



XX Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica
SENDI 2012 - 22 a 26 de outubro
Rio de Janeiro - RJ - Brasil

Franz H. Pereyra Zamora	Sinapsis Inovação em Energia s/s Ltda	franz.zamora@sinapsisenergia.com
Daniela V. Kondo	Sinapsis Inovação em Energia s/s Ltda	daniela.kondo@sinapsisenergia.com
Marcos R. Gouvea	Universidade de São Paulo	gouvea@pea.usp.br
Daniel Perez Duarte	Sinapsis Inovação em Energia s/s Ltda	daniel.duarte@sinapsisenergia.com
Joao C. Guaraldo	Sinapsis Inovação em Energia s/s Ltda	joao.guaraldo@sinapsisenergia.com
Antonio P. Cunha	Sinapsis Inovação em Energia s/s Ltda	antonio.cunha@sinapsisenergia.com
Daniel Gomes da Silva	AES Eletropaulo Metropolitana - Eletr. de São Paulo S.A.	daniel.gomes@aes.com
Joaquim Veloso Galvao	AES Eletropaulo Metropolitana - Eletr. de São Paulo S.A.	joaquim.galvao@aes.com

Simulação e Análise de Alternativas no Planejamento de Redes de Subtransmissão, Estudo de Caso

Palavras-chave

Contingências
Curto-Circuito
Geração Distribuída
Perdas
Planejamento
Redes de Subtransmissão

Resumo

Este trabalho resume os principais resultados de um projeto para o desenvolvimento de novas alternativas, para o atendimento da expansão da subtransmissão na área de concessão da AES Eletropaulo. A avaliação da viabilidade das alternativas propostas foi sistematizada numa ferramenta de apoio à decisão, a ser utilizada na execução do processo de planejamento da empresa, com vantagens de integração e flexibilidade em relação às simulações atuais. Do ponto de vista das funções gráficas do aplicativo, destaca-se o desenvolvimento de uma interface de diagnóstico gerencial que agrega a rede de subtransmissão para uma apresentação simplificada, sem perda de informações. Destaca-se também a possibilidade de execução de fluxos de potência de 24 patamares, além de permitir a incorporação dos dados necessários, num único ambiente, para o tratamento do planejamento da expansão num horizonte de previsão desejado. Adicionalmente, foi implementada uma base de dados que permite a inclusão dos dados referentes às linhas de subtransmissão, contemplando, ao mesmo tempo, diagramas esquemáticos e diagramas georreferenciados. Para fins de validação das funcionalidades e resultados, o aplicativo foi utilizado na execução de um estudo de caso, envolvendo várias linhas e subestações da concessionária.

1. Introdução

O Sistema de Distribuição em Alta Tensão (SDAT) da AES Eletropaulo é atualmente composto de 149 Subestações de Distribuição (SED) e 1752 km de linhas de subtransmissão aéreas (LTA) e subterrâneas (LTS).

Os padrões vigentes para alimentação de blocos de potência elevados consistem em LTA e LTS com tensões de 88 kV e 138 kV, com um ou mais circuitos.

Na condição normal o sistema é operado radialmente, a partir de subestações de fronteira que alimentam as SED. Para o atendimento de contingências ou em situações transitórias de transferência de carga podem ser formadas malhas.

Dadas as características da área de concessão da empresa, com grandes concentrações de carga e áreas altamente urbanizadas, a expansão do SDAT é especialmente dificultada, seja pela necessidade de faixas de passagem para linhas aéreas, seja pelo custo e distúrbios causados no tráfego de ruas e avenidas para a construção de linhas subterrâneas.

Por outro lado alguns empreendimentos de grande porte (comerciais ou comerciais e residenciais combinados) localizados numa área concentrada têm criado a necessidade do suprimento de potências elevadas para a distribuição (SDMT), ao mesmo tempo em que apresentam demanda relativamente baixa para uma linha de subtransmissão.

Adicionalmente, o advento do Prodist [1] passou a definir algumas diretrizes e regras a serem consideradas no planejamento da expansão do SDAT, as quais precisam ser incorporadas e sistematizadas para maior eficiência dos processos internos e benefícios para as soluções estudadas.

Outro aspecto relevante é que o tratamento do SDAT nas distribuidoras deve se integrar àquele realizado para os demais segmentos da distribuição, SED e SDMT, principalmente, para uma análise mais abrangente e capaz de ter em conta a agregação das cargas.

Isto não é realizado pelas ferramentas de apoio ao planejamento atualmente utilizadas, as quais têm a maior parte de suas características desenvolvidas para estudos das linhas da rede básica.

Desta forma o projeto se caracteriza por estabelecer novas abordagens para o problema da expansão da subtransmissão, com o enriquecimento de alternativas a serem consideradas no planejamento, além de aplicabilidade compatível com a regulação atual e integração com os demais níveis da distribuição.

2. Desenvolvimento

2.1. Diretrizes e metodologia

Para fins de planejamento a abordagem adotada consistiu em avaliar alternativas para a criação de um portfólio mais amplo e melhor adaptado, sob o ponto de vista de viabilidade técnica, aos níveis de potência

requeridos pelos empreendimentos atuais.

A diretriz fundamental é a proposição de alternativas de suprimento que considerem a situação das fontes de potência (subestações de fronteira) tanto em regime normal como de contingência.

A consolidação do portfólio de soluções e de uma ferramenta de análise de alternativas de planejamento do SDAT constitui-se nos produtos do projeto.

Embora, o foco principal do projeto seja a ampliação de soluções técnicas, é possível obter subsídios para diferenciação econômica das alternativas, uma vez que são simuladas perdas de energia e índices de continuidade, cujo valor monetário pode ser obtido a partir de preços médios de energia e tarifa.

Assim sendo, devem ser buscadas novas opções como, por exemplo:

- a. exploração da tensão de 34,5 kV como opção à subtransmissão existente (circuitos de interligação de subestações ou ramais para clientes);
- b. interligações entre subestações que permitam aumento da potência firme;
- c. aumento da oferta com unidades de geração distribuída [2] ou redução da demanda com cogeração;
- d. aumento de capacidade em contingência de linhas em casos específicos em que isso possa possibilitar o socorro de um bloco maior de cargas;
- e. operação em malha de partes do SDAT para aumento do compartilhamento de reservas.

2.1.1. Caracterização de regiões críticas

Qualquer região sob estudo pode ser caracterizada pela sua criticidade em função do diagnóstico elétrico da situação de suas linhas, bem como pela previsão do crescimento das cargas no horizonte de estudo.

Para a sistematização do método de trabalho decidiu-se incorporar na ferramenta de análise toda a rede de subtransmissão da AES Eletropaulo – com topologia, impedâncias, limites de carregamento das linhas e transformadores – bem como facilidades de importação de curvas e imposição de taxas de crescimento de cargas, num período de dez anos.

Assim sendo, a caracterização de regiões críticas pode ser realizada facilmente através do cálculo de fluxo de potência para cada ano, em condições de operação normal e contingência, evidenciando-se em qualquer cenário de cargas que se deseje simular, a ultrapassagem dos limites de carregamento, bem como alguma queda de tensão excessiva.

2.1.2. Soluções e portfólio de recursos da subtransmissão

Foram escolhidas algumas soluções não convencionais para incorporação ao portfólio de alternativas de planejamento existentes, tendo em vista tanto sua aplicabilidade em estudos de planejamento como sua contribuição para o suprimento em locais congestionados.

Estas soluções visam tanto ampliar a capacidade do sistema de subtransmissão como viabilizar a instalações desta natureza mais próximas dos grandes centros de carga.

Dessa forma, as alternativas não convencionais de planejamento consideradas neste produto são:

- a. utilização de condutores com maior capacidade de condução de corrente como padrões cujo benefício real se verificaria nas condições de contingência;
- b. automação do sistema de distribuição e subtransmissão;
- c. emprego da tensão de 34,5 kV para o sistema de subtransmissão (em ramais ou interligações localizadas);

- d. aproveitamento de unidades de Geração Distribuída;
- e. operação de partes do sistema em anel, desde que os níveis de curto circuito resultantes e as adaptações necessárias nas proteções fossem aceitáveis.

As alternativas supracitadas podem ser aplicadas de forma isolada ou de maneira sinérgica com outras, inclusive convencionais, objetivado a maximização dos benefícios oferecidos.

Note-se que a própria definição do portfólio de alternativas de recursos de planejamento para o SDAT acaba por definir características e funcionalidades necessárias à concepção de um módulo de apoio ao planejamento do sistema, cuja estrutura contempla os seguintes itens:

- a. caracterização da rede;
- b. caracterização da carga;
- c. inserção de alternativas de planejamento;
- d. análise de resultados.

2.2. Ferramenta de apoio ao planejamento

Além dos aspectos anteriores a ferramenta de apoio ao planejamento adotou funcionalidades flexíveis e interface amigável com o usuário para propiciar maior agilidade e flexibilidade que os aplicativos utilizados até então, mantendo a mesma confiabilidade dos cálculos, com maior integração e consequentes ganhos de produtividade.

Entre as características principais tem-se:

- a. edição do diagrama completo do SDAT da AES Eletropaulo através do Editor de Rede;
- b. visualização seletiva de partes do SDAT para fins planejamento regional ou gerencial, mas mantendo-se o cálculo do sistema completo;
- c. importação de Cargas para o horizonte de planejamento de dez anos;
- d. análise de Redes;
- e. expansão de Redes;
- f. análise de Contingências;
- g. edição Georreferenciada de Redes;
- h. possibilidade de importação e inclusão nos cálculos de SED com diagramas esquemáticos para análise de contingências tal como são tratadas na realidade (abertura e fechamento de chaves e disjuntores);
- i. execução do fluxo de potência para todos os patamares de carga e visualização dos resultados num único processamento.

Estas características foram implementadas numa plataforma de desenvolvimento (denominada Sinap t&d) já utilizada pela AES Eletropaulo para estudos do SDMT e SDBT e cujas características nativas facilitaram as novas implementações ou já incorporavam parte dos recursos vislumbrados como solução neste projeto. Entre estas características podem ser citadas:

- a. módulos de cálculo de fluxo de potência equilibrado e desequilibrado;
- b. curtos-circuitos;
- c. estimação de estados para ajuste das cargas e medições;
- d. tratamento de redes através de seus equivalentes para concisão e maior velocidade de processamento;
- e. facilidade para incorporação de novos arranjos com parâmetros elétricos e limites de carga diferenciados;
- f. tratamento rigoroso da geração distribuída, com respectiva curva de despacho;

As figuras e comentários seguintes mostram alguns aspectos da ferramenta desenvolvida. A visualização

completa do SDAT, passível do processamento de qualquer cálculo, é apresentada na Figura 1.

As subestações de fronteira envolvidas, mostradas na Figura 1, correspondem às 17 regiões da área de concessão da AES Eletropaulo: Anhanguera, Edgar de Souza, Pirituba, Bandeirante, Milton Fornasaro, Centro, Sul 1, Sul 2, Norte, Ramon Reberte Filho, Leste, Nordeste, Henry Borden, Miguel Reale, Piratininga, Baixada Santista e Embu Guaçu, além do suprimento dos sistemas subterrâneos Centro 20 kV, Bandeirante 34,5 kV e Miguel Reale 20 kV.

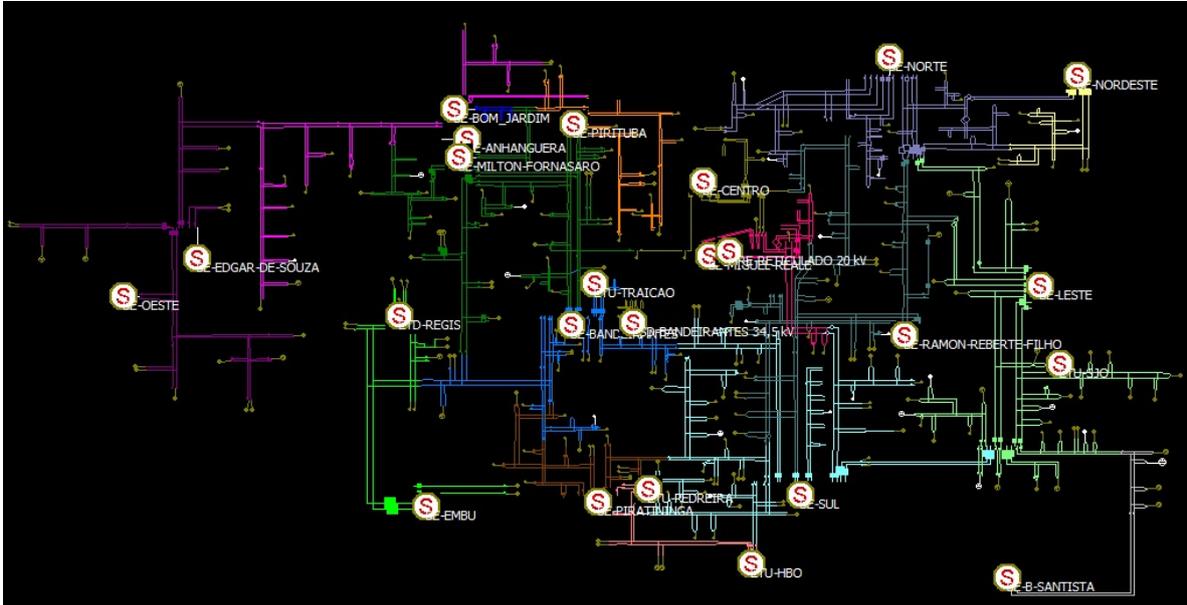


Figura 1. Diagrama completo do SDAT.

O diagrama georreferenciado é resultado da inclusão das coordenadas geográficas UTM nas barras do sistema, possibilitando a visualização das redes no mapa.

A Figura 2 mostra as redes Edgard de Souza, Anhanguera e Pirituba. A execução de fluxo de potência é também aplicável nessas redes.

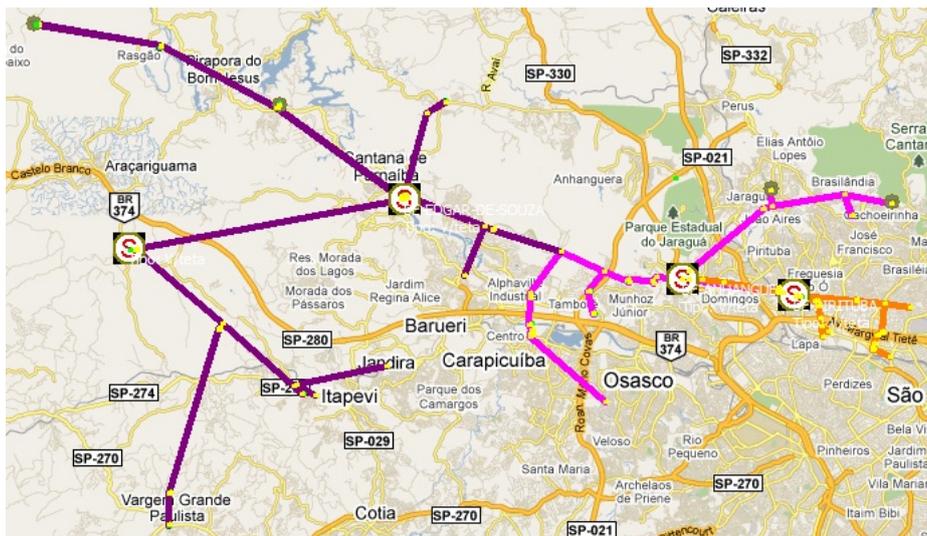


Figura 2. Diagrama georreferenciado das redes

Através da função Visualização da Rede é possível gerar um diagrama parcial do sistema, somente com equipamentos selecionados pelo usuário. Esse diagrama se caracteriza principalmente por apresentar os

valores reais on-line dos fluxos de potência calculados, permitindo, assim, a observação dos parâmetros elétricos e de resultados em pontos específicos do sistema.

A Figura 3 mostra a importação de curvas de cargas de arquivos utilizados pela concessionária nos seus processos atuais.

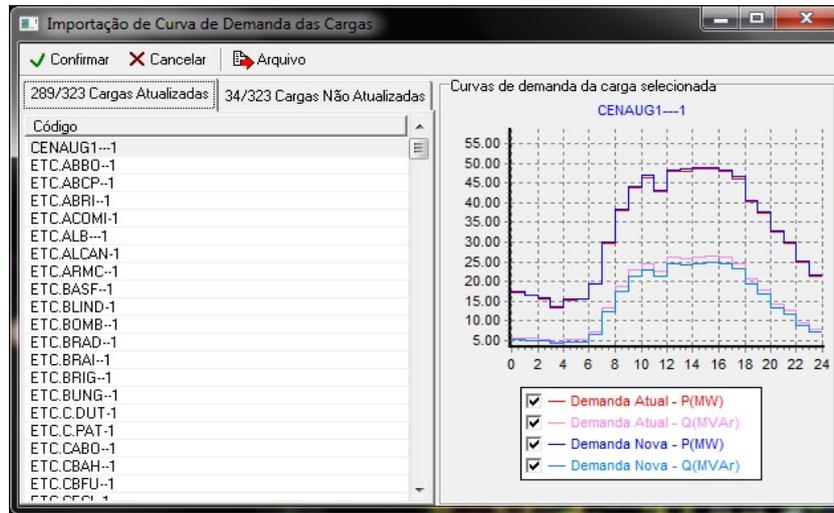


Figura 3. Aba das cargas atualizadas

Para fins de exemplificação e validação da facilidade de utilização e dos resultados, foi realizado um estudo de caso, tendo por base algumas condições reais da AES Eletropaulo.

2.3. Estudo de caso

A Figura 4 apresenta o diagrama esquemático unifilar operativo das subestações de fronteira consideradas, e também, mostra as principais LTA e SED envolvidas (estas últimas são referenciadas conforme sua denominação na AES Eletropaulo, que se inicia pela sigla ETD).

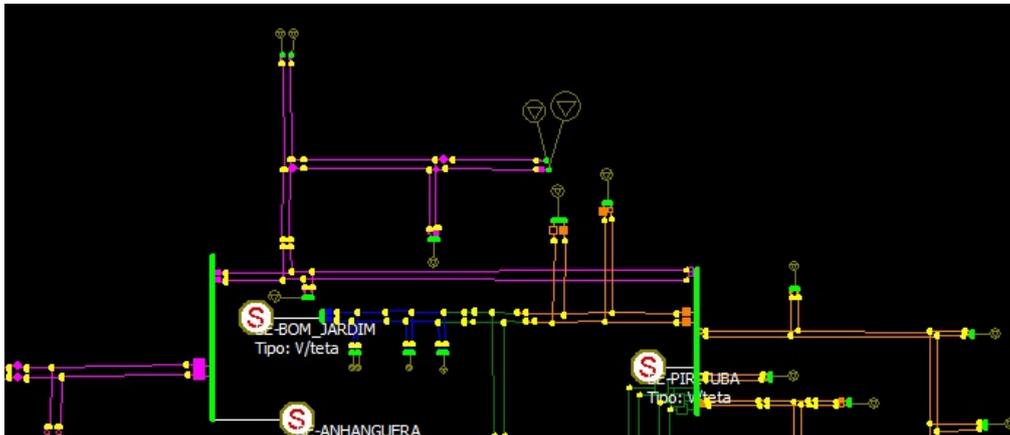


Figura 4. Diagrama esquemático das interconexões das subestações Anhanguera e Pirituba

A Figura 5 apresenta a taxa de crescimento de mercado, a ser aplicado no horizonte de estudo (2011 – 2020), nas ETD Taipas, ETD Brasilândia e ETD Peri. As taxas para o período 2011 a 2015 e 2016 a 2020 são, respectivamente, 2,5 % e 2,0 %. O ano base considerado (ano 0) foi 2010.

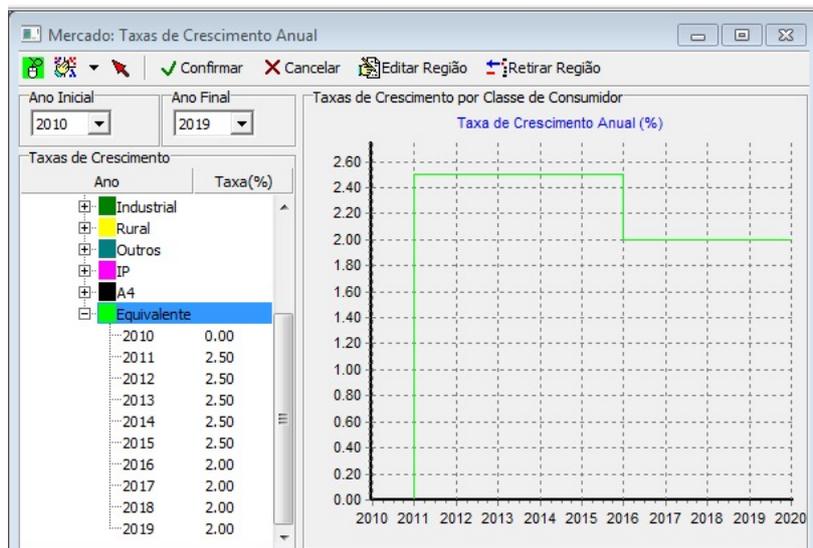


Figura 5. Taxas de crescimento para projeção das cargas.

As taxas de crescimento citadas serão aplicadas às cargas iniciais das ETDs em estudo, Taipas, Brasilândia para obter a respectiva projeção dos valores futuros.

A Figura 6 apresenta a curva de carga da ETD Peri-1, como exemplo.

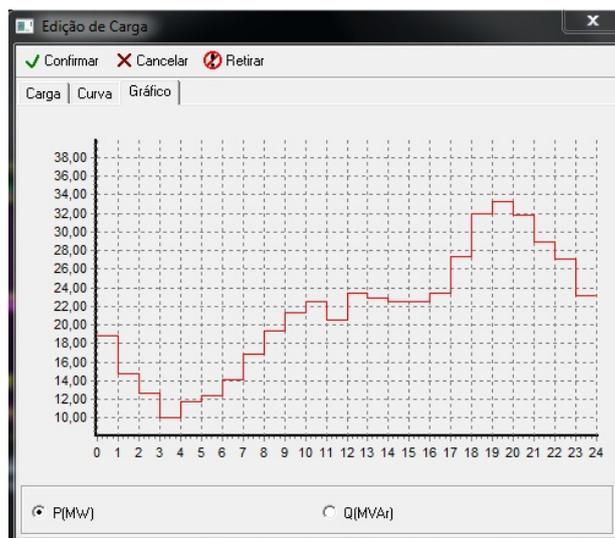


Figura 6. Curva de carga da ETD Peri-1 (Ano 1)

Para o ano base do período de planejamento (2010), no patamar de carga das 19-20 h, a soma das demandas, neste patamar de carga das ETDs (Taipas, Brasilândia e Peri) alcança o valor de cerca de: 163 MW + j 64 Mvar (175 MVA), superando a capacidade de um dos dois circuitos do trecho de linha: derivação Taipas, condutor 636 MCM, 780 A, 117 MVA em 88 kV, até o ponto de derivação da ETD Brasilândia, aproximadamente 10,2 km. Portanto, a necessidade de racionamento de carga é de aproximadamente 58 MVA, quando da ocorrência de contingência de um desses circuitos, neste trecho de linha.

2.3.1. Formulação de alternativas

Neste estudo de caso, serão analisadas as seguintes soluções estruturais como forma de atender aos critérios definidos neste estudo, para garantir o pleno atendimento do mercado nesta região[3]:

- *alternativa 1*: Reconstrução do trecho de linha derivação Taipas até o ponto de derivação da ETD

Brasilândia 2x(1x636 MCM), 117 MVA, para 2x(2x636 MCM), 234 MVA, 10,2 km.

- *alternativa 2*: Implementação de uma rede de distribuição compacta aérea de 34,5 kV na região, condutor de 300 mm² de alumínio entre ETDs Peri e Vila Medeiros, de forma a aliviar o carregamento da ETD Peri. Essa rede de 34,5 kV seria construída com 4 circuitos de 13,3 km, com suas transformações correspondentes 88 – 34,5 kV. Vale lembrar que as linhas em 34,5 kV podem ser implantadas em vias públicas, sem necessidade de faixa de passagem dedicada.

- *alternativa 3*: Implantação de Geração Distribuída (GD) conectada na tensão de 88 kV, RAE Taipas 1-2 e RAE Peri 1-2, com 4 unidades de GD de 20 MW distribuídas totalizando 80 MW.

- *alternativa 4*: Construção de trecho de linha de circuito duplo, com aquisição de faixa para permitir interligar a LTA Anhanguera – Pirituba 1-2 (SE Anhanguera) com a LTA Norte – Canindé 1-2 (SE Norte), condutor 2x(1x636 MCM), aproximadamente 7,5 km, operando as linhas LTA Anhanguera – Pirituba 1-2 e LTA Norte – Canindé 1-2, em anel, através das SE Anhanguera e SE Norte.

2.3.2. Análise das alternativas

Em condições normais, foram analisados os seguintes parâmetros: potências, perdas de energia supridas pelas subestações de fronteira, carregamento e tensões nas barras. A Tabela I mostra as perdas técnicas em cada subestação de fronteira, para cada alternativa analisada no ano 1, e a Figura 7 mostra graficamente esses resultados. Observa-se que a alternativa 3 é a melhor, com menos perdas, comparando-se a soma das perdas nas duas subestações de fronteira.

Tabela I. Perdas em cada alternativa.

<i>Perdas [kWh]</i>	<i>CASO BASE</i>	<i>ALT. 1</i>	<i>ALT. 2</i>	<i>ALT. 3</i>	<i>ALT. 4</i>
SE ANHANGUERA	2314101.8	1963799.7	1868355.7	1766680.9	1868077.1
SE NORTE	954642.6	954643.3	1691112	954643.3	1145091.3
Soma	3268744.4	2918443	3559467.7	2721324.2	3013168.4
Percentual	0.0%	-10.7%	8.9%	-16.7%	-7.8%

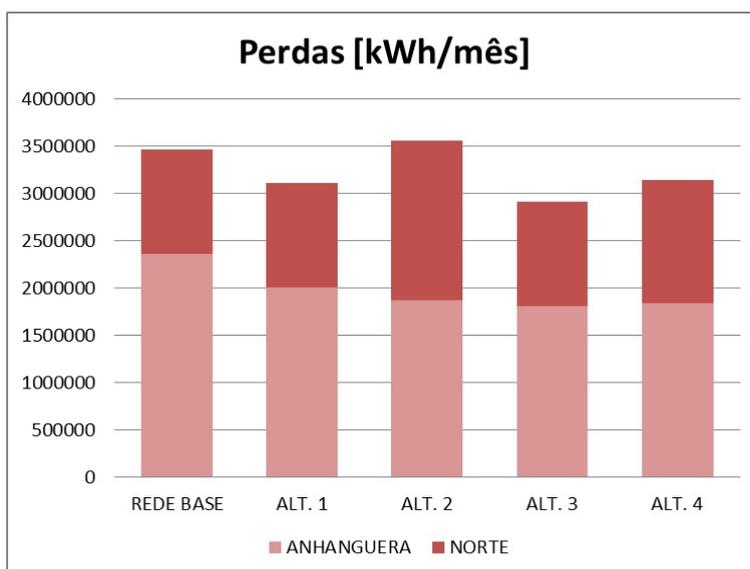


Figura 7. Gráfico das perdas em cada alternativa.

O gráfico mostrado na Figura 8 contém a comparação entre as alternativas quanto ao carregamento das linhas, no ano 1 e no patamar das 19-20h. Analisando este parâmetro, a alternativa 1 é a que possui menor

carregamento nas linhas envolvidas.

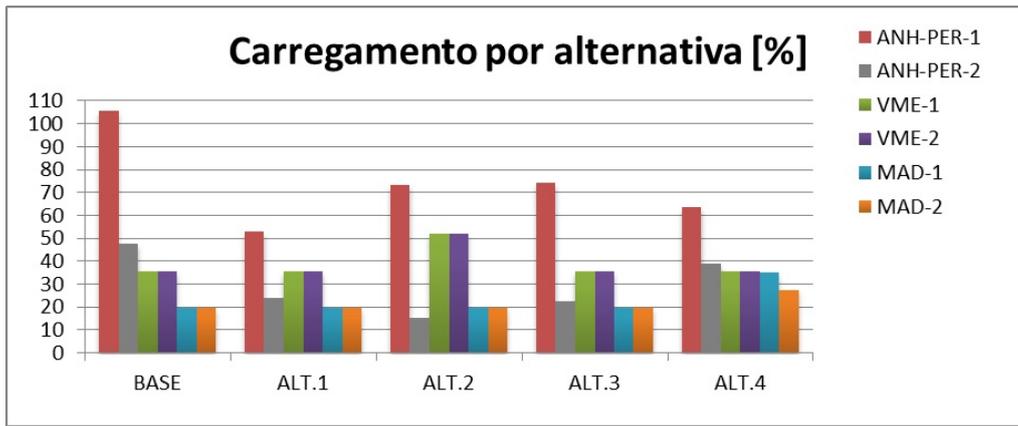


Figura 8. Carregamento das linhas por alternativa

As tensões nas barras que compõem as cargas equivalentes Peri-1 e Peri-2 são mostradas na Figura 9 em cada alternativa. Na alternativa 2, os taps dos transformadores em Vila Medeiros tiveram de ser ajustados para +5%, de forma a melhorar as tensões.

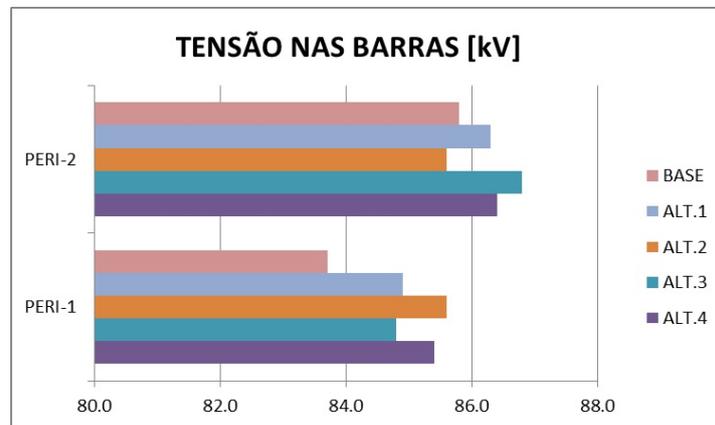


Figura 9. Tensão nas barras Peri-1 e Peri-2.

2.3.3. Análise de contingência e curto-circuito

Foram realizadas simulações da operação da rede em condição de contingência mais severa para o primeiro ano do horizonte de planejamento, no patamar de carga pesada (19-20 h) para a alternativa 1. Considerando as transferências de carga, os resultados para os casos de contingência no circuito 1 e 2 são os mesmos, pois contém arranjos iguais.

Em condição de contingência do circuito Derivação para Taipas - Ramal Taipas - 1, no **caso base**, a topologia do sistema permanece a mesma, mostrando a necessidade de corte de carga nas ETDs Taipas e Peri (ver Figura 10). Observa-se o nível crítico dos trechos em vermelho, com carregamento acima de 100%.

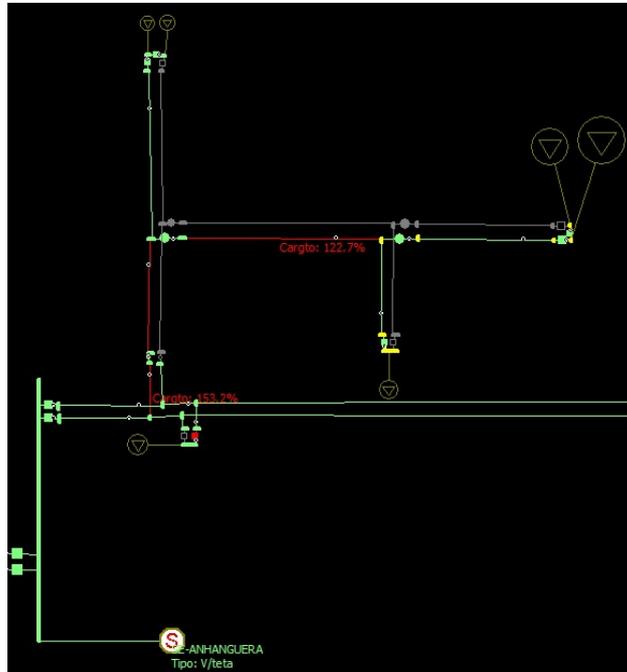


Figura 10. Contingência para caso base: circuito em cinza desligado e trechos em vermelho com carregamento crítico

Em condição de contingência do mesmo circuito na **alternativa 1**, a topologia do sistema permanece a mesma, porém, sem necessidade de corte de carga nas ETDs Taipas e Peri (ver Figura 11).

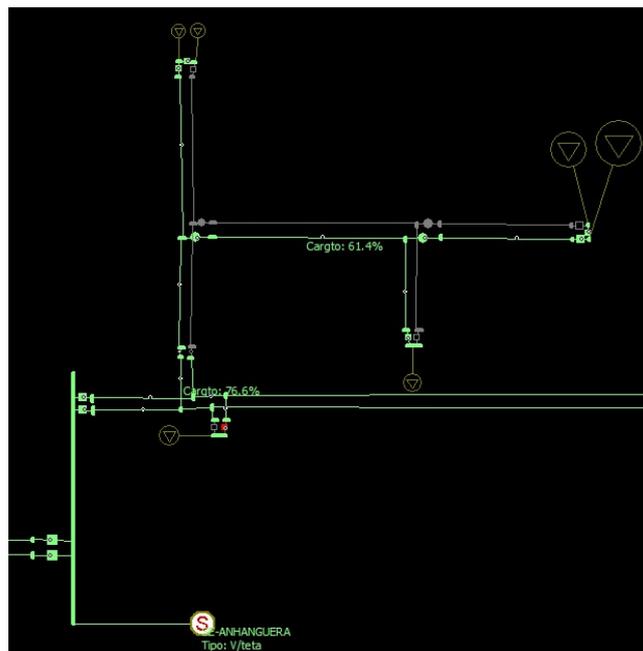


Figura 11. Condição de Contingência na Derivação para Taipas - Ramal Taipas - 1. O circuito cinza indica o desligamento.

Neste estudo foi realizada uma análise comparativa entre a alternativa 1, operação radial através da SE Anhanguera, e a alternativa 4, operação em anel da SE Anhanguera e SE Norte, onde foram realizados os estudos de curto-circuito trifásico. Os pontos selecionados para a aplicação do curto-circuito podem ser vistos na Figura 12.

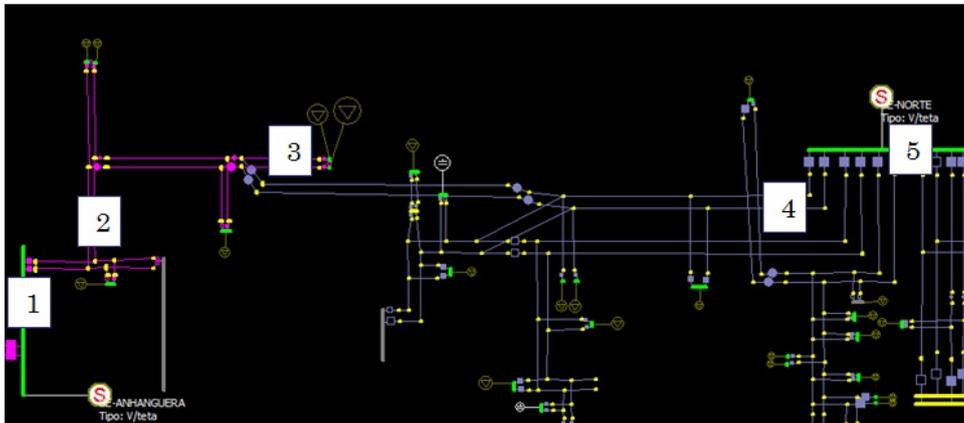


Figura 12. Pontos de aplicação de curto-circuito. (1) Barra de suprimento em 88 kV da SE Anhanguera; (2) Trecho de derivação para Taipas – ramal Taipas; (3) Trecho do ramal Peri; (4) Trecho de derivação para Mandaqui; (5) Barra de suprimento em 88 kV da SE Norte.

O gráfico da Figura 13 mostra a evolução das correntes nas fases e de sequência, antes e depois do fechamento do anel. Nota-se um aumento significativo nos valores obtidos com a rede operando em anel.

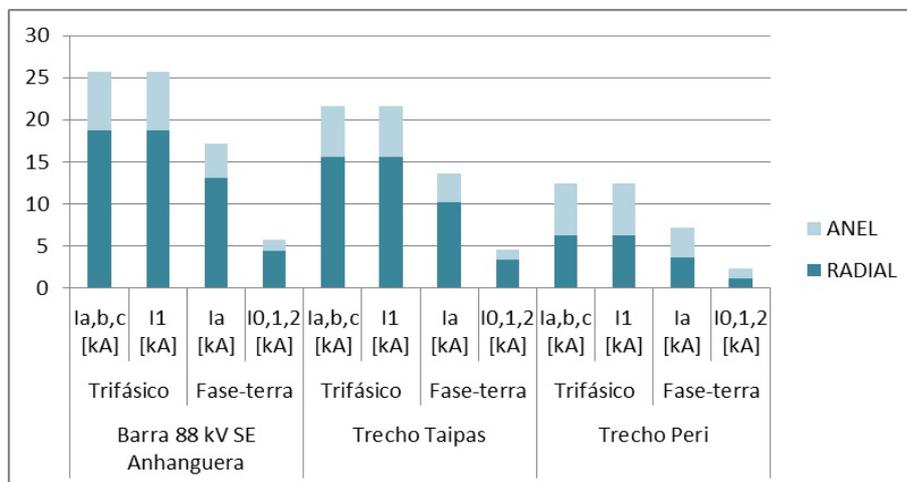


Figura 13. Gráfico comparativo de curto-circuito na SE Anhanguera

2.3.4. Conclusões do estudo de caso

Os estudos realizados permitiram utilizar vários recursos do ambiente de planejamento desenvolvido no projeto, incluindo a análise de operação do sistema em condição normal e de contingência, bem como a operação em anel e a presença de geração distribuída na rede.

Para as simulações e análises, foi adotado apenas um cenário neste relatório. Considerando um segundo cenário de cargas, para efeito de planejamento, com crescimento de 1,5% entre 2011 e 2015, e de 1,0% entre 2016 e 2020, os resultados não foram muito diferentes.

Como a alternativa 1 contempla o reconstrução de cerca de 10,2 km de linha existente (admitida como viável tecnicamente), é esperado que ela tenha custo menor que as alternativas 2 e 4, que necessitam da implantação completa de linhas (torres e condutores) de maior extensão.

A alternativa 2, em 34,5 kV, é interessante pela possibilidade de se utilizar o caminhamento pelas vias públicas, além de requerer o comissionamento de transformação 88kV/34,5kV. Entretanto, verificou-se que essa alternativa produz mais perdas técnicas em relação às outras.

A alternativa 3, que envolve geração distribuída, torna-se interessante e aquela de menor valor de perdas. Todavia, ela independe de ações apenas da concessionária, por envolver audiência pública e existência de insumos primários de geração no local. Caso houvesse a previsão dessa geração com a potência considerada neste estudo, certamente deveria ser realizado um estudo mais amplo sobre a sua integração no sistema.

A alternativa 4 prevê a necessidade de faixa de passagem em área densamente ocupada, cuja viabilidade deveria ser levantada. Por meio do estudo de curto-circuito, a alternativa 4 torna-se inviável, devido ao aumento nos valores de correntes obtidos, mostrando a necessidade de se projetar disjuntores que suportem essas correntes e encarecendo ainda mais o projeto.

Esse estudo de caso, portanto, permitiu a aplicação prática do módulo de subtransmissão do ambiente de simulação Sinap t&d, mostrando a potencialidade da ferramenta na área de planejamento.

3. Conclusões

O projeto descrito neste artigo técnico teve como objetivo o desenvolvimento de soluções aplicáveis ao planejamento do SDAT em geral, mas com foco particular nos problemas da área de concessão da AES Eletropaulo, na qual obras envolvendo linhas de subtransmissão e subestações enfrentam restrições e custos elevados.

As soluções tecnológicas analisadas viáveis foram incorporadas num portfólio de recursos para utilização no planejamento do SDAT.

Para maior produtividade e sistematização dos procedimentos o projeto foi concluído com uma ferramenta de apoio à decisão que permite a análise em todo o horizonte de estudo requerido pelo Prodist (dez anos).

Tanto o portfólio como a ferramenta apresentam características inovadoras que as diferenciam do estado da arte vigente, além de propiciar ganhos de produtividade para a concessionária e benefícios aos consumidores pela exploração de novas alternativas.

4. Referências bibliográficas

1. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – Módulo 2 – Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição.
2. EPRI White Paper. Integrating Distributed Resources into Electric Utility Distribution Systems. 2001.
3. AES Eletropaulo; SINAPSIS Inovação em Energia. “P&D - Alternativas Tecnológicas para a Disponibilização de Blocos de Potência em Locais Congestionados – Estudo de Caso”, NTS 08/2011, São Paulo, Maio 2011.