

Determinando o Custo Marginal Para Melhoria da Qualidade do Serviço – Um Estudo de Caso

Ivo Ordonha Cyrillo, Marcelo Aparecido Pelegrini,
Gabriel Quiroga
Sinapsis Inovação em Energia

Carlos Frederico Meschini Almeida, Carlos Marcio
Vieira Tahan, Marcos Roberto Gouvea
Universidade de São Paulo

Resumo — Este artigo apresenta um estudo sobre o custo marginal para a melhoria da qualidade do serviço, medida através da Energia Não Suprida - ENS. O modelo para cálculo do custo marginal é baseado em simulações com dados de uma rede real, com duas subestações e vinte e cinco alimentadores de uma distribuidora brasileira. A ação de melhoria de qualidade avaliada é a alocação de religadores automáticos, em dois aspectos: otimização dos existentes e adição de novos religadores na rede. Os valores de custos marginais são calculados a partir desse acréscimo otimizado de religadores e é apresentada a relação entre DEC e custo marginal de melhoria da qualidade.

Palavras-chaves — Distribuição de Energia Elétrica, Qualidade do Serviço, Custos Marginais, Simulação, Qualidade Ótima.

I. INTRODUÇÃO

A qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica é medida, no Brasil, por dois indicadores principais, a Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – DEC e a Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – FEC. A teoria econômica aponta para um Nível de Qualidade Ótimo, no qual o custo marginal de melhoria é igual ao benefício marginal para a sociedade [1],[2]. Em mercados regulados de distribuição de energia elétrica há a prática de utilização de políticas de incentivo e penalização para a adequação da qualidade do serviço[3]. Evidências empíricas apontam que tais políticas podem agir em prol da melhoria da qualidade [4],[5].

Nos mercados regulados, como o caso brasileiro, as empresas podem adequar o nível de qualidade oferecido aos clientes de acordo com incentivos econômicos estabelecidos pelo regulador até o ponto no qual o custo marginal para melhoria da qualidade é igual ao ganho marginal do incentivo, sendo fundamental às distribuidoras conhecerem, portanto, seus custos marginais.

Este trabalho apresenta contribuição nesse aspecto, demonstrando uma forma de calcular o custo marginal da qualidade, através do conceito de custo da energia não suprida – CENS, por meio de simulação computacional.

Um dos problemas enfrentados para esse cálculo é a condição inicial da rede de distribuição, que normalmente não se encaixam em situação condizente com os investimentos ótimos, sendo necessário calcular a distância entre o realizado e o ótimo. Outra dificuldade é de medir os efeitos das diferentes ações de melhoria que podem ser feitas nas redes de distribuição[6].

Nesse artigo apenas uma forma de investimento em melhoria de qualidade é considerada: alocação de religadores automáticos na rede de média tensão, os quais podem atuar tanto para segregar o bloco de rede, quanto para reconfigurar a rede. O uso de religadores é uma ótima opção, pois os custos de investimentos (tanto os custos de equipamento, quanto os custos de instalação) são reconhecidos e adicionados ao CAPEX da distribuidora.

Na simulação de confiabilidade nas redes elétricas, uma ferramenta computacional é utilizada para determinar a alocação otimizada dos religadores (SinapGrid). Esta ferramenta considera a possibilidade de instalar religadores normalmente abertos (NA) e normalmente fechados (NF). A ferramenta determina a melhor configuração da rede e dos religadores, com base na melhor redução de DEC, FEC ou Energia Não Suprida - ENS.

II. BASES CONCEITUAIS

A confiabilidade de uma rede de distribuição pode ser observada do ponto de vista da distribuidora e da sociedade. Para a distribuidora, a confiabilidade está relacionada a quantidade e com a duração média de interrupções. Para a sociedade, além da frequência de interrupções e do tempo de restauração do serviço, as variáveis importantes são o consumo médio e o custo da energia não suprida - CENS.

O conceito de Energia Não Suprida (ENS), na sua definição usual, é da energia que deixou de ser consumida em decorrência de uma interrupção. O custo social da energia não suprida (CENS) é a monetarização dos custos diretos e indiretos, para toda a sociedade, decorrentes da energia não fornecida [7]. Esse valor diverge do custo da energia não faturada pela distribuidora. O valor do CENS pode agregar o custo da interrupção de diversos agentes, de maneira a representar a sociedade como um todo, dentro de uma área de concessão, indicando o valor médio do custo da interrupção em R\$/MWh.

O CENS depende do nível de confiabilidade da rede e da expectativa da sociedade, não sendo estático. De maneira geral, quanto melhor a confiabilidade da rede, mais caro para a distribuidora reduzir uma unidade de energia não distribuída. Ou seja, há um custo marginal incremental em se reduzir cada MWh de energia não suprida. Neste artigo é quantificado o custo incremental de melhoria da energia em função da energia não suprida.

Quando as distribuidoras de eletricidade procuram a melhoria da confiabilidade, há normalmente a utilização de três formas básicas[8]:

- Otimização dos recursos existentes;
- Investimentos adicionais em obras para qualidade do fornecimento de energia (CAPEX);
- Mudança (aumento) nos custos operacionais (OPEX) de maneira ótima.

A importância de se conhecer o custo marginal da melhoria da qualidade em relação à energia não fornecida é de se poder definir níveis ótimos dos indicadores de qualidade. Dessa forma os valores adequados dos investimentos podem ser mensurados de acordo com as demandas da sociedade. Tais cálculos de custo incremental da qualidade podem ser feitos através de métodos de engenharia (ou métodos de confiabilidade) ou de métodos estatísticos (econômicos). Ambas abordagens de se calcular os custos incrementais otimizados de melhoria da qualidade são válidas. Serão citados dois trabalhos que utilizaram-se destas formas.

A análise econômica na otimização dos níveis de confiabilidade de uma rede de energia elétrica foi introduzida pelo Professor Munasinghe em 1979[9]. A abordagem técnica de Munasinghe, que tem representado o padrão na experiência internacional, consiste em comparar os benefícios sociais de uma melhora na confiabilidade da rede com os custos de providenciá-la. Para isso, a empresa distribuidora de energia elétrica é modelada como uma maximizadora do benefício social líquido, considerando a diferença entre a disposição esperada a pagar por certa confiabilidade e os custos esperados para prestar o serviço (ou a soma dos custos esperados mais o custo da energia não distribuída).

A originalidade do trabalho seminal de Munasinghe consistiu em considerar a energia elétrica como um produto intermediário necessário para produzir bens que são demandados pelos consumidores. Portanto, o pesquisador quantifica o custo da interrupção (outage costs) em termos do impacto na produção de bens e serviços finais em vários setores da economia (residencial, industrial, serviços, etc.). Seguindo essa abordagem, evita-se o problema de precisar determinar a disposição a pagar (willingness to pay, WTP) para calcular o CENS. A metodologia de otimização da confiabilidade consiste em ponderar os custos esperados e os benefícios associados com níveis alternativos de confiabilidade, dadas as tarifas do cenário base. Uma vez otimizado o nível de confiabilidade para o caso base, o passo seguinte é simular um incremento de custos por uma melhora na confiabilidade, o que implica um novo nível tarifário que deve ser comparado com o benefício para a demanda, e esse processo é repetido até atingir o equilíbrio de longo prazo.

Em relação ao uso de métodos econômicos para o cálculo do custo incremental de confiabilidade cita-se o trabalho de Jamasb, Orea e Pollitt (2012), no qual os autores estimam o custo marginal da qualidade nas 14 distribuidoras da Grã-Bretanha no período de 1995 a 2003, através de uma análise paramétrica. Esse trabalho aplica uma função de distância multi-insumo (Totex, Opex, ou Capex) e multi-produto (energia suprida, extensão da rede, perdas de energia), além de uma série de drivers de custos: energia suprida, extensão da

rede, perdas de energia, tempo total de interrupção, tendências temporais e variáveis ambientais.

A abordagem de Munasinghe era feita para avaliar a topologia adequada de rede a ser utilizada na expansão do Sistema de distribuição. Assim, a confiabilidade da rede seria decorrência da escolha do padrão de rede. Com o avanço das tecnologias, atualmente se pode mudar a confiabilidade da rede através de investimentos adicionais, ou com o acréscimo de equipamentos, tais como os religadores. Por exemplo, redes aéreas trifásicas desprotegidas podem ser aprimoradas em termos de DEC e FEC através do uso de religadores.

III. ABORDAGEM DESSE TRABALHO

Neste trabalho utilizou-se a conceituação do cálculo do custo da energia não fornecida através de métodos de confiabilidade. Para isso utilizaram-se dados de uma rede real. Tais dados foram das redes elétricas georreferenciada em nível de média tensão, com todas as informações de consumidores de baixa tensão e média tensão. Para tal rede é possível simular o fluxo de potência com o cálculo de energia fornecida em 24 patamares horários para cada transformador de distribuição da rede. As informações de proteção da rede também são utilizadas, bem como as características de transferência de carga.

Para o cálculo de taxa de falha, é utilizado o histórico de ocorrências na rede, com as faltas georreferenciadas e corretamente calculadas nos elementos de proteção da rede, utilizando-se da metodologia apresentada por Carlos Almeida em 2017[10]. O software utilizado (SinapGrid Confiabilidade) permite realizar simulações no modelo de rede elétrica, de maneira que os resultados observados nos valores de DEC e FEC na rede simulada, são iguais aos observados na rede real.

Com o modelo de rede elétrica apto para o cálculo de confiabilidade, foi realizado o cálculo da energia não fornecida (ENS) para cada alocação de religadores. A otimização da alocação dos religadores é feita com base na minimização da energia não suprida [10].

Analisou-se também os custos da distribuidora para a instalação de religadores em campo. Com esses dados foi possível criar um modelo econômico para valorar a variação do custo da energia não fornecida marginal.

A empresa havia alocado na rede 45 religadores, sendo eles alocados de acordo com a experiência das equipes da distribuidora.

Com base nas interrupções foi possível calcular a ENS decorrente da alocação de 45 religadores e comparar com a ENS observada na situação real da empresa. Esse valor mostra a diferença de uma rede idealmente otimizada e da situação real da empresa. Assim dois casos foram simulados:

- Otimização: O primeiro considerando a realocação de religadores para se reduzir indicadores de qualidade (DEC e FEC) e a energia não distribuída;
- Avaliação de investimentos: considera-se como ponto de partida a rede sem religadores, sendo simulados casos com adição de religadores, buscando o custo marginal otimizado da confiabilidade.

A. Rede Utilizada

Foram escolhidas como área piloto para aplicação das duas subestações de distribuição, SE1 e SE2, que estão localizadas em áreas contíguas. Para estas subestações foram consideradas as ocorrências referentes ao ano de 2014. Essas ocorrências servem para calcular tempos médios de atendimento e taxas de defeito por bloco da rede de MT. As considerações das ocorrências de interrupções permitem diferenciar, em termos proporcionais, as taxas de defeito de um bloco de rede para outro, uma vez que as taxas e tempos são corrigidos, de modo que os níveis de DEC e FEC calculados sejam os mesmos que aqueles verificados. No caso das simulações, considerou-se os valores verificados no ano de 2014 para DEC e FEC, com o intuito de não permitir a identificação da empresa utilizada nas simulações, valores aproximados dos dados estão ilustrados na Tabela I. Os valores de DEC e FEC indicados como "limite" são os valores definidos pela ANEEL para essas redes.

TABELA I. VALORES APURADOS DE DEC E FEC E LIMITES REGULATÓRIOS

	SE1	SE2
Número de Consumidores (aprox.)	26.000	61.000
DEC Anual Verificado [h]	13	9
DEC Limite [h]	10	12
FEC Anual Verificado [cons.]	10	8
FEC Anual Limite [cons.]	8	10

A SE1 é composta por 9 alimentadores de MT, sendo 1 alimentador de emergência. A SE2 é composta por 16 alimentadores de MT, sendo 2 alimentadores de emergência. Há 17 religadoras instaladas nos alimentadores atendidos pela SE1, sendo 4 religadoras do tipo NA. Para a SE2, há 28 religadoras instaladas nos alimentadores, sendo 8 religadoras do tipo NA. Assim, já estão presentes nessas redes elétricas 45 chaves religadoras.

A Tabela II ilustra os valores dos indicadores correspondentes à DEC e FEC verificados e a Energia Não Suprida calculada com base nos dados de energia dos consumidores e nas interrupções observadas, considerando as duas subestações como uma rede só.

Com base no resultado verificado, os parâmetros de simulação foram compatibilizados maneira que os resultados das simulações coincidissem com os valores medidos em campo, com base nas informações de cada ocorrência. Isso é feito através da alteração da taxa de falhas dos blocos de proteção para obtenção do valor de DEC observado[10]. Essa maneira de correção da taxa de falha apresenta a vantagem de guardar a proporção entre os dados de taxa de falha calculados e os valores regulatórios de DEC e FEC. Por outro lado, a existência dessa divergência indica que outros fatores estão impactando a relação entre taxa de falha por equipamento e indicadores de qualidade, tais fatores podem ser a diferença da

topologia da rede em determinados momentos do ano, o atendimento em tempos médios diferenciados para determinadas regiões a predominância de certo tipo de defeito, com tempo de reparo diferente do valor normal. Os resultados são apresentados em DEC, FEC e ENS para facilitar a interpretação dos dados, na tabela II.

TABELA II. VALORES DE DEC, FEC E ENS DA SE1 E SE2 AGRUPADOS EM UMA MESMA REDE

DEC [horas]	FEC [Consumidores]	ENS [MWh]
11,42	9,31	783,17

B. Alocação Ótima de Religadores

A primeira série de simulações foi feita para simular a alocação ótima dos religadores, com base nas informações georreferenciadas de todas as ocorrências emergenciais válidas nas redes.

Para isso, inicialmente foi simulado a condição com os atuais 45 religadores, de forma os valores de DEC e FEC fossem iguais aos observados em campo. A partir dessa rede, ajustada para a confiabilidade observada, foram retirados todos os religadores e a rede foi simulada novamente, com as mesmas faltas. Por fim foram alocados 45 religadores, porém dessa vez considerando a otimização do sistema elétrico, minimizando a Energia Não Suprida, DEC e FEC. Os valores resultantes são apresentados na tabela III e na fig I.

TABELA III. INDICADORES DE CONTINUIDADE PARA A REDE SEM NENHUMA AUTOMAÇÃO; COM 45 RELIGADORES E COM 45 RELIGADORES ALOCADOS DE MANEIRA ÓTIMA.

Condição da rede	DEC [horas]	FEC [Cons.]	END [MWh]
Sem religadores	16,77	13,44	1116,13
Com 45 religadores, sem otimização de alocação	11,42	9,31	783,17
Com 45 religadores e otimização de alocação	8,04	6,72	560,25

No caso simulado, para o mesmo conjunto de ocorrências históricas, é possível otimizar o posicionamento dos religadores na rede (tanto religadores normalmente fechados, quanto religadores normalmente abertos). A metodologia de alocação otimizada de religadores é fruto de diversos projetos de P&Ds da distribuidora e de base de dados das informações que foram levantadas ao longo de anos de trabalho [10]. É importante ressaltar que quando a distribuidora instalou inicialmente os religadores, ela usou as metodologias disponíveis para melhor alocá-los, o que resultou em melhora significativa dos indicadores de qualidade, como por exemplo na redução do DEC de 16,8 horas para 11,4 horas.

A metodologia utilizada neste artigo não garante que a rede esteja apta a alocação daqueles religadores, em decorrência da presença de chaves ou da coordenação da proteção, o que pode

levar a uma diferença entre o valor ótimo possível e o valor ótimo calculado. Esta diferença pode ser maior, caso utilizem diversos religadores no mesmo alimentador. No entanto não se utilizou mais do que 3 religadores em série por alimentador, seguindo a prática comum observadas nas empresas de distribuição.

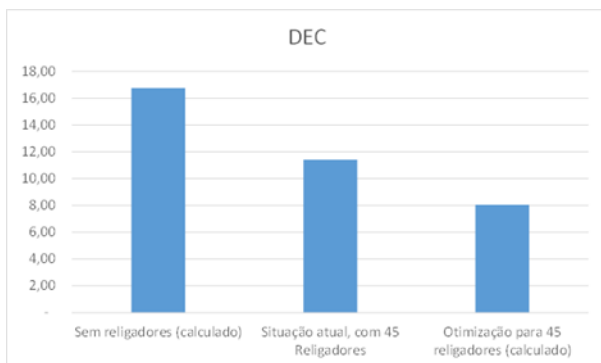


Fig. 1. Ilustração do DEC atual da rede elétrica estudada, dos valores calculados caso não houvessem religadores e do caso calculado com religadores alocados de maneira ótima.

C. Cálculo do Custo Marginal da Qualidade

A segunda etapa deste estudo de caso trata de calcular o custo marginal para a melhoria da confiabilidade. Nesse caso, o trabalho analisa a relação entre a quantidade de religadores e a confiabilidade da rede. Para isso são necessários 3 passos:

1. Definição do custo unitário anualizado do relgador;
2. Cálculo de ENS – energia não suprida - para diferentes quantidades de religadores alocados na rede, através de simulação;
3. Cálculo do custo marginal da energia não suprida com base nos custos dos religadores e na variação da energia não suprida.

O custo do relgador trifásico instalado em campo é calculado com base nos valores observados na empresa, utilizando a regulação brasileira para caracterização do custo do equipamento e da instalação (custos adicionais e componentes menores). A Tabela IV apresenta o resultado desse estudo, considerando os tempos de investimentos da distribuidora e simplificando os valores para apresentação na tabela considerando dois algarismos significativos. O custo total do relgador foi anualizado com uma taxa de 10%, considerando a vida útil do equipamento e o retorno regulatório esperado, valor compatível com o cálculo médio de retorno regulatório para esse investimento.

A relação entre quantidade de religadores e qualidade do serviço, apresentada na Tabela V, é calculada da seguinte maneira:

- i. A taxa de falha de cada bloco é calculada uma única vez de acordo com a metodologia citada anteriormente [10];
- ii. Simula-se a rede de acordo com o modelo de confiabilidade a priori: o parâmetro de simulação é o número de religadores; as alocações ótimas são geradas por algoritmos de otimização tanto para religadores NA quanto NF visando minimizar ENS;

- iii. Dado a posição ótima de determinado número de religadores são calculados os valores de DEC e FEC.

TABELA IV. VALORES DO RELGADOR (VALOR PRINCIPAL + COM + CA) E CUSTO ANUALIZADO (10%)

Instalação do Relgador	Custo [R\$]
Custo da Instalação (COM+CA)	R\$ 30.000,00
Custo do Relgador (valor principal)	R\$ 30.000,00
Total	R\$ 60.000,00
Custo Anualizado	R\$ 6.000,00

TABELA V. RELAÇÃO ENTRE QUANTIDADE DE RELGADORES E INDICADORES DE QUALIDADE PARA A REDE ESTUDADA

Número de religadores instalados	DEC [horas]	FEC	ENS [MWh]
Sem religadores	16,77	13,44	1116,13
15	11,52	9,86	840,97
30	9,30	7,85	696,63
45	8,04	6,72	560,25
50	7,69	6,46	534,66
55	7,44	6,25	510,75
60	7,22	6,09	491,10
65	7,09	5,98	472,78
75	6,82	5,77	450,13
90	6,58	5,62	432,06

O custo marginal da melhoria da qualidade é calculado considerando o custo necessário para a redução de uma unidade de energia não suprida (ENS), a partir de determinada qualidade da rede. Já o custo médio é uma relação entre o valor total gasto para a melhoria de qualidade e a ENS evitada. A Tabela VI apresenta essa relação para a rede calculada.

Para entender o conceito pode-se observar, por exemplo, a redução de ENS obtida pela adição de 15 religadores, a partir do ponto sem religadores, resultando em 275.156 kWh (resultado da subtração entre 1116,13 MWh e 840 MWh). O custo anual para essa melhoria é de R\$ 90.000,00 (15*R\$ 6.000,00), portanto o custo marginal (CENS_{mg}) é de 0,33 Reais por kWh evitado de ENS.

TABELA VI. CÁLCULO DO CUSTO MARGINAL DE MELHORIA DA QUALIDADE DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA A PARTIR DA INSTALAÇÃO DE RELGADORES

Número de religadores instalados	Incremento de qualidade [kWh]	Incremento de custo anual	CENS _{mg} [R\$/kWh]	Custo médio [R\$/kWh]
0	-	-	R\$ 0,00	R\$ 0,00
15	275.156	R\$ 90.000,00	R\$ 0,33	R\$ 0,33
30	144.345	R\$ 90.000,00	R\$ 0,62	R\$ 0,43
45	136.376	R\$ 90.000,00	R\$ 0,66	R\$ 0,49
50	25.596	R\$ 30.000,00	R\$ 1,17	R\$ 0,52
55	23.909	R\$ 30.000,00	R\$ 1,25	R\$ 0,55
60	19.646	R\$ 30.000,00	R\$ 1,53	R\$ 0,58
65	18.327	R\$ 30.000,00	R\$ 1,64	R\$ 0,61
75	22.645	R\$ 60.000,00	R\$ 2,65	R\$ 0,68
90	18.068	R\$ 90.000,00	R\$ 4,98	R\$ 0,79

A fig. 2 apresenta o custo marginal da melhoria da qualidade para o caso estudado em relação ao DEC, sendo, portanto, a representação do custo marginal para a melhoria de DEC. Nessa figura cada ponto representa uma quantidade de religadores alocados na rede, porém este número é implícito em relação à qualidade (DEC) obtido. Fica evidente que com o custo marginal de até 5,00 R\$/kWh é possível elevar os padrões da rede para DEC próximo à 6h/ano. Também fica evidente a saturação da obra religador, pois a partir de 75 religadores, a adição de novos religadores pouco influencia na redução de ENS, em comparação com o valor investido. Isso não implica em um limite tecnológico, mas em um limite de eficiência em investimentos considerando somente esta obra.

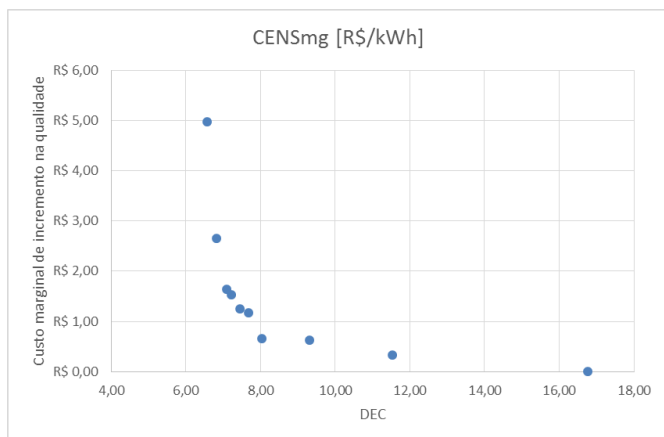


Fig. 2. Custo marginal da melhoria da qualidade em relação ao DEC, representado pelo valor de custo marginal de se evitar a ENS.

IV. COMPARAÇÃO COM OS CUSTOS CUSTO DA ENERGIA NÃO SUPRIDA (CENS) NO BRASIL

Como critério de comparação foram utilizados os resultados obtidos do ponto de vista da concessionária com os resultados do ponto de vista do consumidor.

Para os consumidores o custo da ENS deve estar entre 10,00 R\$/kWh e 20,00 R\$/kWh, de acordo com o publicado na Consulta Pública 015/2016 da Aneel[7]. A primeira observação que deve ser feita é que os valores de interesse calculados nesse artigo são valores marginais. Os valores de CENS apresentados pelos trabalhos de custeio para a sociedade apresentam os valores médios, relativos a um DEC entre 10h e 30h e que, nesse caso o custo marginal aproximadamente o custo marginal, por kWh não suprido.

É possível questionar, com base na comparação entre o valor de CENS obtido nesse trabalho e o valor apresentado pela agência reguladora, que os atuais níveis de confiabilidade não estão de acordo com o exigido pela sociedade. Como ainda não há definição, por parte do regulador, do valor marginal da qualidade para a sociedade, os resultados de valores ótimos de qualidade para a sociedade ainda não podem ser estabelecidos.

Embora o estudo de caso não permita determinar o ponto exato de DEC, é possível que ele esteja por volta de 8h/ano.

V. COMENTÁRIOS E TRABALHOS FUTUROS

Evidenciou-se, através desse trabalho, que seria possível aumentar a eficiência dos investimentos em qualidade, obtendo menor ENS em investimentos futuros. Para que isso seja possível é necessário uso de técnicas avançadas de planejamento da rede, considerando uso massivo de dados. Esse uso é seria possível para as distribuidoras. No entanto, as concessionárias de distribuição de energia elétrica não são obrigadas a coletar, tratar e organizar as informações de taxa de falha e tempo de restauro da maneira como foi feita para este trabalho e, portanto, não dispõem das informações e necessárias para alocar os religadores de maneira ótima.

Acredita-se assim que esta metodologia e os resultados dela sejam novidade para as empresas. Acredita-se também que as distribuidoras não estejam conscientes dos custos marginais para melhoria da qualidade e, portanto, não estejam aptas a realizarem investimentos nesse sentido.

Do ponto de vista econômico, a própria regulação pode estar levando as distribuidoras a priorizarem alguns clientes em detrimento de outros. Isso pode ocorrer porque as compensações são diferentes de acordo com o tipo de consumidor e porque ainda hoje o DIC e FIC estão atrelados ao DEC e FEC, o que causa problemas sérios na otimização econômica do sistema elétrico, fazendo com, que obras de melhoria sejam feitas em áreas com DEC e FEC melhores e, provavelmente em desacordo com a otimização econômica social.

Em relação as premissas adotadas nesse artigo, há alguns estudos que devem ser feitos para verificá-las. O principal é de provar que o uso de informações passadas de taxa de falha reais na rede é a melhor maneira de alocar religadores.

Esse artigo também aponta para um eventual problema no uso de métodos comparativos para avaliar a adequação dos investimentos ótimos na rede de distribuição: caso as distribuidoras não estejam investindo de maneira ótima, as comparações econométricas podem resultar em resultados aquém do possível tecnicamente.

VI. REFERÊNCIAS

- [1] E. Fumagalli; L. L. SCHIAVO; F. Delestre, "Service Quality Regulation in Electricity Distribution and Retail." *Springer-Verlag, Berlin Heidelberg*, 2007.
- [2] N. Kagan,; et al, "Regulação da Qualidade do Fornecimento." In: Hage, F. S. El; M. A. P. Delgado, (Org.). "Regulação Técnica e Econômica em Monopólios Naturais: Reflexões conceituais e metodológicas no setor de distribuição de energia elétrica." *Rio de Janeiro: Synergia* cap. 6. p. 269-345, 2015.
- [3] D. E. M. Sappington, "Regulating Service Quality: A Survey." *Journal of Regulatory Economics*, 27(2), 123-154, 2005.
- [4] T. Jamasb; L. Orea; M. G. Pollitt, "Estimating Marginal Cost of Quality Improvements: The Case of the UK Electricity Distribution Companies." *Energy Economics* v. 34 n.5 p. 1498-1506, 2012.
- [5] C. Cambini; E. Fumagalli; L. J. Rondi, "Incentives to quality and investment: evidence from electricity distribution in Italy." *Regul Econ* (2016) 49: 1, 2016.
- [6] I. O. Cyrillo; N. Kagan, "Determinação do nível de qualidade do serviço baseado no consumidor e na distribuidora." *XI CBQEE*, 2015.
- [7] Sinapsis Inovação em Energia; Mercados de Energia Consultoria; Mercados Energéticos Consultores, "Avaliação dos Custos Relacionados às Interrupções de Energia Elétrica e Suas Implicações na Regulação". *Trabalho de consultoria publicado pela ANEEL na consulta pública 015/2016*, 2016.
- [8] I. O. Cyrillo, "Estabelecimento de metas de qualidade na distribuição de energia elétrica por otimização da rede e do nível tarifário." *Dissertação*

(Mestrado em Sistemas de Potência) - Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2011. Disponível em: <http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-19072011-102800>. Acesso em: 2015-10-15.

- [9] M. Munasinghe, "The Economics of Power System Reliability and Planning", "The World Bank and The John Hopkins University Press" *Baltimore*; ISBN 0-8018-2276-9; EEUU, 1979.
- [10] C. F. M. Almeida; J. C. C. Amasifen; R. A. Spalding; E L Ferrari; N. Kagan; H. Kagan, , D. Mollica; A Dominice, L. Zamboni, M. A. P. Fredes, G. H. Batista, "A methodology to allocate automatic recloser in large power distribution networks", CIREN 2017, Glasgow, 2017.