



**XXIII SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

FI/GPL/09
18 a 21 de Outubro de 2015
Foz do Iguaçu - PR

GRUPO -VII

GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS- GPL

METODOLOGIA PARA ELABORAÇÃO E AVALIAÇÃO DE ALTERNATIVAS DE EXPANSÃO DO SISTEMA DE SUBTRANSMISSÃO INCLUINDO CRITÉRIO DE CONFIABILIDADE

**Luciano de S. Moulin(*)
Ricardo P. D. Ross
CEPEL**

**Charles M. P. de Almeida Hugo T. da Silva
Marcel A. G. Ferreira
ELETROBRAS DISTRIBUIÇÃO ALAGOAS**

RESUMO

Este trabalho apresenta uma metodologia e estudo de caso para o planejamento de sistemas de subtransmissão, satisfazendo as recomendações e condições especificadas no PRODIST. O estudo de caso demonstra a aplicabilidade da metodologia para elaborar e avaliar as alternativas de expansão do SDAT do ponto de vista dos atributos técnicos, que garantem o desempenho na qualidade e continuidade do fornecimento aos consumidores, e do ponto de vista do retorno financeiro dos investimentos realizados. Além disso, a consideração dos estudos de planejamento do SDMT resulta na elaboração de Alternativas do SDAT de maneira mais integrada e numa estimativa mais realista da evolução da carga.

PALAVRAS-CHAVE

Planejamento da expansão, Confiabilidade, Revisão Tarifária, PRODIST

1.0 - INTRODUÇÃO

Os sistemas de subtransmissão, ou como chamado atualmente Sistemas de Distribuição de Alta Tensão (SDAT), tem o seu planejamento sob responsabilidade das empresas Distribuidoras. O módulo 2 do PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica (1) definem os critérios e os estudos de planejamento do SDAT que devem ser realizados anualmente, como fluxo de potência, curto-circuito, confiabilidade, etc. para elaboração do plano de expansão de longo prazo, até 10 anos à frente. No módulo 8 do PRODIST são especificados os critérios de continuidade de fornecimento que devem ser observados pelas configurações de expansão, e os limites máximos dos indicadores de continuidade são estabelecidos nas revisões tarifárias periódicas para os conjuntos de consumidores, na área de concessão de cada Empresa. Os sistemas de distribuição de Alta Tensão não são obrigados a atender ao critério N -1 usado na rede básica de transmissão (RB). Também no módulo 2 do PRODIST estão as recomendações dos estudos de comparação entre Alternativas e os estudos de viabilidade econômica para o planejamento do SDAT.

Além dos Procedimentos de Distribuição há também os Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret) que são muito importantes na definição do planejamento das distribuidoras pois estabelecem regras, processos e procedimentos que as distribuidoras devem adotar de maneira a melhor remunerar os seus investimentos pela tarifa. Nas revisões tarifárias a remuneração da empresa Distribuidora é impactada de maneira complexa por um vasto conjunto de fatores, entre eles os investimentos realizados e reconhecidos pela ANEEL, o momento de entrada em operação de cada obra, entre outros.

Tendo em vista este arcabouço regulatório, neste trabalho será apresentada uma metodologia para a elaboração e avaliação de Alternativas incluindo a confiabilidade e avaliação financeira regulatória. Esta metodologia vem sendo desenvolvida pelas Empresas Distribuidoras da Eletrobras, num esforço para adequar-se aos requisitos de planejamento do PRODIST, e juntamente com o CEPEL, ENERQ/USP e Sinapsis tem desenvolvido extenso

(*) Avenida Horácio de Macedo, n° 354 – CEP 21.941-911 Rio de Janeiro, RJ – Brasil
Tel: (+55 21) 2598-6060 – Fax: (+55 21) 2598-6451 – Email: moulin@cepel.br

trabalho no sentido de incorporar ferramentas computacionais no planejamento da expansão dos sistemas tanto no lado da AT usando as ferramentas computacionais do CEPEL: Anarede, NH2 e Plantac como na MT usando as ferramentas computacionais do ENERQ/USP e Sinapsis que interfaceiam com os bancos de dados das distribuidoras e obtém os dados georeferenciados e o consumo mês a mês.

A metodologia para elaboração e avaliação de Alternativas do SDAT tem duas etapas principais: a primeira, de elaboração e avaliação de Alternativas do SDAT do ponto de vista dos critérios técnicos. Nessa etapa, o planejador conta com técnicas que o auxiliam a obter Alternativas de expansão com uso do software PLANTAC (2), (3). Nessa etapa o planejador tem condições de fazer uma triagem das Alternativas disponíveis do ponto de vista técnico. A segunda etapa se inicia com as Alternativas obtidas na primeira etapa, com o objetivo de classificá-las com relação ao retorno financeiro, com base nos cálculos dos reajustes tarifários previstos nas regras vigentes dos sistemas de Distribuição. Todos esses cálculos foram implementados no software ARIES (4) que é utilizado pela Eletrobras Distribuição. Essa etapa permite escolher o conjunto de expansões com os investimentos mais eficientes no sentido de obter a melhor remuneração para a Empresa.

O presente IT está organizado da seguinte forma:

- O item 2 trata da metodologia a ser adotada para elaboração de alternativas para o planejamento
- O item 3 apresenta os detalhes do estudo de caso para o planejamento do regional Arapiraca da ED-AI
- O item 4 trata das principais premissas e dados adotados no planejamento do SDAT
- O item 5 apresenta como foi concebido o plano inicial
- O item 6 faz a análise de alternativas com destaque para o “software” PLANTAC do CEPEL que faz a análise do ponto de vista da confiabilidade
- O item 7 resume os principais aspectos relativos a análise financeira e regulatória das alternativas

2.0 - METODOLOGIA PARA ELABORAÇÃO E AVALIAÇÃO DE ALTERNATIVAS DE EXPANSÃO

A metodologia de planejamento é um processo cíclico anual que se inicia com a aquisição dos dados necessários, que incluem: obras planejadas para o SDAT no ciclo anterior de planejamento, elaboradas com os dados dos anos anteriores; atualização da previsão de carga nos barramentos secundários das subestações AT/MT em tres patamares; dados das obras planejadas para a Rede Básica; dados das Alternativas planejadas para o SDMT (Sistema de Distribuição de Média Tensão) do ciclo atual de planejamento; parâmetros de confiabilidade.

2.1 Dados oriundos do plano de expansão - SDMT

Considera-se que o planejamento dos segmentos SDMT, SDBT (Sistema de Distribuição de Baixa Tensão) e SED (Subestações de Distribuição) sejam realizados antes do SDAT de modo que sejam contabilizados os impactos que as Alternativas do SDMT do ciclo atual de planejamento causam nas Alternativas de expansão do SDAT. Do plano do SDMT são obtidas as informações anuais de novas subestações planejadas (AT/MT), sua localização, bem como as transferências de carga de subestações existentes para novas subestações ou entre subestações existentes. Essas transferências de carga decorrem da construção de novas subestações, de novos alimentadores de MT ou da reconfiguração de troncos de alimentadores, visando a adequação e eliminação de sobrecargas do sistema de MT e das subestações. Não só o montante de cada transferência, mas também o ano previsto para as transferências podem causar modificações dos fluxos e consequentemente, do desempenho do sistema de AT. Uma vantagem importante de tal abordagem é a estimativa da evolução da carga para o SDAT de maneira mais realista com relação à distribuição espacial, pois as cargas previstas para o SDAT resultam do conjunto das estimativas locais realizadas com as ferramentas avançadas de simulação de sistemas de MT.

2.2 Diagnóstico do sistema para elaboração do plano inicial considerando alternativas

Na etapa seguinte é realizado o diagnóstico do sistema com relação aos critérios de adequação, tensão e carregamento, incluindo as obras planejadas para o SDAT no ciclo anterior de planejamento e as novas informações com relação às Alternativas de SDMT e transferências de cargas entre subestações. Nesta etapa, o planejador elabora obras necessárias ao atendimento dos critérios de adequação, podendo incluir obras redundantes e concorrentes, que serão analisadas detalhadamente e comparadas em etapas seguintes. O principal produto desta etapa é o Plano Inicial, contendo obras de expansão planejadas em ciclos anteriores mais as novas obras planejadas no ciclo atual. O ano de entrada em operação das obras pode impactar as taxas de retorno de maneira significativa, motivo pelo qual são consideradas as diversas opções de Alternativas quanto ao ano de entrada em operação de cada obra. Então é importante que o planejador use de flexibilidade ao incluir as novas obras do Plano Inicial, tendo em mente a possibilidade de antecipar a sua entrada com relação à data de necessidade detectada na análise de adequação, sabendo que em etapa posterior essas obras serão testadas do ponto de vista técnico e regulatório quanto à atratividade de sua postergação. O resultado dessa análise de atratividade indicará o melhor ano para a inclusão da obra.

A critério do planejador, o Plano Inicial pode ser elaborado com base apenas no pior caso de carga pesada, já que posteriormente a análise detalhada das Alternativas é realizada com os tres patamares de carga, e incluindo os cálculos de confiabilidade e de perdas técnicas.

2.3 Seleção de obras para testar postergações e mecanismo de geração de alternativas - SDAT

Para a etapa seguinte da metodologia, o planejador escolhe quais das obras já incluídas no Plano Inicial ele deseja que sejam testadas com relação a postergações ou eliminação. A postergação de cada obra desse conjunto é analisada isoladamente e em conjunto com as outras, dando origem a um conjunto numeroso de Alternativas a partir das postergações de um ou mais anos com relação ao cronograma original definido no Plano Inicial. A definição dos equipamentos que fazem parte de uma obra também compete ao planejador. A geração automática das Alternativas do SDAT por esse procedimento de enumeração combinatória e a análise do ponto de vista técnico é realizada com o software PLANTAC. Como resultado, pode-se avaliar um grande número de configurações de expansão, que de outra forma não seria possível realizar manualmente.

Os atributos técnicos do conjunto de Alternativas geradas pelo PLANTAC permitem uma triagem inicial, do ponto de vista de investimento e dos critérios técnicos. Com base nessa triagem, o planejador escolhe o conjunto de Alternativas que devem passar à etapa seguinte de avaliação financeira regulatória, através do software ARIES (4), para o cálculo da taxa interna de retorno, com base no impacto previsto da remuneração tarifária para o conjunto de investimentos e para o cronograma definido para cada Alternativa. Ao final do processo, o planejador poderá escolher uma ou mais Alternativas de expansão a partir dos atributos técnicos calculados pelo PLANTAC e dos atributos financeiros calculados pelo ARIES. As etapas dessa metodologia estão descritas na Tabela 1.

2.4 Síntese da metodologia

A tabela 1 apresenta uma síntese da metodologia proposta.

Tabela 1 – Etapas da Metodologia

	DESCRIÇÃO DA ETAPA	DADOS UTILIZADOS	PRODUTO DA ETAPA
1	Coleta de dados: Previsão de carga por patamares, Alternativas do SDMT, parâmetros estocásticos para análise de confiabilidade, parâmetros elétricos do sistema existente e planejado no ciclo passado, crit. técnicos da Empresa, módulos de obras e custos de aquisição, módulos típicos e custos considerados pela ANEEL, etc.	Plano de expansão passado-SDAT, Plano de expansão atual-SDMT, normas e procedimentos da Empresa	Dados necessários para estudo de planejamento
2	Diagnóstico do sistema existente, incluídas as obras de expansão definidas no ciclo passado, frente a critérios de adequação e patamar de carga pesada prevista.	Previsão de carga (patamar pesada)	Violações de critérios e locais com necessidades de soluções
3	Elaboração do Plano Inicial. Elaboração de obras de expansão, em face das violações observadas no diagnóstico de carga pesada.	Previsão de carga (patamar pesada)	Plano Inicial
4	Definição da Lista de Obras Concorrentes. Definição das obras do Plano Inicial passíveis de postergação ou eliminação, cuja análise complementar dará origem a Alternativas do SDAT.	Plano Inicial	Lista de obras concorrentes
5	PLANTAC. Geração de Alternativas de expansão do SDAT a partir da enumeração de combinações de postergações das obras incluídas na Lista de Obras Concorrentes. Análise de fluxo de potência e confiabilidade, geração dos atributos de cada Alternativa com relação aos crit. de adequação, confiabilidade, perdas técnicas, nível de investimento, pat. pesada, média e leve.	Plano Inicial, Lista de obras concorrentes, parâmetros estocásticos, previsão de carga (patamares pesada, média e leve)	Alternativas do SDAT e seus atributos técnicos
6	Avaliação pelo planejador das Alternativas geradas na Etapa 5 e escolha do conjunto de Alternativas que passarão à Etapa 7.	Plano Inicial, Alternativas do SDAT, Atributos técnicos	Alternativas do SDAT e seus atributos técnicos
7	ARIES. Análise regulatória de investimentos com relação ao impacto na tarifa e taxas internas de retorno dos investimentos e cronograma de cada Alternativa indicada na Etapa 6.	Custos de aquisição, Custos ANEEL, PRODIST, Resoluções ANEEL	Alternativas do SDAT, seus atributos técnicos e econômicos
8	Elaboração do Plano de Expansão. Escolha pelo Planejador de uma ou mais Alternativas com base em critérios técnicos, econômicos, regulatórios e outros.	Alternativas do SDAT, Atributos técnicos e econômicos	Plano de Expansão do SDAT

3.0 - ESTUDO DE CASO - DESCRIÇÃO DO SISTEMA E REGIÃO DE ESTUDO

O sistema escolhido para aplicação da metodologia foi o SDAT do Regional Penedo-Arapiraca da Eletrobras Distribuição Alagoas, cujo mapa eletrogeográfico é mostrado na Figura 1, onde se pode ver a região de estudo limitada pela linha vermelha. A região de Penedo (SE 2-PE na FIGURA 1) atende a região agreste do estado de Alagoas. O município de Arapiraca (SE 1-AP, SE 2-AP e SE 3-AP na FIGURA 1) é um dos importantes centros econômicos de Alagoas, segundo maior município deste estado com cerca de 200.000 habitantes. É um pólo de convergência de mais de 10 outros municípios, com um Distrito Industrial em grande desenvolvimento. O Regional conta com a distribuição em Alta Tensão de 69 kV e é conectado à Rede Básica (RB) por dois pontos de suprimento onde estão as subestações de fronteira da CHESF 230 / 69 kV. O Regional possui uma demanda de

cerca de 200 MW no início do período de estudo, chegando a quase 300 MW ao final do horizonte, de acordo com as projeções de carga previstas.

Na Figura 1, as subestações encontram-se identificadas por siglas iniciando com SE, onde se podem ver as duas subestações de fronteira, SE 1-AP e SE 2-PE. O restante do sistema, fora dos limites da linha vermelha, opera normalmente isolado do Regional e não faz parte do estudo de planejamento.

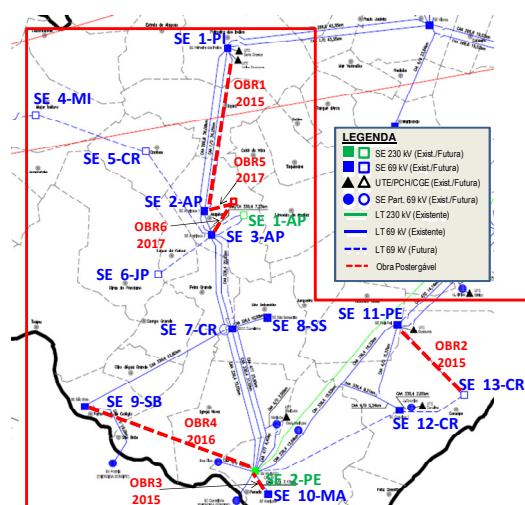


FIGURA 1 – Mapa eletrogeográfico do Regional Penedo-Arapiraca

4.0 - CRITÉRIOS TÉCNICOS, PREMISSAS E DADOS

A base de estudo do plano de expansão no horizonte de longo prazo, até 10 anos à frente, é a configuração existente do SDAT incluindo o conjunto de obras de AT previstas no estudo de planejamento decenal do ciclo passado, realizado no ano anterior. A nova previsão de demanda anual é atualizada com relação ao ano anterior para o diagnóstico de adequação.

Diante das atualizações provenientes das novas obras previstas para o SDMT, das transferências de cargas entre subestações e da nova previsão de carga para o horizonte de estudo, incluindo as obras oriundas do ciclo de planejamento passado do SDAT, novas obras são propostas no ciclo atual de planejamento para atendimento dos critérios técnicos. Os limites de tensão em regime permanente são estabelecidos pelo PRODIST para o sistema de Distribuição. Também os critérios de carregamento, perdas técnicas e confiabilidade foram usados para a proposição de obras para o Plano Inicial.

4.1 Critério de confiabilidade

O critério de confiabilidade $N - 1$ não é uma exigência para o planejamento do SDAT. O sistema planejado deve satisfazer aos limites para os indicadores DIC, FIC, DMIC e DICRI. A contribuição do SDAT para os índices de continuidade pode ser avaliada indiretamente através do indicador EENS, que representa uma medida do desempenho do SDAT no fornecimento de energia. Por ser um indicador que tem correlação com os indicadores de continuidade especificados pelo PRODIST, o índice EENS é usado para comparação entre as Alternativas. Os parâmetros estocásticos para a análise de confiabilidade probabilística foram calculados com base nos dados de falhas históricas de circuitos de 69 kV, que permitiram a estimativa da taxa de falha (falha/km.ano) e tempo médio de reparo (horas) típicos do Regional.

4.2 Estudos do sistema de distribuição de média tensão

Um dos principais dados para o estudo de planejamento do SDAT são os resultados do estudo de planejamento do SDMT do ciclo atual. Na área de Arapiraca foram utilizadas as estimativas de carga espaciais no horizonte de dez anos de acordo com as tendências sócio-econômicas da região. A distribuição de cargas entre subestações, a configuração dos alimentadores e a proposição de expansões do SDMT resultaram nas estimativas de carga das subestações desta área para o estudo do SDAT. Nas outras áreas do Regional, foram utilizadas estimativas agregadas por subestações, onde não estavam disponíveis os estudos do SDMT para todo o horizonte.

Os estudos de expansão do SDMT identificaram a necessidade de uma nova SED 69/13,8 kV na cidade de Arapiraca, novos alimentadores de 13,8 kV, a reconfiguração de vários alimentadores e transferências de cargas entre subestações, resultando em duas Alternativas do SDMT: na primeira Alternativa a nova SED está programada para o ano de 2017 e na segunda Alternativa, ela está programada para 2019. Essas duas Alternativas foram consideradas como dado de entrada para a geração de Alternativas do SDAT no horizonte 2015-2024.

Os cálculos de perdas técnicas de energia e confiabilidade (energia não suprida) foram realizados com tres patamares de carga, considerando a duração de cada um no total de horas do ano (8760 h). Para valoração das perdas elétricas, foi considerado o custo médio de compra de energia em R\$/MW.h e para a valoração da EENS, o custo médio da tarifa de energia em R\$/MW.h. Os estudos de curto-circuito e outros foram realizados em etapas posteriores e não estão detalhados neste trabalho.

5.0 - ESTUDO DE CASO - DIAGNÓSTICO E ELABORAÇÃO DO PLANO INICIAL

Inicialmente foi realizado o diagnóstico do sistema no ano de 2015, patamar de carga pesada, incluindo as obras previstas no ciclo de planejamento anterior. Nesse ano, os limites de carregamento foram satisfeitos e apenas algumas barras encontraram-se com tensões abaixo dos limites. Em seguida foram realizadas análises de adequação nos anos de 2018 e 2024, patamar de carga pesada.

A obra OBR1-2015, 3º circuito da LD 69 kV, mostrada na Figura 1, já havia sido proposta no estudo de planejamento do ciclo anterior e foi confirmada com o diagnóstico de carga pesada do ano 2024, que indicou sua necessidade devido a sobrecarga nos demais circuitos. Além disso, o 1º e o 2º circuitos dessa LD encontram-se entre os 5 circuitos do Regional com maiores perdas técnicas em 2018. Por isso, essa obra foi incluída no Plano Inicial a partir do ano 2015, considerando a possibilidade de testar a atratividade de sua postergação na etapa seguinte do estudo.

A obra OBR2-2015, 1º circuito da LD 69 kV, já havia sido proposta no estudo de planejamento do ciclo anterior como opção de melhoria da confiabilidade de atendimento à subestação SE-13CR. Neste estudo, também ela foi incluída no Plano Inicial no ano 2015, com a possibilidade de sua postergação ou eliminação, visto que sua eliminação não causa nenhuma violação de tensão ou carregamento dentro do horizonte estudado.

A obra OBR3-2015, 2º circuito da LD 69 kV, também já havia sido proposta no estudo de planejamento do ciclo anterior, devido à sobrecarga do 1º circuito da LD 69 kV em carga pesada de 2018. Este 1º circuito ocupou o 2º lugar do ranking das maiores perdas técnicas de todos os circuitos, com 17% do total das perdas técnicas do Regional simuladas na carga pesada de 2018. Então esta OBR3-2015 foi incluída no Plano Inicial com data prevista para 2015 e com a possibilidade de testar sua postergação para ano posterior, até no máximo 2017.

A obra OBR4-2016, 1º circuito da LD 69 kV, foi proposta com base em análise de confiabilidade probabilística do estudo do ciclo de planejamento atual. A análise dos relatórios de contingência individuais produzidos pelo NH2 permite verificar que a maior fonte de desligamentos devido a ilhamentos decorrentes de contingências é a falha da LD de 69 kV que conecta a SE SE-9SB. Em 2014, cerca de 29% da EENS por ilhamentos ocorre devido à falha dessa LD e cerca de 35%, em 2018, levando a SE 9-CB a ocupar o 1º lugar no ranking de EENS por barras em comparação às outras áreas do Regional. Portanto a obra OBR4-2016 foi incluída no Plano Inicial, com ano programado para 2016, com a possibilidade de testar sua postergação para ano posterior ou mesmo sua eliminação, já que a sua eliminação não causa violações de tensões ou carregamento no horizonte estudado.

As obras concorrentes OBR5-2017, 1º circuito da LD 69 kV, e OBR6-2017, 1º circuito da LD 69 kV, foram incluídas para interligação da nova SED SE-4AP ao restante do sistema de 69 kV, entrando em operação junto com a SED em 2017, e com a possibilidade de eliminação de qualquer um dos dois circuitos, visto que são obras redundantes. Esses circuitos também são considerados para entrada em operação a partir de 2019, como Alternativa resultante dos estudos do SDMT.

Outras obras propostas no ciclo anterior de planejamento, como mostrado pelas linhas pontilhadas na Figura 1, permaneceram no Plano Inicial, porém sem possibilidade de testar a atratividade de sua postergação. Em todas as simulações mostradas nas Seções seguintes, essas obras foram mantidas inalteradas nos respectivos anos programados para sua entrada em operação. Além das obras mostradas na Figura 1, a previsão de instalação de bancos de capacitores foi incluída no Plano Inicial para melhoria dos níveis de tensão do SDAT em localizações pontuais e esses equipamentos foram considerados inalterados em seus respectivos anos programados. Outras obras de ampliações de subestações também foram mantidas inalteradas em seus respectivos anos programados de acordo com os estudos de planejamento do segmento de MT realizados no ciclo atual.

Em seguida foi realizada a checagem das configurações anuais e ajustes do fluxo de potência de todos os anos permitindo verificar que o Regional opera sem violações de tensões ou carregamentos em todo o horizonte de estudo nos três patamares de carga, quando incluídas as obras propostas no Plano Inicial.

6.0 - ESTUDO DE CASO - ELABORAÇÃO E AVALIAÇÃO TÉCNICA DE ALTERNATIVAS

O software PLANTAC foi executado para simular as configurações anuais contendo todas as obras do Plano Inicial, bem como para a geração de Alternativas de Expansão, através da postergação do ano de entrada em operação das cinco obras indicadas na Seção 5 e na Figura 1. O PLANTAC também testa a eliminação dessas obras

postergáveis. O resultado é um conjunto numeroso de Alternativas com níveis decrescentes de investimentos e de desempenho, geradas à medida que o algoritmo avança no horizonte de estudo. As Alternativas são analisadas detalhadamente pelo software com uso do ANAREDE, FLUPOT e NH2, e os atributos técnicos resultantes são armazenados em arquivos à disposição do usuário. Para cada configuração anual com uma ou mais obras postergadas, em cada patamar de carga leve, média e pesada, o PLANTAC executa o fluxo de potência com uso do ANAREDE, verifica a existência de violações de tensões e carregamentos, calcula perdas técnicas, e executa a análise de confiabilidade com uso do NH2, da qual resulta a EENS da configuração.

Ao analisar os casos base das configurações anuais com postergações ou eliminação de alguma(s) das cinco obras do Plano Inicial indicadas na Seção 5.0, em caso de violações de tensões e/ou carregamentos o PLANTAC leva à execução do FLUPOT para encontrar um ponto de operação viável, e em caso de resultar cortes de carga para o ponto de operação deste novo caso base, a configuração é descartada por ser tecnicamente inviável. Para as configurações anuais que resultaram tecnicamente viáveis, foram calculados e armazenados os custos de investimento, os atributos técnicos, os custos das perdas técnicas e os custos da Energia Não Suprida (EENS). Através da combinação de diferentes configurações anuais, o programa gera as Alternativas de Expansão do horizonte decenal.

O programa foi executado duas vezes, primeiro considerando as obras OBR5 e OBR6, juntamente com a nova SED de Arapiraca SE 14-AP, entrando em operação em 2017, de acordo com estudo do SDMT que gerou o Plano Inicial do SDAT denominado SDMT-2017. E na segunda execução, considerando essas obras entrando em operação em 2019, que gerou o Plano Inicial denominado SDMT-2019. Portanto, esses dois Planos Iniciais se diferenciam especificamente em dois dos anos do horizonte decenal, 2017 e 2018, onde se verifica a presença (SDMT-2017) ou não (SDMT-2019) da nova SED planejada, além dos circuitos denominados OBR5 e OBR6. Também, a distribuição de cargas das subestações nesses dois anos específicos é diferente, já que a inclusão da nova SED, em 2017 ou 2019, permite o alívio de outras subestações próximas com as respectivas transferências de cargas determinadas nos estudos do SDMT.

6.1 Plano Inicial SDMT-2017 - Considerando nova SED de Arapiraca entrando em 2017

A Figura 2 apresenta o resultado das Alternativas do SDAT geradas pelo PLANTAC tendo como dado de entrada o Plano Inicial SDMT-2017. Na Figura 2-(a), o eixo das ordenadas exibe o valor presente do custo de investimento somado ao custo de perdas e o eixo das abscissas o valor presente do custo da EENS referentes ao período 2015 a 2024. Os pontos notáveis na Figura 2-(a), especificados na Tabela 2, correspondem a Alternativas do SDAT:

- Plano Inicial. Trata-se dos valores obtido pela Alternativa que contém as configurações anuais com todas as obras do plano de obras entrando em operação nos anos respectivos indicados na Tabela 2, que são os anos programados no cronograma original do Plano Inicial. Dessa forma nota-se na primeira linha da Tabela 3, identificada como “INICIAL”, que as obras OBR5 e OBR6 estão programadas para 2017. Nesta Alternativa a energia não suprida é a mais próxima de zero.

- Alternativa do Ciclo Passado. Trata-se dos valores resultantes quando se consideram as obras que tinham sido planejadas no ciclo de planejamento 2014-2023 (ciclo passado), nos respectivos anos programados para cada obra naquele ciclo. A este plano foram acrescentadas as obras OBR5 e OBR6, para interligação da nova SED em 2017. Especificamente, a obra OBR4, não faz parte desta Alternativa, pois ela foi planejada no ciclo de planejamento atual 2015-2024.

- Alternativas 1 a 5 – Cinco alternativas definidas como “pareto ótimas” estratificando-se o custo da energia não suprida em cinco valores distintos. Estas ilustram um conjunto de Alternativas escolhidas pelo planejador, que poderia ter usado outro critério qualquer a sua escolha.

A Figura 2-(b) apresenta de forma semelhante à Figura 2-(a) o valor presente do custo das perdas em função do valor presente do custo da energia não suprida. Procurou-se na Figura 2-(b) alternativas variantes que fossem pareto ótimas com relação ao custo das perdas técnicas e da energia não suprida. Com a ajuda da figura 2-(b) foram estabelecidas outras quatro alternativas: 1A a 4A. As Alternativas 1 a 5 definidas na Figura 2-(a) estão mostradas na Figura 2-(b). Também, as Alternativas 1A a 4A definidas na Figura 2-(b) estão mostradas na Figura 2-(a).

A Tabela 2 exibe as postergações definidas pelo PLANTAC para as alternativas discriminadas na Figura 2 e também os valores presente dos custos em kR\$ (milhares de R\$): custo de energia não suprida (CENS), custo de investimento (CINV) e custo de perdas (CPPA). Na Tabela 2, o símbolo “==” indica que o ano de entrada em operação de determinada obra é igual ao ano de entrada definido no Plano Inicial. O símbolo “X” indica que a obra foi eliminada do plano de obras. Os valores anuais dos atributos técnicos de cada Alternativa também se encontram disponíveis nos arquivos de resultados, porém não estão mostrados por restrições de espaço.

6.2 Plano Inicial SDMT-2019 – Considerando nova SED de Arapiraca entrando em 2019

De maneira semelhante à simulação da Alternativa SDMT-2017, o PLANTAC gerou a partir da Alternativa SDMT-2019, um conjunto numeroso de Alternativas do SDAT. Também foram escolhidas algumas Alternativas “pareto-ótimas”, que estão mostradas na Figura 3 e na Tabela 3.

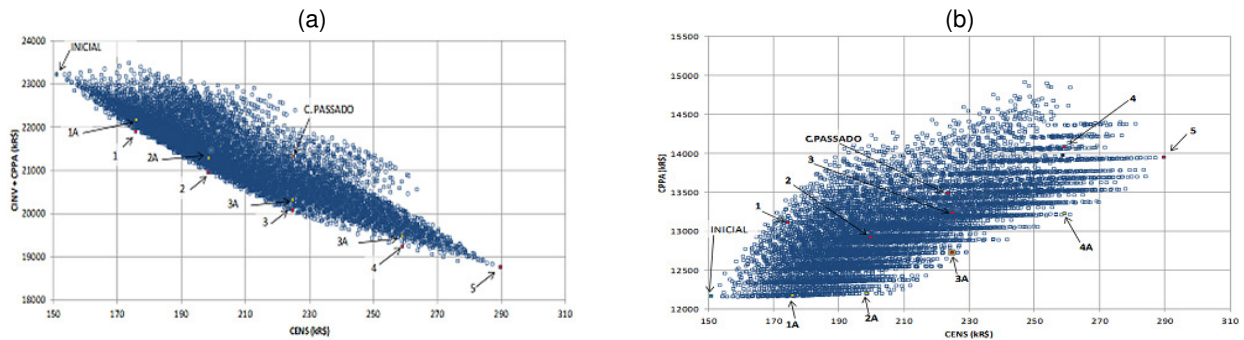


FIGURA 2 – Alternativas de expansão do SDAT

Tabela 2 – Alternativas de Expansão do SDAT – Cronogramas e Custos

ALTERNATIVA	ANO DE ENTRADA						CENS (kR\$)	CINV+CPPA (kR\$)	CINV (kR\$)	CPPA (kR\$)
	OBR1	OBR2	OBR3	OBR4	OBR5	OBR6				
INICIAL	2015	2015	2015	2016	2017	2017	150.9	23218.9	11049.2	12169.7
CICLO PASSADO	==	==	==	X	==	==	223.2	21324.0	7829.1	13494.9
1	2019	==	2016	2017	==	==	175.8	21887.4	8769.9	13117.5
2	2019	X	==	==	==	==	199.7	20993.6	8066.9	12926.7
3	2020	X	==	2017	2020	==	224.6	20114.5	6867.4	13247.1
4	2020	X	==	2022	==	==	259.1	19235.6	5152.5	14083.1
5	2017	X	==	2024	2024	==	287.0	18836.4	4887	13949.4
1A	==	2019	==	==	2021	==	175.8	22127	9945.5	12181.5
2A	==	2024	==	==	2024	==	198.6	21282.7	9077	12205.7
3A	2016	2024	==	2018	X	==	224.6	20303.8	7573.1	12730.7
4A	2016	X	==	2021	X	==	259.1	19469.7	6239.5	13230.2

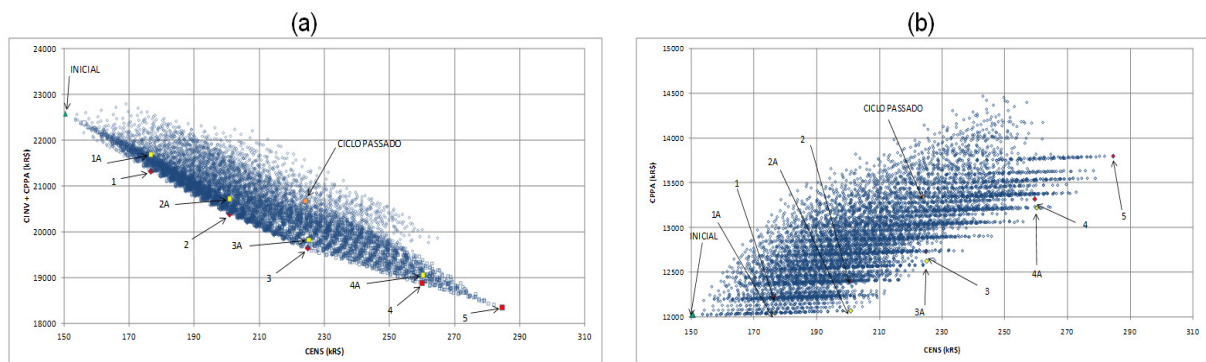


FIGURA 3 – Alternativas de expansão do SDAT

Tabela 3 – Alternativas de Expansão do SDAT – Cronogramas e Custos

ALTERNATIVA	ANO DE ENTRADA						CENS (kR\$)	CINV+CPPA (kR\$)	CINV (kR\$)	CPPA (kR\$)
	OBR1	OBR2	OBR3	OBR4	OBR5	OBR6				
INICIAL	2015	2015	2015	2016	2019	2019	150.4	22581.5	10552.2	12029.3
CICLO PASSADO	==	==	==	X	==	==	224.2	20671	7332.2	13338.8
1	==	2021	==	2017	==	==	176.7	21357.1	9133.5	12223.6
2	==	2024	==	2018	2022	==	200.8	20422.6	8019.9	12402.7
3	2016	X	==	2019	2023	==	224.9	19682.6	6942	12740.6
4	2016	2024	==	2022	X	==	259.7	18952.3	5723	13229.3
5	2017	X	==	2024	X	==	284.6	18350.4	4554.3	13796.1
1A	==	2017	==	==	X	==	176.7	21691.0	9647.6	12043.4
2A	==	X	==	==	X	==	200.9	20716.7	8646.7	12070.0
3A	==	X	==	2019	2024	==	225.2	19763.2	7138.7	12624.5
4A	==	2024	==	2023	X	==	260.3	19057.0	5838.1	13218.9

7.0 - AVALIAÇÃO FINANCEIRA E REGULATÓRIA DE ALTERNATIVAS

Das Alternativas geradas pelo PLANTAC nas etapas anteriores, algumas são escolhidas com base nos atributos técnicos, como ilustrado pelas Tabelas 2 e 3. Suas informações são transferidas para o sistema ARIES, através de um arquivo de formato compatível.

A etapa de avaliação financeira tem a função de determinar os custos regulatórios das obras que serão realizadas pela Distribuidora. Estes custos são determinados pela metodologia de módulos construtivos da ANEEL e são utilizados como subsídio para o cálculo da remuneração regulatória dos investimentos, que ainda utiliza conceitos contábeis e financeiros como: Depreciação de ativos; Valor Novo de Reposição; Valor de Mercado em Uso e Taxa de Remuneração Regulatória. Os dados dos Módulos Construtivos são obtidos através dos Padrões Construtivos inseridos para cada obra. A taxa de depreciação dos equipamentos vinculada a atividades relacionadas à energia elétrica são definidas no Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE) e são calculadas a partir da expectativa de vida útil destes equipamentos. Esta depreciação definirá a rapidez em que os investimentos são amortizados, que operacionalmente é realizado através da Quota de Remuneração Regulatória. Cada taxa de depreciação é vinculada a um Tipo de Unidade de Cadastro e a um Tipo de Bem. Além disso, para o cálculo da rentabilidade regulatória dos investimentos é calculado, para cada obra que envolva subestações, o Índice de Aproveitamento de Subestações (IAS), que avalia a prudência dos investimentos e sua respectiva incorporação à Base de Remuneração Regulatória da empresa.

Embora estejam em estágio avançado de desenvolvimento e implantação, por restrições de espaço a etapa de avaliação financeira e regulatória dos investimentos do estudo de caso não está detalhada neste IT. Sua descrição detalhada e aplicação ao sistema da Eletrobras Distribuição são mostradas em publicações recentes, ver (4), (5). A avaliação de cada alternativa é realizada através de um fluxo de caixa, incorporando as receitas provenientes do submódulo “Rentabilidade Regulatória” e os custos provenientes do submódulo “Orçamentação” que trata dos custos reais de aquisição de equipamentos. A avaliação de uma alternativa é realizada através do Valor Presente Líquido (VPL) e da Taxa Interna de Retorno (TIR) (4).

8.0 - CONCLUSÃO

A aplicação da metodologia mostrada neste IT em estudo de caso numa região importante para a Eletrobras distribuição mostrou ferramentas avançadas que permitem melhorias na eficiência do processo de planejamento e uma maior racionalização do processo de decisão, que conta com as dimensões do custo de investimento, custo de perdas, taxa de retorno considerando a gestão regulatória e também a dimensão da confiabilidade. Podem-se destacar os seguintes pontos importantes para a realização do planejamento da rede de distribuição de Alta Tensão (SDAT):

- Integração dos resultados dos estudos de planejamento do SDMT, como dados de entrada, tornando as estimativas de carga e a elaboração de Alternativas do SDAT mais realistas;
- Elaboração de Alternativas do SDAT pela exploração do espaço de possibilidades com relação ao ano de entrada em operação das obras. Triagem e ranqueamento de um grande número de Alternativas com base em critérios técnicos, incluindo a confiabilidade;
- Avaliação financeira e regulatória, com base nas regras vigentes para a remuneração dos investimentos de Distribuição.

Como mostrado no IT, o julgamento e decisão do planejador tem papel imprescindível em todas as etapas de obtenção dos planos de expansão, o que torna a metodologia adequada às práticas correntes das equipes de planejamento.

9.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional. 2008. Brasil
- (2) MOULIN, L. DE S., BARROS, J. R. P. DE, MOREIRA JR., C. V. Validação do critério benefício/custo da confiabilidade aplicada ao planejamento do sistema elétrico brasileiro via o modelo computacional PLANTAC. XI SEPOPE – Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, Belém, 2009. Brasil.
- (3) BARROS, J. R. P. DE, MELO, A. C. G. DE, SILVA, A. M. L. DA. An approach to the explicit consideration of unreliability costs in transmission expansion planning. IEEE 2004 PMAPS – International conference on probabilistic methods applied to power systems, Ames, 2004. EUA.

- (4) PELEGRINI, M. A., ET AL. Avaliação regulatória de investimentos na expansão de sistemas de distribuição – sistema ARIES. XXI SENDI – Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Santos, 2014. Brasil.
- (5) DUARTE, D. P., ET AL. Novo modelo para o planejamento da expansão das empresas de distribuição da Eletrobras considerando ferramentas avançadas de simulação e avaliação regulatória de investimentos. XXI SENDI – Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Santos, 2014. Brasil.

10.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Luciano de Souza Moulin. Nasceu em Nanuque, Minas Gerais em 1972. Possui graduação (1995), mestrado (1998) e doutorado (2002) em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá. Desde 2002 trabalha como Pesquisador no Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência, principalmente nos seguintes temas: inteligência artificial, reconhecimento de padrões, redes neurais, séries temporais, previsão de carga, planejamento da expansão da transmissão e valor econômico da confiabilidade. Tem atuado no desenvolvimento de modelos e programas computacionais na área de planejamento da expansão da transmissão e subtransmissão usando critérios de confiabilidade probabilística.