

Impacto da instalação de medidores inteligentes na confiabilidade do sistema de distribuição de energia elétrica

HAMMARSTRON, J. R.^[1], ABAIDE, A. R.^[2], FUHRMANN, M. W.^[3], EBERT, P. S.^[4]

Universidade Federal de Santa Maria - UFSM

Santa Maria, Brasil

julia.rambo@hotmail.com ^[1], alzenira@ufsm.br ^[2], herr.fuhrmann@gmail.com ^[3], pri.ebert@hotmail.com ^[4]

Resumo—Interrupções de energia podem ocasionar grandes perdas, especialmente para o comércio e indústria. Na ocorrência de uma falta, é necessário que se apresente uma solução ao problema de maneira efetiva e mais rápida possível, evitando longos períodos de interrupção de energia. Atualmente, a concessionária recebe a informação da falta através de ligações realizadas pelos consumidores, chegando a um local aproximado do defeito através da localização dessas unidades consumidoras (UCs). Com a implantação de medidores inteligentes, o sistema dá o alerta de falta automaticamente, possibilitando que o tempo de atendimento seja reduzido, com a consequente redução do indicador de duração equivalente de interrupção por unidade consumidora (DEC) do sistema e da energia não suprida (ENS). Dessa forma, a confiabilidade do sistema e o faturamento aumentam. Este trabalho tem como objetivo verificar o ganho em confiabilidade da troca de medidores convencionais por inteligentes, especificamente o seu impacto no DEC e ENS de um determinado conjunto de UCs.

Palavras-chave— Redes Elétricas Inteligentes; Medidores Inteligentes; Confiabilidade; Tempo de atendimento a emergências; Energia não suprida; Sistema de Distribuição.

I. INTRODUÇÃO

Os avanços em tecnologia de automação, tecnologias da informação (TI) e comunicação são os principais impulsionadores das redes elétricas inteligentes, pela maior integração dos equipamentos da rede e pela mudança na forma de tratamento do serviço. Inclui-se a medição, a automação das redes, a geração distribuída com fontes renováveis, novas arquiteturas de distribuição, etc. A necessidade de transição do sistema convencional para o inteligente é acelerada principalmente pela geração distribuída, sistemas de comunicação, inserção dos veículos elétricos ou híbridos, automação e medição inteligente [1].

A continuidade no fornecimento de energia para o consumidor é um alvo permanente das concessionárias, pois torna-se uma necessidade cada vez maior nas atividades comerciais e industriais, devido ao comprometimento da sua produção. Porém, é inevitável que interrupções ocorram, pois são necessárias obras de expansão e manutenção preventiva ou corretiva, e também que os dispositivos de proteção atuem em decorrência de defeitos, o que coloca a rede em condição de

contingência. Por isso, a continuidade é regulada através de indicadores específicos, que determinam o tempo máximo de interrupção e o número máximo de interrupções em determinado conjunto de unidades consumidoras (UCs), para intervalos mensais, trimestrais e anuais, sendo que os consumidores recebem compensações financeiras no caso de ultrapassagem dos limites estabelecidos.

No caso de contingência, a restauração da energia é muito importante para as distribuidoras. Por isso, procura-se tornar esse processo mais ágil, reduzindo o impacto da interrupção para os consumidores. Com a automação da rede, existe a possibilidade de que o processo ocorra de forma automática para parte das áreas afetadas, com manobras automáticas de isolamento do defeito, no caso de chaves telecomandadas [1]. Além disso, a implantação de medição inteligente facilita que a equipe de manutenção encontre o local exato da falha, reduzindo o tempo de interrupção através da redução do tempo de localização do defeito. O tempo de atendimento a ocorrências emergenciais é enviado pela concessionária para a ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, todos os meses, e reflete também a qualidade do serviço prestado. Esse tempo não possui limites, logo, não gera multas, mas influencia os indicadores individuais de interrupções, com consequente redução das multas geradas por estes.

Considerando a redução no tempo de atendimento a ocorrências emergenciais, e consequentemente uma redução nos indicadores de continuidade, está sendo realizado um estudo em uma concessionária de distribuição de energia do interior do Rio Grande do Sul. O objetivo é estabelecer o ganho em confiabilidade com a implantação de medidores inteligentes. O foco do estudo se encontra na redução do DEC através da redução do tempo de atendimento a ocorrências emergenciais.

II. REDE ELÉTRICA INTELIGENTE

Rede Elétrica Inteligente (REI) ou Smart Grid é a denominação que caracteriza uma série de técnicas, metodologias e procedimentos que procuram responder às novas demandas do Sistema Elétrico de Potência, resultando em uma transformação na sua forma de planejamento, operação e controle [1]. Possibilita a integração e ações de todos os usuários, inclusive o controle do consumidor final sobre o seu consumo, fornecendo uma energia sustentável, econômica e segura [2].

O conceito de REI foi empregado pela primeira vez no ano de 2005 em um artigo escrito por S. Massoud Amin e Bruce F. Wollenberg, publicado na revista IEEE P&E, com o título de "Toward A Smart Grid" [3]. Existe uma gama de definições para o conceito de Redes Elétricas Inteligentes (REI), mas todas convergem para o uso de elementos digitais e de comunicações nas redes que transportam a energia.

Em [4], são destacadas algumas características atreladas a Smart Grid:

- Auto recuperação: capacidade de analisar, detectar, responder e reparar possíveis falhas, automaticamente;
- Qualidade de Energia: aumento da qualidade da energia disponibilizada;
- Empoderamento do consumidor: possibilidade de incluir novos equipamentos e analisar o comportamento dos consumidores no planejamento e operação do sistema;
- Tolerância a ataques externos: capacidade própria de mitigar e resistir a ataques físicos e cyber ataques;
- Favorecer o mercado varejista e a micro geração;
- Possibilitar a inserção de geração distribuída;

Segundo [5], as REIs abrangem sete principais domínios interligados entre si: geração, transmissão, distribuição, consumidor, mercados, operadores de rede e provedores de serviço. A Fig. 1 ilustra esse modelo.

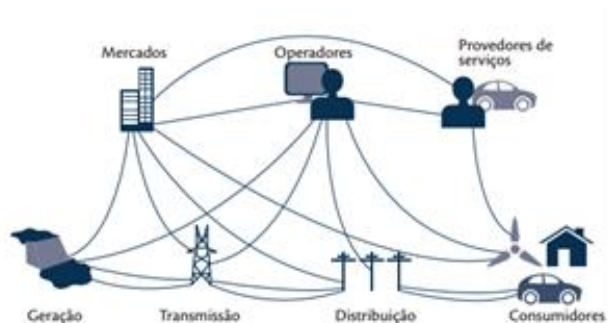


Fig. 1-Modelo conceitual de REI. Obtido de [5]

Dentro do Sistema de Distribuição de Energia, para que seja implantada a REI, é necessário que haja uma estrutura avançada de medição, que possibilite entre outras propriedades, a comunicação entre consumidor e concessionária, de forma bidirecional. É essa estrutura que possibilita manobras automáticas e controle do usuário sobre seu consumo, entre outros.

Estrutura Avançada de Medição

A expressão Infraestrutura Avançada de Medição (*Advanced Metering Infrastructure - AMI*) envolve todos os elementos necessários para a comunicação entre consumidores e concessionárias ou fornecedores. A comunicação é bidirecional e permite que a concessionária informe ao consumidor, por exemplo, o valor da sua energia em tempo real [6]. Sua base consiste do Medidor Inteligente (*Smart*

Meter), que possibilita a medição em tempo real e recebimento de comandos da concessionária de energia [1].

Os medidores podem se comunicar e executar comandos através de controle remoto ou localmente, sendo ainda utilizados, de forma mais avançada, para monitorar e controlar os dispositivos eletrônicos instalados no cliente. É responsável por coletar informações de diagnóstico da rede e se comunicar com outros medidores. Ainda podem limitar o máximo consumo de energia elétrica e desligar ou religar o fornecimento de energia remotamente [2] [7] [8] [9], alertam para a falta de energia e alertam fraudes (desvios de energia) [1].

As principais diferenças entre medidores convencionais e os inteligentes são apontadas na Fig. 2 [10].

Medidores convencionais de energia fazem a leitura do consumo e a registram de modo contínuo, sendo que o responsável pela leitura necessita ir até a residência e verificar o consumo acumulado apresentado em sua interface. Com medidores inteligentes, a leitura é realizada instantaneamente e enviada a central de monitoramento, na concessionária, e também apresentada no próprio medidor, a fim de manter o consumidor atento e no controle do seu consumo. Tudo automaticamente.

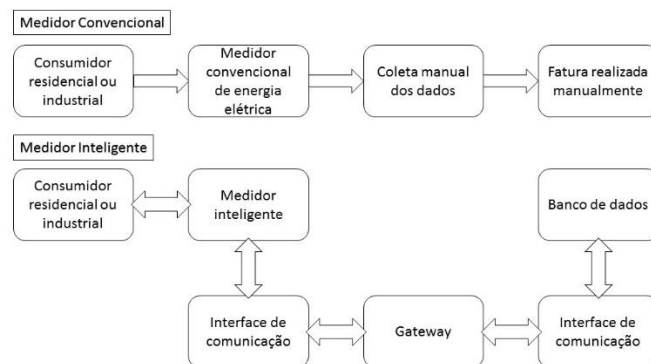


Fig. 2-Diferenças entre medidores convencionais e inteligentes. Adaptado de [10]

Além do que foi citado acima, existe a possibilidade de serem realizados cortes e religamentos a distância, e no caso de faltas, o local exato do problema pode ser localizado com maior rapidez, tudo devido ao fluxo bidirecional de informações, que possibilita que a concessionária seja avisada pelo sistema imediatamente.

III. INDICADORES DE CONTINUIDADE

Um dos fatores que mais influencia na confiabilidade do sistema é a qualidade da energia. Por isso, o monitoramento da qualidade da energia é crucial para manter a confiabilidade de redes elétricas. Por isso, o módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição (ProDist) normatiza e padroniza as atividades técnicas relacionadas à Qualidade da Energia.

O módulo 8 do Prodist é dividido em duas seções: qualidade do serviço e qualidade do produto. A qualidade do produto "define a terminologia, caracteriza os fenômenos e estabelece os parâmetros e valores de referência relativos à conformidade de tensão em regime permanente e às

perturbações na forma de onda de tensão”; enquanto a qualidade do serviço “estabelece os procedimentos relativos aos indicadores de continuidade e dos tempos de atendimento a ocorrências emergenciais” [11].

É definida como ocorrência emergencial o atendimento realizado inclusive em dias críticos - dias em que a quantidade de ocorrências emergenciais superar a média acrescida de três desvios padrões dos valores diários(...) - e decorrentes de natureza impropriedade, por defeito interno na unidade consumidora (UC) ou endereço de reclamação não localizado. São consideradas interrupções as ocorrências em que a tensão de fornecimento seja igual ou inferior a 70% da tensão nominal [11].

As apurações dos tempos de atendimento são realizadas mensalmente, expressas em minutos, sendo avaliados:

- Tempo médio de preparação (TMP): tempo decorrido entre o recebimento da reclamação de falta de energia e a alocação da equipe de atendimento;
- Tempo médio de deslocamento (TMD): tempo decorrido entre a equipe ser alocada e encontrar o provável defeito/falha;
- Tempo médio de execução (TME): Tempo decorrido entre a equipe localizar o defeito/falha e restabelecer o fornecimento de energia;

O somatório destes tempos resulta no Tempo Médio de Atendimento à Emergências (TMAE). Essas informações permanecem em meio digital por pelo menos 5 anos, para o acesso da ANEEL e dos consumidores [11].

A qualidade dos serviços prestados pela distribuidora é avaliada através de indicadores de continuidade, também encontrados no Módulo 8 [11]. São quatro indicadores individuais, calculados para cada UC, considerando interrupções de longa duração (maior ou igual a 3 minutos):

- DIC (Duração de Interrupção Individual por UC), dado em horas, representado pela equação 1;

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \quad (1)$$

- FIC (Frequência de Interrupção Individual por UC), dado em número de interrupções, conforme a equação 2;

$$FIC = n \quad (2)$$

- DMIC (Duração Máxima de Interrupção por UC), dado em horas, calculado pela equação 3;

$$DMIC = t(i)_{\text{máx}} \quad (3)$$

- DICRI (Duração de Interrupção em Dia Crítico), dado em horas, representado pela equação 4.

$$DICRI = t_{\text{crítico}} \quad (4)$$

Sendo:

DIC = duração de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora; FIC = frequência de interrupção individual por unidade consumidora ou ponto de conexão, expressa em número de interrupções; $DMIC$ = duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora; $DICRI$ = duração da interrupção individual ocorrida em

dia crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora; i = índice de interrupções da unidade consumidora no período de apuração, variando de 1 a n ; n = número de interrupções da unidade consumidora considerada, no período de apuração; $t(i)$ = tempo de duração da interrupção (i) da unidade consumidora considerada ou ponto de conexão, no período de apuração; $t(i)_{\text{máx}}$ = valor correspondente ao tempo da máxima duração de interrupção contínua (i), no período de apuração, verificada na unidade consumidora considerada, expresso em horas e centésimos de horas; $t_{\text{crítico}}$ = duração da interrupção ocorrida em dia crítico.

Os indicadores de conjuntos de UCs, calculados normalmente por subestação (SE), são apenas dois:

- DEC (Duração Equivalente de Interrupção por UC, em horas), conforme a equação 5;

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{Cc} DIC(i)}{Cc} \quad (5)$$

- FEC (Frequência Equivalente de interrupção por UC, em número de interrupções), calculado através da equação 6;

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{Cc} FIC(i)}{Cc} \quad (6)$$

Em que:

DEC = duração equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em horas e centésimos de hora; FEC = frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em número de interrupções e centésimos do número de interrupções; i = índice de unidades consumidoras atendidas em BT ou MT faturadas do conjunto; Cc = número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto no período de apuração, atendidas em BT ou MT.

Os indicadores anuais são calculados através das equações 7 e 8.

$$DEC_{\text{Anual}} = \frac{\sum_{n=1}^{12} [DEC_n \cdot Cc_n]}{Cc_{\text{MED_ANUAL}}} \quad (7)$$

$$FEC_{\text{Anual}} = \frac{\sum_{n=1}^{12} [FEC_n \cdot Cc_n]}{Cc_{\text{MED_ANUAL}}} \quad (8)$$

DEC_n = valor mensal do DEC apurado no mês n , com 2 (duas) casas decimais; FEC_n = valor mensal do FEC apurado no mês n , com 2 (duas) casas decimais; DEC_{Anual} = valor do DEC no período de apuração anual, com 2 (duas) casas decimais; FEC_{Anual} = valor do FEC no período de apuração anual, com 2 (duas) casas decimais; Cc_n = número de unidades consumidoras do conjunto faturadas e atendidas em BT ou MT informado no mês n ; $Cc_{\text{MED_ANUAL}}$ = média aritmética do número de unidades consumidoras atendidas em BT ou MT, faturadas no período anual, com 2 (duas) casas decimais.

Os limites dos indicadores de conjuntos de UCs são disponibilizados através de audiência pública e publicados em resolução específica, já os limites dos indicadores individuais

são definidos de acordo com a localização e tensão contratada de cada UC. A violação dos limites individuais de continuidade implica em compensações financeiras da distribuidora ao consumidor, também definidas pelo Módulo 8 do ProDist [11].

IV. METODOLOGIA

Toda ocorrência emergencial gera um tempo de preparação (TP), de deslocamento (TD) e de execução (TE). Atualmente, o TP é contabilizado a partir da ligação do consumidor à concessionária até o despacho da equipe de manutenção, o TD abrange o tempo de locomoção da equipe a partir do seu despacho até a localização da falha que gerou a ocorrência, e o TE se dá a partir da localização do defeito até a energização do sistema. Após a instalação dos medidores inteligentes, o TD será reduzido, pois o tempo de localização da falha tende a zero, sendo considerado igual a zero nesse estudo. A Fig. 3 apresenta o fluxograma da metodologia utilizada.

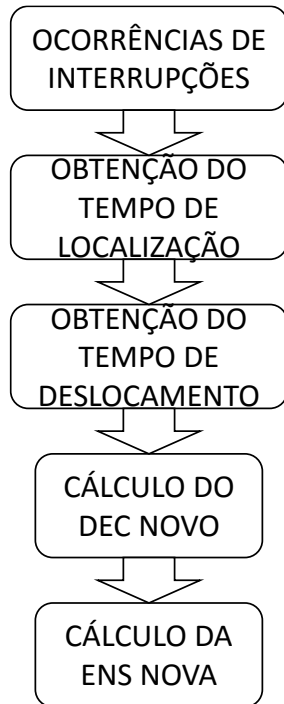


Fig. 3-Metodologia utilizada

A determinação da redução de DEC obtida com a instalação dos medidores só pode ser feita com a determinação do tempo de localização de cada ocorrência. Para tanto, é estimado o tempo médio de deslocamento por localização do defeito (TMD_l). Esta definição é registrada pela equipe de manutenção. O tempo de localização é encontrado através da equação 9.

$$t_{local} = TD_i - TMD_l \quad (9)$$

Sendo: t_{local} – tempo de localização do defeito; TD_i – tempo de deslocamento registrado na interrupção i ; TMD_l – tempo médio de deslocamento definido por localidade;

Tendo-se o tempo de localização do defeito por ocorrência, com os medidores convencionais, utiliza-se a equação 10 para a obtenção do tempo de deslocamento após a instalação dos medidores inteligentes. O tempo de localização é considerado nulo, pois o Medidor Inteligente informa o ponto do defeito.

$$TD_{novo} = TD_i - t_{local} \quad (10)$$

Sendo TD_{novo} o tempo de deslocamento após a instalação dos medidores, calculado por interrupção;

A partir daí, calcula-se o novo DEC, aplicando a equação 5 para cada ocorrência de interrupção, considerando TP, TE e TD_{novo} . O DEC mensal é a soma dos DEC's de cada interrupção ocorrida dentro do mesmo mês, e o DEC anual é obtido através da equação 7.

Tendo-se o DEC depois da instalação dos medidores, calcula-se o DEC antes dessa instalação, e então torna-se possível obter a nova ENS e a perda financeira provocada por ela. Utilizando-se a equação 11 encontra-se o faturamento mensal perdido após os medidores, e a equação 12 apresenta o faturamento mensal perdido antes dessa instalação.

$$Fat_{ENS,m}(R\$) = \frac{ENS_{total,m}}{DEC_{inicial,m}} \cdot (DEC_{final,m}) \cdot T \quad (11)$$

$$Fat_{ENSantes,m}(R\$) = ENS_{inicial,m} \cdot T \quad (12)$$

Sendo: $Fat_{ENS}(R\$)$ - Perda de faturamento depois dos medidores inteligentes; $Fat_{ENSantes,m}(R\$)$ - Faturamento não realizado antes dos medidores inteligentes; $ENS_{total,m}$ - Energia não suprida total no mês m ; DEC_m - DEC do mês m ; $DEC_{inicial,m}$ - DEC antes da instalação dos medidores no mês m ; $DEC_{final,m}$ - DEC depois da instalação dos medidores no mês m ; T - tarifa mensal estipulada anualmente, sem impostos;

Para encontrar o faturamento anual perdido, aplicam-se as equações 13 e 14.

$$Fat_{ENS,a}(R\$) = \sum_{m=1}^{12} Fat_{ENS,m}(R\$) \quad (13)$$

$$Fat_{ENSantes,a}(R\$) = \sum_{m=1}^{12} Fat_{ENSantes,m}(R\$) \quad (14)$$

Em que: $Fat_{ENS,a}(R\$)$ - faturamento perdido no ano a , depois dos medidores inteligentes; $Fat_{ENSantes,a}(R\$)$ - faturamento perdido no ano a , antes dos medidores inteligentes.

V. ESTUDO DE CASO

O estudo é realizado com base em um banco de dados de uma concessionária do interior do Rio Grande do Sul. Esse banco de dados possui informação de todas as interrupções de longa duração ocorridas na área de concessão, composta de um conjunto de UCs, desde janeiro de 2011 até dezembro de 2015.

Os tempos de atendimento são obtidos por interrupção, divididos em TP, TD e TE. O DEC mensal é calculado através

da soma dos DEC's por interrupção dentro do mesmo mês, e o DEC anual é encontrado utilizando-se a equação 7. A Tabela 1 informa os DEC's mensais obtidos.

Tabela 1-DEC mensal calculado

Ano	Mês	DEC antes	DEC depois	Ano	Mês	DEC antes	DEC depois
11	Jan	1,08	0,95	12	Jan	0,69	0,59
	Fev	3,77	3,23		Fev	1,59	1,32
	Mar	1,00	0,86		Mar	0,30	0,27
	Abr	5,16	4,86		Abr	2,17	2,04
	Mai	1,25	0,97		Mai	0,81	0,70
	Jun	0,61	0,38		Jun	0,48	0,33
	Jul	3,58	3,21		Jul	0,42	0,35
	Ago	0,81	0,53		Ago	0,77	0,64
	Set	3,45	3,16		Set	0,49	0,35
	Out	0,80	0,71		Out	2,27	1,97
	Nov	0,51	0,43		Nov	1,50	1,34
	Dez	0,60	0,34		Dez	1,19	0,97
13	Jan	1,42	1,21	14	Jan	0,53	0,45
	Fev	1,12	1,00		Fev	1,76	1,51
	Mar	0,45	0,34		Mar	0,65	0,47
	Abr	6,46	6,34		Abr	0,21	0,17
	Mai	0,44	0,38		Mai	0,61	0,43
	Jun	0,53	0,48		Jun	0,11	0,09
	Jul	0,15	0,13		Jul	0,25	0,18
	Ago	0,39	0,26		Ago	0,40	0,32
	Set	0,62	0,44		Set	0,64	0,50
	Out	0,85	0,73		Out	1,10	0,88
	Nov	1,34	1,08		Nov	1,00	0,74
	Dez	0,55	0,49		Dez	1,26	0,98
15	Jan	1,05	0,87	16	Jan	0,53	0,45
	Fev	0,62	0,36		Fev	1,76	1,51
	Mar	0,97	0,81		Mar	0,65	0,47
	Abr	0,45	0,23		Abr	0,21	0,17
	Mai	0,37	0,32		Mai	0,61	0,43
	Jun	0,08	0,07		Jun	0,11	0,09
	Jul	0,12	0,10		Jul	0,25	0,18
	Ago	0,46	0,42		Ago	0,40	0,32
	Set	0,76	0,67		Set	0,64	0,50
	Out	0,87	0,73		Out	1,10	0,88
	Nov	1,93	1,86		Nov	1,00	0,74
	Dez	1,34	1,09		Dez	1,26	0,98

Os DEC's anuais são obtidos através da equação 7 e encontram-se na Tabela 2.

É possível observar a extrapolação da meta nos anos de 2011 e 2013, e que há realmente uma redução no DEC com a instalação dos novos medidores. Comparando-se o DEC antes e depois, encontra-se uma redução de 13,25% em 2011, 14,17% em 2012, 10,04% em 2013, 20,87% em 2014 e de 16,54% em 2015.

Tabela 2-DEC's anuais e meta estipulada

Ano	2011	2012	2013	2014	2015
DEC antes	22,54	12,69	14,26	8,51	9,03
DEC depois	19,55	10,89	12,82	6,74	7,53
Meta	14	13	13	13	11

A ENS é obtida com base no consumo médio de cada transformador da rede, sendo encontrada também no banco de dados, por ocorrência. Para encontrar a ENS anual, somam-se todas as ENS das ocorrências de cada ano.

Além da ENS anual em kW, tem-se os dados da ENS em R\$, gerada pela tarifa de energia repassada à concessionária, sem impostos. Com esses dados, realiza-se um novo cálculo, para a obtenção aproximada da redução da perda de energia e o aumento do faturamento. O cálculo é realizado através das equações 13 e 14, determinando a ENS anual, antes e depois da medição inteligentes, em R\$, conforme a Tabela 3.

Tabela 3-ENS anual, em kW e em R\$

Ano	Tarifa (R\$/kW)	ENS (R\$) antes	ENS (R\$) depois	Ganho de faturamento (R\$)
2011	0,39024	160.598,41	140.411,80	7.877,62
2012	0,41122	103.581,51	89.235,35	5.899,43
2013	0,35004	66.854,09	56.125,01	3.755,61
2014	0,38604	75.034,90	59.862,21	5.857,27
2015	0,47132	72.339,39	57.980,82	6.767,48

Nos cinco anos considerados, através da instalação dos medidores inteligentes, seria possível aumentar em média 16% o faturamento da concessionária ao ano. Além disso, o DEC do conjunto de UCs é reduzido em média 14% ao ano.

VI. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Pode-se citar muitas vantagens de se realizar trocas de medidores convencionais por inteligentes. Estes permitem que o usuário controle o seu consumo com maior eficácia, por possuir os seus dados instantâneos de consumo; também é possível realizar ligamento e desligamento remoto de consumidores, devido ao fluxo bidirecional de informações, e o faturamento é realizado automaticamente.

Com a redução do DEC, é muito provável que haja impacto sobre as compensações financeiras aos consumidores, já que estas são guiadas pela extrapolação dos limites fixados pela ANEEL para os indicadores equivalentes e individuais. Os cálculos de compensações financeiras não foram realizados, não sendo objetivo do trabalho, mas uma possibilidade de continuidade.

O estudo realizado considera a redução no tempo de localização do defeito no caso de uma interrupção, o que afeta o DEC e a ENS. O aumento do faturamento da concessionária

através da redução da ENS é considerável e pode ser utilizado na melhoria da própria rede.

O estudo ainda está em desenvolvimento, portanto, trata-se de resultado parcial. Serão determinados cenários de trocas de medidores, através de Simulação de Monte Carlo, obtendo-se a confiabilidade do sistema através desses diferentes cenários.

REFERÊNCIAS

- [1] D. P. Bernardon, L. L. Pfitscher, L. N. Canha, A. P. C. Mello, A. R. Abaide, M. Sperandio, V. J. Garcia e M. J. S. Ramos, Sistemas de distribuição no contexto das redes elétricas inteligentes: uma abordagem para reconfiguração de redes, 1 ed., Santa Maria: AGEPOC, 2015, p. 163.
- [2] CGEE, “Redes Elétricas Inteligentes: Contexto Nacional,” CGEE, Brasília, 2012.
- [3] S. M. Amin e B. F. Wollenberg, “Toward a Smart Grid,” *IEEE Power & Energy Magazine*, pp. 34-41, 2005.
- [4] R. Galvin e K. Yeager, Perfect Power: How the Microgrid Revolution Will Unleash Cleaner, Greener, and More Abundant Energy, New York: McGraw-Hill, 2009.
- [5] NIST, “NIST & The Smart Grid,” NIST, 2012. [Online]. Available: <http://www.nist.gov/smartgrid/nistandsmartgrid.cfm>. [Acesso em Outubro 2014].
- [6] F. Bouhaf, M. Mackay e M. Merabti, “Links to the future: Communication Requirements and Challenges in the Smart Grid,” *IEEE Power & Energy Magazine*, vol. 10, nº 1, pp. 27-28, 2012.
- [7] A. Vojdani, “Smart Integration,” *IEEE Power & Energy Magazine*, pp. 71-79, Novembro 2008.
- [8] D. G. Hart, “Using AMI to realize the smart grid,” em *Proc. IEEE Power & Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy*, 2008.
- [9] J. Zheng, L. Lin e D. W. Gao, “Smart Meters in Smart Grid: An Overview,” em *IEEE Green Technologies Conference*, 2013.
- [10] S. S. S. R. Depuru, L. Wang e V. Devabhaktuni, “Smart meters for power grid: challenges, issues, advantages and status,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, nº 6, pp. 2736-2742, Agosto 2011.
- [11] Aneel, “PRODIST Módulo 8, Rev. 6,” 2015. [Online]. Available: http://www.aneel.gov.br/visualizar_texto.cfm?idtxt=1877. [Acesso em 11 Setembro 2015].