

Capítulo V

Metodologia de planejamento para redes subterrâneas de distribuição

*Por Luiz Pereira Vaz, Bruno Sodré, Jorge de Souza, Marcelo Nascimento Filho, Anderson Cortez, Rafael Falcão Filho, Erivaldo Couto, Edmilson Dias, Antônio Paulo da Cunha, Daniel Perez Duarte, Plácido Brunheroto, João Oliveira**

Dentre as atividades características das empresas de distribuição de energia elétrica, destaca-se o planejamento do sistema, com o intuito de realizar a alocação correta de recursos na expansão e melhoria do sistema para garantir a qualidade esperada do serviço de distribuição de energia elétrica.

A categoria de planejamento mais comum e que demanda maior quantidade de informações e tempo para sua execução é a do planejamento de médio prazo (planejamento tático), por permitir a construção de um plano de obras real que, para garantia de sua exequibilidade, necessita de tempo hábil para análise e detalhamento, enquanto as outras duas categorias de planejamento servem para um balizamento dos investimentos requeridos (planejamento estratégico) e para a programação das ações de operação (planejamento operacional).

A Figura 1 apresenta um fluxograma de atividades envolvidas no planejamento.

A avaliação de alternativas de investimento na expansão ou melhoria do sistema é comumente composta de critérios técnicos e econômicos. Quanto aos critérios técnicos destaca-se a avaliação dos níveis de queda de tensão, carregamento de trechos, perdas técnicas e confiabilidade. O critério econômico

normalmente envolve avaliações de fluxo de caixa considerando esforço de investimento e retorno obtido por meio de valoração de índices técnicos.

O processo de planejamento da expansão é tratado nos seus aspectos gerais pelo Prodist. Todavia, a implantação de novas Redes de Distribuição Subterrâneas (RDS) ou a conversão de Redes de Distribuição Aéreas (RDA) requer considerações específicas adicionais, que são o objeto da metodologia apresentada nesse artigo.

Síntese metodológica e diretrizes gerais de planejamento

A metodologia de planejamento de RDS proposta é composta de três grandes módulos, com o objetivo de sistematizar as fases do estudo de acordo com os insumos necessários, com os produtos gerados e com os objetivos almejados.

Módulo I – Representação do objeto em estudo: caracterização, ao longo de todo o horizonte de estudo, da região a ser estudada sob diversos pontos de vista (mercado consumidor, características urbanísticas, legislações vigentes, etc.) e do sistema de distribuição existente (fontes, padrões de rede, etc.).

Módulo II – Diagnóstico da região e do sistema: avaliação crítica, segundo critérios de planejamento e diretrizes de conversão

pré-estabelecidas, da região e do sistema de distribuição ao longo de todo o horizonte de estudo.

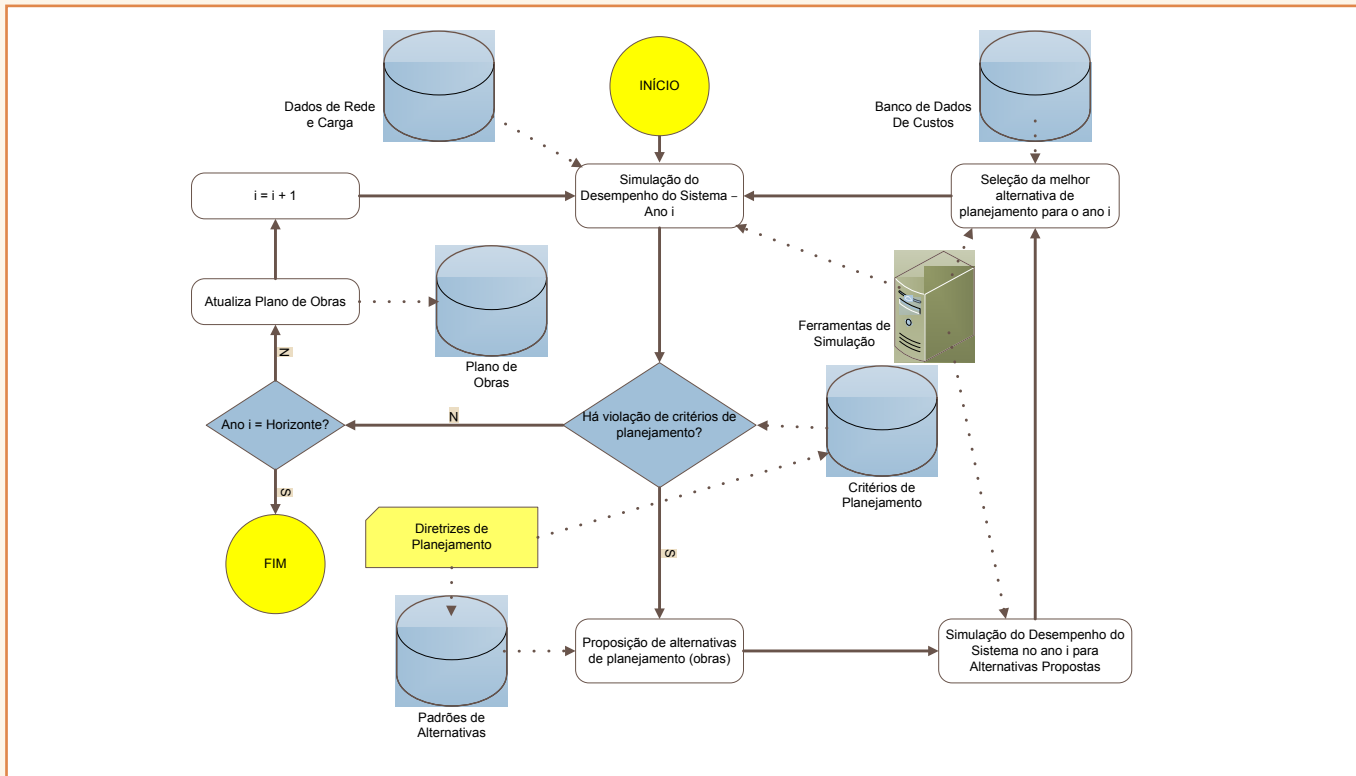


Figura 1 – Fluxograma de planejamento.

Módulo III – Proposição e avaliação de alternativas: proposição de alternativas de planejamento visando sanar transgressões de critérios de planejamento ou o aproveitamento de oportunidades de melhorias do sistema.

Módulo I – Fase de representação do objeto em estudo ***Caracterização do sistema e mercado consumidor***

Para possibilitar a realização do planejamento, é essencial a representação adequada do sistema elétrico e respectivo mercado consumidor. Essa representação envolve a caracterização da rede de distribuição de energia.

A expansão do mercado pode dar-se de forma vertical (acréscimo de demanda de consumidores existentes) ou horizontal (novos consumidores), sendo necessária a sua representação espacial, a fim de possibilitar a avaliação de alternativas para o atendimento desta expansão.

Devido ao dinamismo característico do sistema de distribuição, sobretudo no Sistema de Distribuição de Média Tensão (SDMT), é recomendável que a descrição das cargas utilize um número suficiente de patamares, de pelo menos 1 h, de maneira a minimizar desvios decorrentes da diversificação dos picos de demanda, assim como a incerteza no comportamento das cargas, que se torna cada vez maior, quanto menos agregado o mercado. Outra vantagem do tratamento da carga em múltiplos degraus refere-se à conexão de unidades de geração distribuída (GD) ou veículos elétricos plugáveis, cujos efeitos tendem a ser mais importantes nos períodos fora de ponta e cuja incorporação nas redes tende a ser maior no futuro.

Outro fator importante é que a infraestrutura de distribuição de energia elétrica está estreitamente relacionada ao comportamento do desenvolvimento urbano, seja pelo comportamento do mercado, fortemente dependente do tipo de consumidor, como pela sua inserção no ambiente das cidades. Dentre as informações urbanas relevantes para o planejador do sistema de distribuição de energia elétrica, destacam-se mapas de zoneamento urbano, mapas de ocupação real do solo, áreas disponíveis para instalações acima do solo, restrições do poder público a alguns tipos de padrões de redes, entre outros.

Definição de cenários

Como o processo de planejamento do sistema de distribuição envolve a previsão de parâmetros que independem da ação da concessionária como o crescimento da demanda, custos de equipamentos, entre outros – se faz necessária a definição de cenários que visem à mitigação dos riscos inerentes a tais variações não controladas.

Na composição da presente metodologia, estabeleceu-se que os cenários de planejamento devem ser compostos com atributos de quatro naturezas distintas:

- Atributos de comportamento de mercado: envolve aspectos referentes ao comportamento da demanda de energia elétrica, como o ritmo de seu crescimento ao longo do horizonte de estudo e a previsão de entrada de grandes clientes.
- Atributos técnicos: envolve aspectos tecnológicos, que podem impactar diretamente em custos de equipamentos e sistemas, assim como na previsão de entrada de novos elementos que alterem o comportamento da carga (por exemplo, veículos elétricos plugáveis à rede).
- Atributos econômico-regulatórios: a avaliação de alternativas de planejamento passa por análises financeiras que dependem de índices que podem variar em função de cenários regulatórios, muitas vezes influenciados por aspectos macroeconômicos.
- Atributos urbanísticos: quando se fala em alteração de padrão de redes, sobretudo para redes subterrâneas, as diretrizes urbanísticas do município (plano diretor, operações urbanas etc.) podem culminar em incentivos e, em alguns casos, na obrigatoriedade do “enterramento” da rede.

Com a caracterização da rede, a caracterização da área e a definição de cenários, é possível estabelecer o objeto de estudo ao longo de todo o horizonte de planejamento, passando assim para a fase de diagnóstico (Módulo II).

Módulo II – Fase de diagnóstico da região e do sistema

Nesta fase do processo de planejamento, o sistema elétrico e a área onde este está inserido serão avaliados dentro do horizonte de estudo, a fim de se obter um diagnóstico quanto à aplicabilidade das RDS.

A avaliação técnica do sistema elétrico se dá pelo estabelecimento de critérios de planejamento, que são definidos como os parâmetros a serem respeitados, visando à adequação do sistema. A necessidade de obras no sistema é verificada quando observadas as transgressões destes parâmetros.

Os critérios gerais de planejamento de RDS devem ser atendidos por qualquer configuração de rede e podem ser divididos em quatro categorias: qualidade do serviço (continuidade), qualidade do produto (níveis de tensão), perdas técnicas e níveis de curto-circuito.

Os dois primeiros referem-se à avaliação do desempenho do sistema no tocante à confiabilidade e níveis de queda de tensão, ambos estabelecidos nos Procedimentos de Distribuição (Prodinst). A definição do critério de perdas técnicas visa ao atendimento de trajetória decrescente ou compatível com o processo de cálculo tarifário. Por fim, a definição de níveis de curto-circuito mínimo visa garantir a operação adequada dos sistemas de proteção da rede.

Situação muito comum é a necessidade de avaliação da oportunidade de conversão de uma RDA em RDS. Esta avaliação carece de metodologia objetiva, que permita estabelecer a aplicabilidade de uma RDS em determinada região como um investimento prudente, critério utilizado pelo órgão regulador para o reconhecimento dos investimentos realizados por uma concessionária de distribuição de energia elétrica.

Neste contexto, propõe-se que o primeiro critério de decisão para a conversão do padrão de RDA em RDS seja a densidade de carga superior a 17,2 MVA/km² no horizonte de planejamento e na região considerada. A origem deste valor é explicada a seguir.

O indicador utilizado para caracterizar a carga de uma determinada região é a densidade de carga, a qual pode ser medida por superfície (em MVA/km²) ou por extensão linear de ruas ou avenidas (em MVA/km).

A densidade de carga também é empregada como indicador da necessidade de evolução dos sistemas de distribuição de energia, passando do sistema aéreo para o subterrâneo em função do congestionamento das redes aéreas e limitação do número de equipamentos instalados nos postes.

A evolução da densidade de carga pode ser notada quando o número de postes por quadra e a quantidade de estruturas elétricas que os ocupam – como transformadores, equipamentos de proteção e manobra, bem como mais de um circuito na mesma “posteação” e clientes atendidos em tensão primária – passam a aumentar e apresentam um grande congestionamento dos espaços urbanos, tanto aéreo quanto da superfície das calçadas.

O resultado visível é o congestionamento do sistema aéreo e a tendência de questionamentos da comunidade e de órgãos públicos, como as prefeituras, quando há postergação de conversões.

Desprezando-se questões estéticas e considerando-se apenas aspectos técnicos, o limite de densidade de carga de uma RDA é função do esgotamento da capacidade dos cabos troncos, falta de capacidade para socorro em contingências e congestionamento das estruturas aéreas para receber novas instalações.

Como exercício teórico, considere-se uma região urbana ideal, quadrada, com área de 1 km², com 100 quadras, de 100 m x 100 m cada uma. O comprimento de vias da parte interna é de 18 km e, para um vão médio de 30 m, o número total de postes é igual a 600 nessa região. Admita-se, ainda, que:

- existam 300 transformadores, isto é, 50% dos postes ocupados, com potência média de 75 kVA e fator de utilização médio de 65%;
- a demanda máxima total dos grandes consumidores na região seja de 10 MVA (representada por um ou vários consumidores acima de 1 MVA);
- fator de coincidência 0,70 no tronco.

Dessa forma, a demanda máxima no tronco do circuito atinge $0,70 \cdot 300 \times 0,65 \times 75 + 10.000 = 17,2$ MVA, cujo atendimento no final do horizonte de planejamento requer de três a quatro circuitos troncos com carregamento máximo entre 6 MVA e 7 MVA.

Nessas condições a densidade de carga final é de

TABELA 1 – DENSIDADES DE CARGA EM FUNÇÃO DE CENÁRIOS DE CRESCIMENTO DE CARGA PARA PROPICIAR A CONVERSÃO ANTES DE ATINGIR O LIMITE DE UMA REDE AÉREA

			Ano									
			1	2	3	4	5	6	7	8		
Preparação de novos clientes para conversão												
Projeto básico												
Planejamento de obras, negociação com outros serviços e licenças												
Projeto executivo												
Conversão do sistema												
CENÁRIOS	BAIXO CRESCIMENTO DE CARGA (1,5 % A.A.)	MVA/km ²	15,53	15,76	16,00	16,24	16,48	16,73	16,98	17,02		
		MVA/km	0,86	0,88	0,89	0,90	0,92	0,93	0,94	0,96		
	MÉDIO CRESCIMENTO DE CARGA (3,5 % A.A.)	MVA/km ²	13,55	14,02	14,51	15,02	15,55	16,09	16,65	17,2		
		MVA/km	0,75	0,78	0,71	0,83	0,86	0,89	0,93	0,96		
	ALTO CRESCIMENTO DE CARGA (5,5 % A.A.)	MVA/km ²	11,85	12,50	13,19	13,91	14,68	15,49	16,34	17,2		
		MVA/km	0,66	0,69	0,73	0,77	0,82	0,86	0,91	0,96		

TABELA 2 – DIRETRIZES PARA AVALIAÇÃO DE CONVERSÃO DE REDES

Atributos	9 pontos		6 pontos		3 pontos	
	Qualificação	S/N	Qualificação	S/N	Qualificação	S/N
DENSIDADE DE CARGA (MVA/KM ²)	10 ≤ DENS. CARGA < 17,2		5 ≤ DENS. CARGA < 10		DENS. CARGA < 5	
CONSUMO MÉDIO (KWH/KM ²)	CONS. MÉDIO > 4500		2500 ≤ CONS. MÉDIO < 4500		CONS. MÉDIO < 2500	
META DE DEC (H/ANO)	DEC < 7		7 ≤ DEC < 9		DEC ≥ 9	
META DE FEC (VEZES/ANO)	FEC < 6		6 ≤ FEC < 8		FEC ≥ 8	

17,2 MVA/km² ou 1,0 MVA/km (calculado com base no comprimento da rede na parte interna; a densidade linear de carga com base no comprimento do cabo tronco somente é superior). Nesse exemplo, 10,2 MVA/km² são distribuídos, enquanto 7,0 MVA/km² impactam apenas o carregamento do tronco, pois representam clientes com alimentação exclusiva.

Na prática, o planejador tem de se antecipar ao crescimento do mercado e deve, na medida do possível, viabilizar os investimentos antes dos ciclos de revisão tarifária. A densidade de carga que define o início do processo de conversão da rede aérea para subterrânea depende do tempo para a realização de todas as atividades de planejamento, projeto e execução de obras, bem como de cenários de crescimento de carga (Tabela 1).

À medida que o crescimento das cargas ocorre, o planejador tem de decidir entre viabilizar a expansão da rede aérea – e incorrer nos problemas decorrentes do congestionamento do espaço aéreo – ou iniciar a conversão para sistema subterrâneo.

Para regiões com densidade de carga inferior a 17,2 MVA/km², propõe-se que a avaliação da prudência da aplicabilidade da RDS seja realizada pelo sistema de pontuação apresentado na Tabela 2 (atributos considerados e respectivas pontuações) e Figura 2 (processo decisório para conversão de redes aéreas). Ressalta-se que essa avaliação faz parte do processo de planejamento, estando sujeita ao ciclo da Figura 1, com atualização anual das cargas.

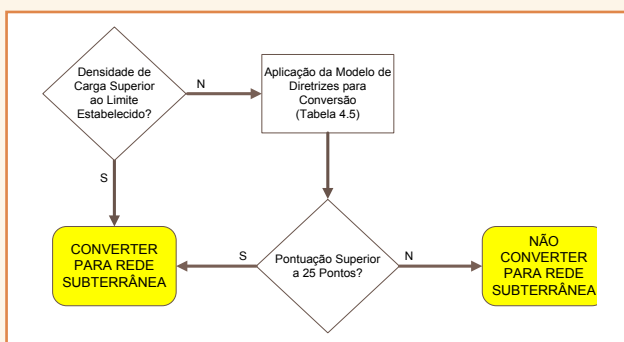


Figura 2 – Processo decisório para conversão de redes aéreas.

Módulo III – Fase de proposição e avaliação de alternativas

Proposição de alternativas

A proposição de alternativas de RDS para uma região envolve, naturalmente, o devido detalhamento da solução proposta, a fim de possibilitar a sua implantação de forma precisa e com o mínimo de interferências com outras infraestruturas urbanas.

Porém, durante a etapa de planejamento, a característica de maior relevância para a avaliação da

aplicabilidade ou não de determinada solução reside em seu custo aproximado de implantação, pois este pode inviabilizar determinadas soluções.

Dessa forma, a metodologia proposta envolve a definição de regras de pré-projeto que possibilitem uma avaliação preliminar de custo das alternativas de implantação de RDS durante a etapa de planejamento. Essas regras são particularizadas em função do arranjo proposto: anel aberto, radial com recurso, primário seletivo e anel fechado. Inicialmente define-se o arranjo, conforme a tabela a seguir.

TABELA 3 – CRITÉRIO PARA SELEÇÃO DE ARRANJO DE RDS

Carga por subsistema (Nota 1) (MVA)	Arranjo				
	Anel aberto	Anel fechado	Radial com recurso	Primário seletivo	Reticulado
Tensão 13,8 kV	Até 1				
	> 1 A S1				
	> S1 A 2 S1				
	> 2 S1 A 3 S1				
Tensão 34,5 kV	> 3 S1 A 4 S1				
	Até S2				
	> S2 A 2 S2				
	> 2 S2 A 3 S2				
> 3 S2 A 4 S2					

(Nota 1: Em 13,8 kV, S1 = 7 MVA a 9 MVA e em 34,5 kV, S2 = 17,5 MVA a 22,5 MVA, dependendo do padrão da empresa).

Considerando-se que a análise a ser realizada corresponde a uma fase inicial de planejamento do sistema, foram utilizadas regras simples e expeditas, de modo a não retardar ou inviabilizar os estudos de diversas alternativas.

Dessa forma, as regras que seguem poderão conter erros aceitáveis nesta fase de seleção de alternativas, os quais deverão ser corrigidos posteriormente com um projeto básico, o qual, contudo, ficará limitado somente àquelas soluções promissoras.

Tais regras utilizam como insumos informações normalmente disponíveis ao planejador como dados de consumo ou, alternativamente, dados que possam ser transformados em cargas; tipologia dos consumidores (comercial, residencial, industrial, público, etc.); estimativas de taxas de crescimento de carga; fator de diversidade ou fator de coincidência; identificação da localização da subestação (ou subestações) que deve suprir a rede objeto de planejamento; planta ou mapa com ruas, edificações e áreas livres da localidade, entre outras.

A seguir será dado um exemplo da regra que visa definir o número de alimentadores para atendimento de determinada região com a configuração de rede "Radial com Recurso". Para esta configuração de rede, o número de alimentadores tem de atender simultaneamente às condições de regime e contingência. Em regime (supondo divisão perfeita das cargas):

$$S_{ona} = \frac{S_{total}}{n}, \text{ em que:}$$

S_{ona} : demanda máxima em operação normal do alimentador;

S_{total} : carga total diversificada da região no horizonte de planejamento;

Em contingência: $S_{ca} \leq S_{adma}$, em que:

S_{ca} : demanda em condição de contingência do alimentador;

S_{adma} : demanda máxima admissível por alimentador, de acordo com o padrão da concessionária.

Por sua vez, a capacidade em contingência depende da fração adicional de carga a ser suportada com k alimentadores fora de serviço:

$$S_{ca} = \frac{n}{n-k} S_{ona}, \text{ em que:}$$

k : número de contingências.

Combinando as equações precedentes obtém-se:

$$n \geq \frac{S_{total}}{S_{adma}} + k, \text{ em que:}$$

n : número de alimentadores principais.

Para um primário seletivo, por exemplo, as regras de escolha do número de alimentadores dependem do número de contingências (usualmente adota-se $k = 1$).

TABELA 4 – CARREGAMENTOS EM FUNÇÃO DO NÚMERO DE ALIMENTADORES E CONTINGÊNCIAS

NÚMERO DE ALIMENTADORES	$\frac{S_{ona}}{S_{ca}} = \frac{n-1}{n+k-1}$		
	$k = 1$	$k = 2$	$k = n - 1$
2	0,50	----	0,50
3	0,67	0,50	0,50
4	0,75	0,60	0,50
5	0,80	0,67	0,50
6	0,83	0,71	0,50

As regras de pré-projeto não serão aqui descritas por falta de espaço, mas contemplam a determinação das quantidades de todos os principais componentes da RDS: alimentadores, ramais, transformadores, chaves, circuitos secundários e ramais de ligação.

Avaliação de alternativas

A avaliação das alternativas deve ser realizada sob os aspectos técnico e econômico. A avaliação técnica das alternativas de RDS envolve o atendimento dos mesmos critérios utilizados para o diagnóstico do sistema existente, conforme apresentado na descrição do Módulo II da metodologia.

A simulação do sistema para obtenção dos índices

de desempenho, como perdas técnicas e confiabilidade, deve, a princípio, ser realizada com softwares adequados, utilizando-se dados adequados de taxas de falha e tempos de restabelecimento.

Nos casos de conversão de redes aéreas em RDS, caso a distribuidora não disponha de aplicativos computacionais para essas finalidades, podem ser realizadas estimativas simplificadas, baseadas em experiência ou avaliação de ganhos de confiabilidade (pela melhoria de topologia e taxas de falha, além de eventual aumento do tempo de restabelecimento em caso de defeito) e redução de resistência dos circuitos, variação dos níveis de carregamento e perdas de transformadores.

Com base nestes modelos e nos critérios de projeto e operação de cada configuração utilizada, possibilita-se a avaliação técnicas das configurações e respectivo cálculo de indicadores técnicos como DEC, FEC, energia não distribuída, perdas técnicas entre outros.

A avaliação econômica, item fundamental na avaliação das alternativas de planejamento, deverá ser realizada considerando custos e benefícios de quatro diferentes naturezas: custo de implantação (Capex), custo de O&M (Opex), valoração de indicadores técnicos (perdas técnicas, confiabilidade, etc.) e avaliação regulatória dos investimentos.

O primeiro fator, custo de implantação (Capex), é estimado com base nas regras de pré-projeto apresentadas anteriormente. Neste ponto, também deve ser levado em conta o cronograma de desembolsos, tendo em vista que obras desta natureza são muitas vezes plurianuais.

O segundo fator, custo de O&M (Opex), é função das práticas da empresa e pode variar de acordo com o tipo de arranjo utilizado. Isso se deve ao fato de haver variações de quantidades e tipos de equipamentos entre arranjos. Este item em particular é de extrema relevância, uma vez que o incentivo dado pelo órgão regulador às empresas concessionárias é o de constante redução dos custos operacionais.

O terceiro fator, valoração de índices técnicos, visa atribuir custos ao desempenho técnico do sistema, de maneira a balizar a percepção do planejador acerca da atratividade de determinada região aos investimentos em expansão ou melhoria. Os atributos técnicos mais comumente valorados são: confiabilidade e perdas técnicas.

Por fim, para uma avaliação econômica completa deve-se simular o fluxo de caixa com o retorno regulatório, através do qual os investimentos dispendidos deverão ser remunerados via tarifa. Para tanto, é de suma importância a definição do cronograma de implantação do empreendimento em relação ao período revisional.

Pelos pontos apresentados, obtém-se os fluxos de caixa das alternativas de planejamento, com respectivos desembolsos e retornos, fundamentados nos custos de implantação e O&M, no desempenho do sistema implantado e no arcabouço regulatório vigente. Respeitados os critérios técnicos definidos no planejamento, a escolha da melhor alternativa se dará pela comparação econômica.

Referências

- 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, Rev. 3, 2011.*
- Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica, Rev. 4, 2012.*

**DANIEL PEREZ DUARTE é doutorando em Engenharia Elétrica pela Escola Politécnica da USP e sócio-diretor da Sinapsis Inovação em Energia; ANTÔNIO PAULO DA CUNHA é doutor em Engenharia Elétrica pela Escola Politécnica da USP e sócio-diretor da Sinapsis Inovação em Energia; MARCELO MARQUES NASCIMENTO FILHO é engenheiro eletricista e consultor senior na Superintendência de Operação e Manutenção da Distribuição na Cemig; ANDERSON NEVES CORTEZ é engenheiro eletricista e gerente de desenvolvimento e engenharia de Ativos da Distribuição na Cemig; RAFAEL PIMENTA FALCÃO FILHO- Engenheiro Eletricista- Gerente do Planejamento de Redes de Distribuição CEMIG; BRUNO RAMOS SODRÉ é engenheiro eletricista pela UFRJ e engenheiro de campo pleno da Light; LUIZ EDUARDO PEREIRA VAZ é engenheiro eletricista pela UFRJ e gerente de engenharia da distribuição da Light; EDMILSON JOSE DIAS é engenheiro eletricista e atua na Gerência de Planejamento e Engenharia da Operação e Manutenção da Distribuição da Cemig; ERIVALDO COSTA COUTO é engenheiro eletricista e engenheiro de planejamento do sistema elétrico da distribuição da Cemig; JORGE ANTÔNIO DUTRA DE SOUZA é engenheiro eletricista e consultor da Light; PLACIDO ANTONIO BRUNHEROTTO é engenheiro eletricista e trabalhou na Light Serviços de Eletricidade de São Paulo, na Themag Engenharia, na AES Eletropaulo, entre outras empresas; JOÃO JOSÉ DOS SANTOS OLIVEIRA é engenheiro eletricista e mestre em engenharia elétrica. Participa da organização do Fórum anual de Redes Subterrâneas de Energia Elétrica e do Cigré no projeto de Padrões de Redes Subterrâneas. Atualmente, é consultor em projetos de distribuição de energia elétrica para redes de distribuição subterrânea.*

Continua na próxima edição

Confira todos os artigos deste fascículo em www.osetoreletrico.com.br
Dúvidas, sugestões e comentários podem ser encaminhados para o e-mail redacao@atitudeeditorial.com.br