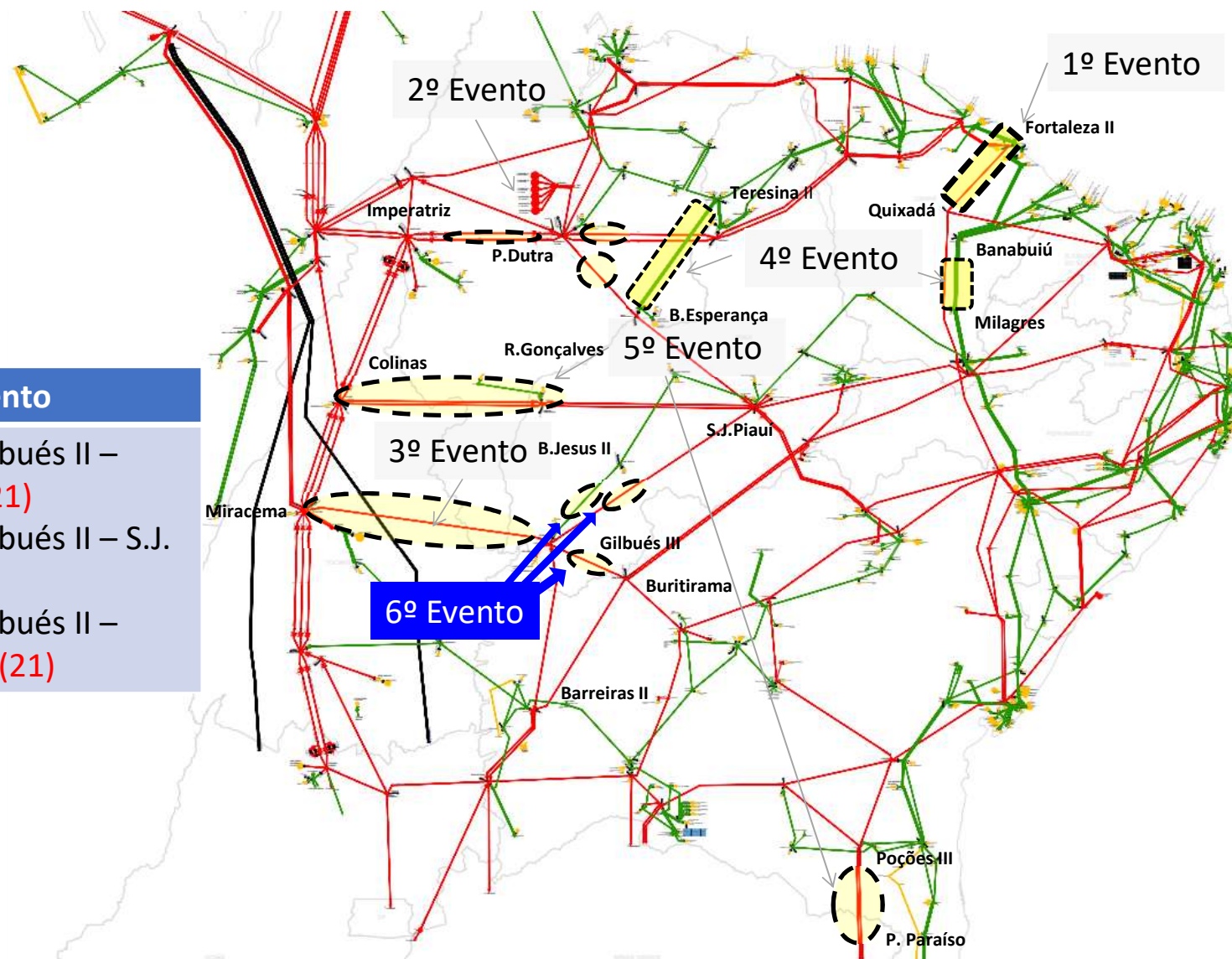
Frequência Norte
Frequência Sudeste
Frequência Nordeste



UTC → Coordenadas universais de tempo → Horário de Brasília + 3hs

Principais eventos de separação das Áreas Norte e Nordeste do restante do SIN

$T_0 + 1965 \text{ ms}$



Tempo

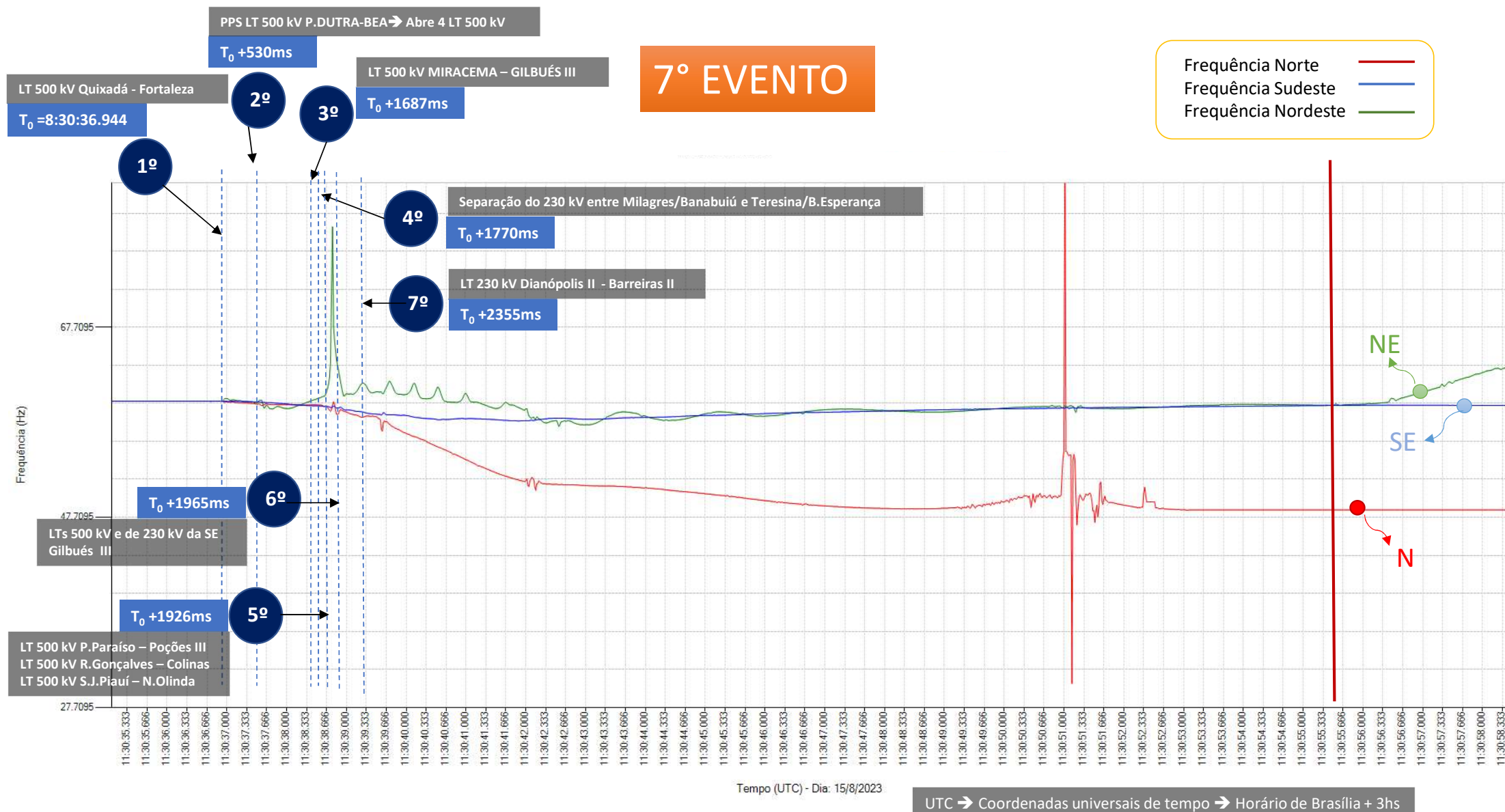
Evento

8h30min38,911s

LT 500 kV Gilbués II –
Buritirama (21)
LT 500 kV Gilbués II – S.J.
Piauí (21)
LT 230 kV Gilbués II –
Bom Jesus II (21)

7º EVENTO

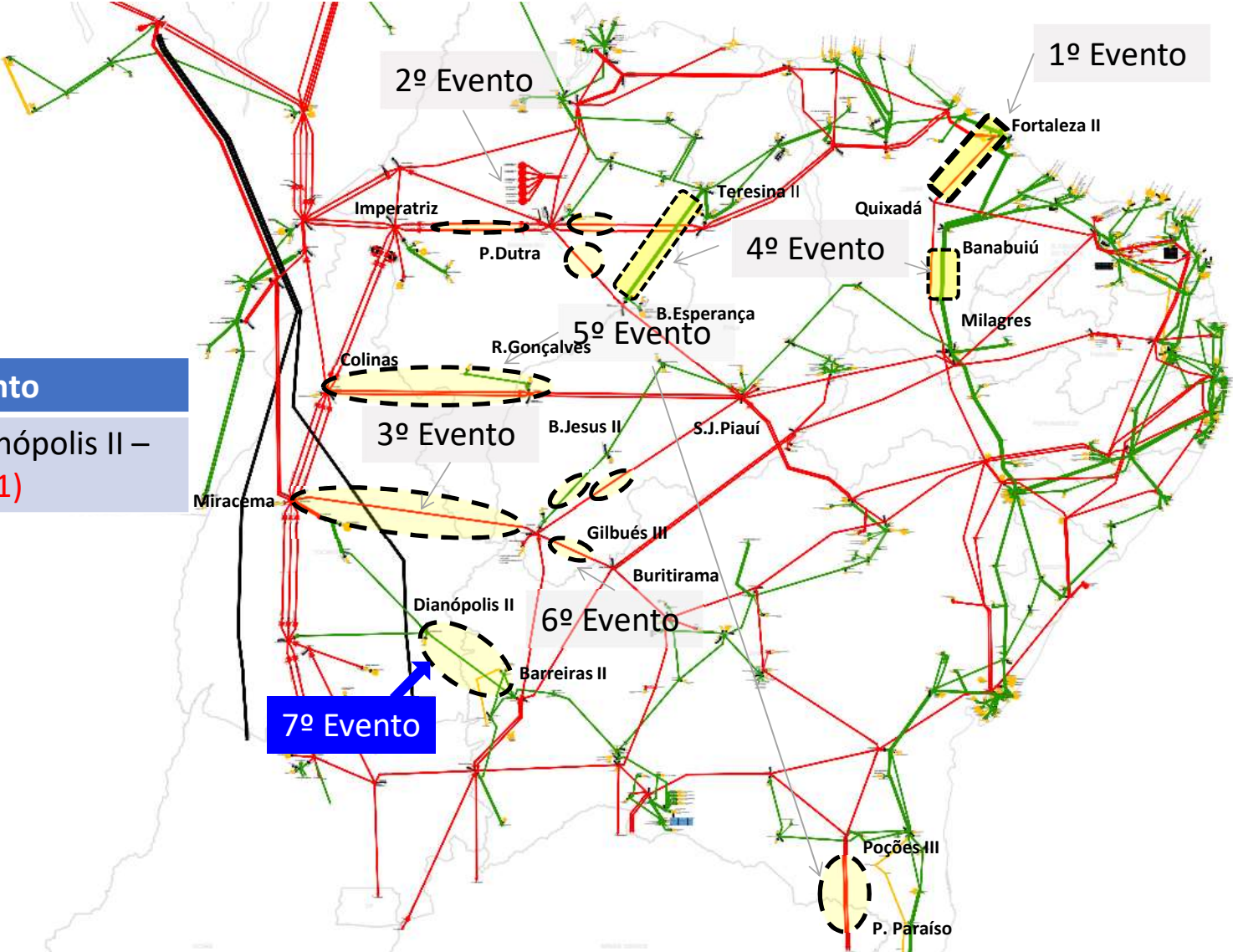
Frequência Norte
Frequência Sudeste
Frequência Nordeste



Principais eventos de separação das Áreas Norte e Nordeste do restante do SIN

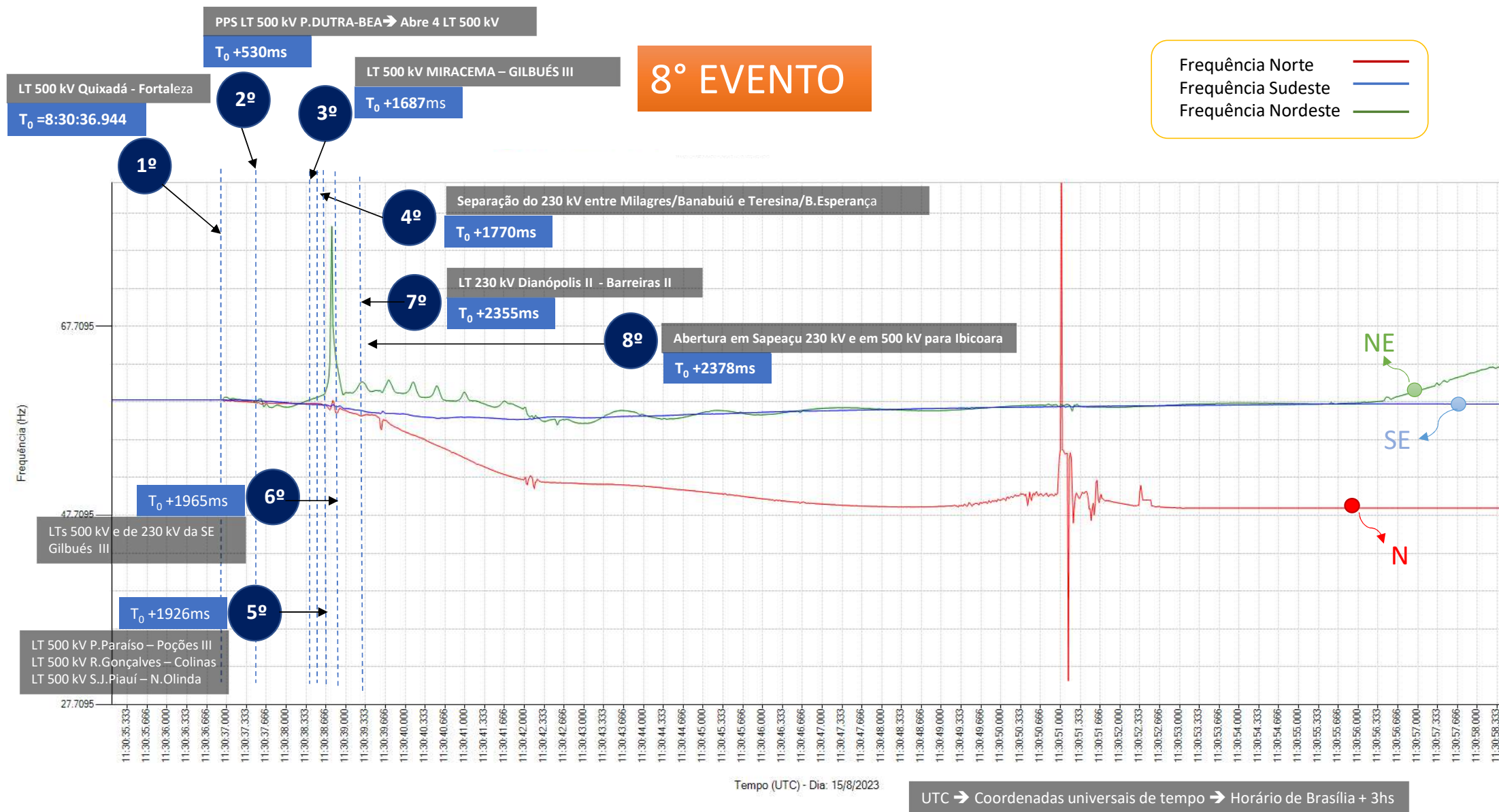
$T_0 + 2355 \text{ ms}$

Tempo	Evento
8h30min39,301s	LT 230 kV Dianópolis II – Barreiras II (21)



8º EVENTO

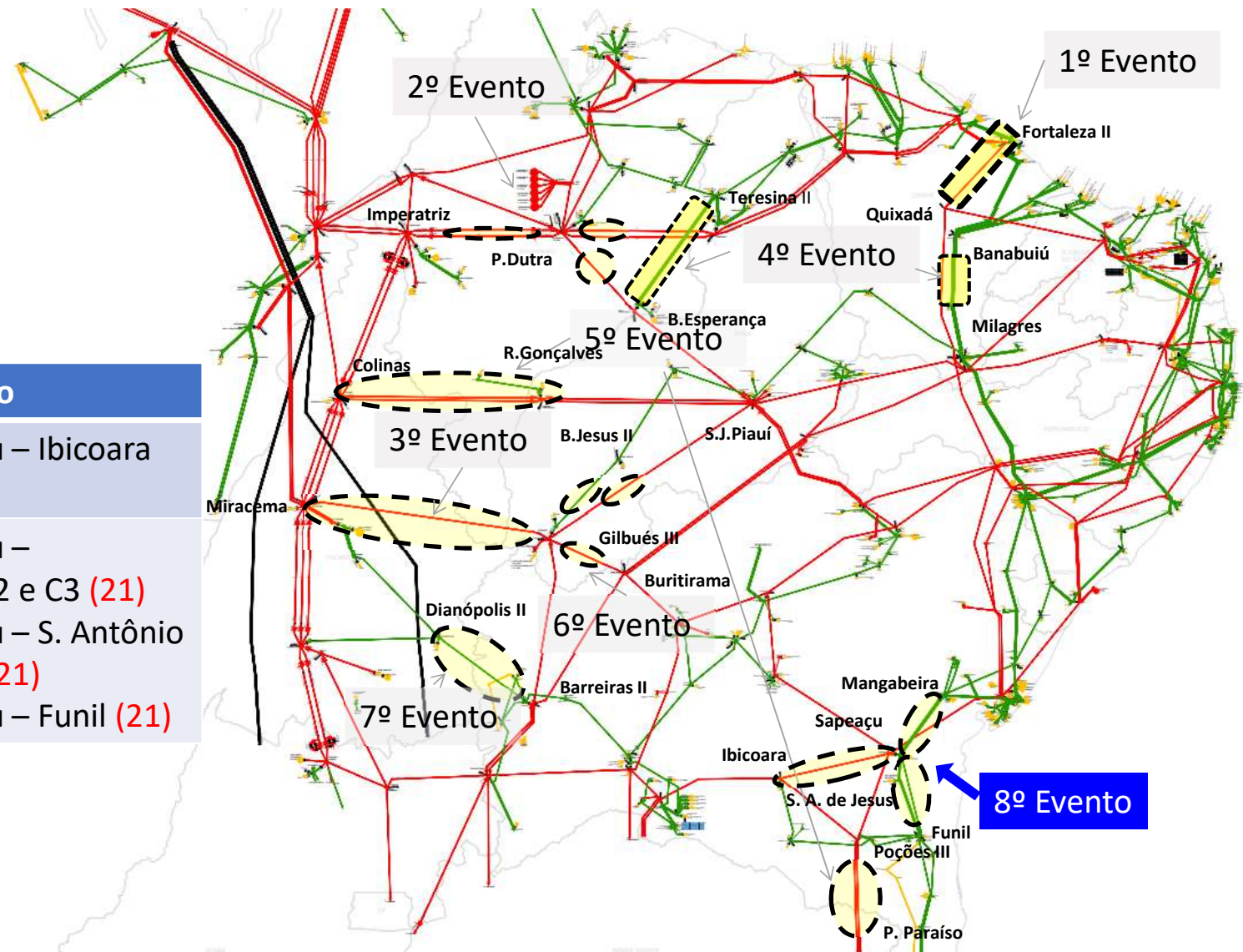
Frequência Norte
Frequência Sudeste
Frequência Nordeste



Principais eventos de Separação das Áreas Norte e Nordeste do restante do SIN

$T_0 + 2407 \text{ ms}$

Tempo	Evento
8h30min39,324s	LT 500 kV Sapeaçu – Ibicoara (21)
8h30min39,353s	LT 230 kV Sapeaçu – Mangabeira C1, C2 e C3 (21) LT 230 kV Sapeaçu – S. Antônio de Jesus C1 e C2 (21) LT 230 kV Sapeaçu – Funil (21)



9º EVENTO

Frequência Norte
Frequência Sudeste
Frequência Nordeste

PPS LT 500 kV P.DUTRA-BEA → Abre 4 LT 500 kV

$T_0 + 530\text{ms}$

LT 500 kV MIRACEMA – GILBUÉS III

$T_0 + 1687\text{ms}$

LT 500 kV Quixadá - Fortaleza

$T_0 = 8:30:36.944$

SEPARAÇÃO DO SISTEMA N E PARTE DO SISTEMA NE (CEARÁ E PIAUÍ) DO RESTANTE DO SIN

Separação do 230 kV entre Milagres/Banabuiú e Teresina/B. Esperança

$T_0 + 1770\text{ms}$

LT 230 kV Dianópolis II - Barreiras II

$T_0 + 2355\text{ms}$

Abertura em Sapeaçu 230 kV e em 500 kV para Ibicoara

$T_0 + 2378\text{ms}$

Tronco S.Mesa/Gurupi/Miracema ,Gurupi-Peixe II, R.Éguas – B.J. Lapa II

$T_0 + 2639\text{ms}$

LTs 500 kV e de 230 kV da SE
Gilbués III

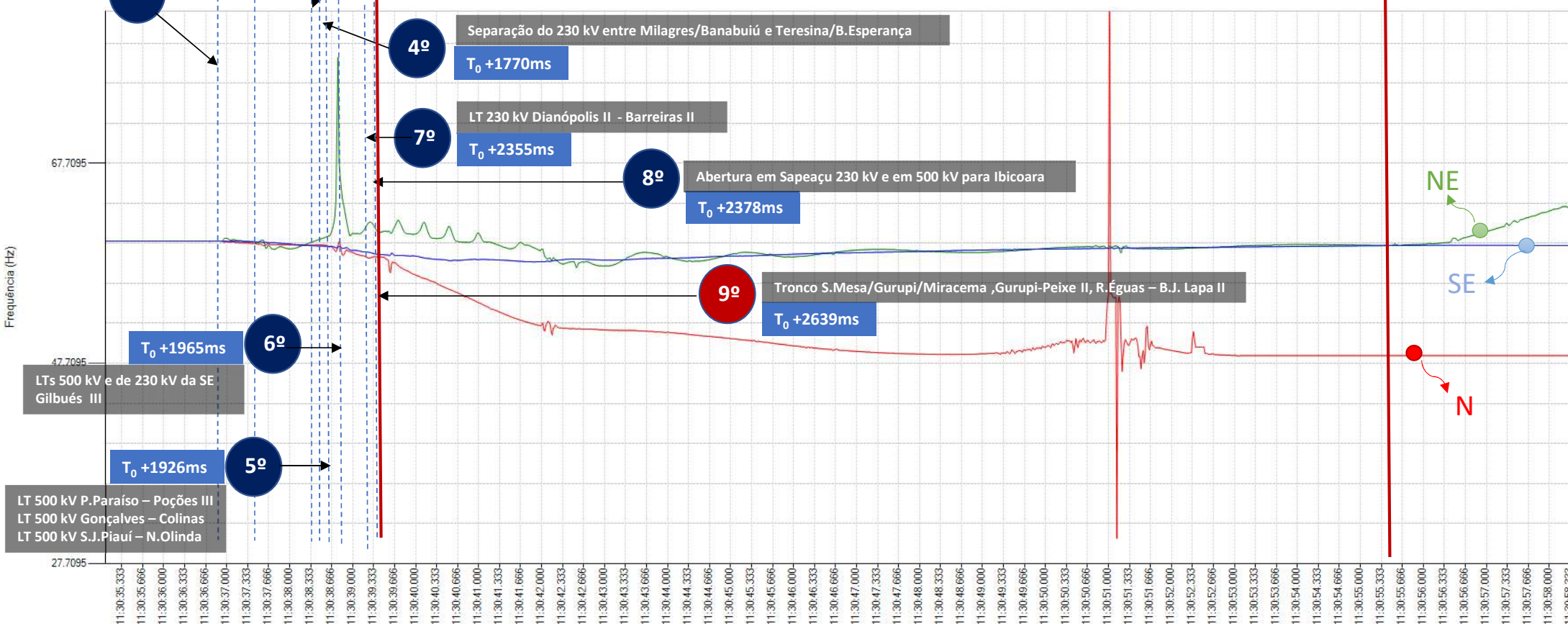
$T_0 + 1965\text{ms}$

LT 500 kV P.Paraíso – Poções III
LT 500 kV Gonçalves – Colinas
LT 500 kV S.J.Piauí – N.Olinda

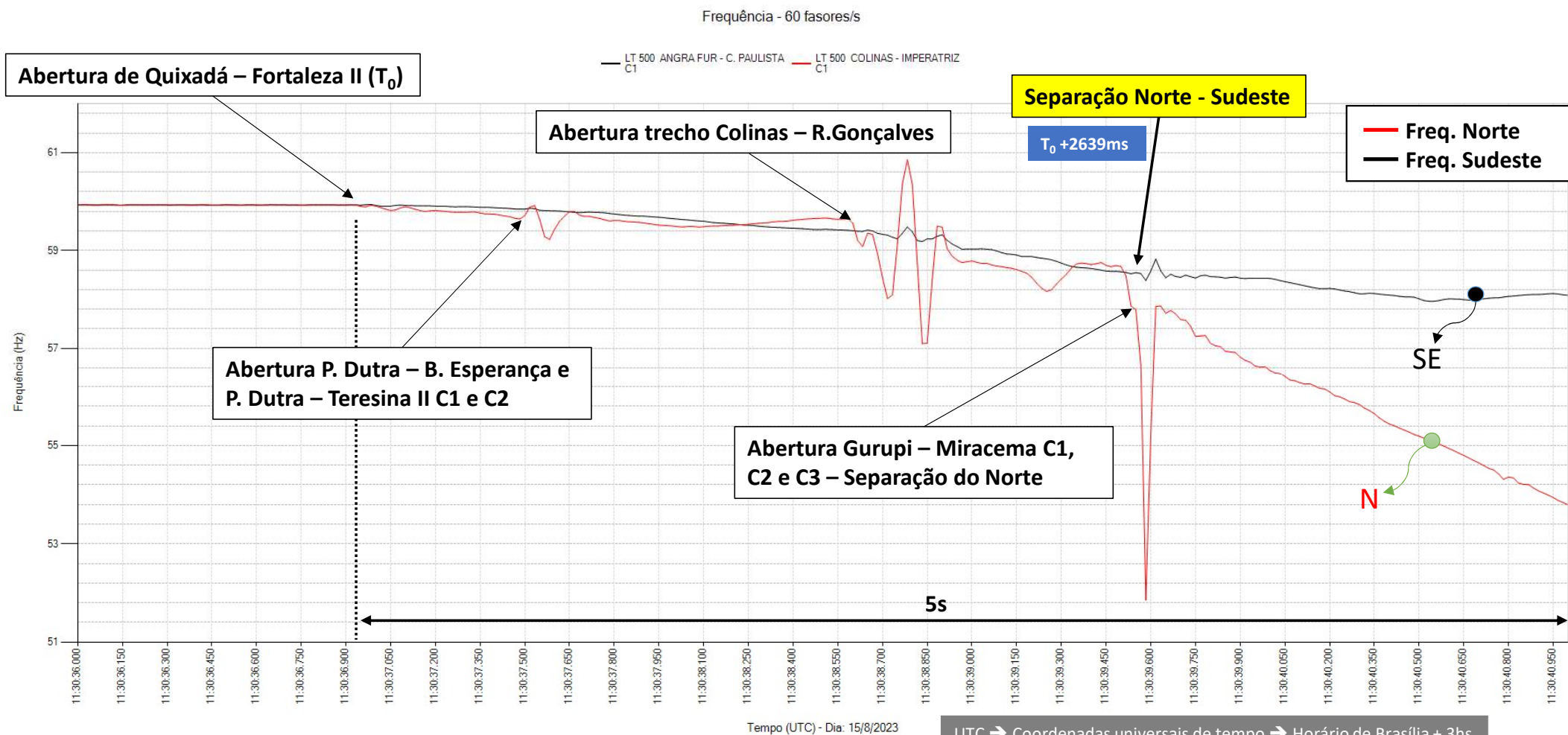
$T_0 + 1926\text{ms}$

Tempo (UTC) - Dia: 15/8/2023

UTC → Coordenadas universais de tempo → Horário de Brasília + 3hs



Separação Norte/Sudeste - PMU

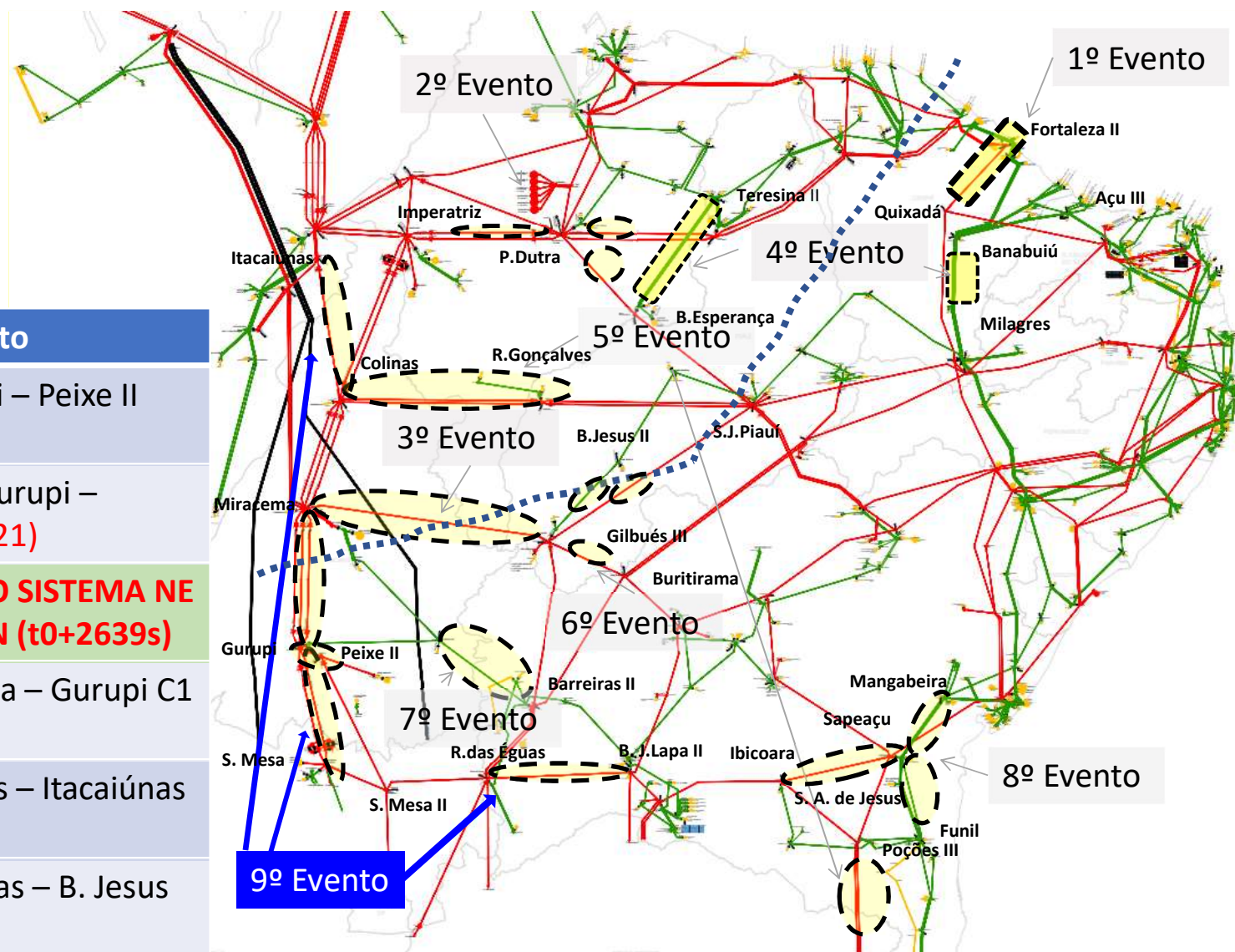


UTC → Coordenadas universais de tempo → Horário de Brasília + 3hs

Principais eventos de separação das Áreas Norte e Nordeste do restante do SIN

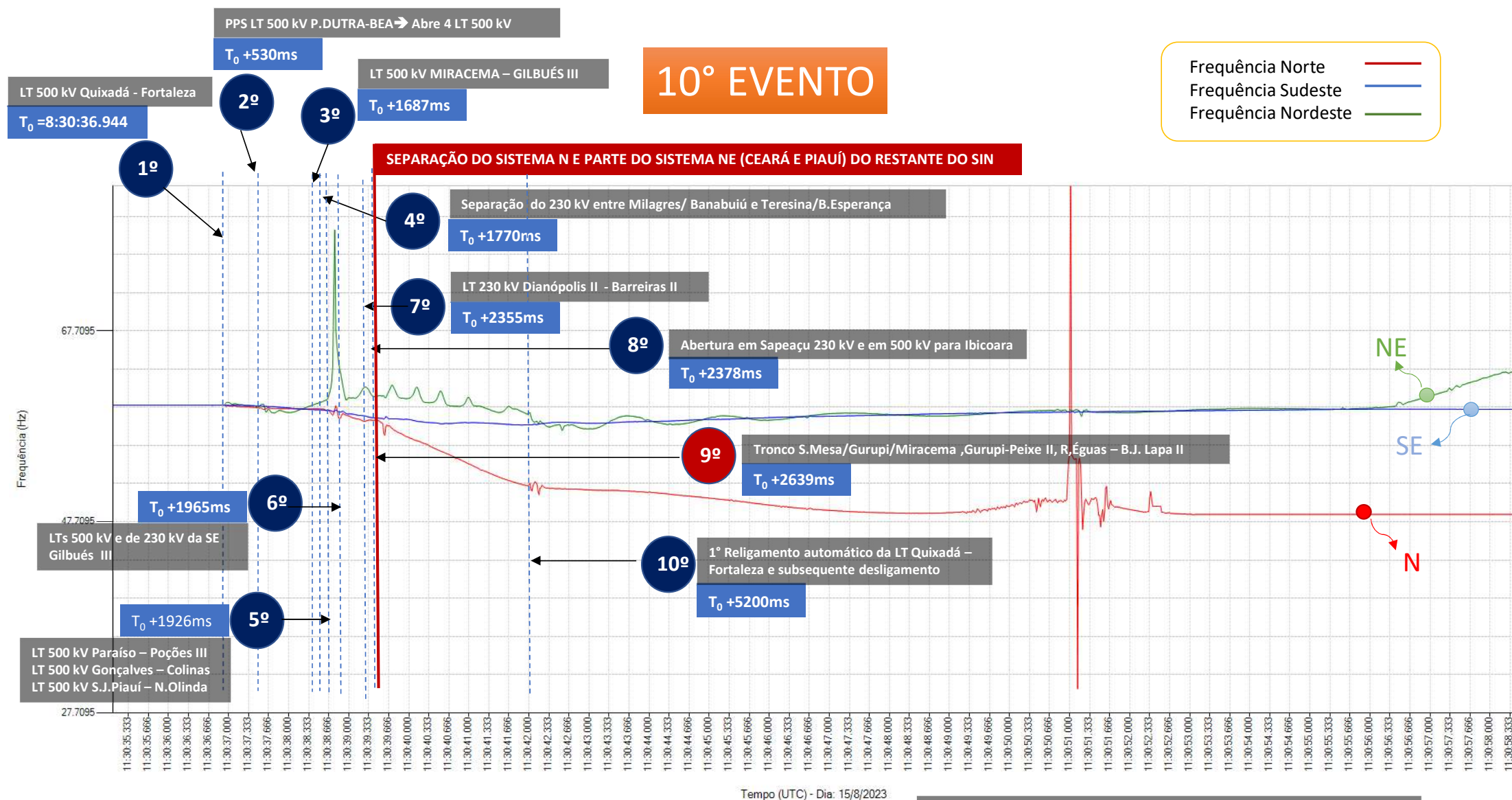
$T_0 + 4057 \text{ ms}$

Tempo	Evento
8h30min39,535s	LT 500 kV Gurupi – Peixe II (21)
8h30min39,585s	Tronco 500 kV Gurupi – Miracema (PPS/21)
SEPARAÇÃO DO SISTEMA N E PARTE DO SISTEMA NE (CEARÁ E PIAUÍ) DO RESTANTE DO SIN ($t_0+2639\text{s}$)	
8h30min39,588s	LT 500 kV S. Mesa – Gurupi C1 e C2 (PPS)
8h30min40,048s	LT 500 kV Colinas – Itacaiúnas (21)
8h30min41,003s	LT 500 kV R. Éguas – B. Jesus da Lapa II (PPS)



10° EVENTO

Frequência Norte —
Frequência Sudeste —
Frequência Nordeste —

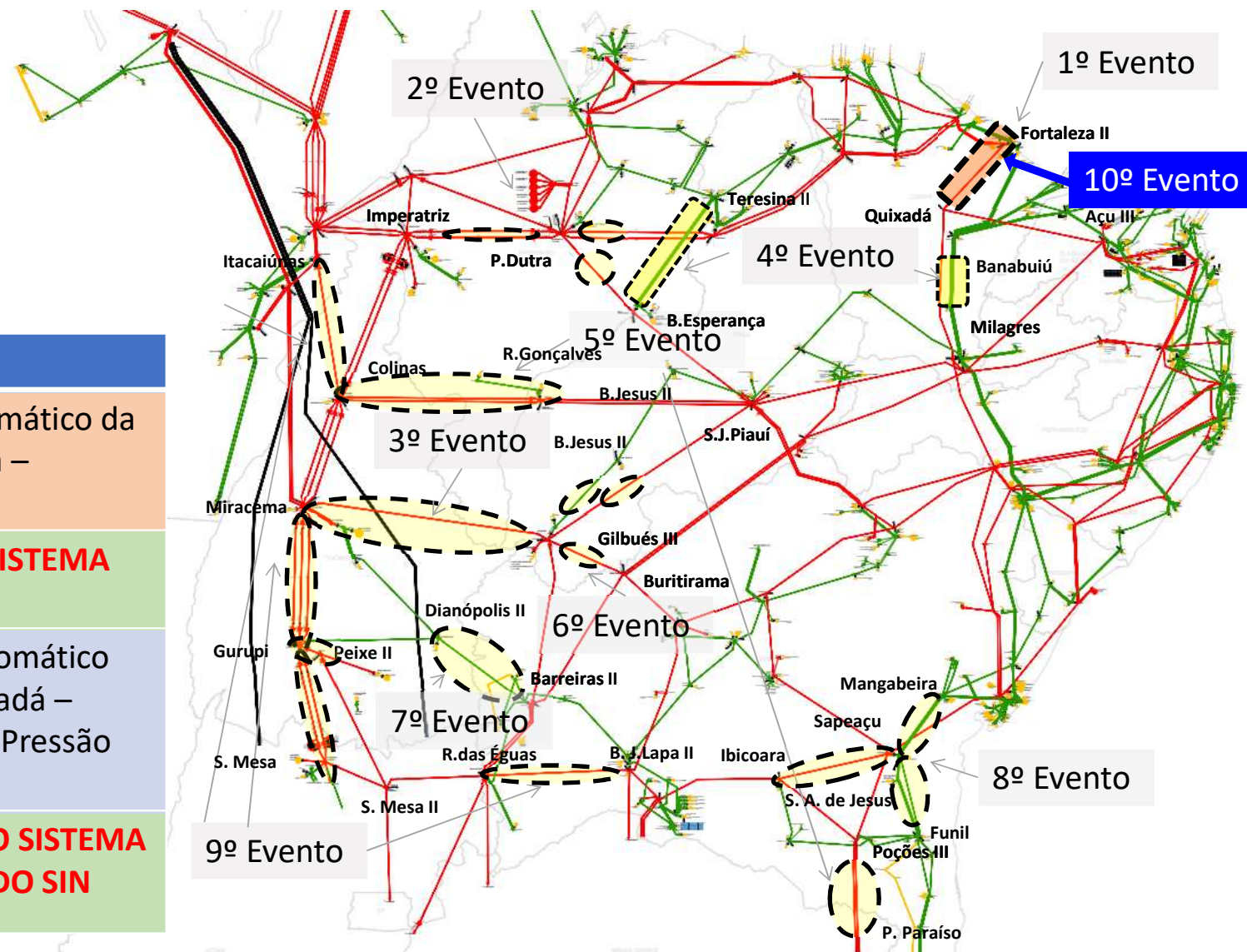


UTC → Coordenadas universais de tempo → Horário de Brasília + 3hs

Principais eventos de Separação das Áreas Norte e Nordeste do restante do SIN

$T_0 + 5200 \text{ ms}$

Tempo	Evento
8h30min41,993s	Religamento automático da LT 500 kV Quixadá – Fortaleza II
RECONECTA O SISTEMA NORTE AO SISTEMA NORDESTE	
8h30min42,146s	Desligamento automático da LT 500 kV Quixadá – Fortaleza II (Baixa Pressão do DJ)
SEPARAÇÃO DO SISTEMA N E PARTE DO SISTEMA NE (CEARÁ E PIAUÍ) DO RESTANTE DO SIN	



11° EVENTO

Frequência Norte
Frequência Sudeste
Frequência Nordeste

PPS LT 500 kV P.DUTRA-BEA → Abre 4 LT 500 kV

$T_0 + 530\text{ms}$

LT 500 kV MIRACEMA – GILBUÉS III

$T_0 + 1687\text{ms}$

LT 500 kV Quixadá - Fortaleza

$T_0 = 8:30:36.944$

SEPARAÇÃO DO SISTEMA N E PARTE DO SISTEMA NE (CEARÁ E PIAUÍ) DO RESTANTE DO SIN

Separação do 230 kV entre Milagres/ Banabuiú e Teresina/B.Esperança

$T_0 + 1770\text{ms}$

LT 230 kV Dianópolis II - Barreiras II

$T_0 + 2355\text{ms}$

Abertura em Sapeaçu 230 kV e em 500 kV para Ibicoara

$T_0 + 2378\text{ms}$

Tronco S.Mesa/Gurupi/Miracema , Gurupi-Peixe II, R.Éguas – B.J. Lapa II

$T_0 + 2639\text{ms}$

1° Religamento automático da LT Quixadá – Fortaleza e subsequente desligamento

$T_0 + 5200\text{ms}$

Tronco 500 kV Parnaíba III e conexão 230 kV em Coelho Neto e 2° religamento da LT Quixadá – Fortaleza.

$T_0 + 5241\text{ms}$

Frequência (Hz)

67.7095

47.7095

LTs 500 kV e de 230 kV da SE
Gilbués III

$T_0 + 1965\text{ms}$

$T_0 + 1926\text{ms}$

LT 500 kV Paraíso – Poções III
LT 500 kV Gonçalves – Colinas
LT 500 kV S.J.Piauí – N.Olinda

27.7095

11:30:35.333 11:30:35.666 11:30:36.000 11:30:36.333 11:30:36.666 11:30:37.000 11:30:37.333 11:30:37.666 11:30:38.000 11:30:38.333 11:30:38.666 11:30:39.000 11:30:39.333 11:30:39.666 11:30:40.000 11:30:40.333 11:30:40.666 11:30:41.000 11:30:41.333 11:30:41.666 11:30:42.000 11:30:42.333 11:30:42.666 11:30:43.000 11:30:43.333 11:30:43.666 11:30:44.000 11:30:44.333 11:30:44.666 11:30:45.000 11:30:45.333 11:30:45.666 11:30:46.000 11:30:46.333 11:30:46.666 11:30:47.000 11:30:47.333 11:30:47.666 11:30:48.000 11:30:48.333 11:30:48.666 11:30:49.000 11:30:49.333 11:30:49.666 11:30:50.000 11:30:50.333 11:30:50.666 11:30:51.000 11:30:51.333 11:30:51.666 11:30:52.000 11:30:52.333 11:30:52.666 11:30:53.000 11:30:53.333 11:30:53.666 11:30:54.000 11:30:54.333 11:30:54.666 11:30:55.000 11:30:55.333 11:30:55.666 11:30:56.000 11:30:56.333 11:30:56.666 11:30:57.000 11:30:57.333 11:30:57.666 11:30:58.000 11:30:58.333

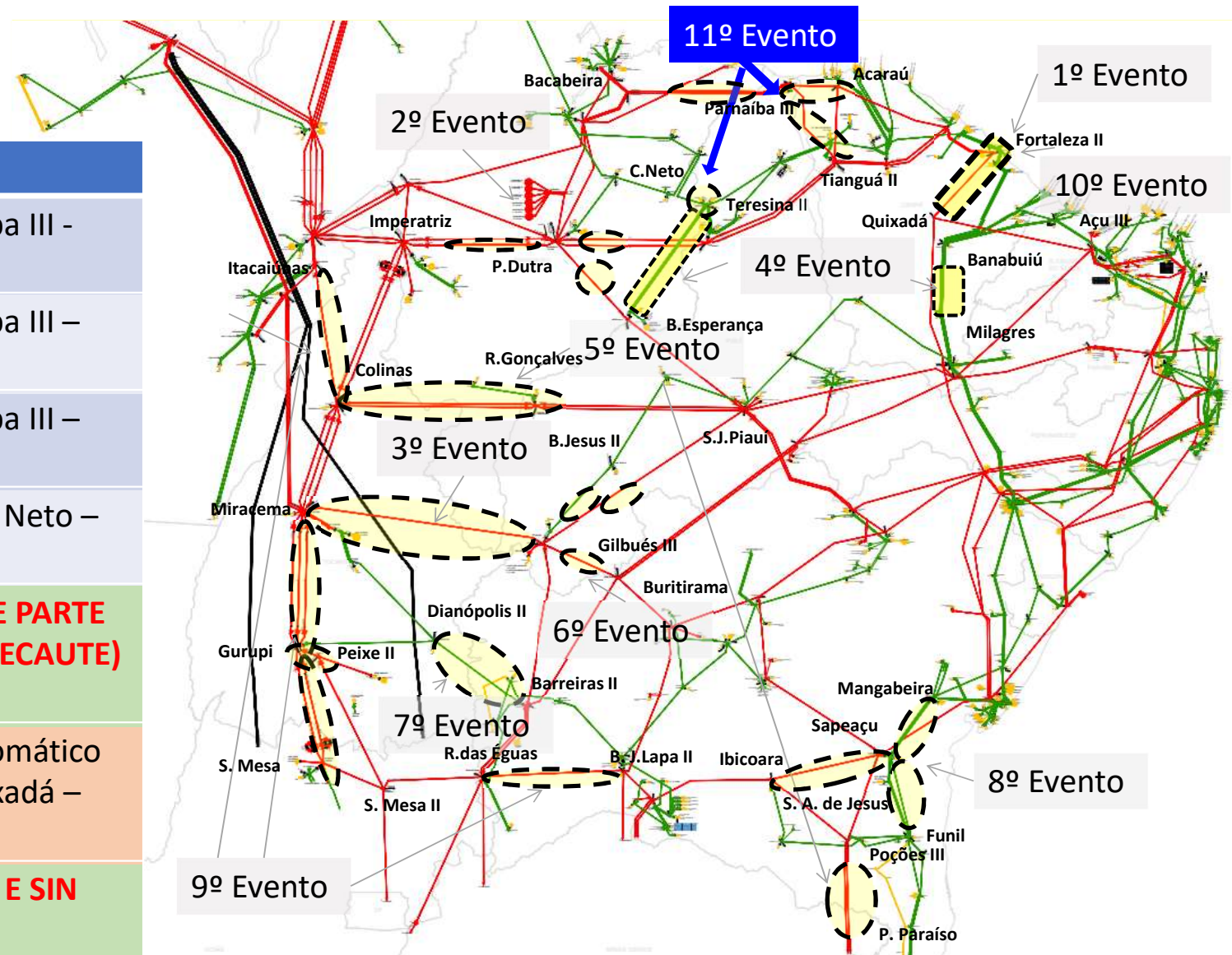
Tempo (UTC) - Dia: 15/8/2023

UTC → Coordenadas universais de tempo → Horário de Brasília + 3hs

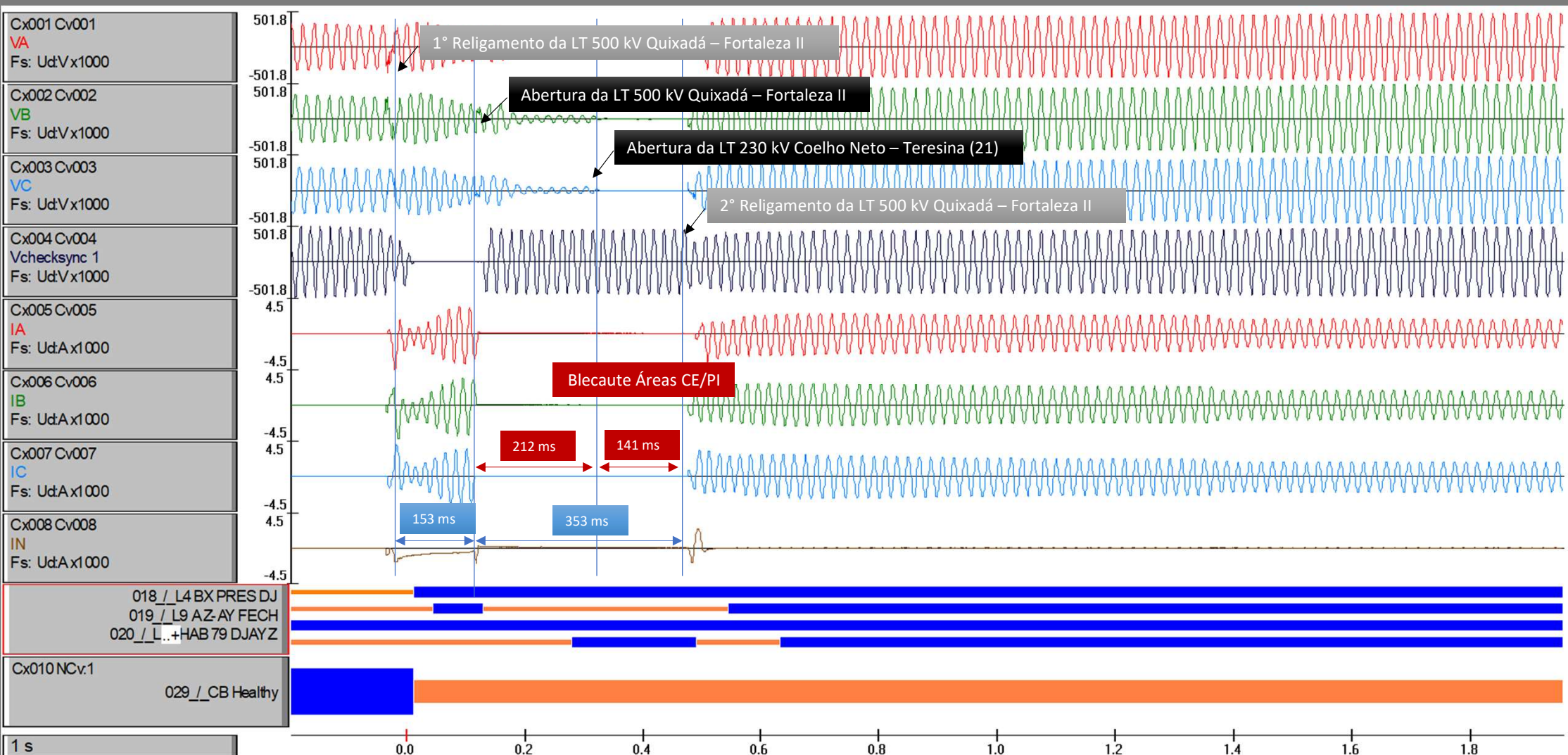
Principais eventos de separação das Áreas Norte e Nordeste do restante do SIN

$T_0 + 5553 \text{ ms}$

Tempo	Evento
8h30min42,184s	LT 500 kV Parnaíba III - Tianguá II (21)
8h30min42,187s	LT 500 kV Parnaíba III - Acaraú (21)
8h30min42,197s	LT 500 kV Parnaíba III - Bacabeira (21)
8h30min42,358s	LT 230 kV Coelho Neto - Teresina (21)
SEPARAÇÃO DO SISTEMA NORTE DE PARTE DO NORDESTE (CEARÁ E PIAUÍ → BLECAUTE) (T_0+5412)	
8h30min42,499s	Religamento automático da LT 500 kV Quixadá - Fortaleza II
RECONECTA CEARÁ/PIAUÍ AO NE E SIN (N OPERA ISOLADO)	

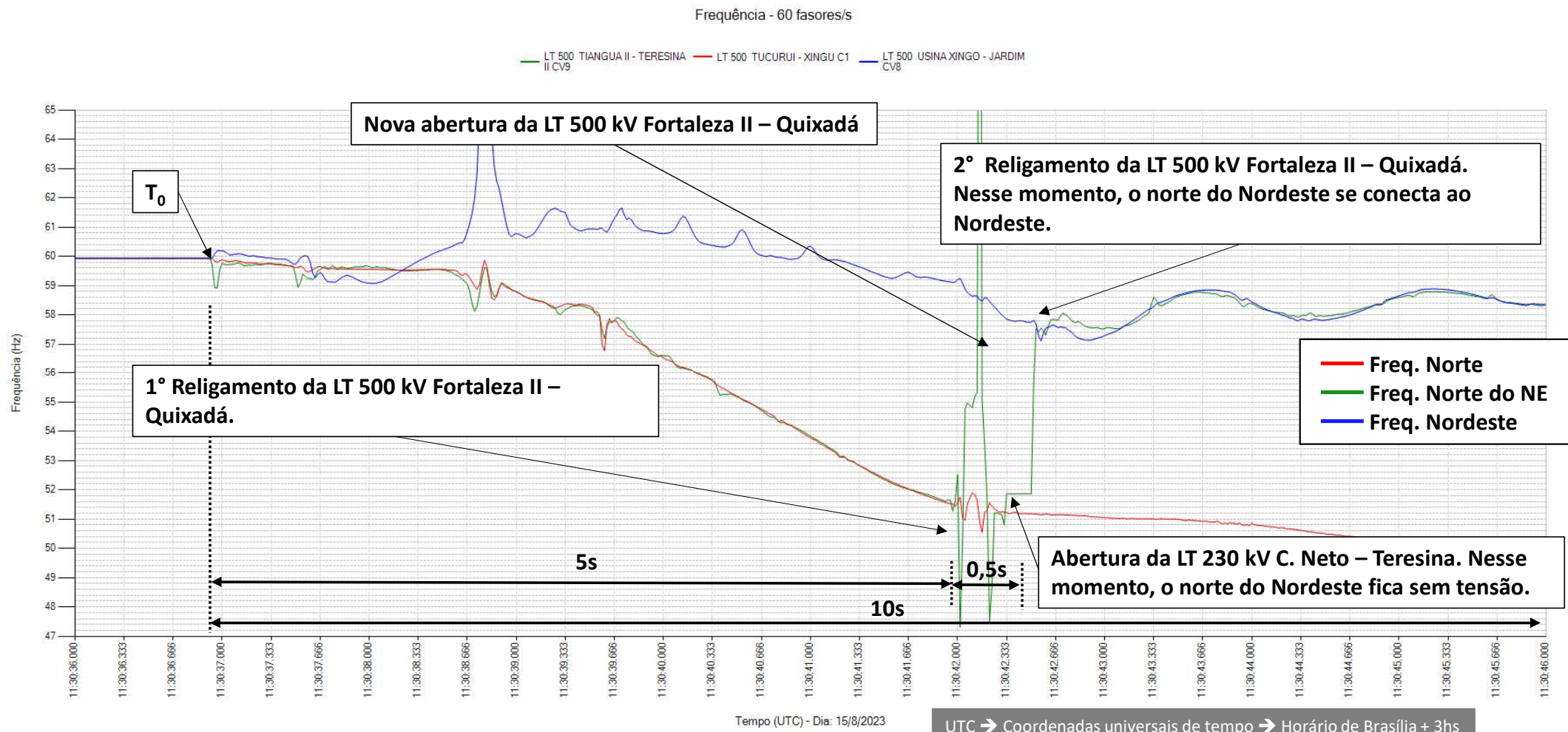


Religamento da LT 500 kV Quixadá – Fortaleza II



Principais eventos de separação das Áreas Norte e Nordeste do restante do SIN

8h30min36s T_0 $T_0 + 10s$ 18,6s



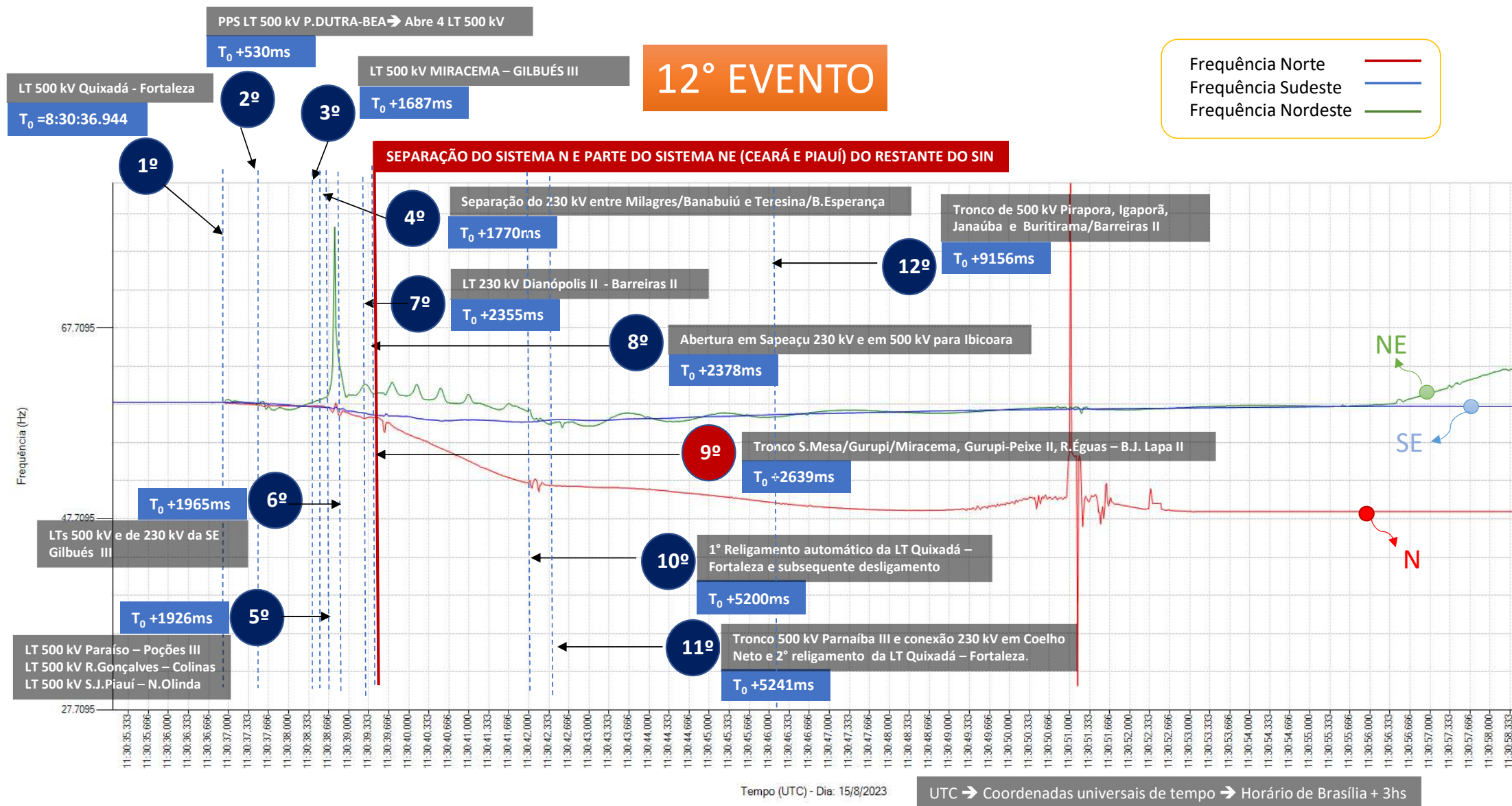
UTC → Coordenadas universais de tempo → Horário de Brasília + 3hs

T1 = 00:00:00.000 T2 = 00:00:00.000

12º EVENTO

Frequência Norte —
Frequência Sudeste —
Frequência Nordeste —

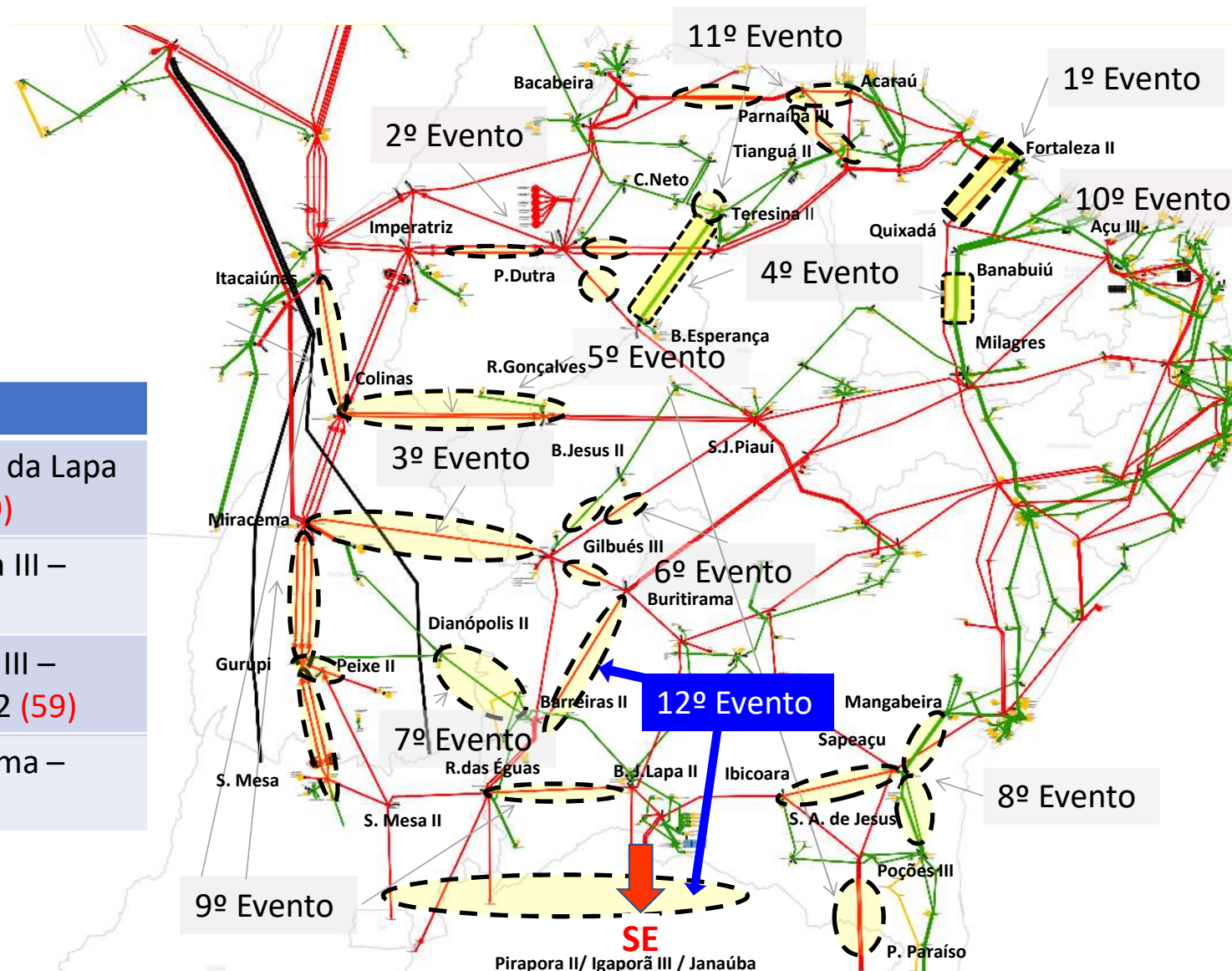
SEPARAÇÃO DO SISTEMA N E PARTE DO SISTEMA NE (CEARÁ E PIAUÍ) DO RESTANTE DO SIN



Principais eventos de separação das Áreas Norte e Nordeste do restante do SIN

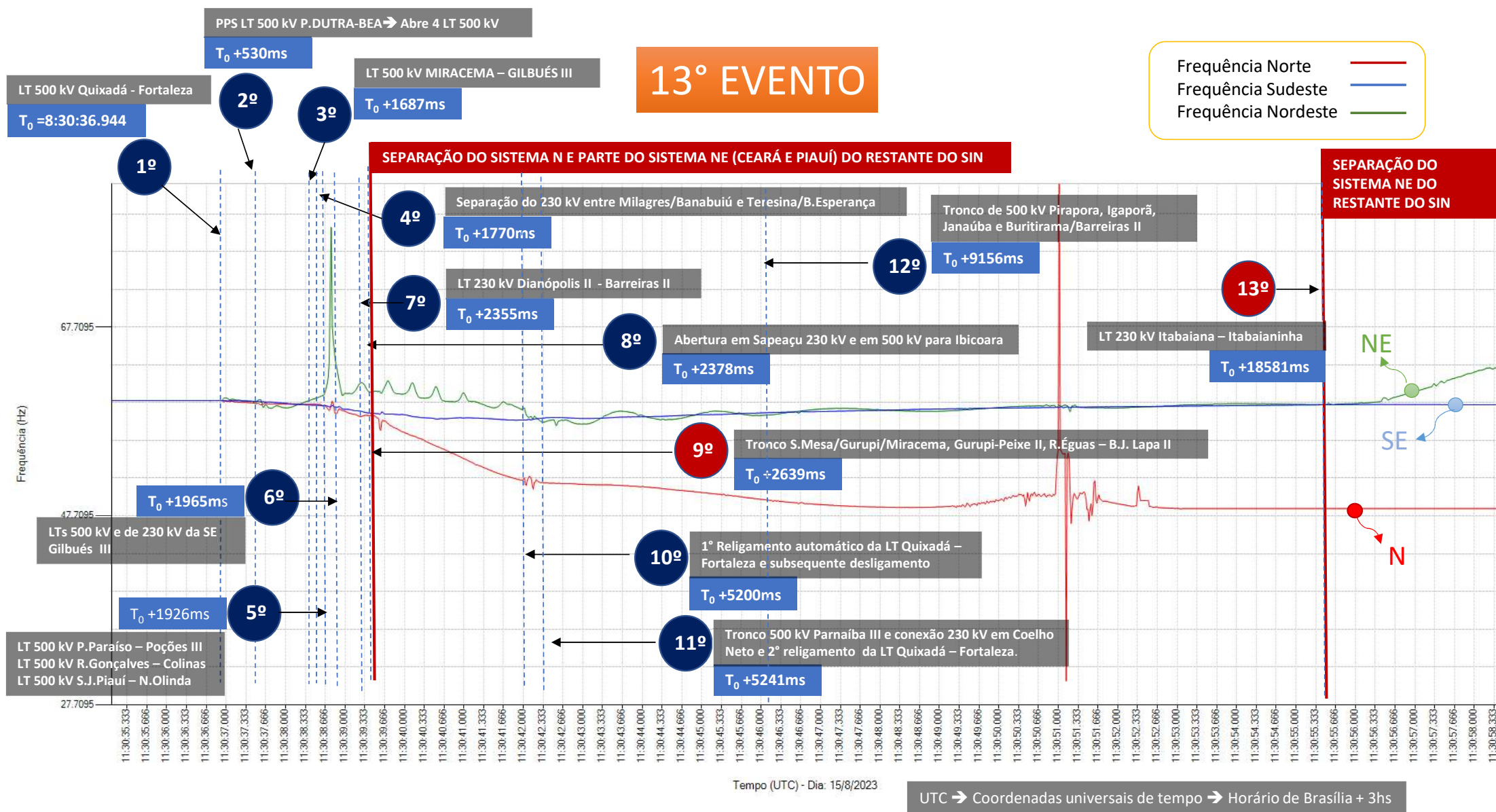
$T_0 + 9156 \text{ ms}$

Tempo	Evento
8h30min43,964s	LT 500 kV B. Jesus da Lapa II – Janaúba III (59)
8h30min45,573s	LT 500 kV Janaúba III – Pirapora II (59)
8h30min46,067s	LT 500 kV Igaporã III – Janaúba III C1 e C2 (59)
8h30min46,102s	LT 500 kV Buritirama – Barreiras II (59)



13º EVENTO

Frequência Norte
Frequência Sudeste
Frequência Nordeste

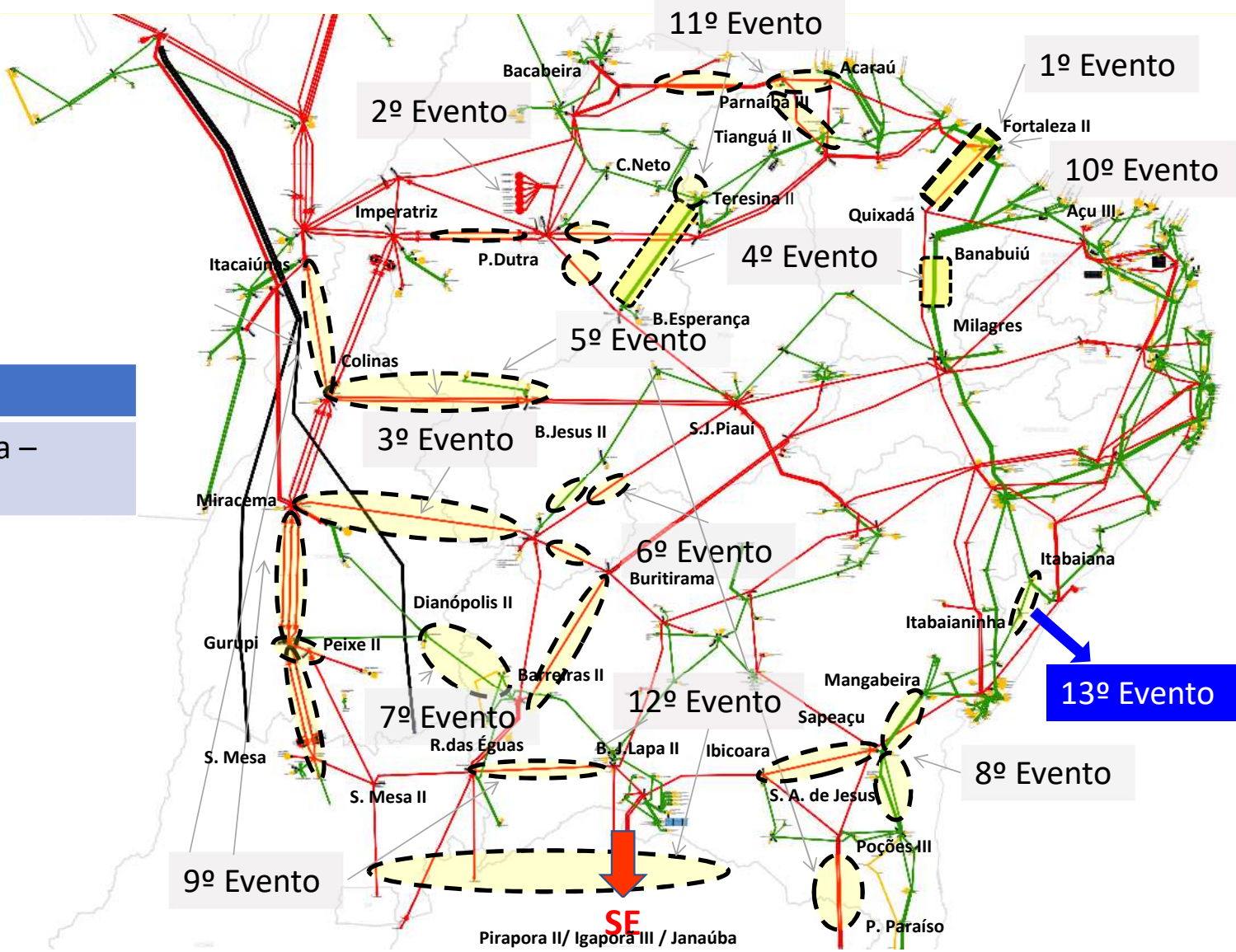


Principais eventos de separação das Áreas Norte e Nordeste do restante do SIN

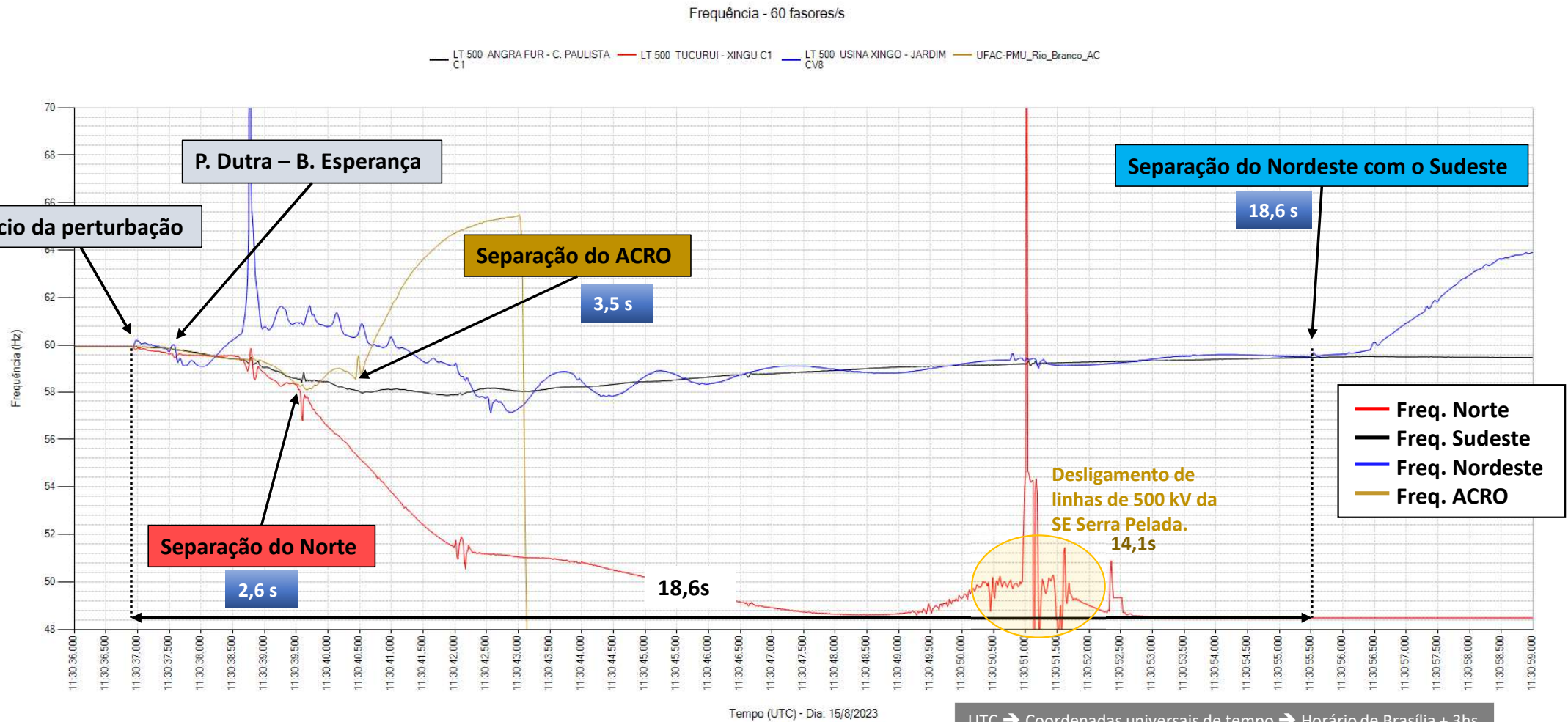
$T_0 + 18581 \text{ ms}$

Tempo	Evento
8h30min55,527s	LT 230 kV Itabaiana – Itabaianinha

SEPARAÇÃO DO SISTEMA NE
DO RESTANTE DO SIN



Separação dos Subsistemas- PMU

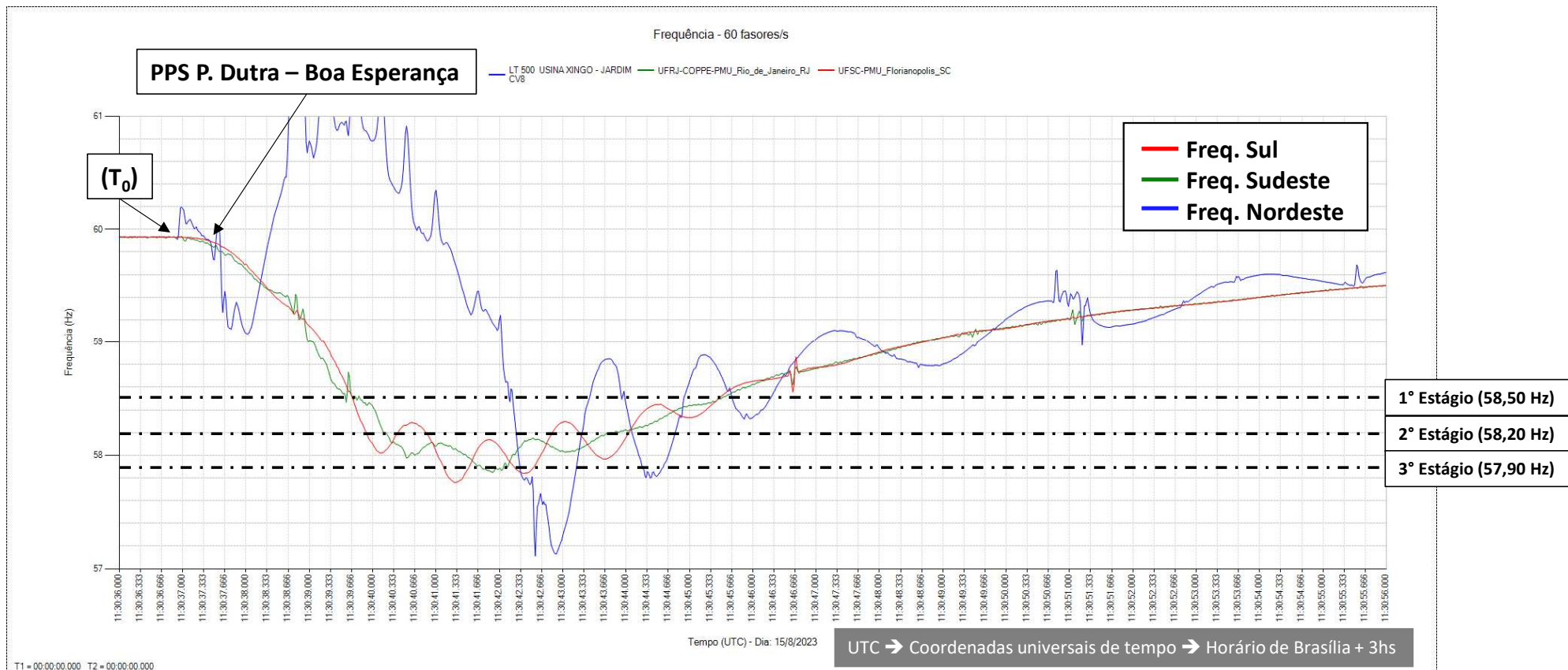


UTC → Coordenadas universais de tempo → Horário de Brasília + 3hs

T1 = 00:00:00.000 T2 = 00:00:00.000

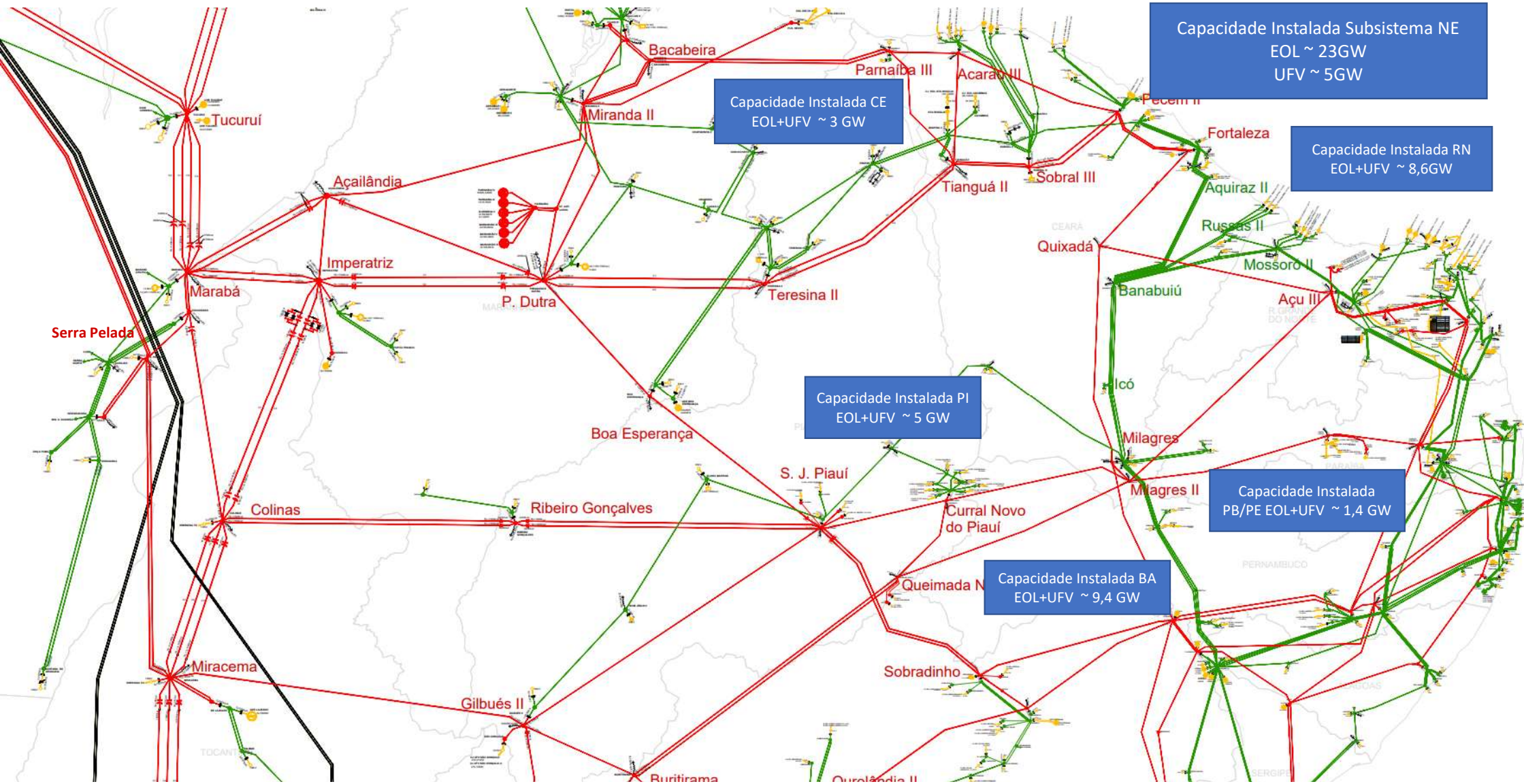
Atuação satisfatória do ERAC

- Durante o evento, foram observados, a partir do comportamento da frequência do SIN, perda de geração. Nesse sentido, em face do déficit de geração experimentado pelo SIN, houve a atuação do Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC) a fim de promover o equilíbrio entre a carga e a geração.
- A análise do desempenho do ERAC será realizada em reunião específica, a ser realizada no dia 01/09.

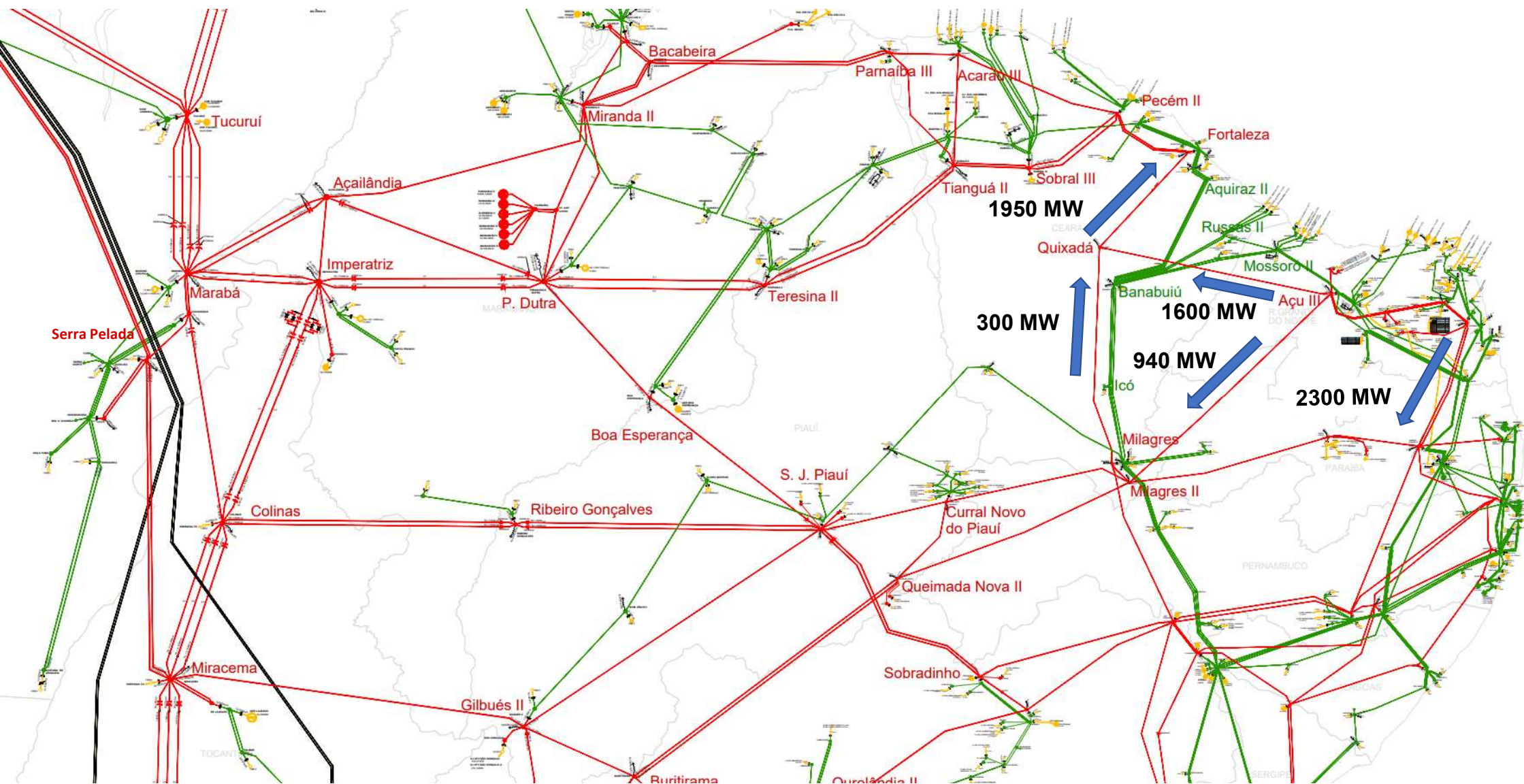


Análise Preliminar do Desempenho Dinâmico

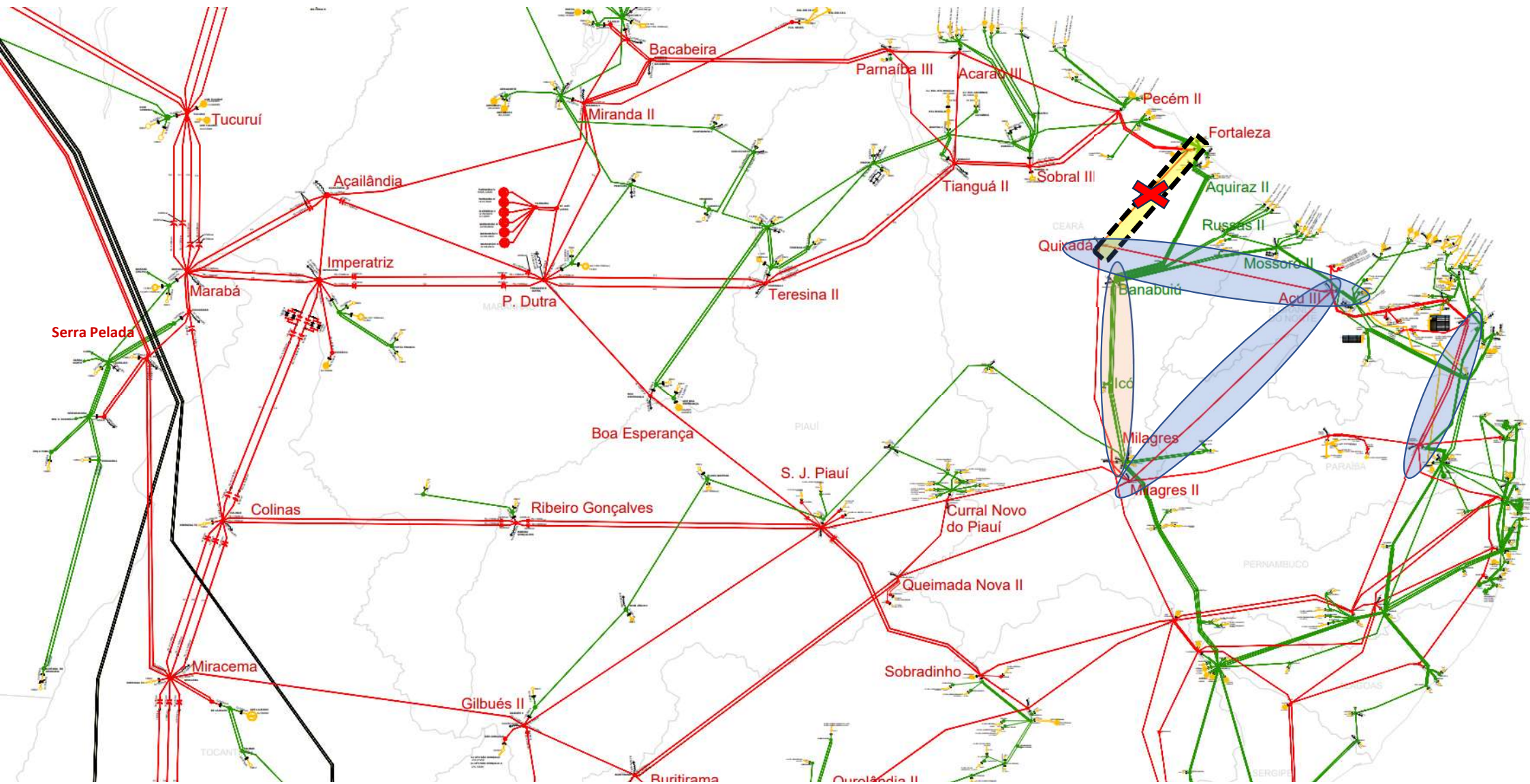
Desempenho Dinâmico do SIN



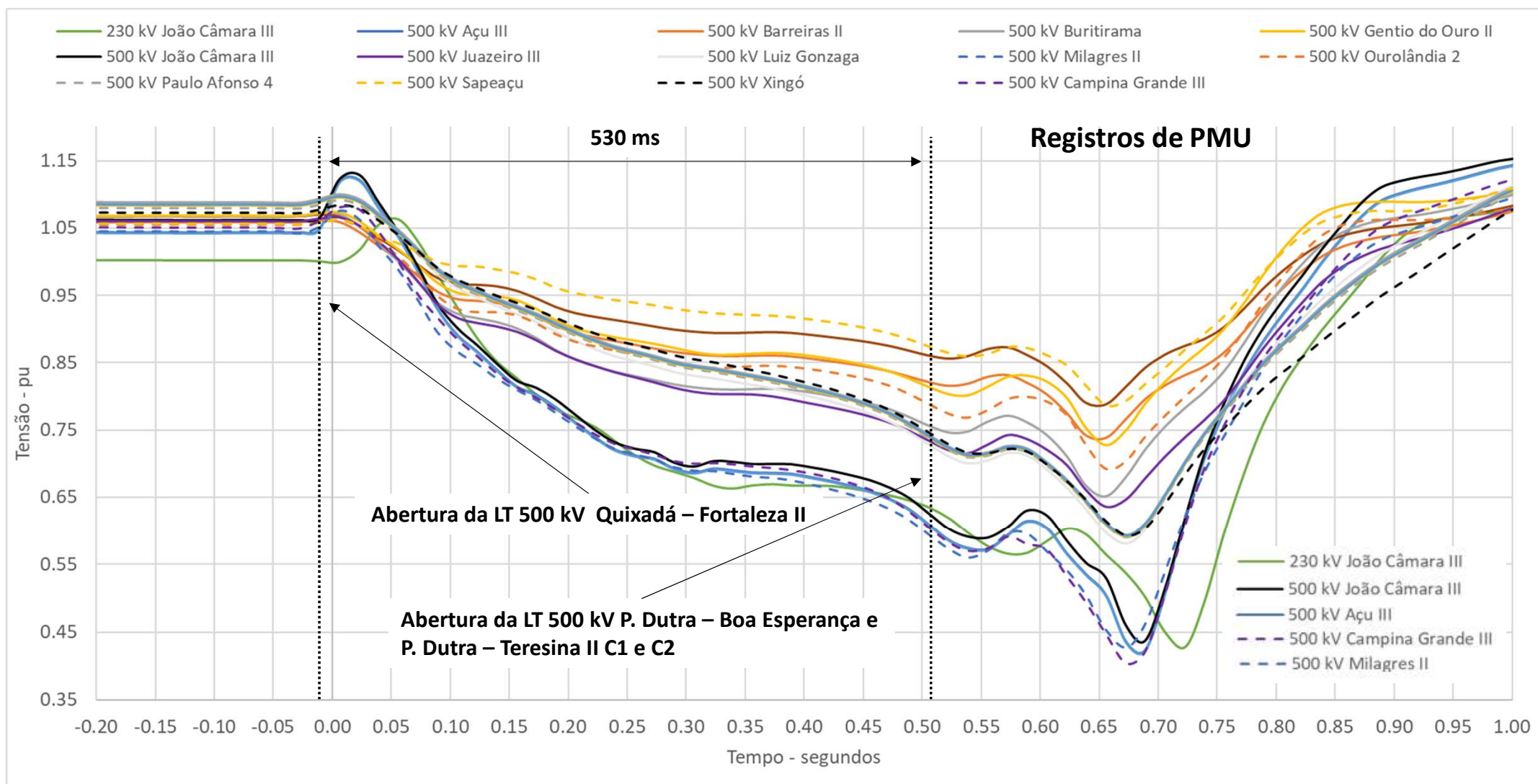
Desempenho Dinâmico do SIN – Condições Operativas Pré-Ocorrência (08h30min)



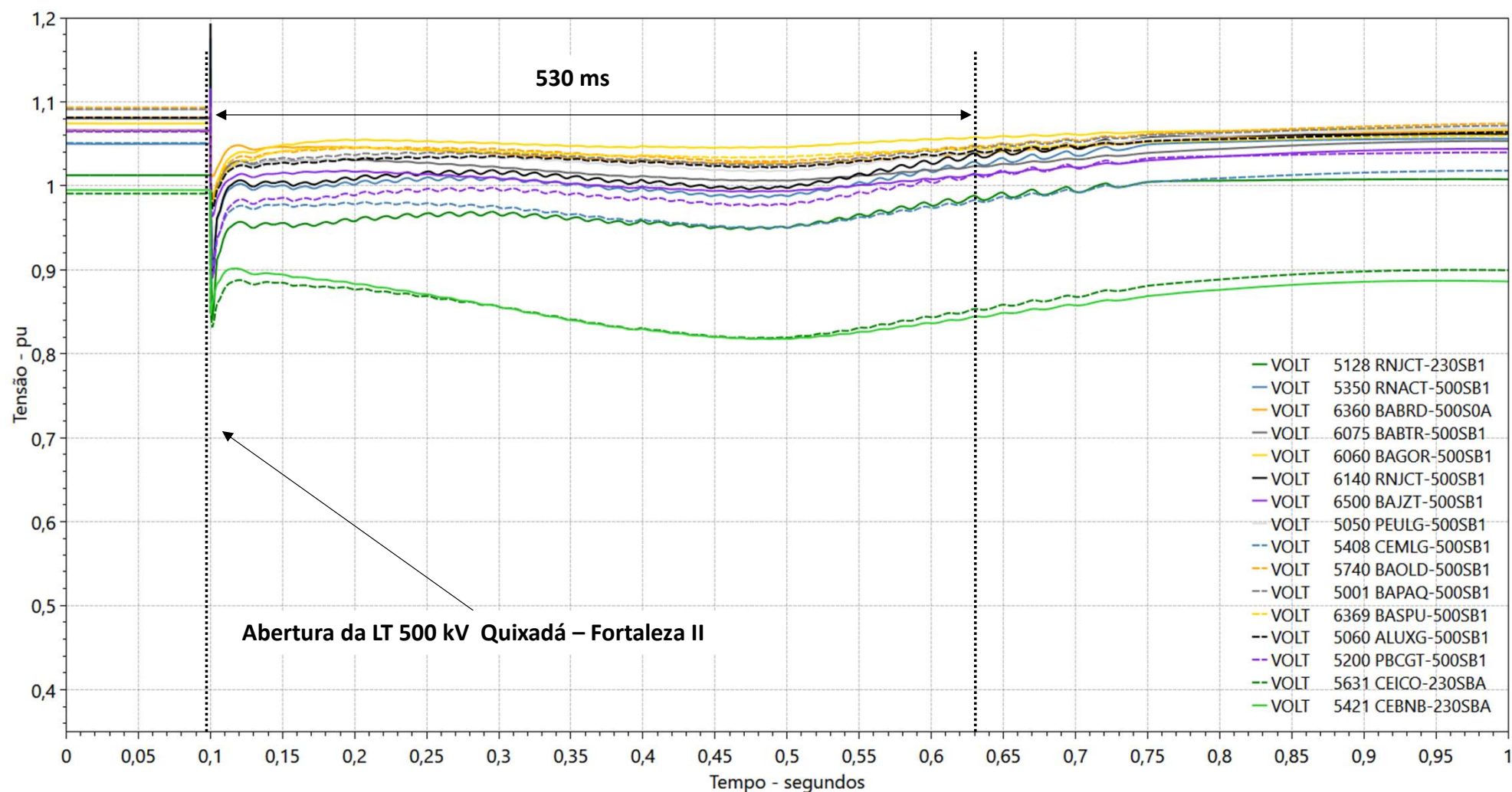
Desempenho Dinâmico do SIN



Desempenho Dinâmico do SIN – Abertura P. Dutra – Boa Esperança (Atuação da PPS)



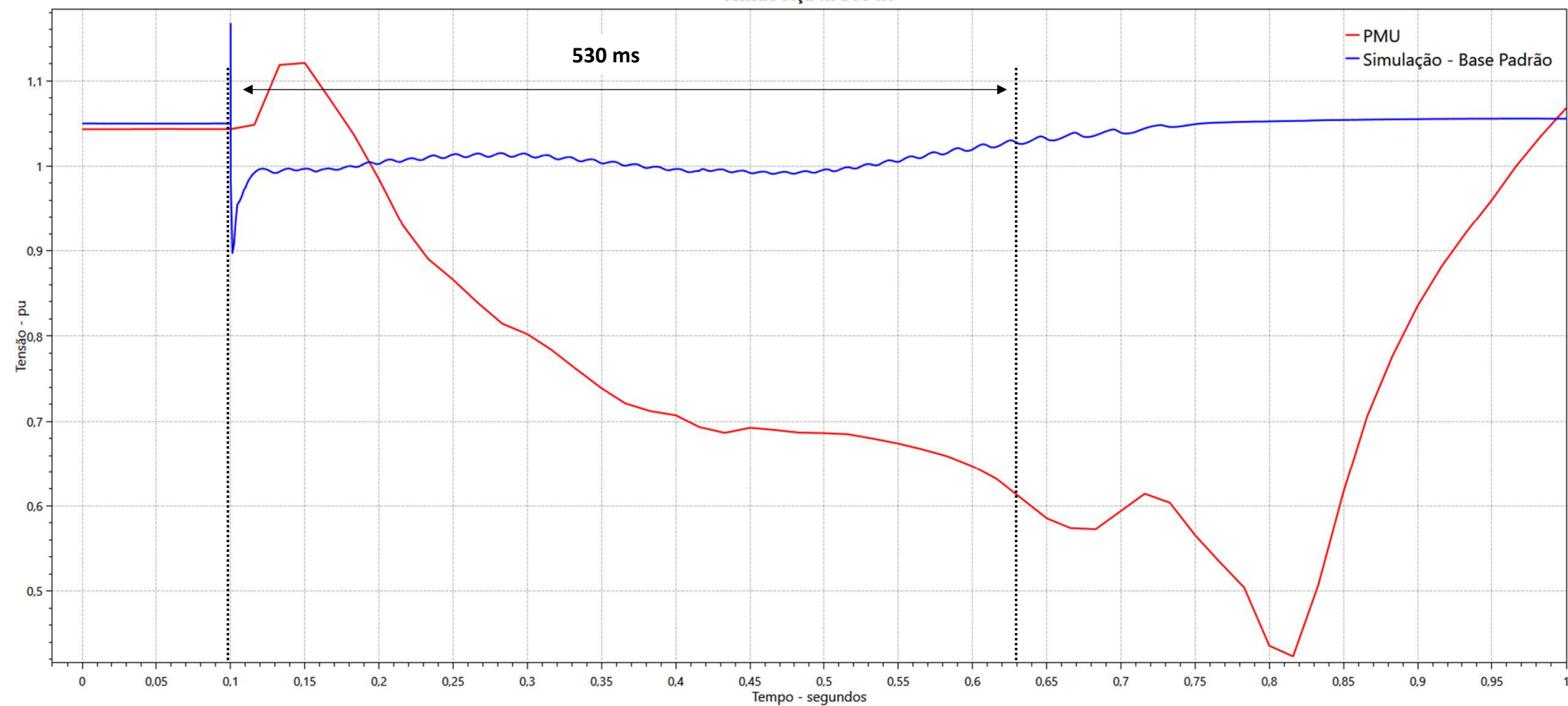
Desempenho Dinâmico do SIN – Simulação do Evento com Base de Dados Oficial (Caso tempo real)



**Simulação do ponto de operação imediatamente antes da perturbação com base de dados oficial
(Caso de regime permanente obtido a partir do tempo real)**

Desempenho Dinâmico do SIN – Simulação com a Base de Dados Oficial x Evento (PMU)

Tensão Açu III 500 kV



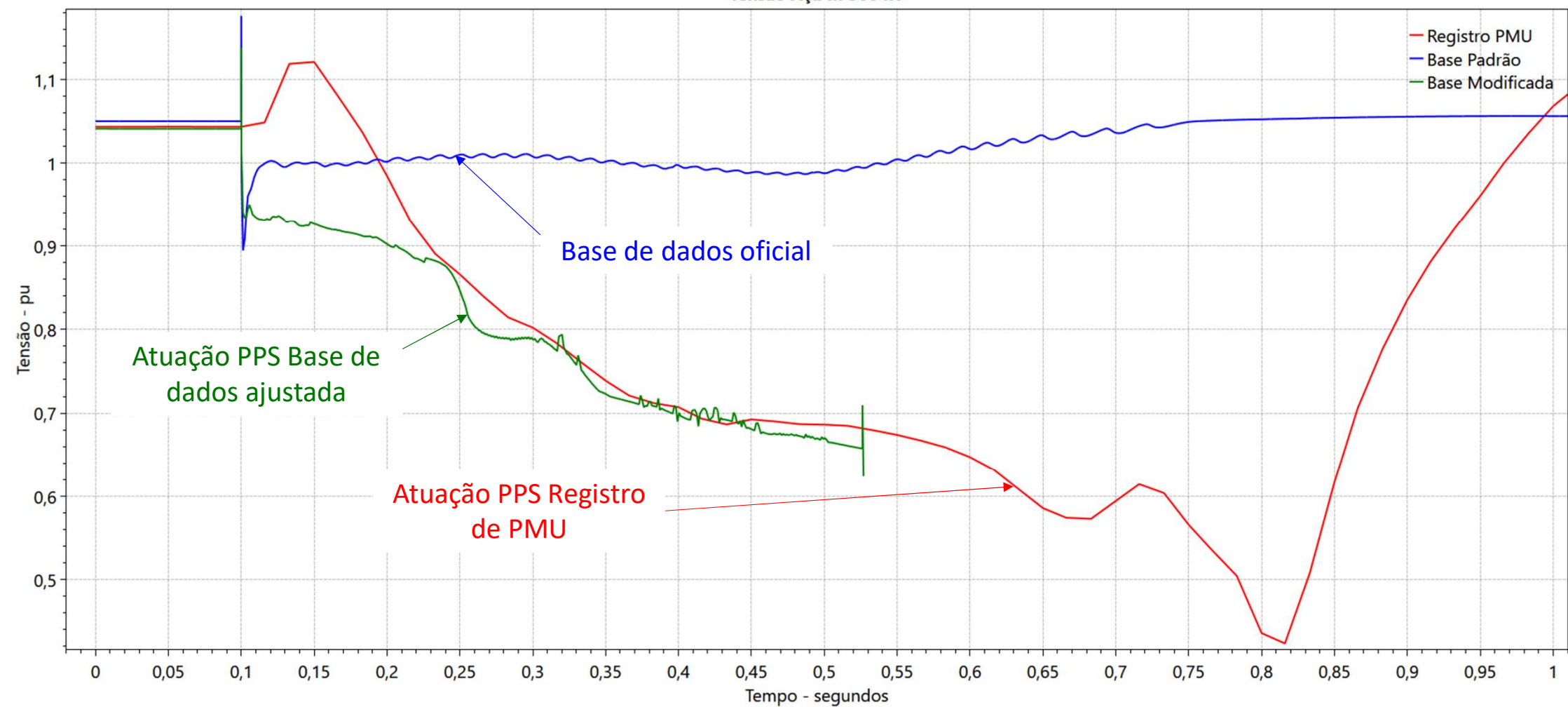
Simulação com base de dados oficial x Registro de PMU

Glossário para Identificar as Simulações Realizadas

- **Simulação com a base de dados de transitórios eletromecânicos oficial**
 - Foi reproduzida a abertura da LT 500 kV Quixadá – Fortaleza II utilizando a base de dados dinâmica oficial do ONS.
- **Simulação com a base de dados de transitórios eletromecânicos ajustada**
 - A base de dados de transitórios eletromecânicos oficial, distribuída pelo ONS, **foi ajustada de forma a aproximar a resposta da simulação à resposta em campo**, considerando a abertura da LT 500 kV Quixadá – Fortaleza II.
 - Para isso, foram realizadas alterações em alguns modelos matemáticos dos parques geradores da região de interesse, os quais são predominantemente eólicos e fotovoltaicos.
 - A tensão observada na SE 500 kV Açú III é um indicativo de que os modelos ajustados estão mais aderentes ao campo.
- **Simulação para comparação com os registros de oscilografia**
 - Foi utilizado como referência a base de dados ajustada, tendo em vista sua aderência com a resposta em campo da tensão na SE 500 kV Açú III.
 - Em cada comparação a seguir, foi realizada uma simulação no Anatem com a base ajustada, **substituindo apenas o modelo em análise pelo modelo da base oficial**, com o objetivo de avaliar o seu desempenho frente às condições sistêmicas do evento, usando como referência dados de oscilografia.

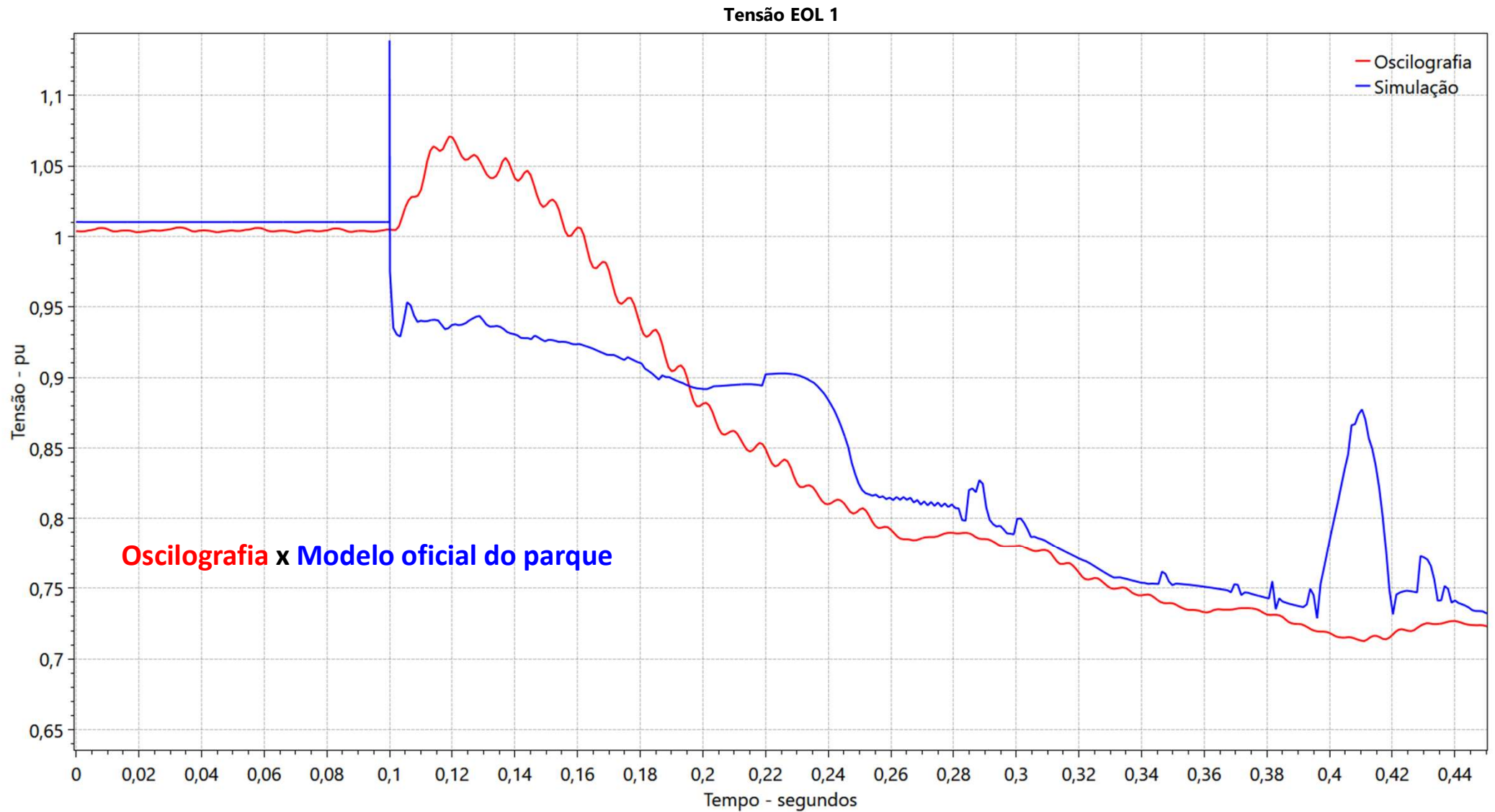
Base Oficial x Registro PMU x Base de dados de transitórios eletromecânicos ajustada

Tensão Açu III 500 kV

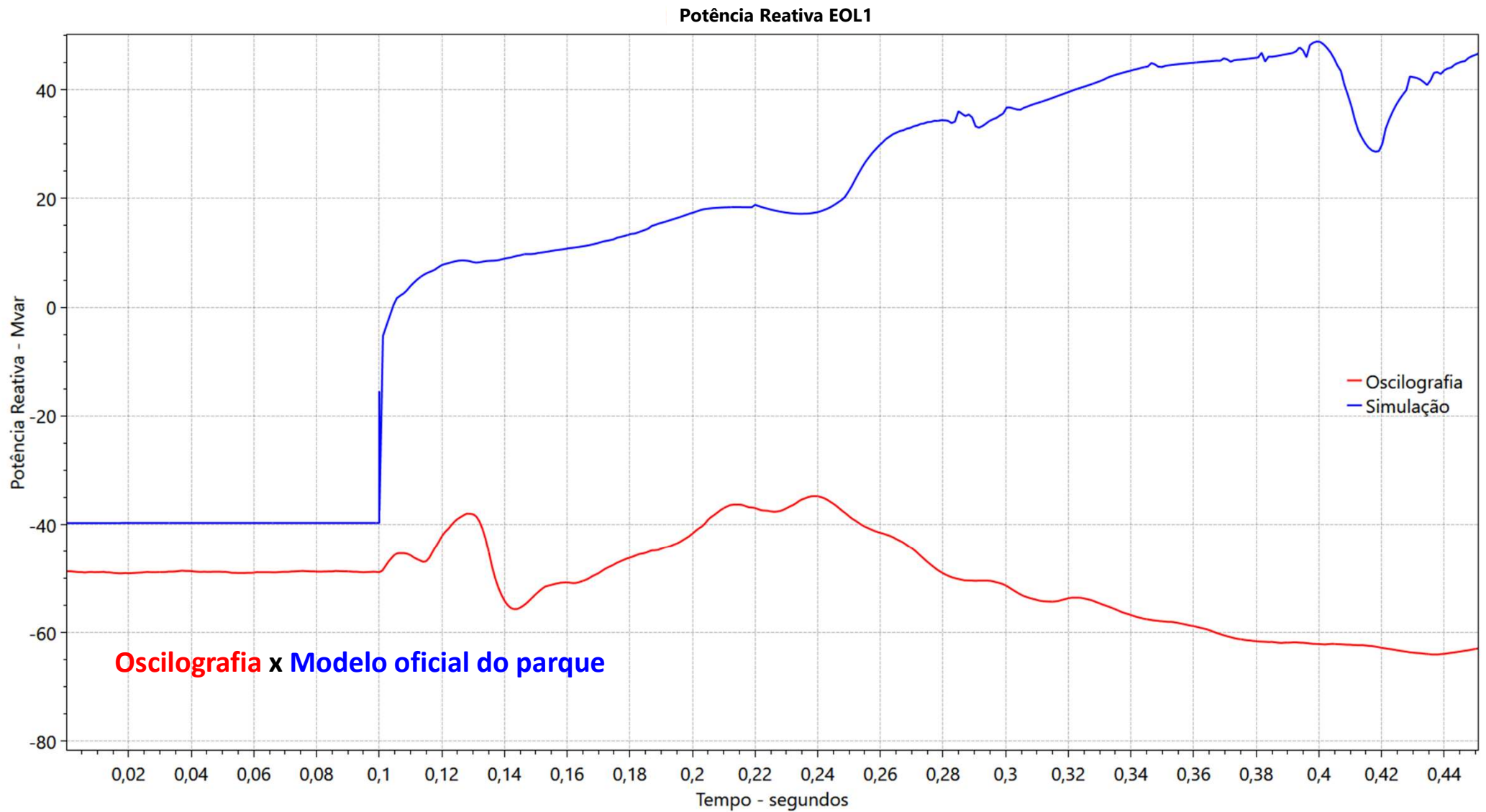


Base de dados oficial x Registro de PMU x Base de dados ajustada

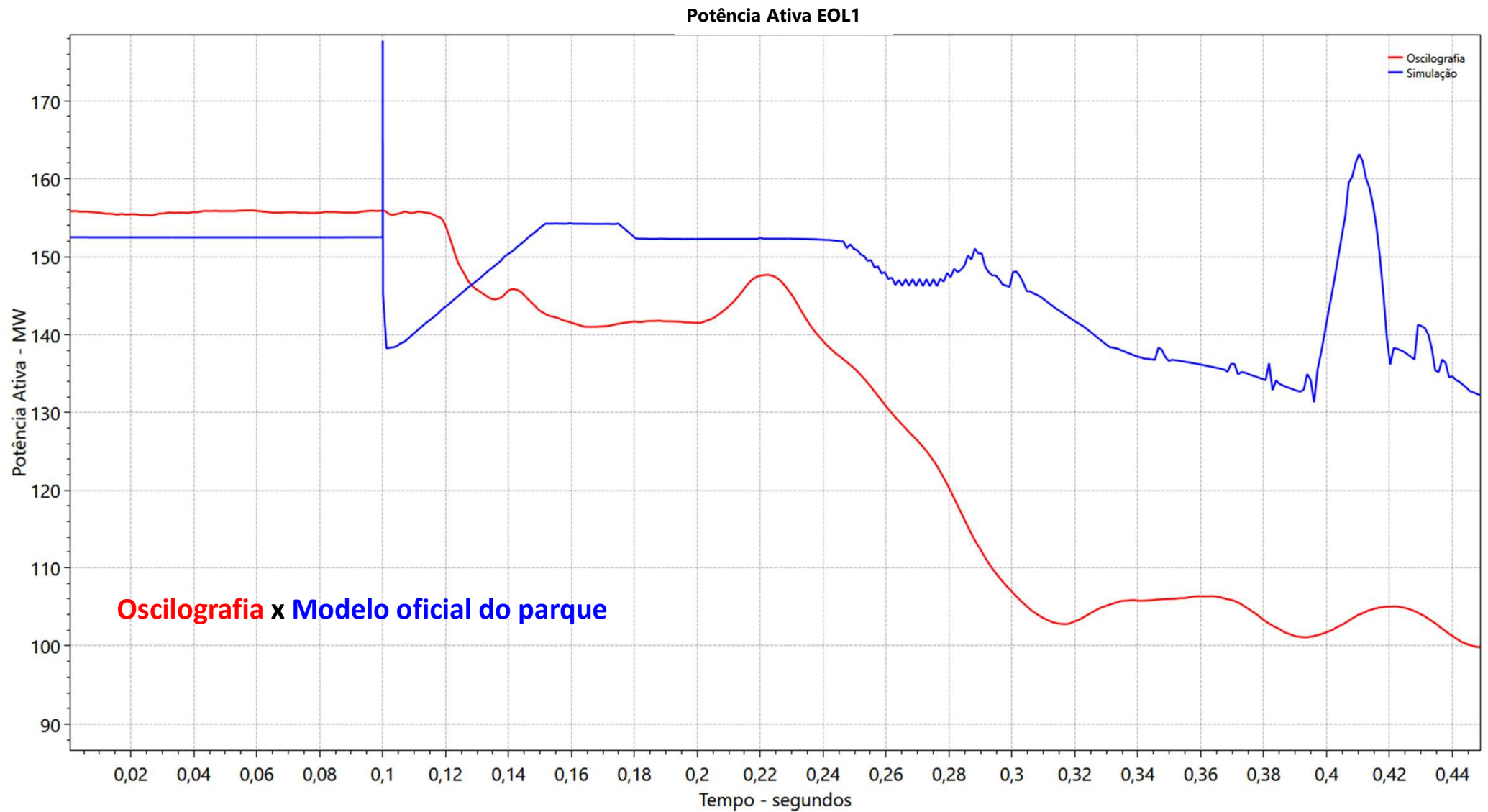
Simulação de comparação entre modelos oficiais da base de dados e a resposta em campo



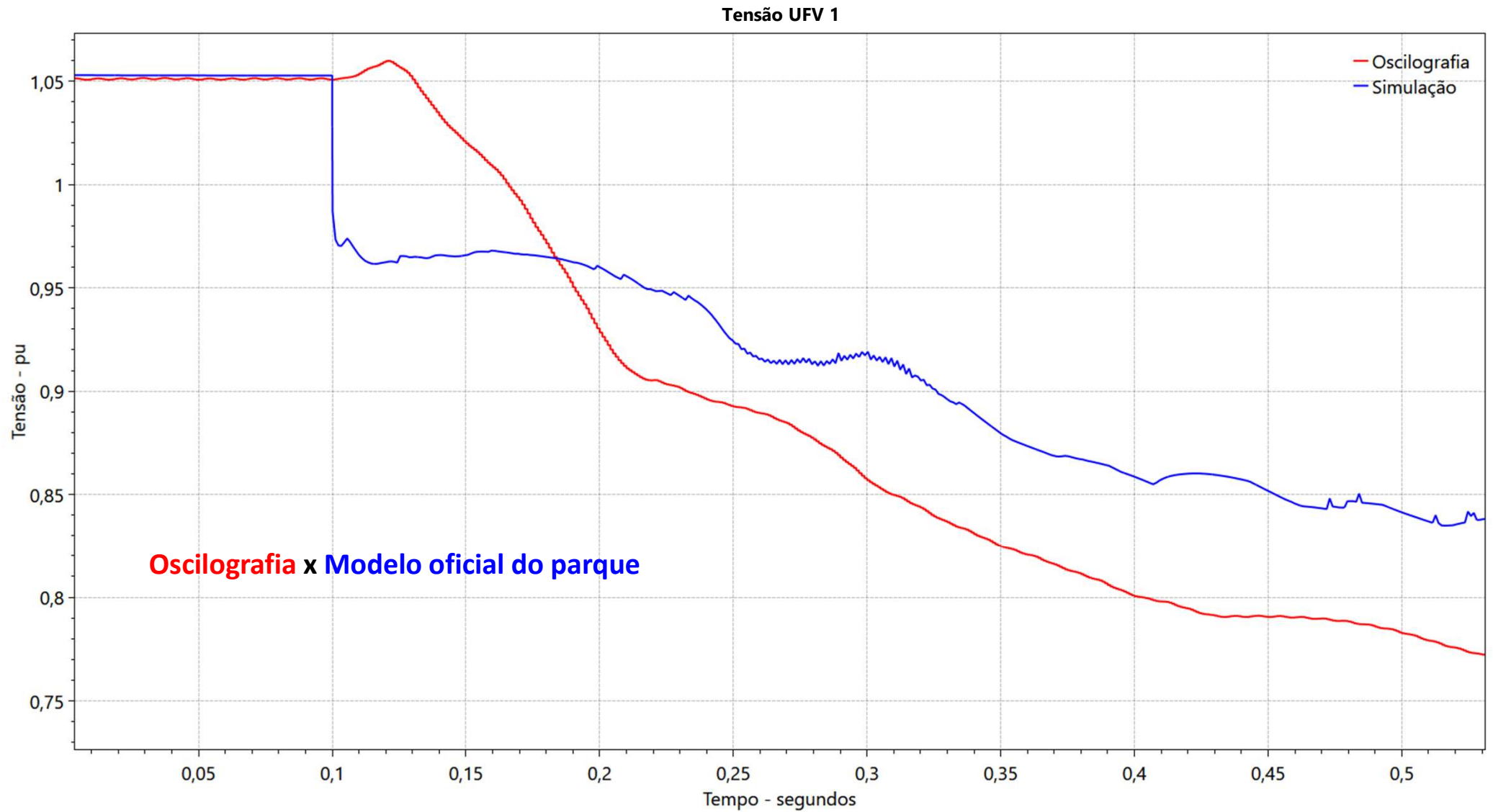
Simulação de comparação entre modelos oficiais da base de dados e a resposta em campo



Simulação de comparação entre modelos oficiais da base de dados e a resposta em campo

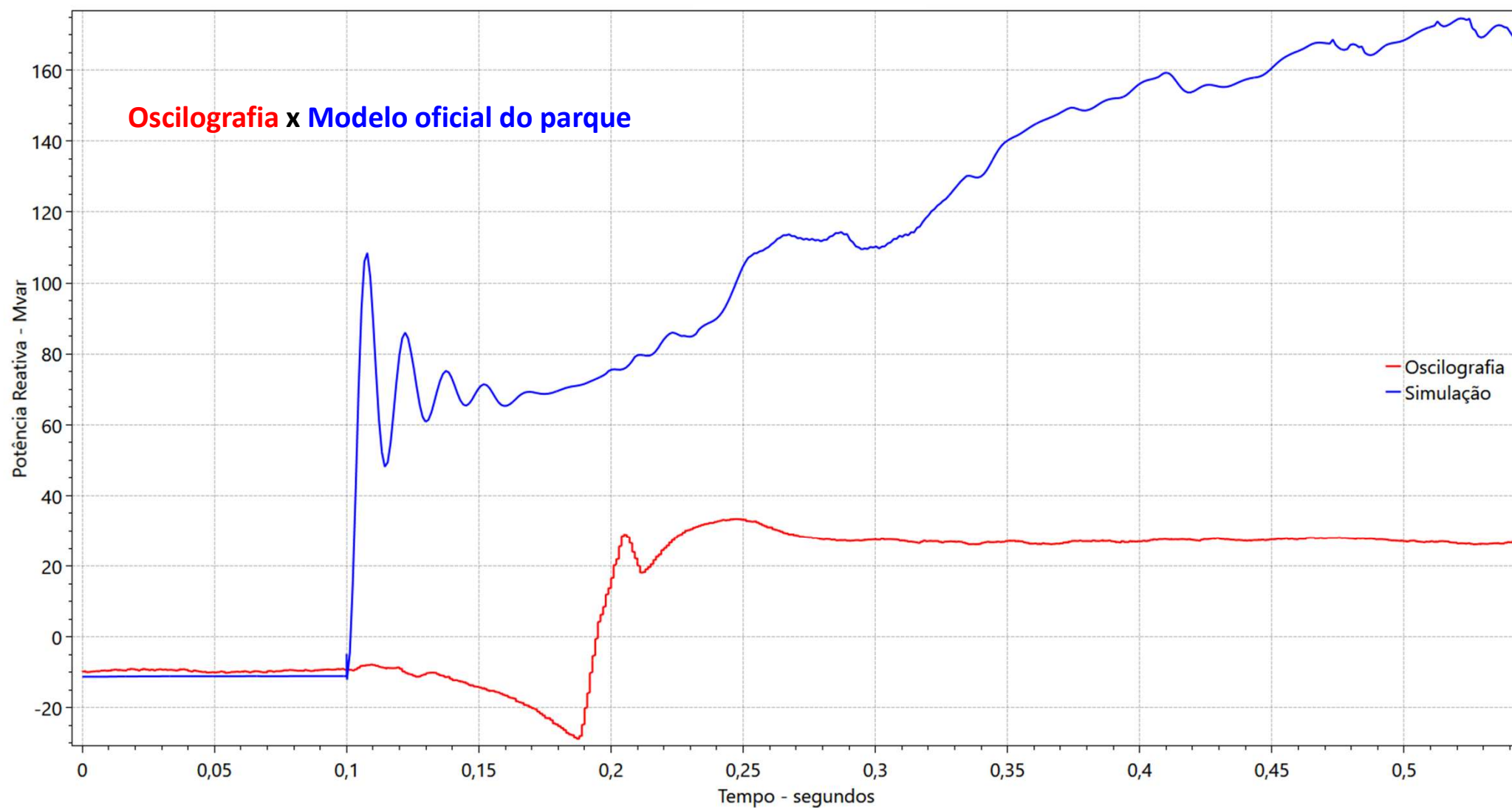


Simulação de comparação entre modelos oficiais da base de dados e a resposta em campo

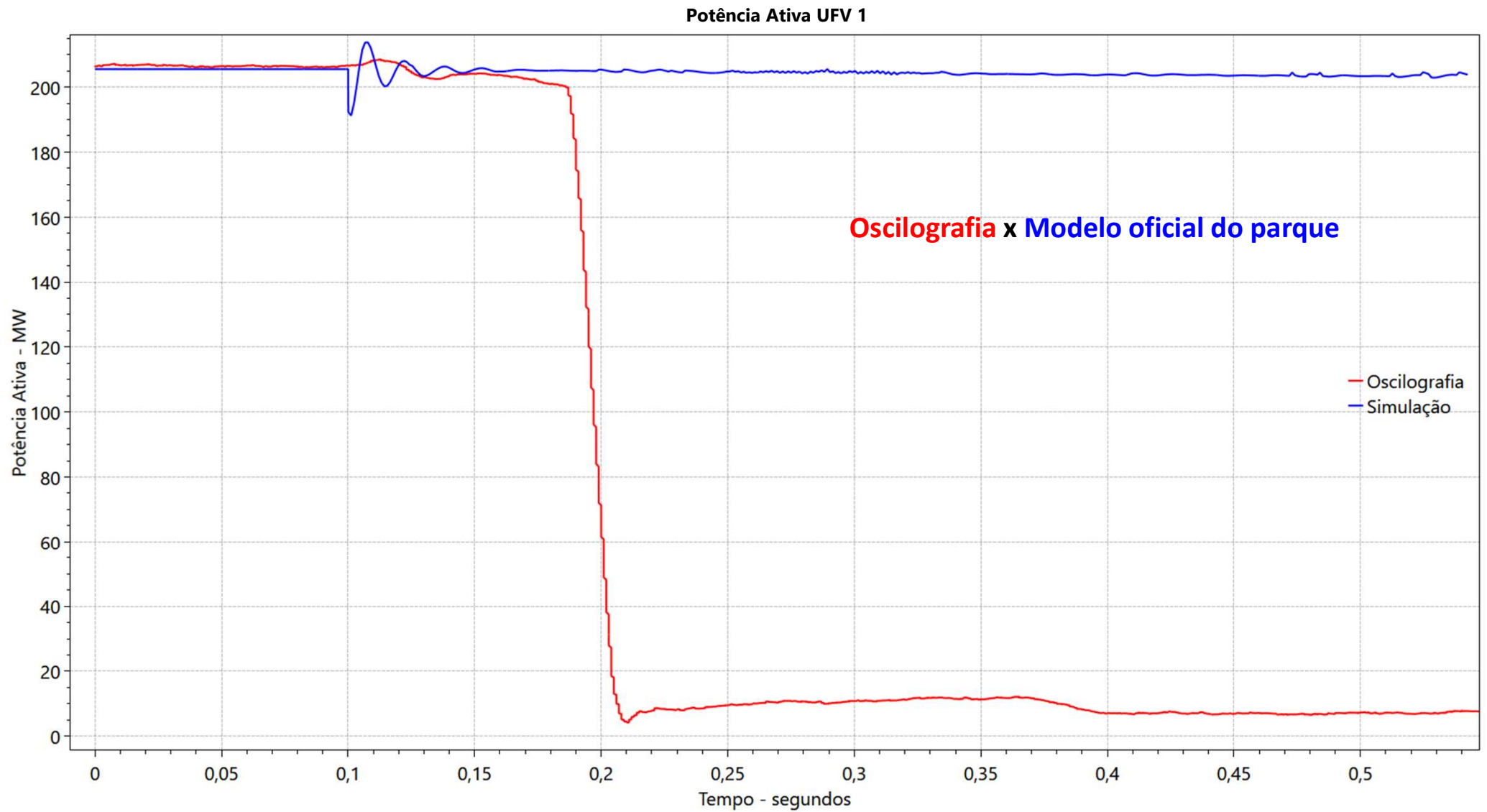


Simulação de comparação entre modelos oficiais da base de dados e a resposta em campo

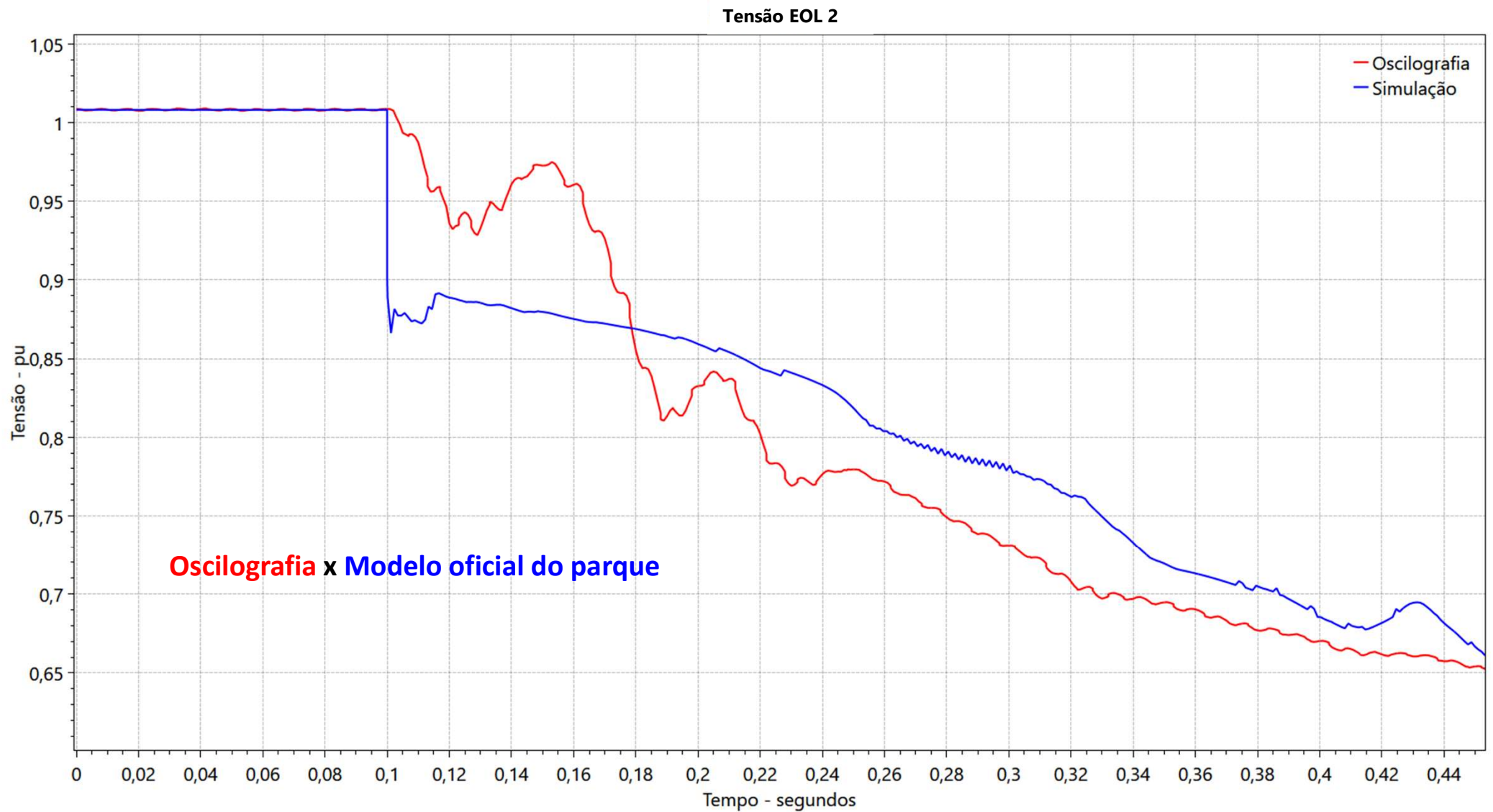
Potência Reativa UFV 1



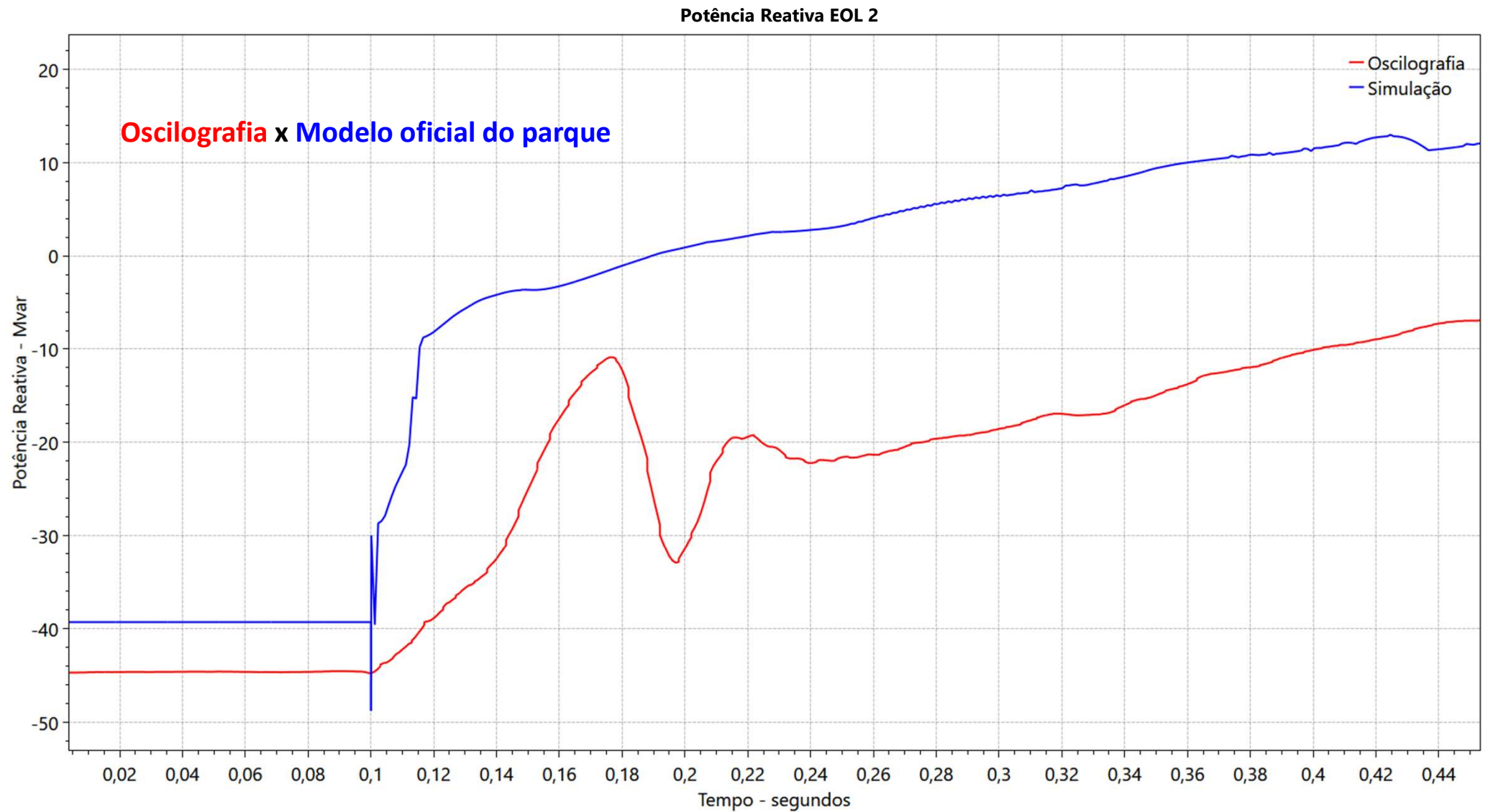
Simulação de comparação entre modelos oficiais da base de dados e a resposta em campo



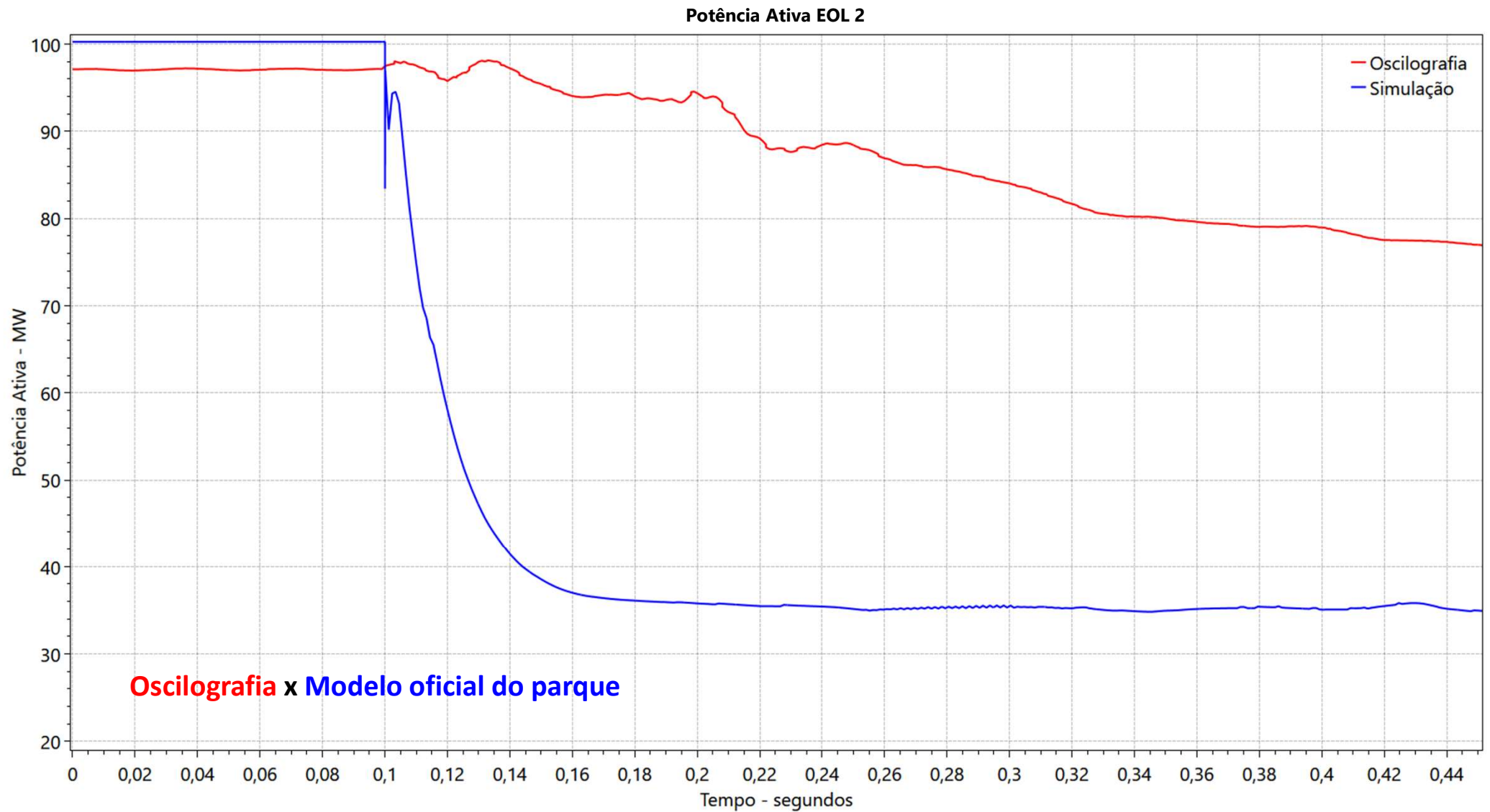
Simulação de comparação entre modelos oficiais da base de dados e a resposta em campo



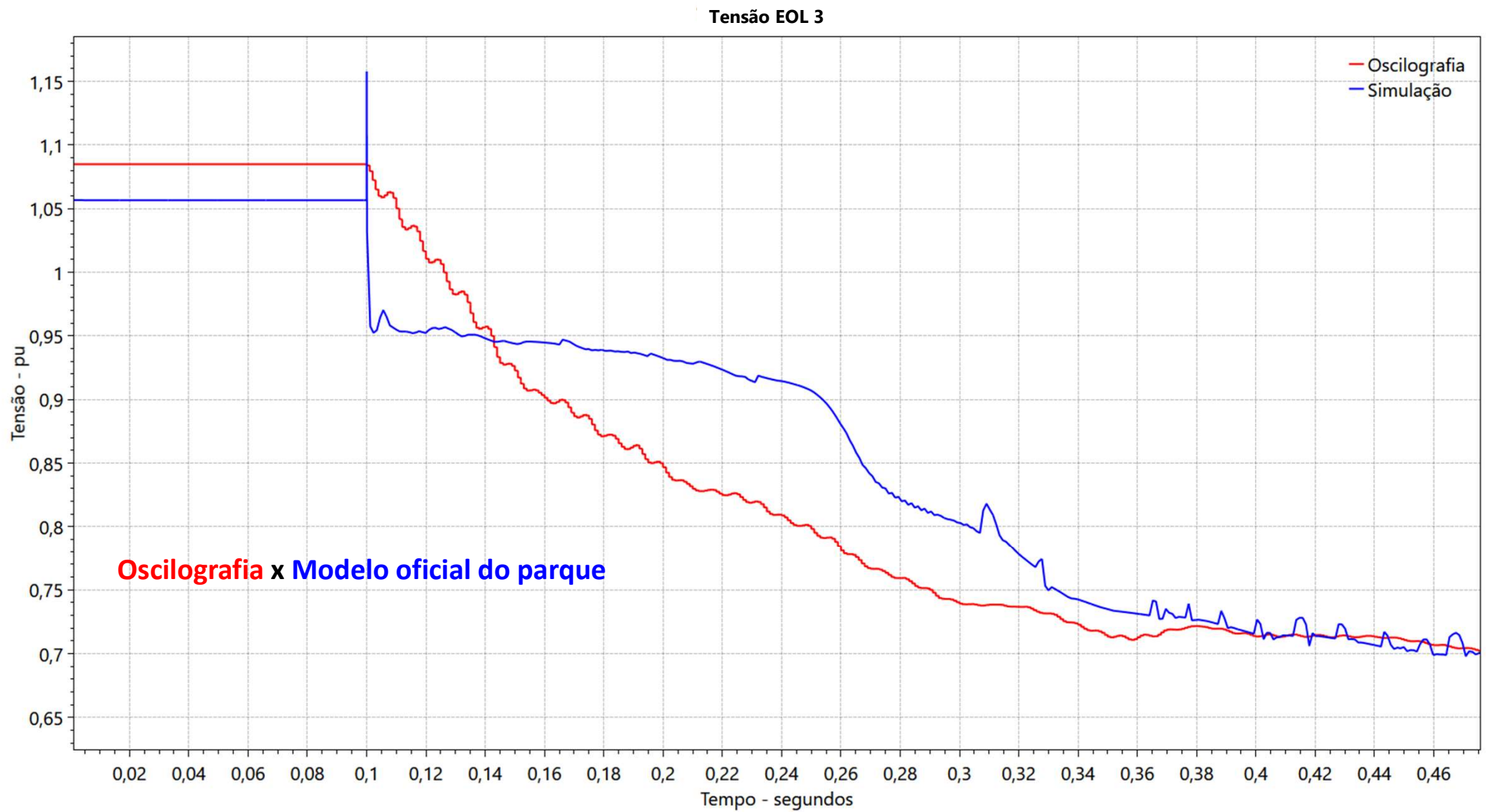
Simulação de comparação entre modelos oficiais da base de dados e a resposta em campo



Simulação de comparação entre modelos oficiais da base de dados e a resposta em campo

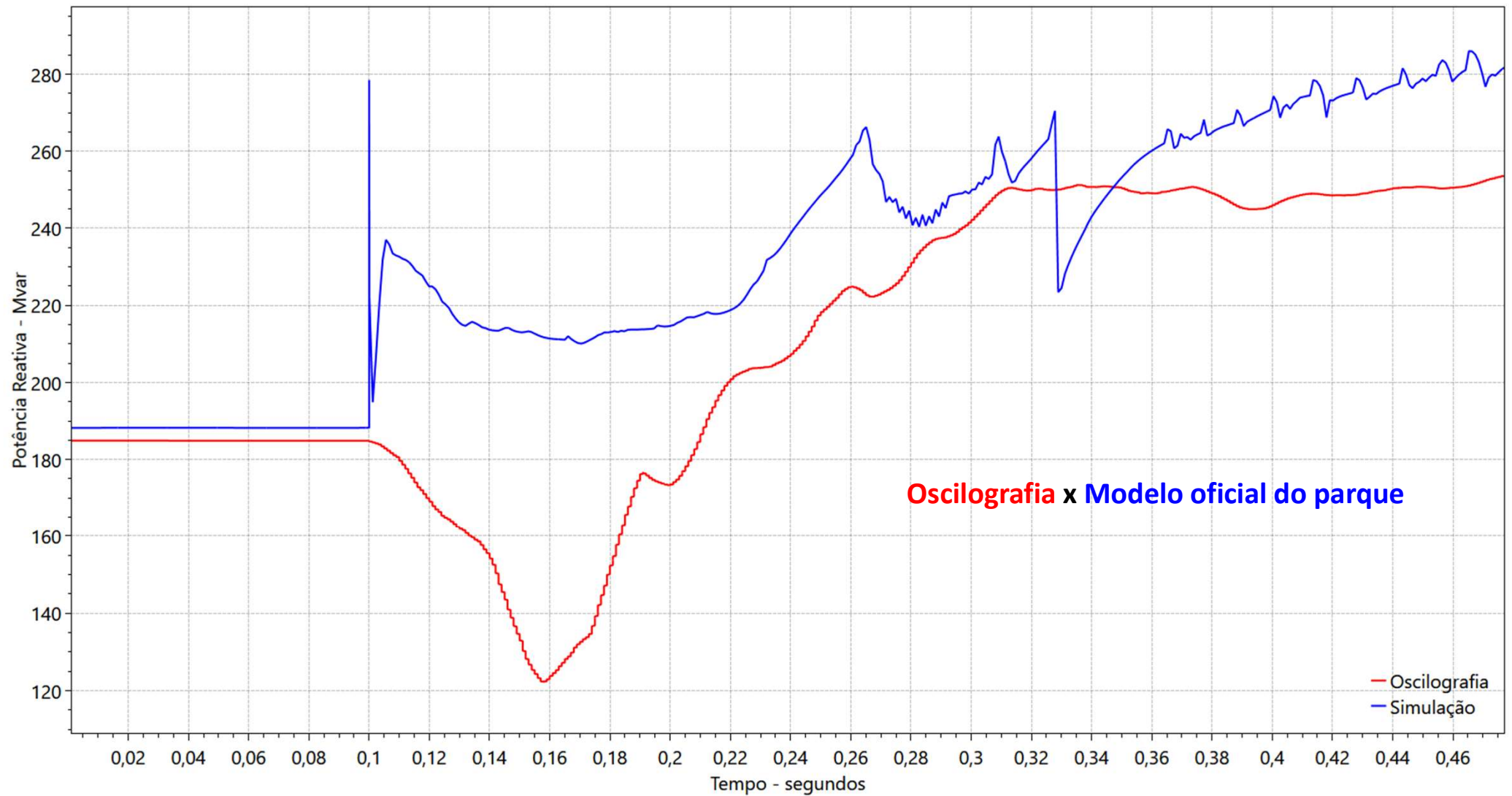


Simulação de comparação entre modelos oficiais da base de dados e a resposta em campo



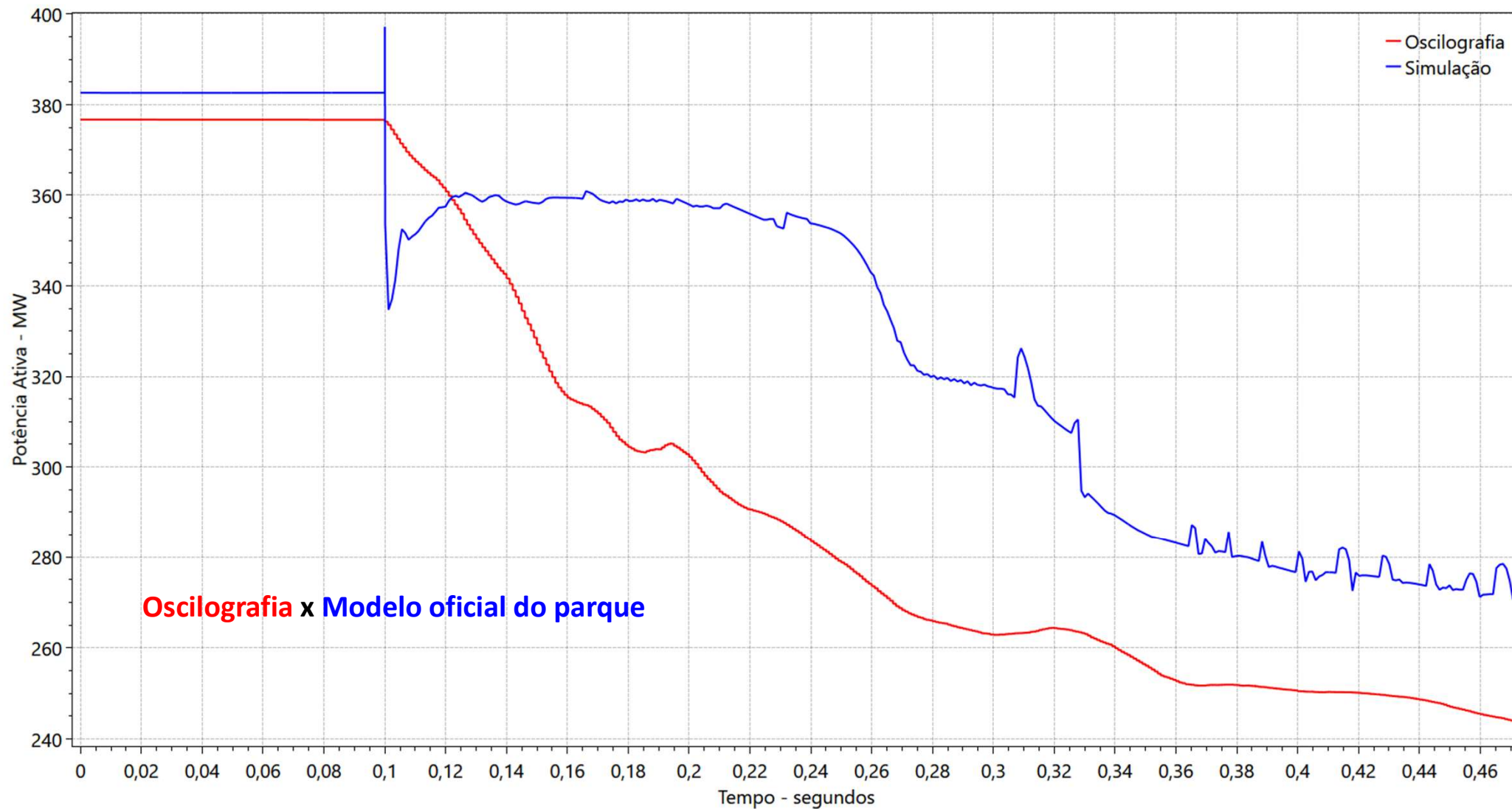
Simulação de comparação entre modelos oficiais da base de dados e a resposta em campo

Potência Reativa EOL 3



Simulação de comparação entre modelos oficiais da base de dados e a resposta em campo

Potência Ativa EOL 3



Tensões e Frequências do SIN Visualizadas a Partir do Sistema de Medição Fasorial

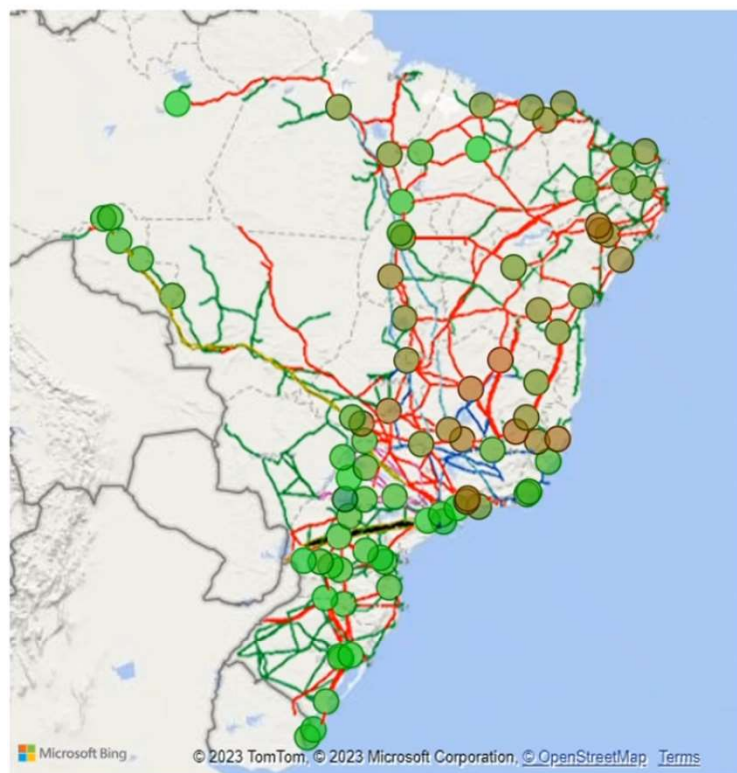


Operador Nacional
do Sistema Elétrico

Tempo (s): -0,100

Data/Hora: 15/08/2023T08:30:36,833

Tensões (pu)



Menores Tensões



SPCAV	0,9569
SPSTTP	0,9882
PRBTA	0,9916
PRSTF6	0,9936
AMLEC	0,9998
MAPD	1,0024
SPALP	1,0027

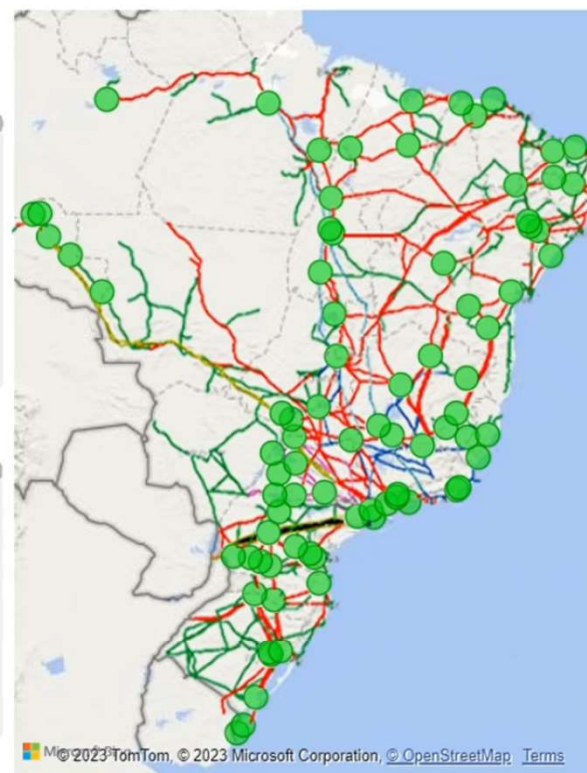
0,0 0,5 1,0

Maiores Tensões

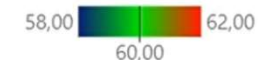
MGJBA3	1,1025
MGPI2	1,0966
MGMESQ	1,0954
ESJNE2	1,0881
BASDS	1,0879
PEULG	1,0866
MGSSSE	1,0857

0 1

Frequências (Hz)



Menores Frequências



RSNSR	59,9263
RSSPA2	59,9270
RSPNO	59,9271
RSMR...	59,9274
RSGUA3	59,9274
MGGV...	59,9274

40 50

Maiores Frequências

SPAGV	59,9319
SPSTTP	59,9318
SPBRC	59,9318
SPBAG	59,9317
MGNP...	59,9317
SPSTCH	59,9317
PBCGT	59,9316

40 50

Principais Constatações Preliminares

- A abertura da LT 500 kV Quixadá - Fortaleza II foi provocada pela atuação incorreta da proteção de fechamento sob falta (*Switch Onto Fault* - SOTF) durante a operação normal da linha. Também foi observada a atuação indevida do seu esquema de religamento automático.
- A abertura da LT 500 kV Quixadá - Fortaleza II provocou significativa redução de tensão no sistema, resultando na abertura da LT 500 kV Presidente Dutra – Boa Esperança pela atuação da proteção de perda de sincronismo (PPS), que comanda também a abertura das linhas LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina II C1 e C2 e LT 500 kV Presidente Dutra – Imperatriz C2.
- A redução de tensão observada após a abertura da LT 500 kV Quixadá - Fortaleza II não foi verificada nas simulações efetuadas pelo ONS para reproduzir a perturbação de 15/08/2023, utilizando-se o caso de regime permanente do tempo real e a base de dados de transitórios eletromecânicos oficial, com base nas informações disponibilizadas pelos agentes.
- Em todos os estudos realizados pelo ONS para definir as diretrizes para a operação do sistema, que contemplam a abertura da LT 500kV Quixadá - Fortaleza II, também não foi observada redução de tensão que viole os critérios estabelecidos em Procedimentos de Rede e, portanto, qualquer situação que se assemelhe à ocorrência do dia 15/08/2023.
- Após a atuação da PPS, houve o desligamento em cascata de equipamentos do sistema, levando ao blecaute da região Norte e o desligamento parcial das cargas da região Nordeste.
- Após a separação do Norte e Nordeste por atuação dos sistemas de proteção, foi observada a atuação do Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC) de forma a recuperar o equilíbrio entre carga e geração, reduzindo o corte de carga nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, importadoras de energia naquele momento.

Principais Constatações Preliminares

- Dada a abrangência e a complexidade desta perturbação, o ONS solicitou e recebeu uma quantidade significativa de registros oscilográficos, que possibilitou identificar sinais de que as fontes de geração nas proximidades da área de interesse não apresentaram o desempenho esperado, no que diz respeito ao controle de tensão.
- A linha de investigação mais consistente aponta esse desempenho aquém do esperado como um segundo evento que desencadeou todo o processo de desligamentos de linhas de transmissão subsequente. O ONS conseguiu reproduzir satisfatoriamente a perturbação por meio de alteração na base de dados de transitórios eletromecânicos, evidenciando uma possível diferença entre o comportamento dos controles dos equipamentos efetivamente implantados em campo e o desempenho dos modelos matemáticos disponibilizados ao ONS.
- É com base em exaustivas simulações que o ONS identifica regiões seguras de operação e determina a geração das diversas fontes de energia integrantes do SIN para o atendimento à carga, garantindo a observância dos padrões de desempenho estabelecidos nos Procedimentos de Rede, particularmente do critério de que contingências simples na rede elétrica não devem provocar corte de cargas.
- Para que o ONS possa garantir a operação segura 24 horas por dia 7 dias por semana é imperativo que os modelos dinâmicos na base de dados representem fidedignamente o desempenho dos controles implementados em campo de todas as usinas com relacionamento direto com o Operador.
- Dada a abrangência e a complexidade desta perturbação, o ONS permanece aprofundando as análises da perturbação para uma conclusão final.

FIM

Perturbação do dia 15/08/2023 às 08h30 envolvendo as interligações N/SE, N/NE e SE/NE

Análise do processo de restabelecimento

Reunião do RAP – 25/08/2023

Agenda

1. Situação inicial pós-distúrbio
2. Principais ações para estabilização do sistema
3. Análise da recomposição: visão geral e por área
4. Principais dificuldades do processo de recomposição

Situação pré-distúrbio: 08:30

Norte		
Geração	Verificada	Programada
Hidráulica	2.493	2.514
Térmica	1.399	1.389
Eólica	210	304
Solar	3	0
Total	4.104	4.207

Carga	Verificada	Programada
Total	6.588	6.561

SIN		
Geração	Verificada	Programada
Hidráulica	35.284	35.267
Térmica	9.698	9.829
Eólica	16.748	17.256
Solar	5.777	6.124
Total	67.508	68.476

Carga	Verificada	Programada
Total	67.507	68.200

Sul		
Geração	Verificada	Programada
Hidráulica	10.073	10.206
Térmica	1.468	1.486
Eólica	218	204
Solar	2	2
Total	11.761	11.898

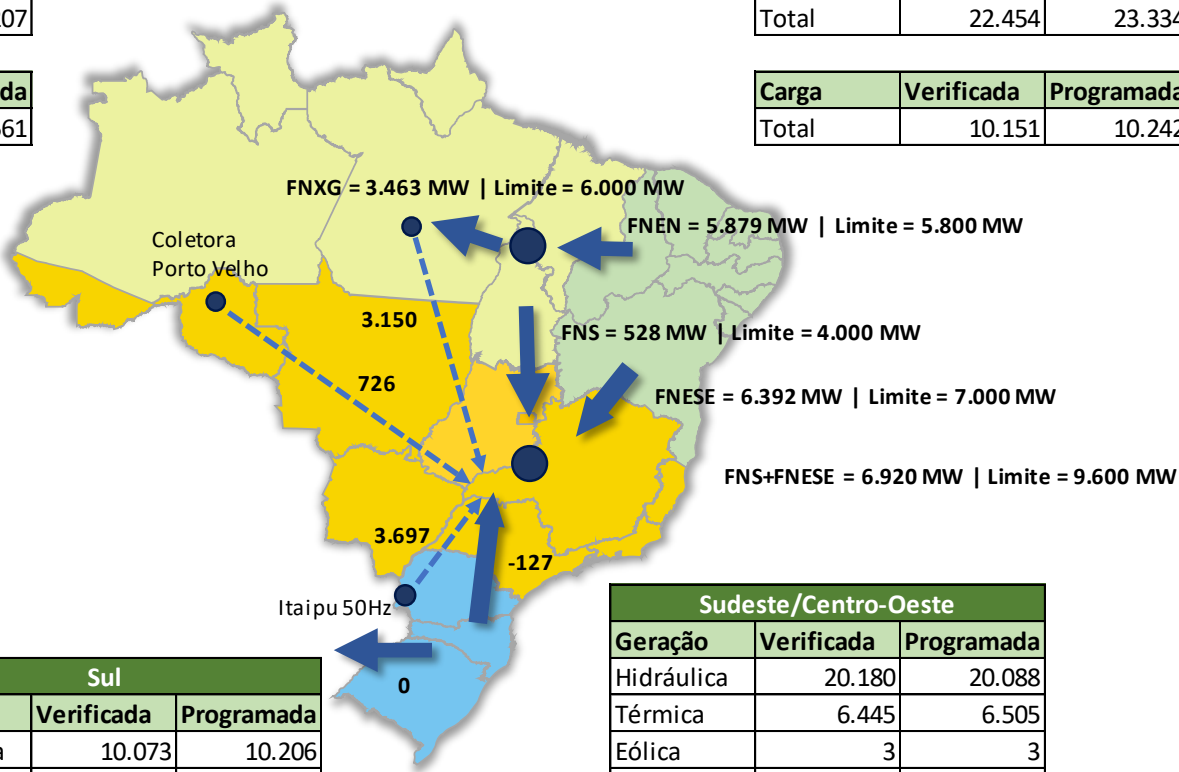
Carga	Verificada	Programada
Total	11.887	12.232

Nordeste		
Geração	Verificada	Programada
Hidráulica	2.539	2.459
Térmica	387	449
Eólica	16.317	16.745
Solar	3.211	3.681
Total	22.454	23.334

Carga	Verificada	Programada
Total	10.151	10.242

Dados em MW

Geração solar e carga sem MMDG



→ Fluxo AC

- - - - - Fluxo DC

Sudeste/Centro-Oeste		
Geração	Verificada	Programada
Hidráulica	20.180	20.088
Térmica	6.445	6.505
Eólica	3	3
Solar	2.562	2.441
Total	29.189	29.037

Carga	Verificada	Programada
Total	38.882	39.165

Situação pós-ocorrência: 08:40

Norte		
Geração	Verificada	Programada
Hidráulica	0	2.514
Térmica	0	1.389
Eólica	0	304
Solar	0	0
Total	0	4.207

Carga	Verificada	Programada
Total	30	6.561

SIN		
Geração	Verificada	Programada
Hidráulica	33.601	35.267
Térmica	6.910	9.829
Eólica	3.172	17.256
Solar	1.949	6.124
Total	45.632	68.476

Carga	Verificada	Programada
Total	45.482	68.200

Sul		
Geração	Verificada	Programada
Hidráulica	11.608	10.206
Térmica	1.115	1.486
Eólica	186	204
Solar	3	2
Total	12.912	11.898

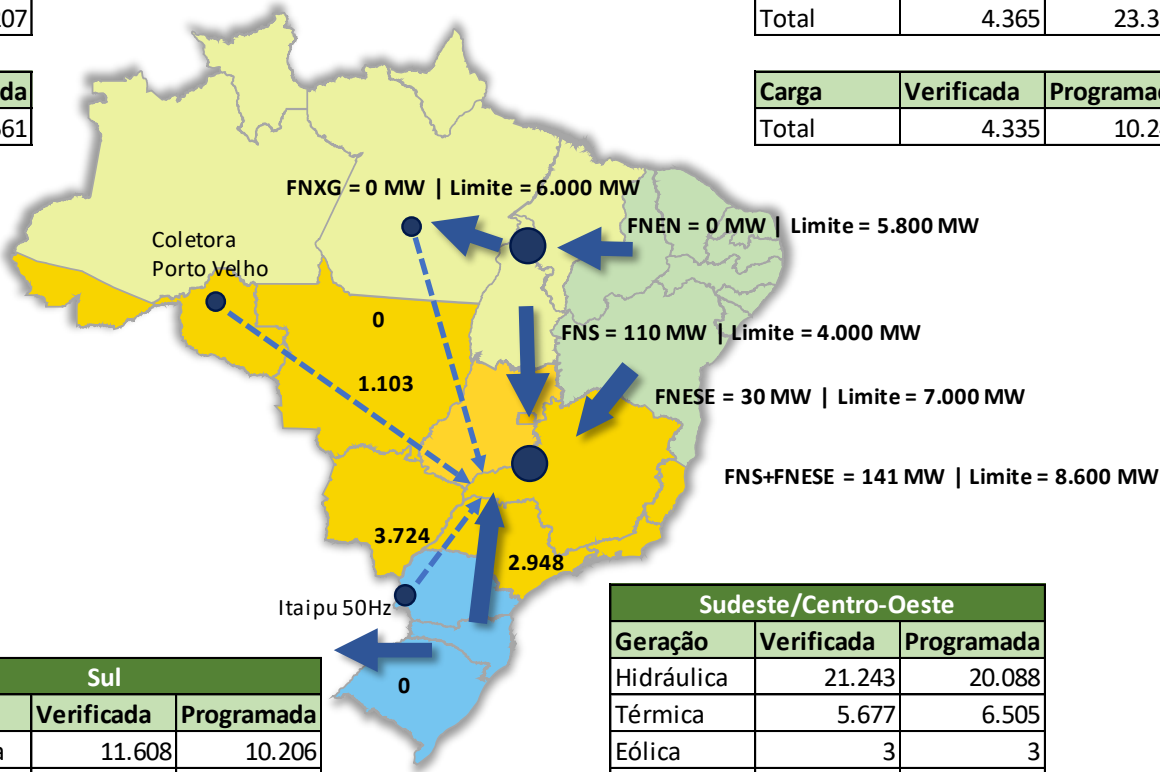
Carga	Verificada	Programada
Total	9.965	12.232

Nordeste		
Geração	Verificada	Programada
Hidráulica	750	2.459
Térmica	117	449
Eólica	2.983	16.745
Solar	515	3.681
Total	4.365	23.334

Carga	Verificada	Programada
Total	4.335	10.242

Dados em MW

Geração solar e carga sem MMGD



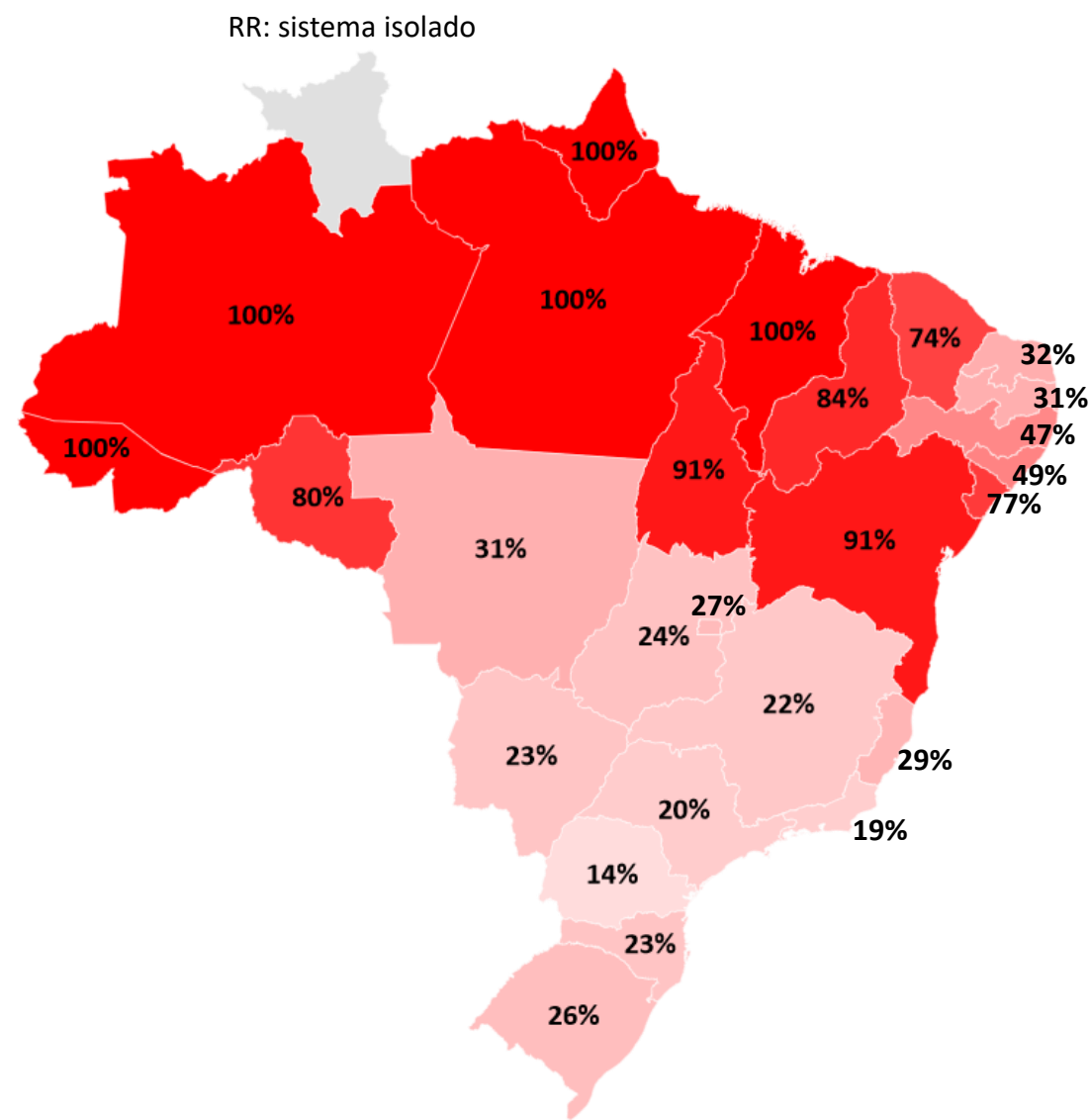
→ Fluxo AC

- - - - - Fluxo DC

Sudeste/Centro-Oeste		
Geração	Verificada	Programada
Hidráulica	21.243	20.088
Térmica	5.677	6.505
Eólica	3	3
Solar	1.431	2.441
Total	28.355	29.037

Carga	Verificada	Programada
Total	31.153	39.165

Corte de carga por estado



31% do SIN

99,5% do Norte

61% do Nordeste

20% do Sul

20% do Sudeste/Centro-Oeste

Visão Geral do SIN - Situação pós-distúrbio



ONS - CNOS

SIN - SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

ESTADO DOS CAG'S				
	LOCAL	CONTING.	MOD	
CO/SR-SE	DES.LIG.	DES.LIG.	TLB	
CO/SR-S	LIGADO	DES.LIG.	TLB	
CO/SR-NCO	DES.LIG.	DES.LIG.	TLB	
CO/SR-NE	DES.LIG.	DES.LIG.	TLB	

INTERCÂMBIO INTERNACIONAL				
CV.GARABI-1	- (0)	0		
CV.GARABI-2	- (0)	0		
CV.RIVERA	- (0)	0		
CV.MELO	- (0)	-0		
INTERNACIONAL COM SUL				
	-0			

SISTEMA INTERLIGADO			
	PDP	VERIF	
GER. HIDRAULICA	35295	35963	
GER. TÉRMICA	9545	7270	
GER. EÓLICA	17027	3352	
GER. FOTOV. s/ MMGD	5529	2037	
GER. MMGD	6840	6840	
GERAÇÃO DISPONÍVEL		96816	
CARGA BRASIL	74307	55460	

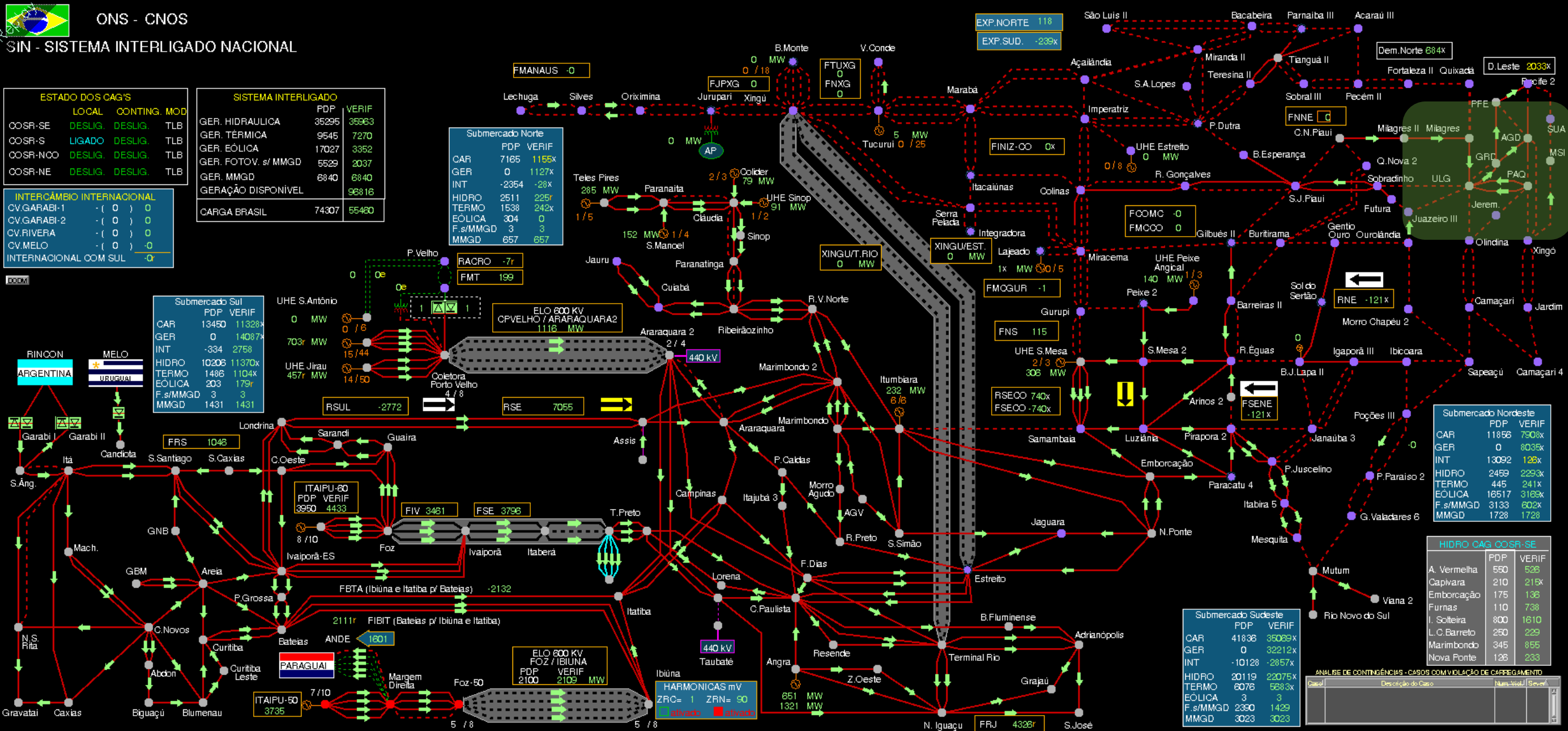
Submercado Norte			
	PDP	VERIF	
CAR	7185	1155x	
GER	0	1127x	
INT	-2354	-28x	
HIDRO	2511	225x	
TERMO	1538	242x	
EÓLICA	304	0	
F.s/MMGD	3	3	
MMGD	657	657	

Submercado Sul			
	PDP	VERIF	
CAR	13450	11328x	
GER	0	14087x	
INT	-334	275x	
HIDRO	10208	11370x	
TERMO	1486	1104x	
EÓLICA	203	179x	
F.s/MMGD	3	3	
MMGD	1431	1431	

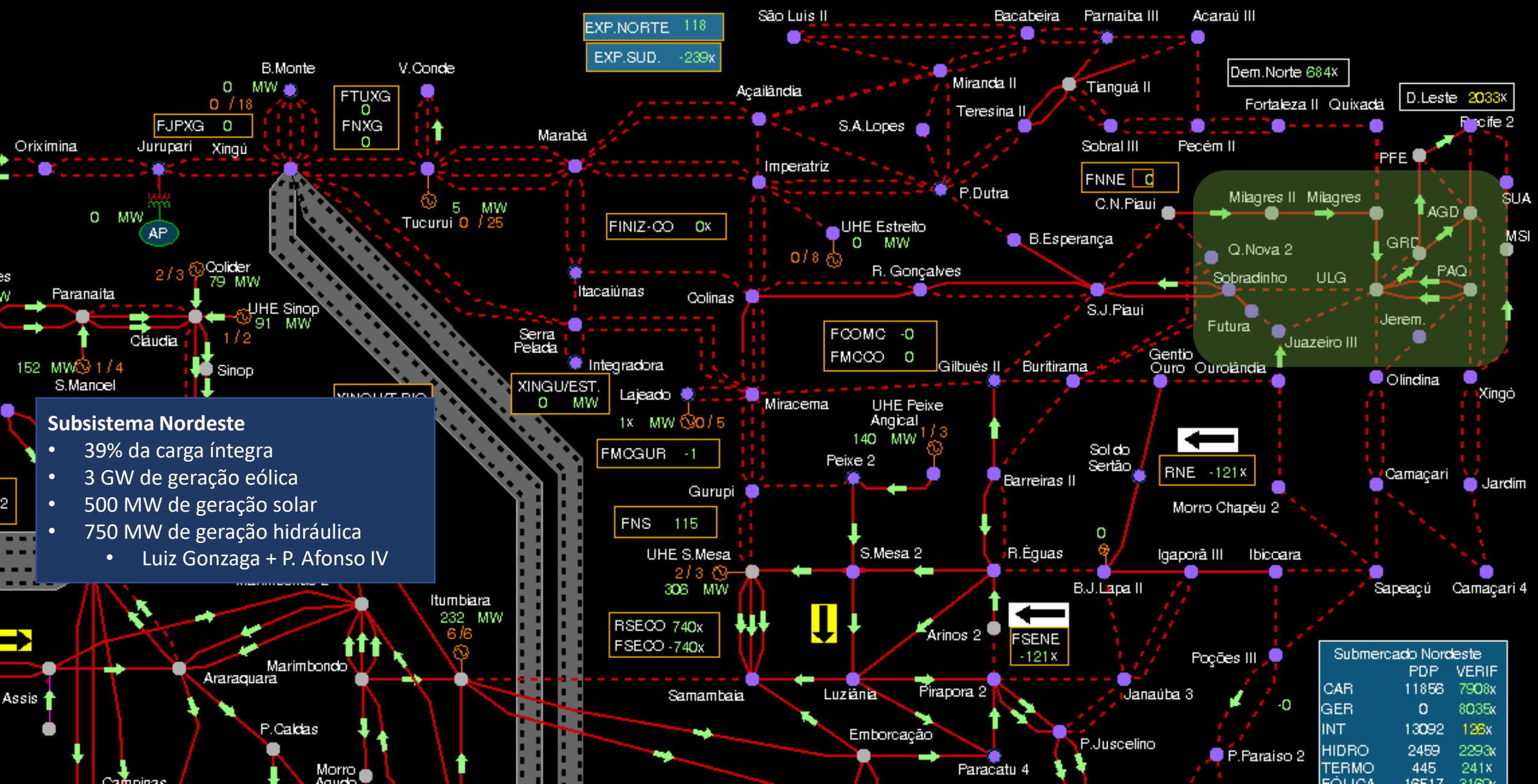
Submercado Nordeste			
	PDP	VERIF	
CAR	11856	7508x	
GER	0	8035x	
INT	13092	128x	
HIDRO	2459	2293x	
TERMO	445	241x	
EÓLICA	18517	3189x	
F.s/MMGD	3133	602x	
MMGD	1728	1728	

HIDRO CAG CO/SR-SE			
	PDP	VERIF	
A. Vermelha	550	526	
Capivara	210	215x	
Emborcação	175	136	
Furnas	110	738	
I. Solteira	800	1610	
L.C.Barreto	250	229	
Marimbondo	345	855	
Nova Ponte	126	233	

ANÁLISE DE CONTINGÊNCIAS - CASOS COM VIOLAÇÃO DE CAPACIDADE			
Caso	Descrição do Caso	Num. Viol. / Seg.	



Visão Geral do SIN - Situação pós-distúrbio



Ações de controle pós-ocorrência

1) No Nordeste:

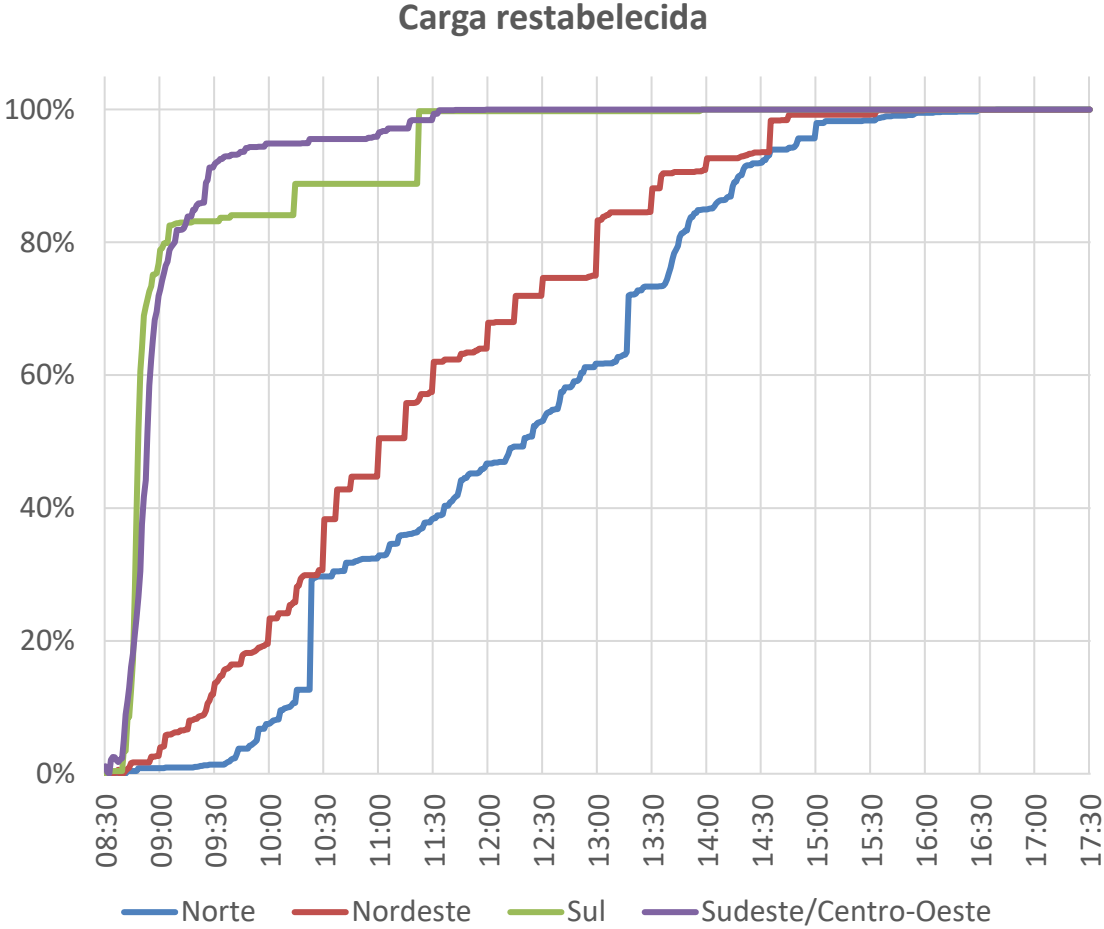
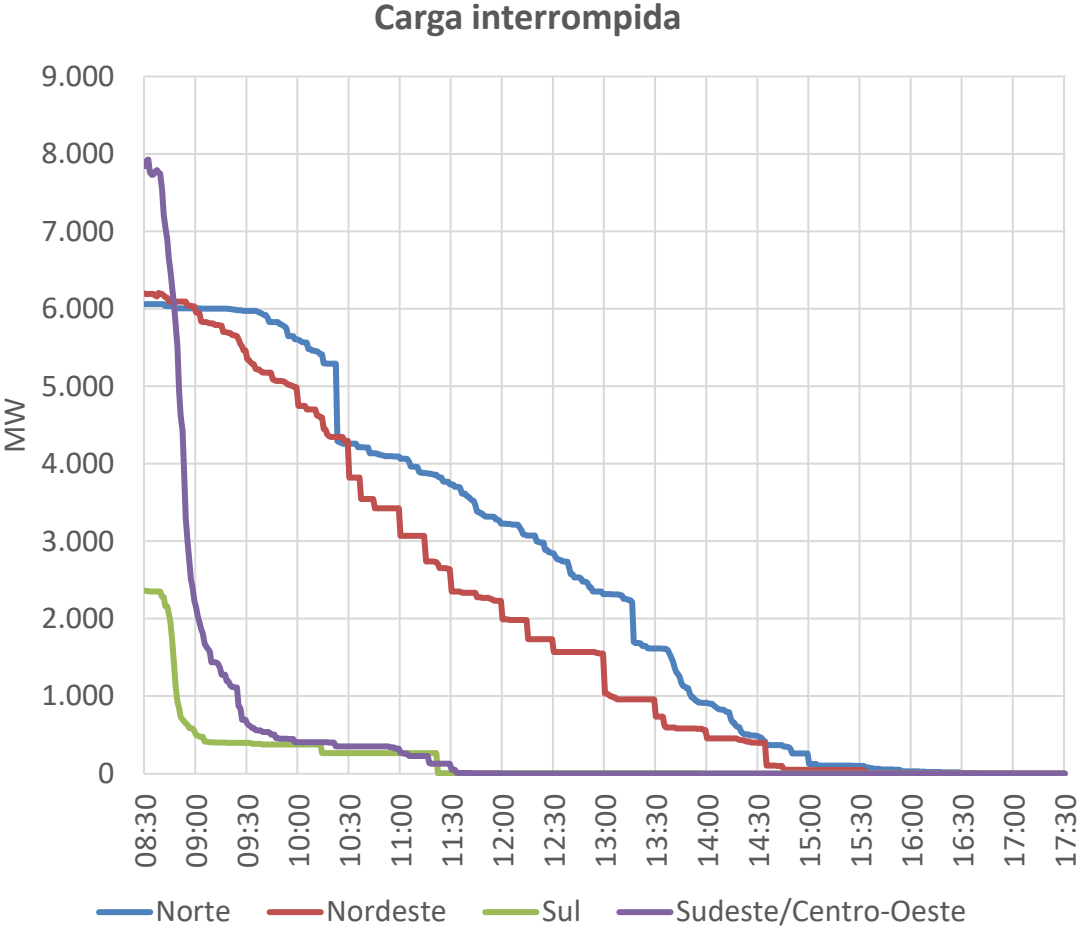
- Ações para controle de tensão.
- Limitação da geração eólica e solar no montante que permaneceu sincronizada após a ocorrência.

2) No S/SE/CO

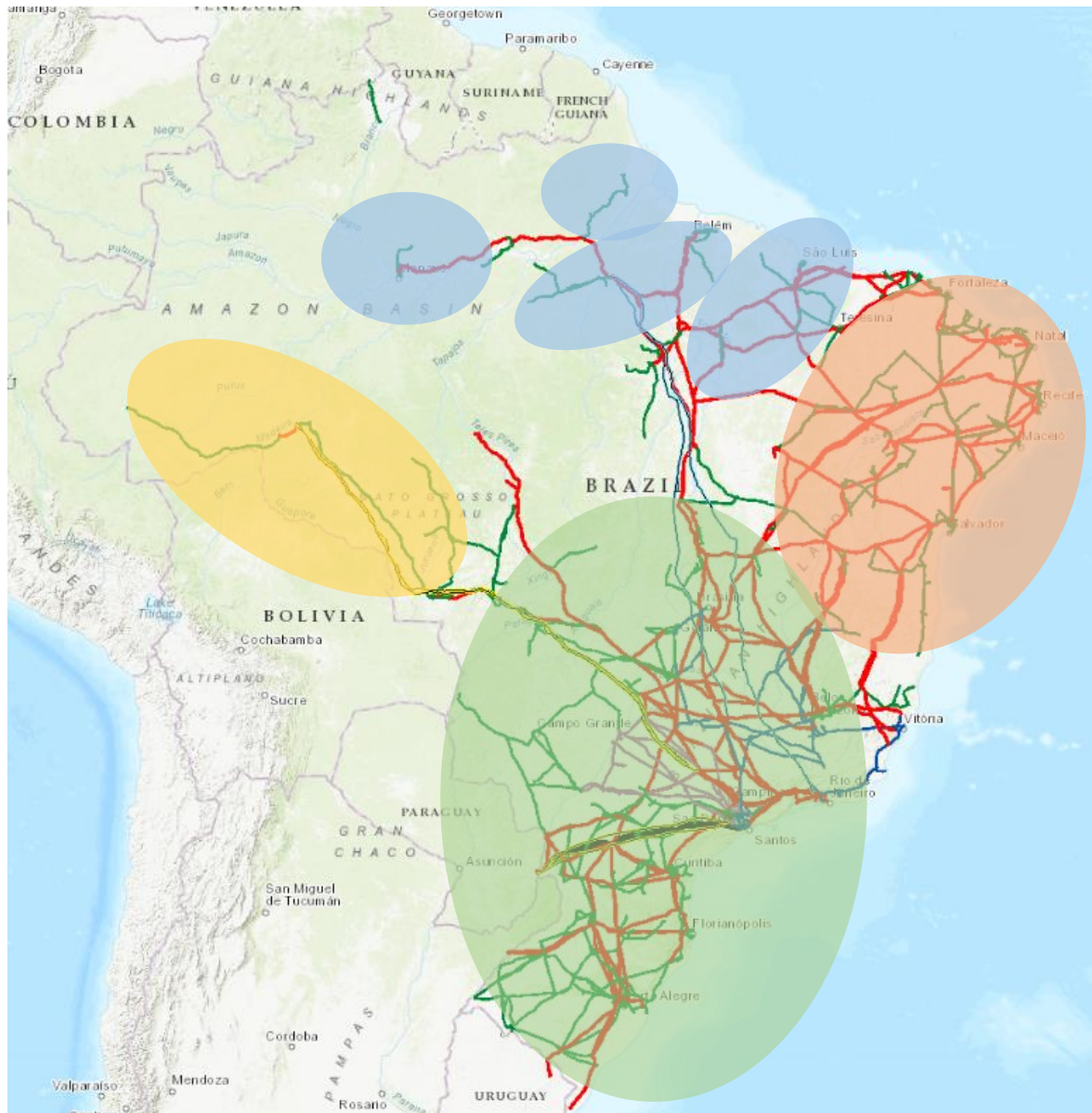
- Maximização de geração hidráulica em usinas sincronizadas para restabelecer balanço de carga/geração.
- Ações para controle de tensão.

Recomposição

Evolução da recomposição



Evolução da recomposição

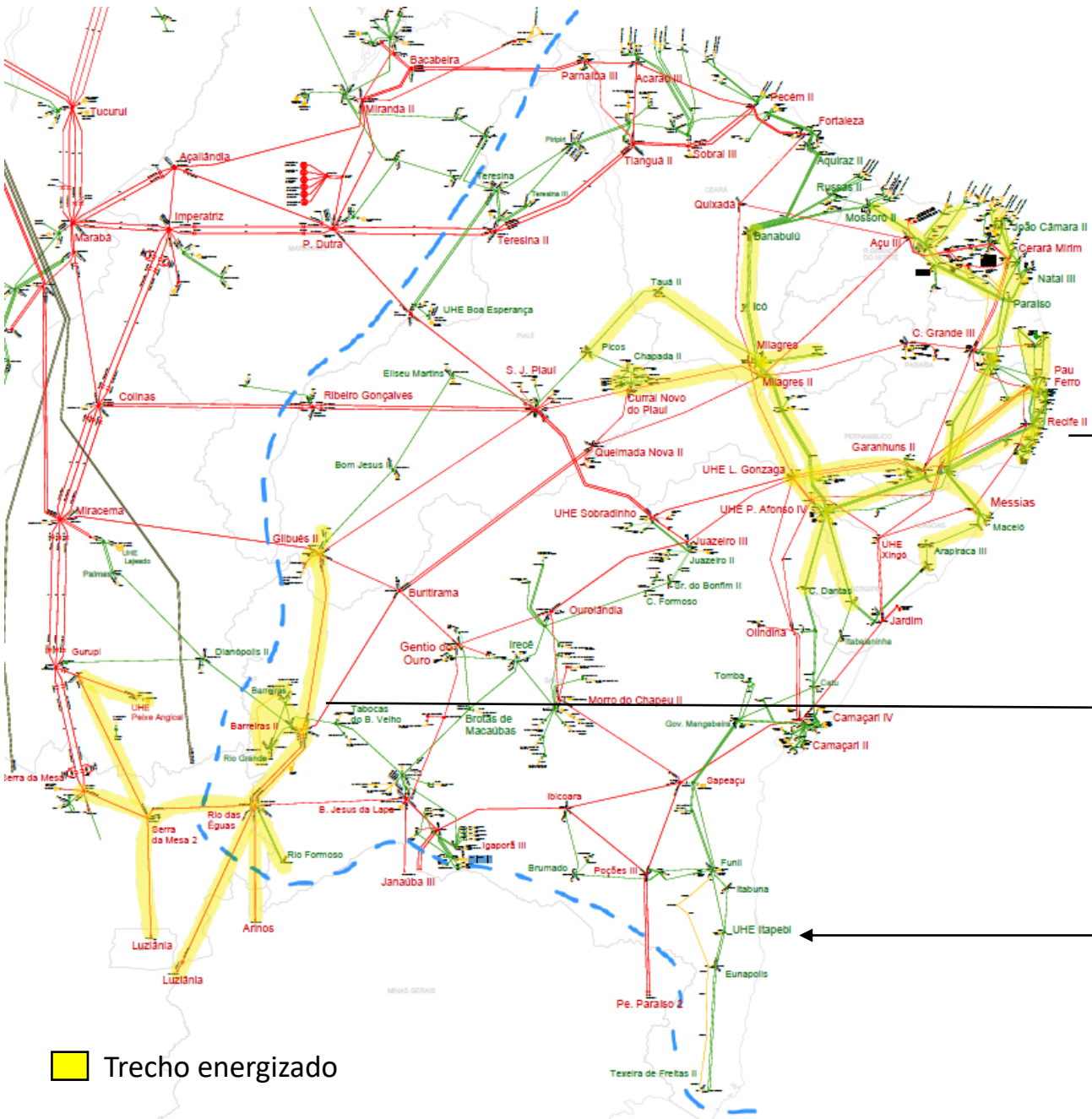


Equipamentos desligados

Subsistema	Linhas de transmissão	Transformadores
N	156	199
NE	202	196
S	0	0
SE/CO	12	4
Total	370	399

Recomposição do Subsistema Nordeste

Configuração às 08h40 – Início da recomposição



 Trecho energizado

UHE Luiz Gonzaga
1 UG
188 MW

UHE P. Afonso IV
2 UG
543 MW

Condições de Atendimento – 08h40	
Hidrelétrica	750
Eólica	2.983
Fotovoltaica	515
Térmica	116
FNESE – (NE -> SE)	30
FNEN – (NE -> N)	0
Carga NE	4.334

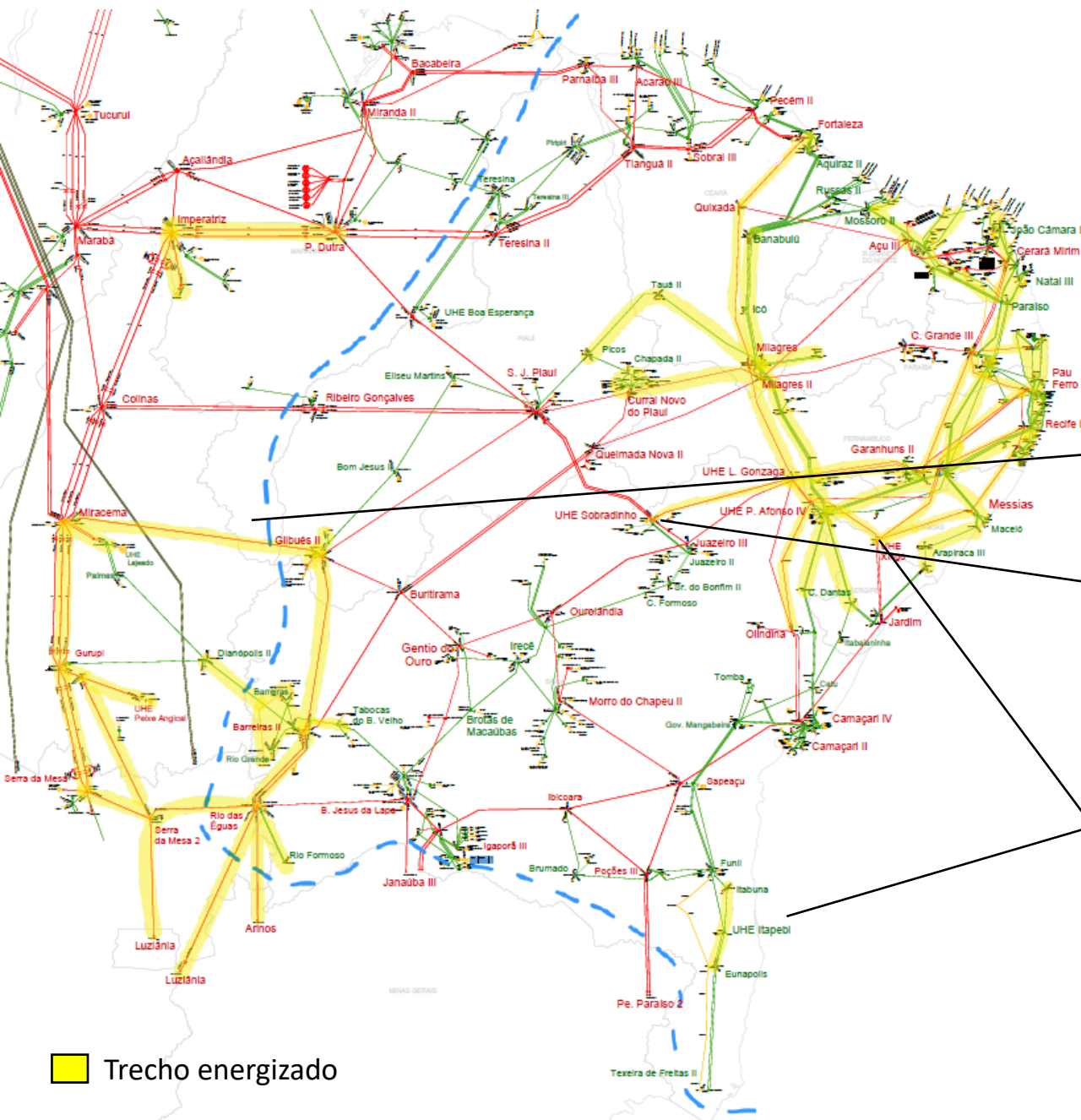
Às 08h53, o ONS autorizou o restabelecimento de carga interrompida.

Às 08h43, sincronizada a 1ª UG na UHE Itapebi e iniciada a tomada de carga no Corredor de Itapebi.

Às 09h22, autorizado o restabelecimento das cargas

Configuração às 09h41 – UHE Sobradinho energizada

Condições de Atendimento – 09h41	
Hidrelétrica	844
Eólica	3.342
Fotovoltaica	686
Térmica	111
FNESE – (NE -> SE)	37
FNEN – (NE -> N)	-8
Carga NE	4.954



Às 09h34, a LT 500 kV Miracema / Gilbués foi ligada.

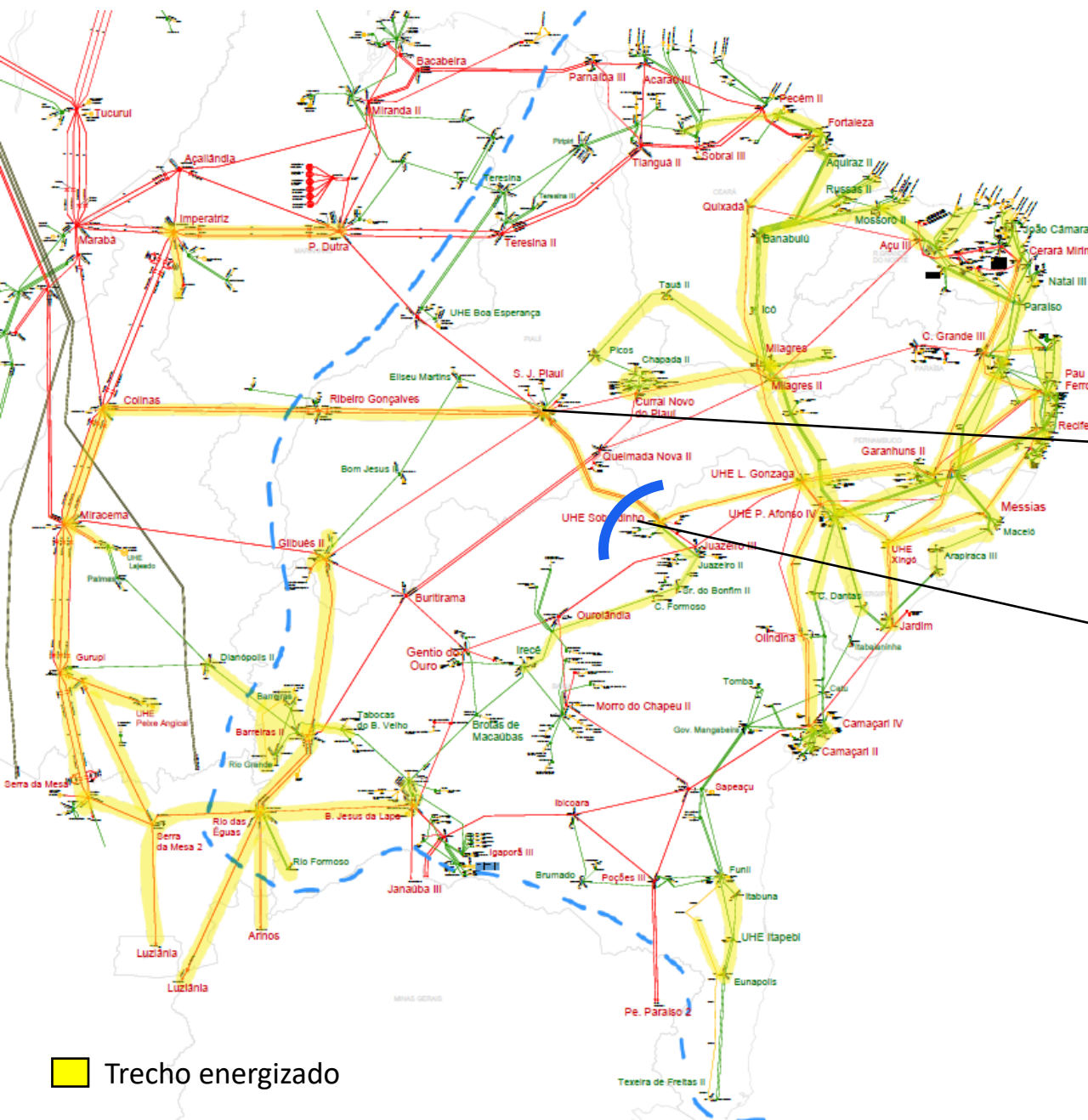
Às 09h40, SE Sobradinho recebeu tensão da SE Luiz Gonzaga.
Dificuldade de autorrestabelecimento na UHE Sobradinho.

Às 09h41, sincronizada a 2ª UG na UHE Itapebi –
dificuldade em realizar o sincronismo.

Às 09h44, UHE Xingó integrada à ilha através da LT 500 kV Xingó / P. Afonso IV.

 Trecho energizado

Configuração às 10h50 – Nordeste integrado ao SIN



Condições de Atendimento – 10h50	
Hidrelétrica	2.536
Eólica	3.060
Fotovoltaica	687
Térmica	110
FNESE – (NE -> SE)	185
FNEN – (NE -> N)	201
Carga NE	6.007

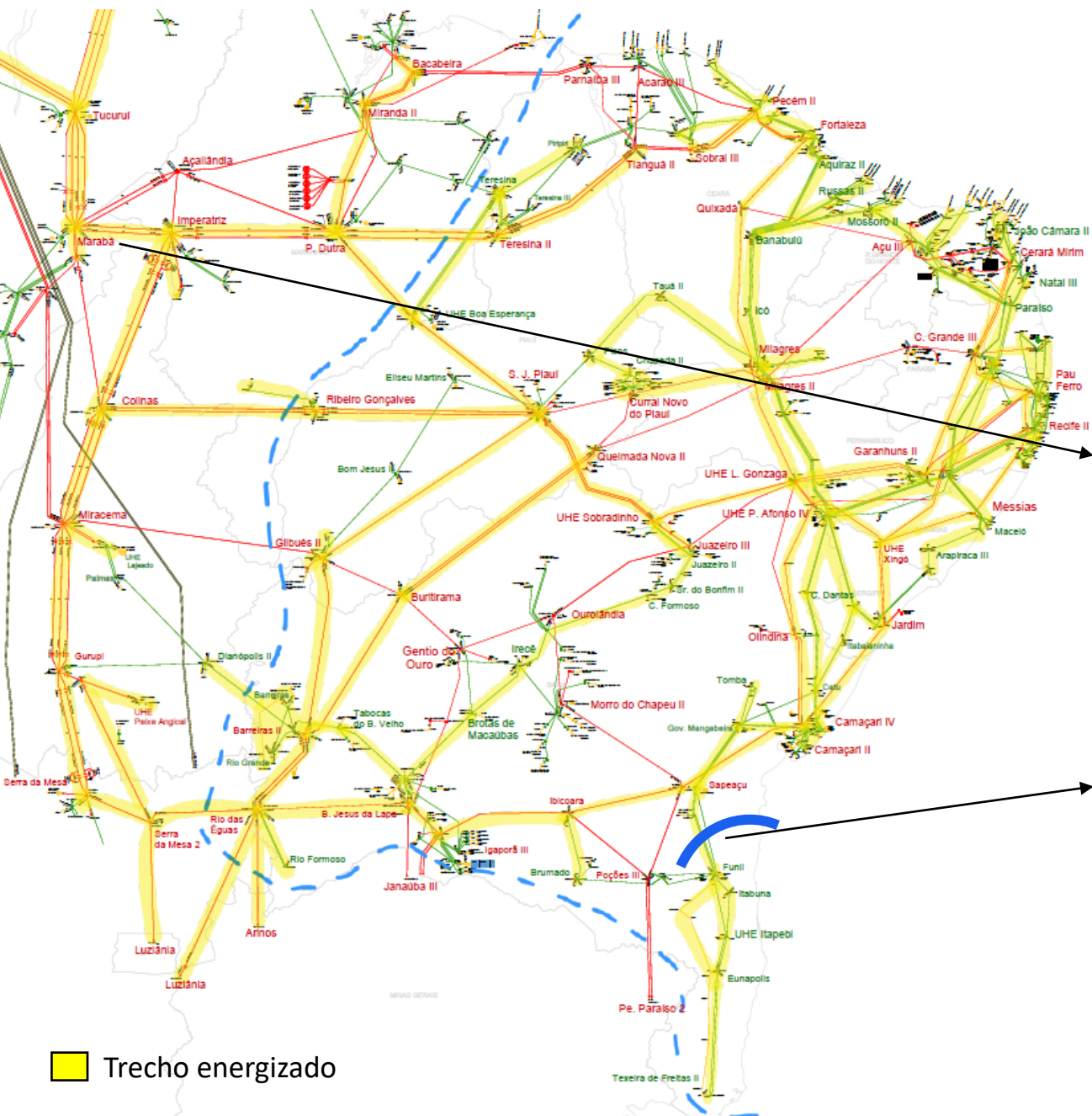
Às 10h32, a SE São João do Piauí recebeu tensão do SIN através da SE Ribeiro Gonçalves.

Às 10h49, realizado paralelo entre a ilha da área Nordeste e a área Sudeste através da LT 500 kV S. João do Piauí / Sobradinho, integrando a área Nordeste ao SIN.

Trecho energizado

Configuração às 12h57 – Corredor de Itapebi integrado ao SIN

Condições de Atendimento – 12h57	
Hidrelétrica	3.638
Eólica	2.477
Fotovoltaica	792
Térmica	120
FNESE – (NE -> SE)	-499
FNEN – (NE -> N)	122
Carga NE	7.404



Às 12h01, a LT 500 kV Imperatriz / Marabá C2 foi ligada, integrando a área Norte ao SIN.

A partir das 12h12 foi iniciada a liberação de geração EOL e UFV para atendimento à carga.

Às 12h56, a LT 230 kV Santo Antônio de Jesus / Funil C2 foi ligada, fechando o paralelo de Itapebi com o SIN.

 Trecho energizado

Configuração às 14h10 – Restabelecimento total de cargas liberado



Condições de Atendimento – 14h10	
Hidrelétrica	3.779
Eólica	2.594
Fotovoltaica	1.275
Térmica	142
FNESE – (NE -> SE)	-1.726
FNEN – (NE -> N)	172
Carga NE	9.344

Às 14h02, a LT 500 kV Bacabeira / Paranaíba III foi ligada, reforçando a interligação entre os sistemas Norte e Nordeste

Às 14h10, autorizado o restabelecimento total das cargas pelo ONS (93% das cargas da área Nordeste estavam restabelecidas).

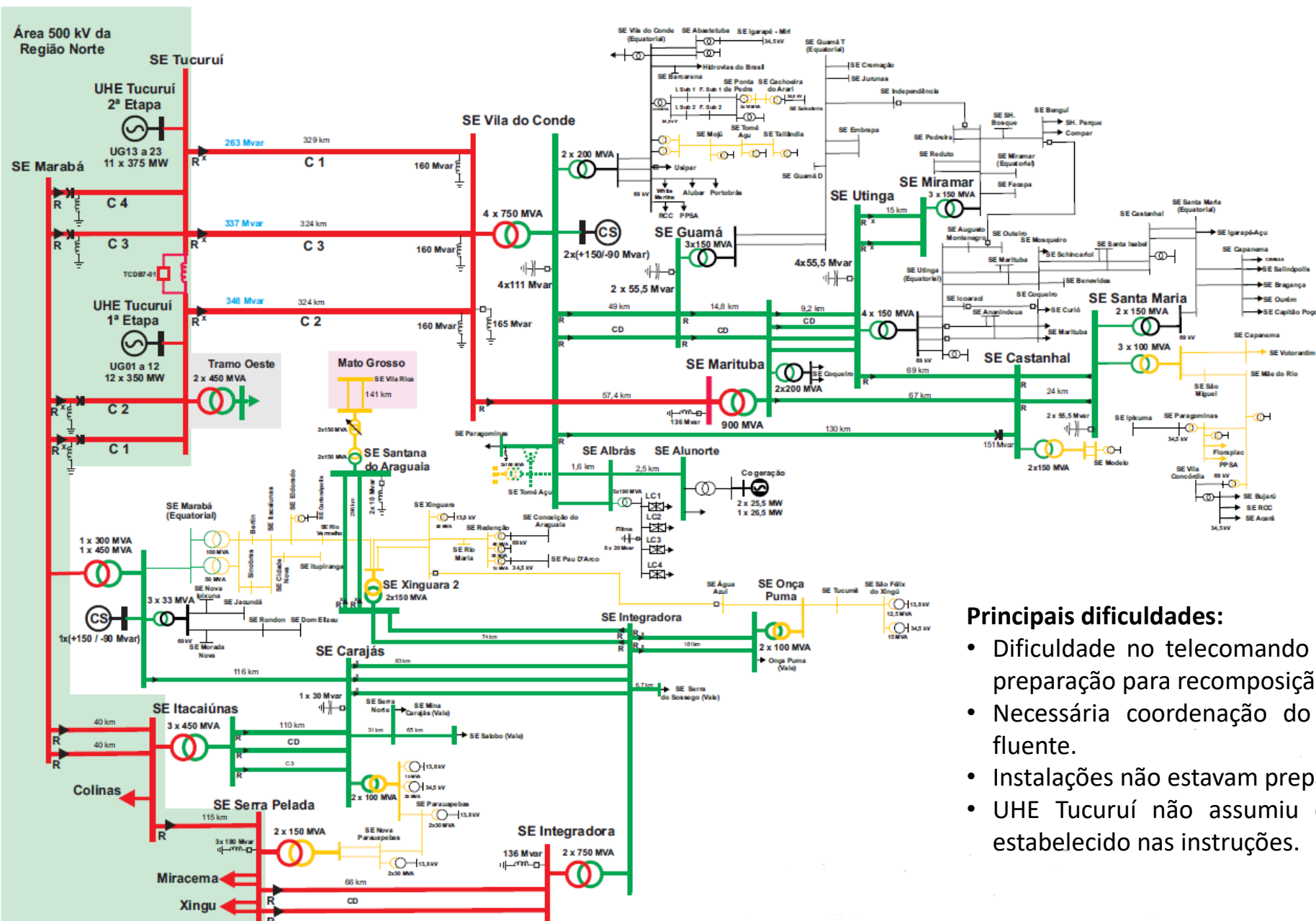
Às 14h45, as cargas da área Nordeste estavam restabelecidas.

Às 15h03, a LT 500 kV G. Valadares 6 / P. Paraíso C2 foi ligada, reforçando a Interligação Nordeste / Sudeste.

 Trecho energizado

Recomposição do Subsistema Norte

Área Tucuruí / Pará

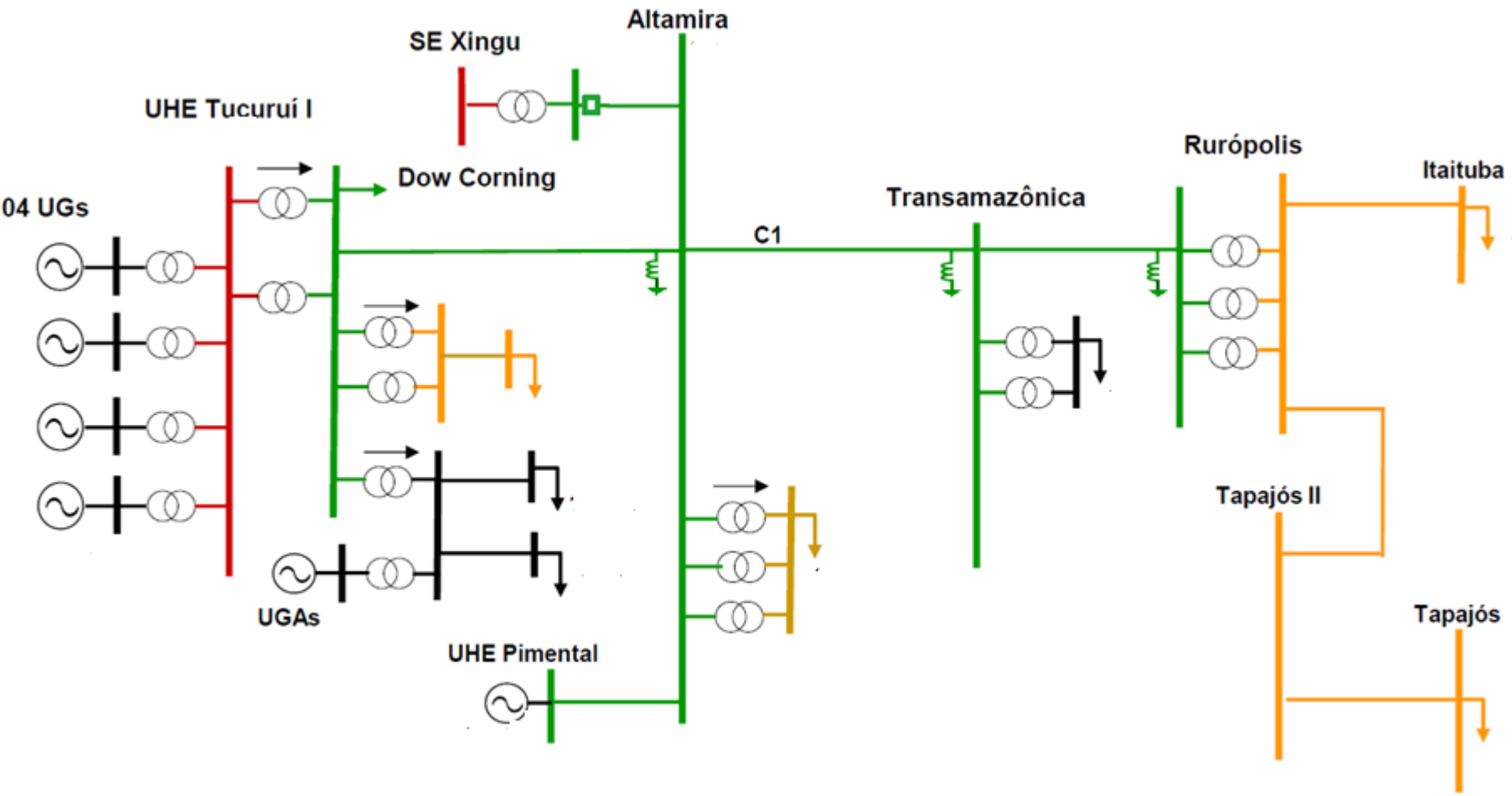


1ª UG ligada UHE Tucuruí	09h11
4ª UG ligada UHE Tucuruí	09h41
Início tomada de carga	10h26
Conclusão tomada de carga	14h33
Paralelo	12h01

Principais dificuldades:

- Dificuldade no telecomando de equipamentos, comprometendo a preparação para recomposição.
- Necessária coordenação do ONS em praticamente toda a fase fluente.
- Instalações não estavam preparadas para recomposição.
- UHE Tucuruí não assumiu o controle de frequência, conforme estabelecido nas instruções.

Área Tucuruí / Tramo Oeste

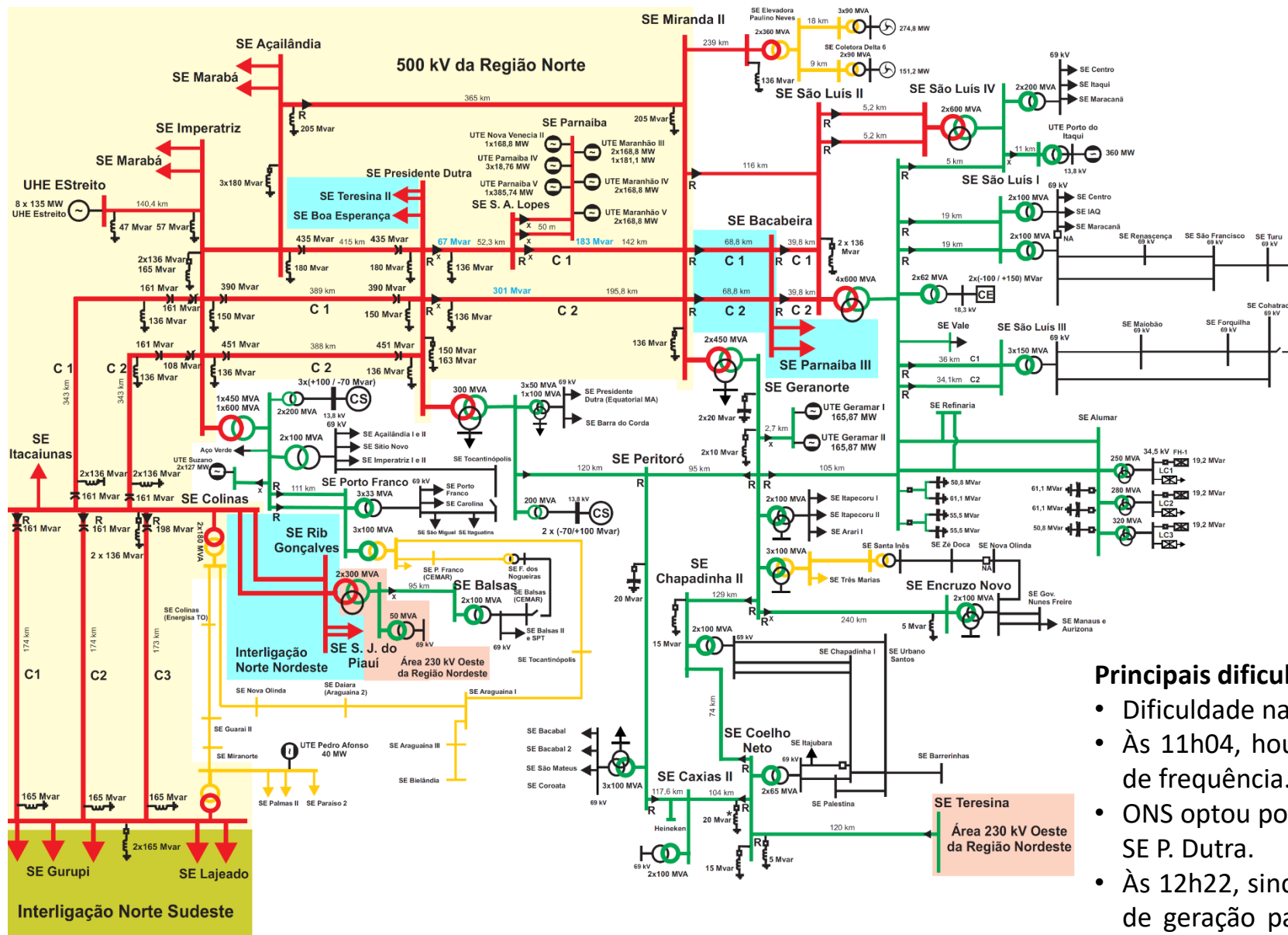


1ª UG ligada UHE Tucuruí	09h11
4ª UG ligada UHE Tucuruí	09h41
Início tomada de carga	10h35
Conclusão tomada de carga	13h42

Principais dificuldades:

- Às 12h47 houve perda parcial das cargas restabelecidas, cerca de 63%, pelo desligamento automático da barra de 138 kV SE Rurópolis. O restabelecimento das cargas retornou às 12h59 seguindo normalmente até o final do restabelecimento. Às 13h50 foi autorizado pelo COSR-NCO o restabelecimento total das cargas do Pará.

Área 500/230 kV Maranhão / Estreito



1ª UG ligada UHE Estreito	09h00
4ª UG ligada UHE Estreito	09h26
Início tomada de carga	10h35
Conclusão tomada de carga	14h41

Principais dificuldades:

- Dificuldade na retomada de carga.
- Às 11h04, houve desligamento da UHE Estreito devido a oscilação de frequência.
- ONS optou por realizar alternativa de recomposição, pelo 230 kV da SE P. Dutra.
- Às 12h22, sincronizada a 1ª UG na UHE Estreito e iniciada elevação de geração para o valor programado. Às 12h31 a usina atingiu o valor de geração programado.

Área Manaus

UGs de Balbina ligadas à vazio	09h04
Energização da SE Balbina	09h17

Subsistema Manaus

Início tomada de carga	09h19
Conclusão tomada de carga	13h45

Subsistema Mauá

Início tomada de carga	09h52
Conclusão tomada de carga	13h45

Interligação com o SIN	13h31
------------------------	-------

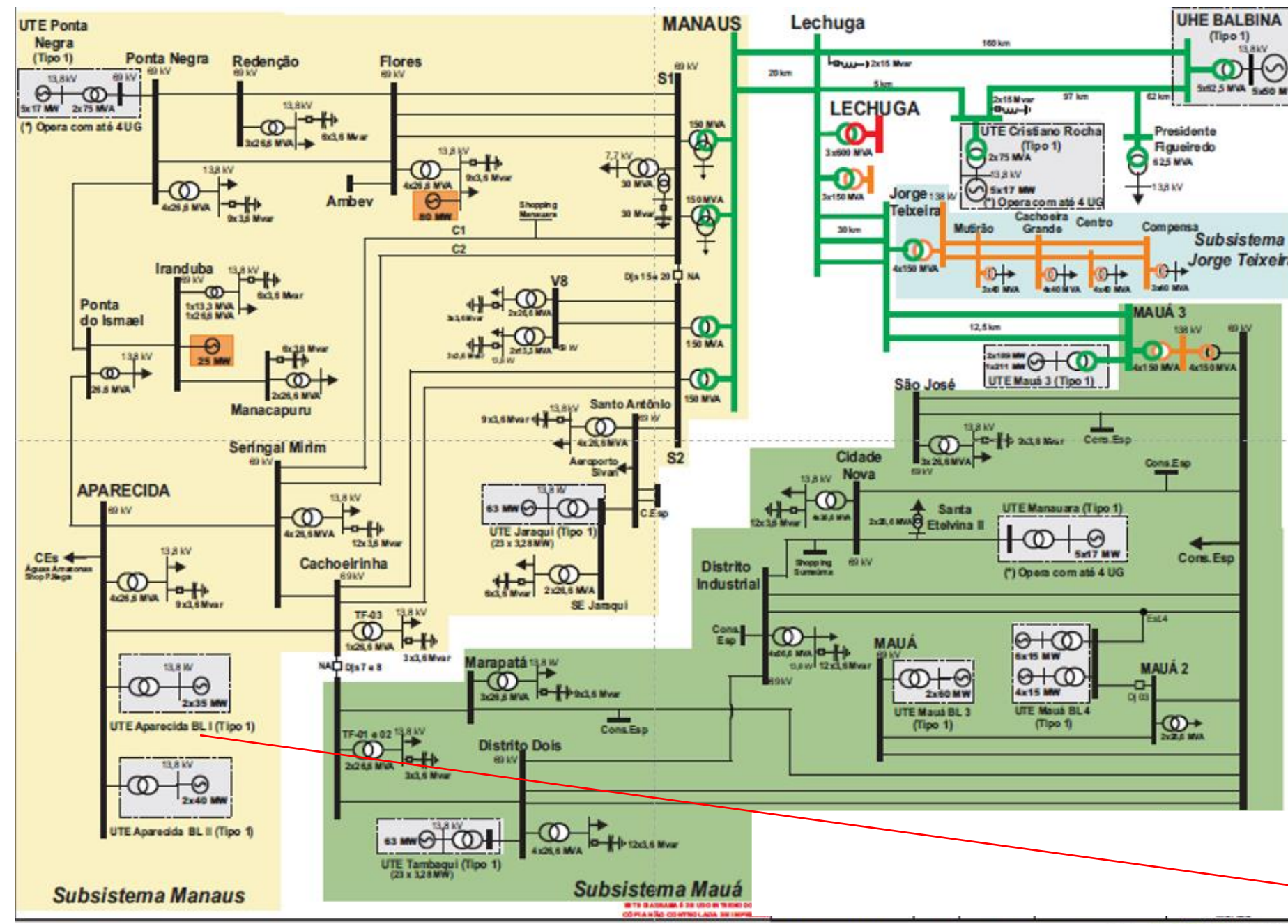
Principais dificuldades:

- Falha nos canais de comunicação.
- Demora na partida da geração térmica.

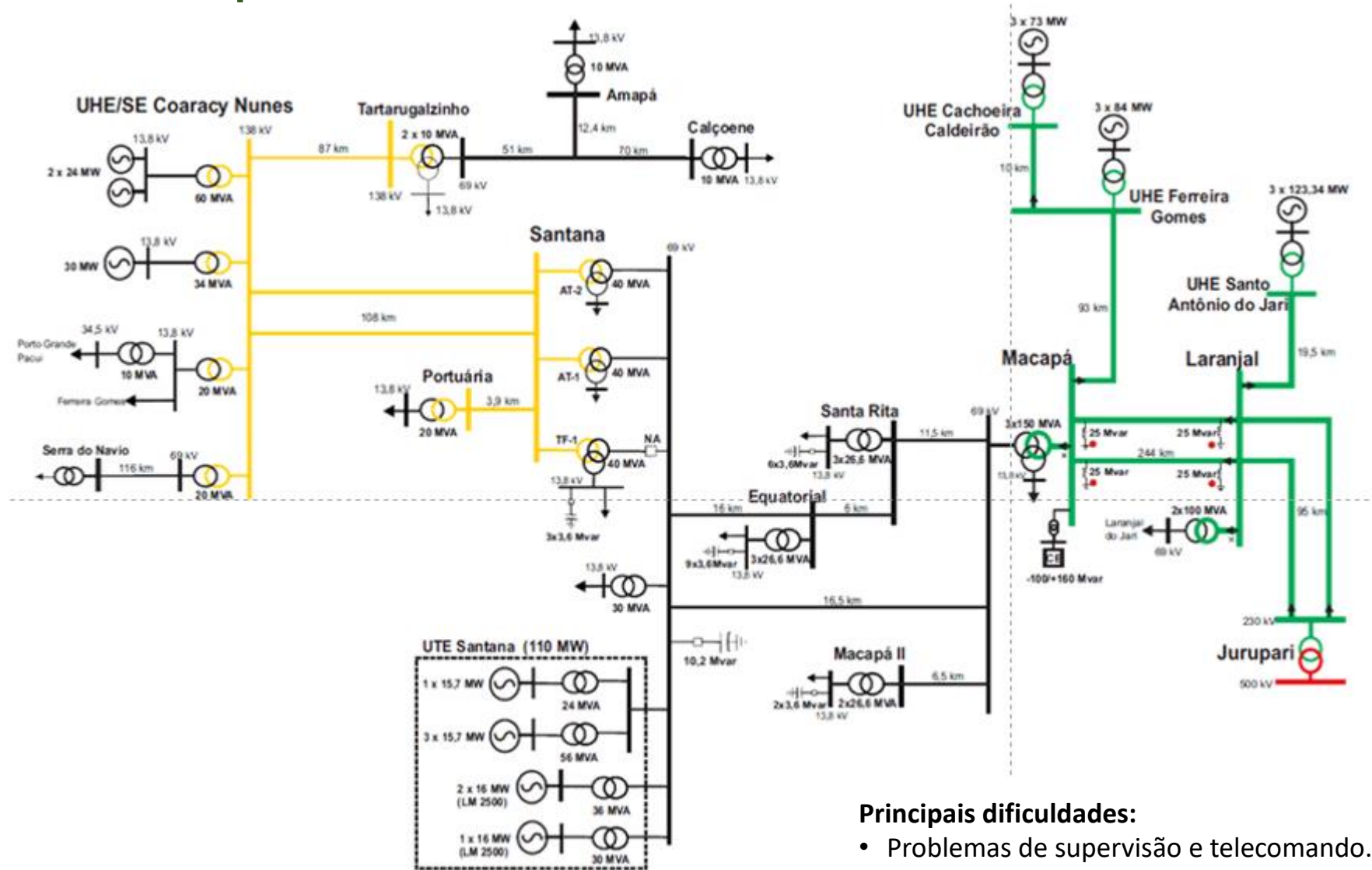
Mauá: 10h59

Manauara: 10h10

Aparecida: 10h09



Área Amapá



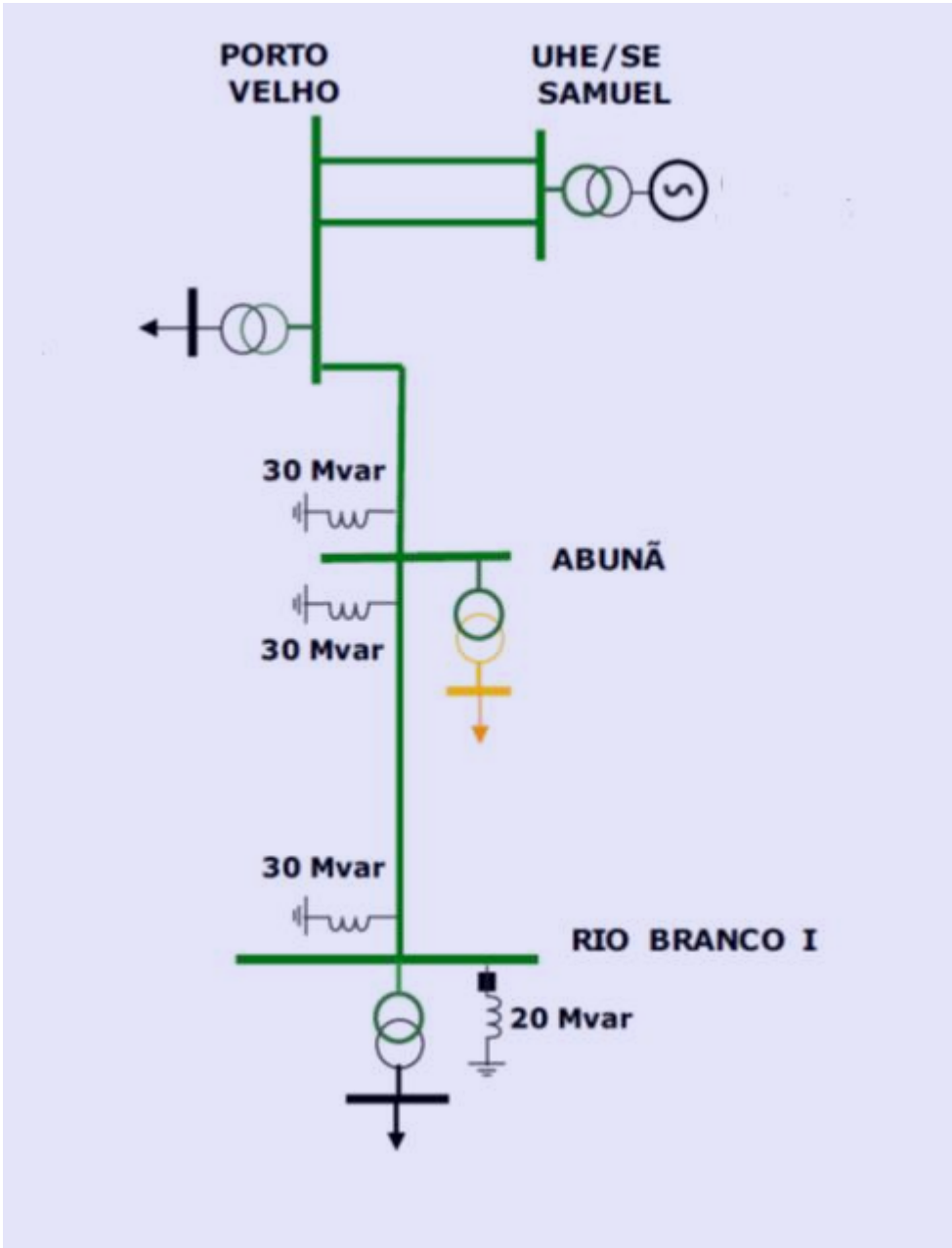
UGs de C. Nunes ligadas à vazio	08h46
Integração com o SIN	13h34
95% da carga recomposta	14h17

Principais dificuldades:

- Problemas de supervisão e telecomando.
- Perda de canal de comunicação com a distribuidora entre 09h12 e 13h48.
- Durante o processo de recomposição fluente, ocorreram 4 situações que provocaram o início da recomposição.
- No momento da interligação com o SIN, a UHE Coaracy Nunes atendia 25 MW de carga.

Recomposição do Acre/Rondônia

Área Samuel – Acre/Rondônia



Rondônia

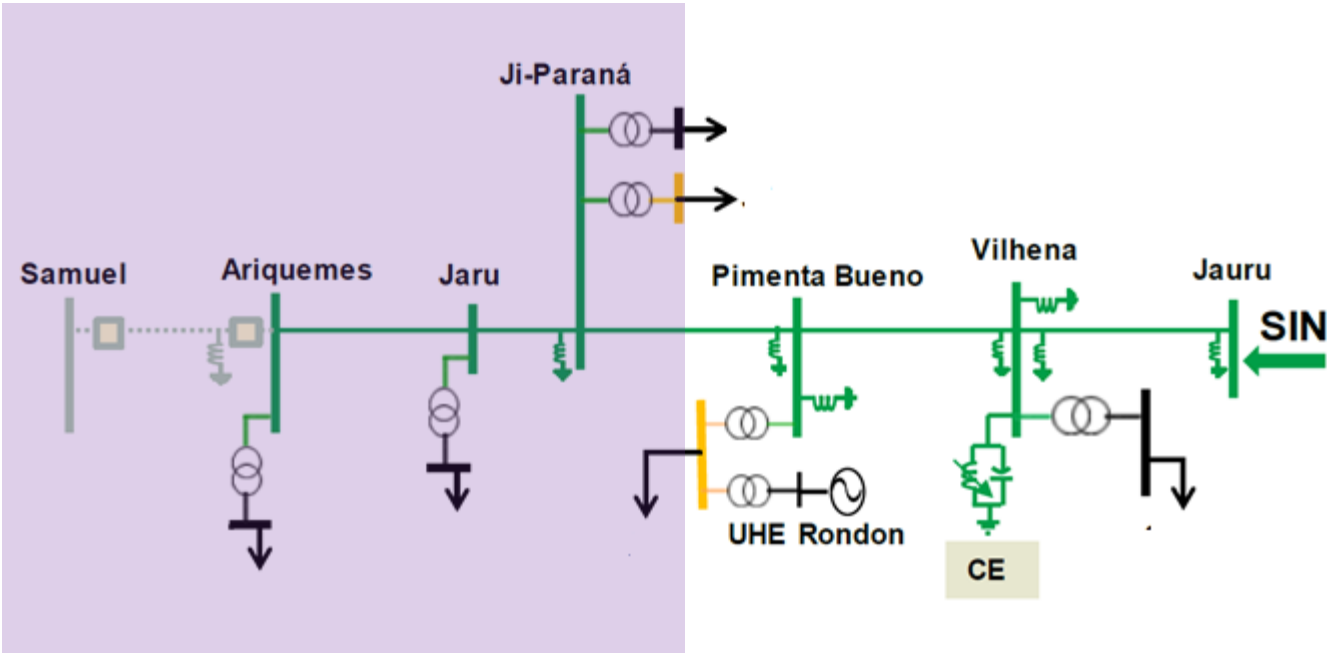
Sincronismo 1ª UG de Samuel	08h51
Início tomada de carga	09h18
Conclusão tomada de carga	11h42
Paralelo	10h29

Principais dificuldades:

- Falta de preparação das subestações
- Necessidade de recomposição coordenada.

Acre

Sincronismo 1ª UG de Samuel	08h51
Início tomada de carga	09h58
Conclusão tomada de carga	11h30
Paralelo	10h29



Aspectos gerais que dificultaram a recomposição

Aspectos gerais que dificultaram a recomposição

1. Grande volume de ligações de agentes solicitando informações sobre a situação.
2. Muitas solicitações de orientação nas ações de restabelecimento que deveriam ser fluentes.
3. Recomposição fluente precisou ser coordenada em várias áreas.
4. Muitas subestações não foram preparadas para recomposição pelos agentes.
5. Falha de supervisão em diversas instalações.
6. Falha na teleassistência dos agentes.
7. Necessidade de deslocamento de operadores para as instalações.
8. Falha em canais de comunicação com os agentes.
9. Necessidade de uso de canais de comunicação alternativos não supervisionados (telefones celulares).
10. Dificuldade na comunicação com alguns agentes (chamadas não atendidas).
11. Demora para atendimento às solicitações do ONS (tomada de carga, preparação de subestação, energização de linha, etc).
12. Restabelecimento de cargas desligadas pelo ERAC antes da estabilização da frequência em 60 Hz.

Perturbações de Grande Porte – Últimos 15 Anos

DIA E HORA	ORIGEM	TEMPO MÉDIO	Energia Não Suprida (MWh)	INTERRUPÇÃO DE CARGA									
				SIN		N		NE		S		SE/CO	
				MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%
15/08/2023 08h30	LT 500 kV Quixadá / Fortaleza II	02:03	46.235	22.547	34	6.058	100	6.206	61	2.355	20	7.928	20
21/03/2018 15h48	Bipolo Xingu-Estreito	02:31	51.692	20.529	26	5.115	82	11.507	82	1.083	8	2.824	6
28/08/2013 14h58	LT 500 kV Ribeiro Gonçalves / São João do Piauí C1 e C2	02:41	23.189	8.610	13	80	1	8.530	81	-	-	-	-
26/10/2012 00h14	SE Colinas	03:37	37.518	10.828	17	3073	68	7.661	78	-	-	183	1
04/02/2011 00h08	SE Luiz Gonzaga	03:13	23.793	7.363	12	-	-	7.363	80	-	-	-	-
10/11/2009 22h13	SE Itaberá	03:38	89.371	24.566	41	-	-	802	9	104	1	23.660	63

Tempo médio = Energia Não Suprida [MWh] / Corte de carga [MW]

FIM