

Alocação de Bancos de Capacitores e Reguladores de Tensão em Redes de Distribuição

N. Kagan, *Ph.D.* C. C. B. de Oliveira, *Ph.D.* A. Méffe, *M.Sc.*

Abstract—This paper presents methods for the allocation of capacitor banks and voltage regulators in medium voltage distribution systems. The allocation of fixed and switched capacitor banks is supposed to minimize voltage drops and/or energy losses. In this case, the two objectives can be combined to improve the voltage profile as well as to reduce energy losses. Voltage regulators are located to improve the network voltage profile. The criterion used to determine if the equipment must be placed on the network or not is the benefit-cost relation. A load flow calculation is used to evaluate the benefits and typical daily profiles are used for modeling the load. This paper describes the methods and presents the results obtained by applying it to real distribution networks. The implementation of the proposed methods was accomplished through the development of a planning-integrated computational application.

Index Terms—electrical distribution system, typical load profile, capacitor allocation, voltage regulator allocation.

I. INTRODUÇÃO

COM a nova realidade do setor elétrico brasileiro, o órgão regulador tem papel fundamental na fiscalização das concessionárias de energia elétrica, impondo metas para os indicadores de continuidade e para os níveis de tensão. Aliado às imposições do órgão regulador, as distribuidoras têm a necessidade de operar os seus sistemas da forma mais eficiente possível e uma das principais medidas para atingir tal objetivo é reduzir as perdas de energia.

Com isso, a instalação de reguladores de tensão e de bancos de capacitores, sendo estes últimos utilizados tanto para resolver problemas de queda de tensão como também para minimizar perdas de energia, torna-se uma alternativa cada vez mais importante.

Este artigo apresenta um método para alocação de bancos de capacitores em redes de distribuição de média tensão, onde são determinadas a localização ótima do banco, a necessidade de um banco chaveado ou não e a sua potência nominal. Também apresenta um método para alocação de reguladores de tensão, onde são determinadas as suas localizações ótimas. Em particular na alocação de reguladores de tensão, são utilizados reguladores automáticos, onde o ajuste do tap é

determinado pelo programa de fluxo de potência, visando o controle de tensão em uma dada barra a jusante do regulador.

Nos métodos apresentados neste artigo, os critérios técnicos não são os únicos levados em conta. Decide-se pela instalação ou não de um regulador e/ou capacitor fazendo uma análise de benefício-custo da alternativa estudada. Assim, os equipamentos somente são alocados quando a diferença entre o benefício e o custo for positiva.

Para aplicar os métodos mencionados, utiliza-se um cálculo de fluxo de potência em quatro patamares de carga, sendo esta última modelada e representada por curvas típicas de carga por classe de consumo.

Este trabalho descreve de uma maneira sucinta a representação da carga e o modelo de cálculo de fluxo de potência para, em seguida, detalhar os métodos de alocação de reguladores de tensão e bancos de capacitores.

A metodologia desenvolvida foi implementada em uma ferramenta computacional e são apresentados alguns estudos de caso em redes de distribuição reais.

II. REPRESENTAÇÃO DA CARGA

Nos métodos para alocação de bancos de capacitores e reguladores de tensão que serão descritos mais adiante se faz necessário o cálculo de um fluxo de potência e, para tal cálculo, a modelagem da carga tem importância fundamental.

Em estudos anteriores [2,3], foi definida uma nova metodologia para representação da carga, que envolve o conceito de curvas típicas de carga. Os consumidores foram divididos em três classes de consumo: residencial, comercial e industrial. Os consumidores residenciais, por sua vez, foram divididos por faixa de consumo mensal de energia. Já os consumidores industriais e comerciais foram divididos por tipo de atividade desenvolvida. Para cada categoria de consumo, por exemplo, residencial de 200 kWh a 400 kWh, foi estabelecida uma curva típica de carga, composta por média e desvio padrão, em intervalos de 15 minutos e em pu da demanda média. Assim, conhecendo-se a classe de consumo (e a atividade desenvolvida, no caso de consumidores comerciais e residenciais) e a energia mensal de um consumidor, pode-se obter facilmente uma curva de carga em kVA para cada consumidor.

A. Méffe, N. Kagan and C. C. B. de Oliveira are with the Department of Electrical Engineering at the University of São Paulo, São Paulo, Brazil (e-mail: nelsonk@pea.usp.br).

No presente estudo, os consumidores comerciais e industriais também foram divididos por faixa de consumo, pois para cada transformador de distribuição existente em um alimentador, apenas são conhecidos o total de consumidores por classe de consumo e o total de consumo de energia por classe de consumo. Assim, ao invés de determinar uma curva de carga para cada consumidor individualmente, determina-se um consumidor médio por classe de consumo, dividindo-se o consumo total da classe pelo número de consumidores dessa classe. Com a energia média por classe de consumo, determina-se a curva típica que deve ser utilizada para essa classe e, em seguida, utiliza-se a energia total da classe para determinar a demanda em kVA devido a essa classe de consumo. Os consumidores de média tensão possuem valores de demandas contratadas na ponta e fora de ponta.

Como o cálculo de fluxo de potência será realizado em quatro patamares, como será visto na seção seguinte, são escolhidos quatro horários da curva de carga em intervalos de 15 minutos para representar os quatro patamares do dia. No caso dos consumidores de média tensão, escolhe-se, para cada patamar do dia, se será utilizada a demanda de ponta ou fora de ponta.

III. FLUXO DE POTÊNCIA

Para a verificação do nível de tensão nas barras do sistema, antes ou após a instalação de bancos de capacitores ou de reguladores de tensão, utiliza-se um modelo de fluxo de potência específico para redes de distribuição radiais [4,5], que constituem a grande maioria dos sistemas de distribuição aérea. Neste artigo, as cargas são representadas por uma combinação dos modelos de corrente constante e potência constante. Os bancos de capacitores são representados pelo modelo de impedância constante, pois o valor da impedância do capacitor não varia com a tensão, e a corrente correspondente pode ser avaliada por:

$$I_{cap,k} = j\omega CV_k = jq_{cap} V_k \quad (1)$$

na qual:

$I_{cap,k}$: corrente do capacitor na barra em k , em pu.

q_{cap} : potência reativa do banco, em pu, para tensão nominal de 1pu, igual a ωC .

V_k : tensão na barra k , em pu.

IV. ALOCAÇÃO DE CAPACITORES

A alocação de bancos de capacitores é realizada para cada patamar do dia, determinando a melhor barra do ponto de vista do ganho de perdas e/ou do ganho de tensão e o melhor modelo de capacitor a partir de uma análise de benefício-custo. Naturalmente, se for alocada uma quantidade e/ou modelo de capacitor diferente em uma mesma barra ao analisar os diversos patamares do dia, essa variação já dá indicação da necessidade de um banco de capacitor automático.

Fixando-se um patamar e um modelo de capacitor (com uma determinada potência nominal), calculam-se os ganhos de tensão e de perdas para instalação do capacitor em uma determinada barra da rede de distribuição. Após calcular os

ganhos da barra, calcula-se o seu índice de mérito por:

$$I_{M,k} = \frac{w_p \cdot G_p + w_v \cdot G_v}{w_p + w_v} \quad (2)$$

na qual:

$I_{M,k}$: índice de mérito para instalação do banco na barra em k , em \$.

G_p : ganho de perdas para instalação do banco na barra k , em \$.

G_v : ganho de tensão para instalação do banco na barra k , em \$.

w_p : peso para o ganho de perdas.

w_v : peso para o ganho de tensão.

Vale notar que a soma dos pesos deve ser igual a 1,0. É a partir dos pesos que se escolhe se a alocação de capacitores tem o objetivo único de melhorar o nível de tensão ou reduzir as perdas ou ainda utilizar uma combinação dos dois objetivos, dando pesos a cada um conforme a prioridade desejada.

A. Ganho de tensão

O ganho de tensão devido a instalação de um banco de capacitor com potência nominal q_{cap} em uma barra k é calculado por:

$$G_v = \sum_{i \in \Omega_b} (-C_{\Delta v,i} \cdot \Delta v_i) - C_{cap} \quad (3)$$

na qual:

G_v : ganho de tensão para instalação do banco na barra k , em \$.

Δv_i : aumento de tensão na barra i , no qual qualquer acréscimo a partir da tensão mínima é desconsiderado.

$C_{\Delta v}$: custo do aumento de tensão na barra i , em \$.

C_{cap} : custo do capacitor, em \$.

Ω_b : conjunto de barras com tensão abaixo da mínima.

O acréscimo de tensão, em uma dada barra, pode ser avaliado a partir do teorema da superposição de efeitos, conforme ilustrado na figura 1.

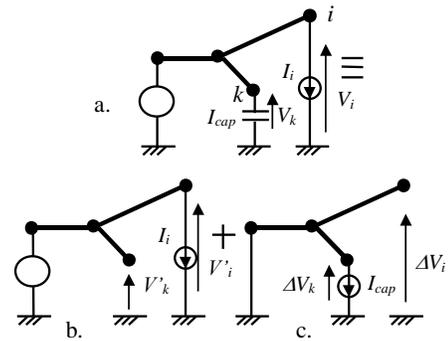


Fig. 1. Acréscimo de tensão por superposição de efeitos

Sendo a corrente do capacitor igual a $jq_{cap}V_k$, a tensão depois da instalação do banco pode ser dada pela soma das tensões $V'_k + \Delta V_k$. O acréscimo de tensão ΔV_k é avaliado por $-z_{kk}jq_{cap}V_k$, na qual $z_{kk} = r_{kk} + jx_{kk}$ é a impedância de Thevenin vista da barra k . Assim:

$$V_k = V'_k - z_{kk} j q_{cap} V_k \Rightarrow$$

$$\Rightarrow V_k = \frac{V'_k}{1 + j z_{kk} q_{cap}} \cong \frac{V'_k}{1 - x_{kk} q_{cap}} \quad (4)$$

As tensões nas demais barras podem também ser avaliadas por superposição, isto é:

$$V_i = V'_i - z_{ki} j q_{cap} V_k \cong V'_i + \frac{x_{ki} q_{cap} V'_k}{1 - x_{kk} q_{cap}} \quad (5)$$

na qual $z_{ki} = r_{ki} + j x_{ki}$ é a impedância de transferência entre a barra k e a barra i .

Já o custo do aumento de tensão na barra i é calculado a partir dos custos das tensões na barra i antes e depois da instalação do capacitor na barra k . Dados os limites de tensão precária V_p e crítica V_c , determina-se a função custo da tensão como mostrado na figura 2.

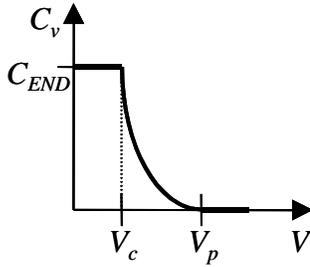


Fig. 2. Determinação da função custo da tensão

Para tensões iguais ou superiores à tensão precária V_p , o custo da tensão é zero. Para tensões inferiores à tensão crítica V_c , o custo da tensão é igual ao custo da energia não distribuída C_{END} . Para tensões entre a tensão crítica e a tensão precária, o custo da tensão é aproximado por uma função cúbica, por exemplo, conforme mostrado da figura 2.

Tipicamente, são utilizados como tensão crítica e tensão precária os valores 0,850 pu e 0,925 pu, respectivamente.

B. Ganho de Perdas

Com o modelo de corrente constante para as cargas da rede radial, a instalação de um banco de capacitores na barra k altera somente as correntes nos trechos que interligam esta barra até a subestação (conjunto de trechos $\Omega_{tre,k}$). Para um dado trecho qp a variação de perdas, Δp_{qp} , será

$$R_{pq} (I_{r,pq}^2 + I_{i,pq}^2) - R_{pq} [I_{r,pq}^2 + (I_{i,pq} - I_{cap,k})^2] \quad (6)$$

ou seja, $\Delta p_{qp} = R_{pq} I_{cap,k} (2I_{i,pq} - I_{cap,k})$, e a variação de perdas totais na rede será $\sum_{qp \in \Omega_{tre,k}} \Delta p_{qp}$.

O ganho de perdas G_p é então calculado por

$$G_p = C_p \cdot \sum_{qp \in \Omega_{tre,k}} \Delta p_{qp} - C_{cap} \quad (7)$$

onde:

G_p : ganho de perdas para instalação do banco na barra k , em \$.

Δp_{qp} : redução de perdas no trecho qp , em kW.

C_p : custo de perdas, em \$/kW.

C_{cap} : custo do capacitor, em \$.

$\Omega_{tre,k}$: conjunto de trechos cuja corrente é afetada pela instalação de bancos de capacitores.

V. ALOCAÇÃO DE REGULADORES DE TENSÃO

Da mesma forma que na alocação de bancos de capacitores, a alocação de reguladores de tensão é realizada para cada patamar do dia, determinando a melhor barra do ponto de vista do ganho de tensão a partir de uma análise de benefício-custo. Na alocação de reguladores, são utilizados reguladores automáticos e, sendo assim, devem ser especificados a regulação máxima do regulador, o número de passos do comutador e a tensão que se deseja obter na barra de tensão controlada para cada patamar do dia.

A. Ganho de Tensão

O ganho de tensão provocado pela instalação de um regulador de tensão em uma barra k é calculado da mesma forma que o ganho de tensão devido à instalação de bancos de capacitores. A única diferença é que no lugar do custo do capacitor, deve-se colocar o custo do regulador de tensão.

VI. APLICAÇÃO

Com o auxílio de uma ferramenta computacional desenvolvida, o Interplan, que é um sistema geo-referenciado que permite realizar estudos de planejamento em redes de distribuição, os métodos descritos até agora foram implementados e aplicados a casos reais.

A figura 3 mostra um alimentador primário que apresenta valores de perdas e de queda de tensão elevados. O alimentador em questão apresenta extensão total de 235 km, perdas de energia de 9,2% e queda de tensão máxima de 15,8%. Apresenta ainda uma demanda máxima de 3,8 MVA no patamar da tarde com fator de potência 0,86. A figura apresenta o resultado do fluxo de potência no patamar da tarde, onde os pontos em vermelho indicam barras com tensão abaixo da crítica (0,850 pu) e os pontos em amarelo indicam barras com tensão abaixo da precária (0,925 pu) e acima da crítica. Nesse alimentador, serão vistos alguns exemplos de aplicação dos métodos descritos neste artigo.

No primeiro caso estudado, foi realizada uma alocação de bancos de capacitores com o objetivo único de reduzir as perdas no alimentador. Na alocação realizada, o resultado do algoritmo levou à alocação de um capacitor fixo de 300 kVAr, um capacitor automático de 300 kVAr ligado nos patamares madrugada, manhã e tarde e outro capacitor automático de 1200 kVAr ligado nos patamares manhã, tarde e noite. Nesse caso, considerou-se um custo de perdas de \$ 20,00 / kW e foram utilizados os modelos de capacitores mostrados na tabela I com seus respectivos custos.

A figura 4 apresenta os pontos onde foram alocados os bancos e a situação do alimentador após a alocação. Nota-se que não há mais pontos em vermelho, que são barras com tensão abaixo da crítica. Ainda há muitos pontos em amarelo, que são barras com tensão acima da crítica e abaixo da

precária, porém a alocação foi realizada com o objetivo único de reduzir as perdas. Apesar disso, foi obtida uma redução significativa na queda de tensão, cujo valor máximo para o alimentador passou a ser 11,0%. A demanda máxima também baixou para 3,3 MVA com o fator de potência aumentando para 0,99. As perdas de energia sofreram uma redução significativa, para 7,3%, uma redução de 20%.

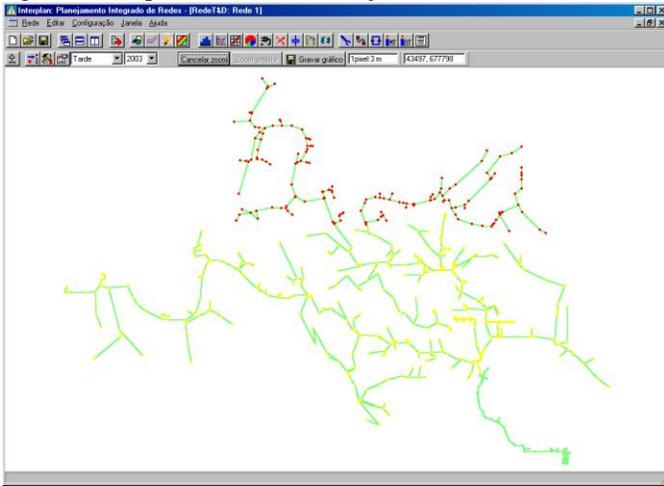


Fig. 3. Alimentador antes da alocação de banco de capacitores.

TABELA I
MODELOS DE CAPACITORES COM SEUS RESPECTIVOS CUSTOS

| Potência Nominal (kVAr) | Custo (\$) |
|-------------------------|------------|
| 300 | 100,00 |
| 600 | 150,00 |
| 900 | 200,00 |
| 1200 | 250,00 |

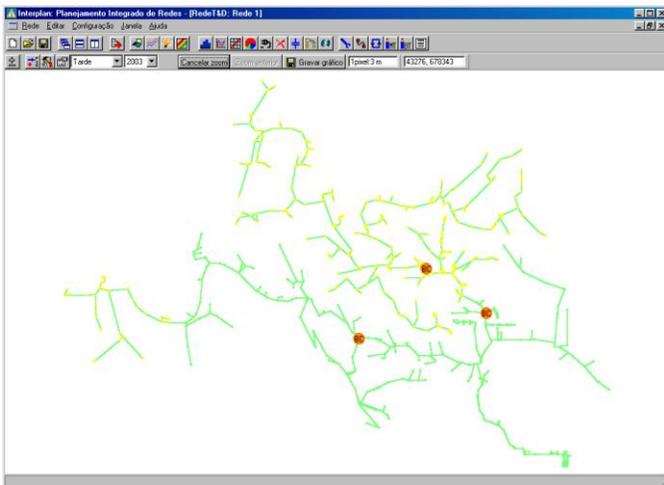


Fig. 4. Alimentador depois da alocação de banco de capacitores.

Voltando para o alimentador original da figura 3, estudou-se a possibilidade de resolver os problemas de queda de tensão com a alocação de reguladores de tensão. Como parâmetros de alocação de reguladores, considerou-se uma tensão mínima

admissível de 0,925 pu e uma tensão na barra controlada de 1,02 pu em todos os patamares do dia. Considerou-se também uma potência nominal máxima para os reguladores de 3000 kVA e um número máximo de 2 reguladores a serem instalados no alimentador. Neste caso, o regulador de tensão apresenta uma potência nominal de 3000 kVA. Foi utilizado um custo de energia não distribuída de \$ 40,00 / MWh.

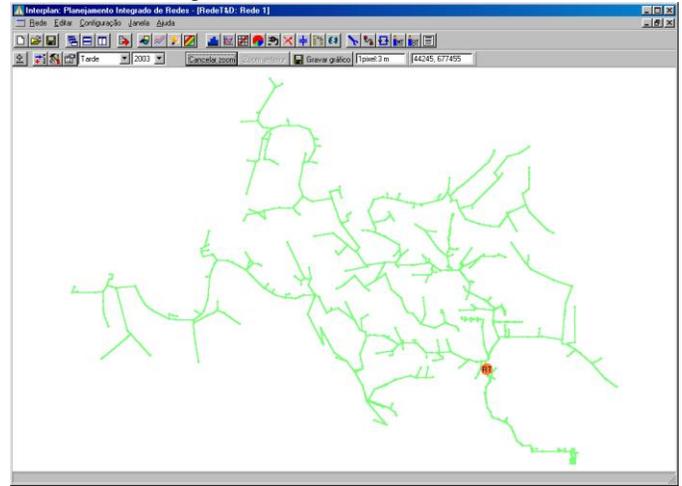


Fig. 5. Alimentador depois da alocação de reguladores de tensão – caso 1.

Nota-se que foi alocado um regulador distante 8 km da subestação, resultando em nenhuma barra com tensão abaixo da precária. Agora, o alimentador apresenta queda de tensão máxima de 7,0%.

Um segundo caso envolvendo alocação de reguladores foi estudado, onde se restringiu a potência nominal do regulador. Neste novo caso, utilizou-se como potência nominal máxima para a alocação de reguladores o valor de 500 kVA.

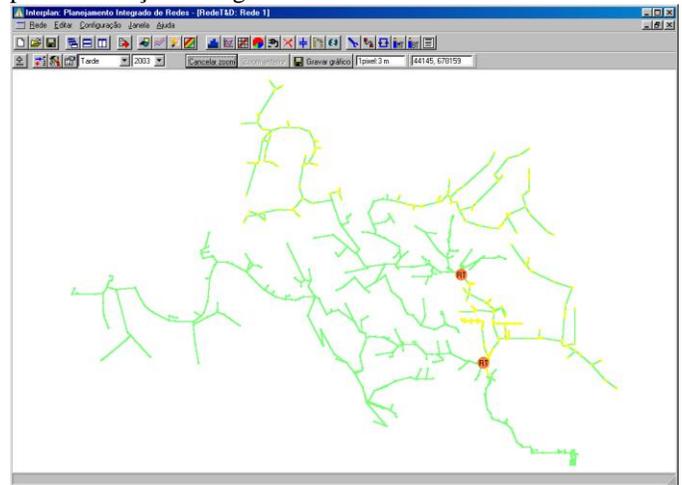


Fig. 6. Alimentador depois da alocação de reguladores de tensão – caso 2.

A figura 6 apresenta o alimentador após a alocação de reguladores de tensão neste segundo caso estudado. Como houve restrição da potência nominal máxima dos reguladores, que diminuiu em relação ao caso anterior, foram alocados dois reguladores, mais distantes da subestação se comparados ao caso anterior. Nota-se que apenas algumas ramificações do

alimentador passaram a ter tensão regulada e que ainda existem barras com tensão abaixo da precária. Entretanto, pode-se observar que agora não há barras com tensão abaixo da crítica. Neste segundo caso, a queda de tensão máxima passou a ser de 13,7%.

VII. CONCLUSÕES

A partir dos métodos para alocação de bancos de capacitores e de reguladores de tensão descritos neste artigo e dos exemplos de aplicação apresentados, nota-se que os métodos aliados à ferramenta computacional são muito poderosos, pois eles não se detêm apenas na questão técnica do problema de queda de tensão ou de perdas. Mais que analisar a questão técnica, eles analisam a viabilidade econômica de instalar bancos de capacitores ou reguladores de tensão.

Para tal, houve a necessidade de custear as perdas e as quedas de tensão ao longo das redes de distribuição.

Finalmente, conhecendo-se os custos dos equipamentos a serem instalados, foi possível verificar facilmente a viabilidade econômica de tal ação, cujo objetivo é reduzir as quedas de tensão e/ou perdas nas redes de distribuição.

VIII. REFERÊNCIAS

- [1] N. Kagan and C. C. B. de Oliveira, "Heuristic model for the selection and allocation of shunt capacitors and voltage regulators in electrical power distribution systems," *Intelligent Systems Applications to Power Systems - ISAP*, Rio de Janeiro, 1999.
- [2] J. A. Jardini e outros, "Curvas diárias de carga – base de dados estabelecida com medições em campo," *CIREDA 1996*, Argentina, 1996.
- [3] J. A. Jardini e outros, "Residential and commercial daily load curve representation for engineering studies purposes," *CIREDA 1995*, 1995.
- [4] C. C. B. de Oliveira, "Configuração de redes de distribuição de energia elétrica com múltiplos objetivos e incertezas através de procedimentos heurísticos," Tese de Doutorado, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 1997.
- [5] N. Kagan and C. C. B. de Oliveira, "Locação de capacitores em redes de distribuição de energia elétrica como um problema de decisão com restrições," *III Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente*, Vitória, 1997.

IX. BIOGRAFIAS



Nelson Kagan nasceu em São Paulo, Brasil, em 8 de outubro de 1960. Obteve o título de Mestre em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo, Brasil, em 1988, e o título de PhD em Engenharia Elétrica pela University of London, em 1993. Leciona no Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo desde 1983. Tornou-se professor associado após a defesa de sua tese de livre-docência. Muitos de seus trabalhos concentram-se na área de planejamento de redes de distribuição de energia. Seus interesses nesta área estão relacionados a aplicações de otimização e inteligência artificial com considerações de múltiplos objetivos e incertezas. Seus trabalhos têm sido implementados em diversas empresas de distribuição do setor elétrico brasileiro.



Carlos César Barioni de Oliveira obteve os títulos de Mestre e Doutor em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo, Brasil, em 1991 e 1997, respectivamente. Leciona no Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo desde 1991. Entre 1991 e 1995, trabalhou para a E. J. Robba Consultoria & Cia. Ltda., empresa líder em consultoria no estado de São Paulo, onde desenvolveu modelos computacionais para o planejamento tático e operacional de redes de distribuição. Seus principais interesses concentram-se em planejamento de sistemas de distribuição, avaliação de confiabilidade, custos marginais, gerenciamento de riscos e tarifas.



André Méffe nasceu em São Paulo, Brasil, em 23 de abril de 1976. Obteve o título de Mestre em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo, Brasil, em 2001. Desde de 1999, trabalha no Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade de São Paulo com pesquisas relacionadas a sistemas de distribuição de energia elétrica. Seus interesses nesta área estão relacionados com planejamento de sistemas de distribuição e métodos para cálculo de perdas técnicas de energia.