

Simulação de Sistemas de Potência com Geradores Distribuídos e Armazenadores de Energia

Criciele Castro Martins
Universidade Federal de Santa
Maria – UFSM
Santa Maria, Brasil
cricielecastro@gmail.com

Felipe Lucchese
Universidade Federal de Santa
Maria – UFSM
Santa Maria, Brasil
felipelucchese@gmail.com

Carolina Cortez do Prado
Universidade Federal de Santa
Maria – UFSM
Santa Maria, Brasil
carolina.cortez.prado@gmail.com

Mauricio Sperandio
Universidade Federal de Santa
Maria – UFSM
Santa Maria, Brasil
mauricio.sperandio@ufsm.br

Resumo — O crescente aumento da demanda por energia elétrica exige cada vez mais a busca por novas fontes de geração de energia. Com isso, a aposta em Sistemas Distribuídos de Energia tem apresentado um desenvolvimento significativo, dado que caracterizam-se por pequenas unidades geradoras (centrais eólicas, solar, PCH's, etc.) instaladas próximas às cargas. Também, tem se mostrado atrativo, o uso de equipamentos armazenadores de energia, como banco de baterias, supercapacitores e *flywheels*. Contudo, a grande participação de Geradores Distribuídos (GD) nas redes de distribuição podem trazer algumas consequências, como por exemplo, provocar fluxo de potência reverso e grandes oscilações de tensão. Assim, o presente trabalho tem por objetivo demonstrar quais influências que a inserção de GD's podem trazer a rede elétrica, sendo o caso base para estudo o IEEE 34 barras. São testados diferentes cenários, onde considera-se o sistema sem e com a inserção de GD; e com GD e diferentes locais de inserção de dispositivos de armazenamento. Para modelagem das cargas e das gerações consideradas, utilizou-se do *software Homer Energy* e para a simulação do sistema elétrico, utilizou-se do *software Distribution System Simulator (DSS)*.

Palavras-chave – Geração Distribuída; Homer; OpenDSS.

I. INTRODUÇÃO

A energia elétrica se tornou essencial para toda atividade humana. A partir disso, a demanda por energia elétrica se torna cada vez maior, consequentemente faz-se a necessidade que as fontes de energia estejam disponíveis em níveis suficientes e acessíveis para garantir o suprimento da demanda.

Grandes parques geradores de eletricidade e extensas linhas de transmissão predominam nos países que usam a força da água para atender suas demandas, como é o caso do Brasil. A maioria dos outros países contam com uma maior capacidade termoelétrica, construídas mais próximas aos centros de consumo, necessitando de menores linhas de transmissão. Contudo, em ambos os casos, existem perdas consideráveis sobre o que é gerado.

Perdas de energia, custos ambientais e a necessidade de se manter a matriz limpa estimulam a regulamentação e os investimentos em geração de fontes alternativas e próximas dos consumidores. Tais fontes são comumente conhecidas como Geração Distribuída (GD), referindo-se a geradores de energia elétrica de baixa potência e que podem ser inseridos em uma área próxima aos consumidores, como por exemplo, Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), aerogeradores, painéis fotovoltaicos, entre outras [1].

Tais centrais geradoras podem ser diretamente conectadas ao sistema de distribuição ou em regiões isoladas do resto do sistema de transmissão. Com a conexão destes recursos no sistema de distribuição, a topologia básica do sistema elétrico tem sido modificada devido às características próprias dos alimentadores, podendo alimentar cargas monofásicas ou desequilibradas, que resultam muitas vezes em condições não ideais de operação. Para que a solicitação de conexão seja liberada, uma série de estudos é requerido, como estudo da tensão em regime permanente, e estudo da coordenação e seletividade das proteções, com o intuito de verificar as condições de conexão de forma a manter a operação segura, e mantendo os aspectos relacionados a qualidade de energia [2].

Dadas as mudanças de paradigma no que se refere a geração de energia, a GD muitas vezes possui sua geração variável, dependendo de inúmeros fatores naturais, o que pode acarretar na geração de energia em momentos não necessários ou a falta da mesma em situações de alta demanda. Como essa energia pode variar bruscamente durante as horas do dia, pode ser prejudicial ao sistema no que se refere a problemas como sobre/subtensão. De acordo com [3], este afirma que com a inserção GD, introduz novos desafios aos sistemas de distribuição, como o controle de potência reativa e regulação de tensão.

Para uma melhoria da eficiência e obter um maior controle de sistemas distribuídos de energia tem-se a utilização de dispositivos armazenadores de energia. Segundo [4], sistemas de armazenamento podem aumentar a robustez do sistema elétrico, a qualidade da energia gerada, melhorar o nível de

tensão e frequência, assim como, compensar as flutuações de carga.

Este trabalho apresenta um estudo de caso, utilizando o conhecido sistema teste IEEE-34 Barras. A escolha deste sistema deve-se pelas características de sua topologia, representando um circuito radial com longas linhas, cargas pesadas trifásicas e cargas leves monofásicas. O objetivo é mostrar o comportamento de sistemas elétricos de potência dada a inserção de Geração Distribuída, de modo a ser analisado a inserção de fontes de geração eólica e solar. Também serão avaliadas as características do sistema com a introdução de sistemas de armazenamento de energia.

II. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A Geração Distribuída, é considerada por muitos países como uma solução para a expansão de energias renováveis, principalmente energia fotovoltaica e eólica, além de contribuir com a diminuição da emissão de gases estufa e redução a preocupação com a disponibilidade de combustíveis não renováveis, como carvão e petróleo [5 - 6]. De acordo com [6], existem muitas razões para a instalação de um gerador distribuído, como a postergação de investimentos em expansão, baixo impacto ambiental, redução no carregamento das redes, redução de perdas, entre outros.

No Brasil, investimentos de GD tiveram início na década de 90, a partir da restauração do setor elétrico, que propiciou um aumento do interesse de empresas privadas em investir na produção de energia elétrica, a partir de incentivos governamentais. Contudo, somente em 17 de abril de 2012, com o objetivo de reduzir as barreiras para a conexão de pequenas centrais geradoras, foi instaurada a Resolução Normativa nº482 da ANEEL, esta sofreu algumas alterações em 24 de novembro de 2015 pela Resolução Normativa nº687, estabelecendo as condições gerais para o acesso de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica [7 - 8].

Ainda existem algumas barreiras para a inserção de GD, devido principalmente a conversão CC/CA, alto investimento e longo *payback*. Aliado a isso, existem fronteiras tecnológicas decorrentes do aumento da complexidade de operação na rede de distribuição, devido ao fluxo bidirecional juntamente com a necessidade de alterar procedimentos das distribuidoras para operar, controlar e proteger a rede. Outro fator que deve ser considerado é a intermitência da geração, dada a dificuldade de previsão de fatores da natureza, como vento e sol. A Figura 1 ilustra um esquema típico de GD conectada à rede elétrica, com possibilidade de compensação tarifária [1].

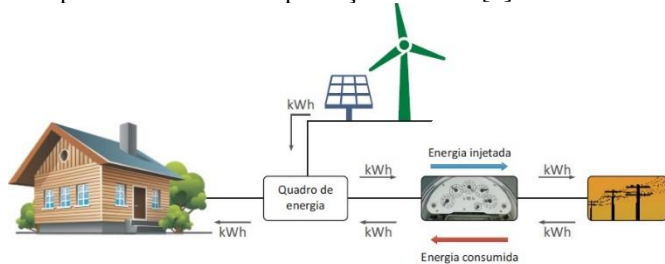


Figura 1 - Geração Distribuída instalada em uma residência com compensação de tarifa. Fonte: [1]

III. TECNOLOGIAS DE ARMAZENAMENTO

Sistemas de armazenamento funcionam geralmente com a transformação de energia elétrica para outro tipo de energia, podendo ser química, mecânica, térmica ou magnética. Existe um tempo limite para que a energia armazenada retorne para energia elétrica, dependendo da tecnologia empregada. Assim, existem perdas de potência em ambas as transformações, dadas pela eficiência do processo e pela própria tecnologia empregada.

Segundo [9], os benefícios no armazenamento de energia podem ser tanto técnicos quanto econômicos. O mesmo, cita como benefícios técnicos a vantagem da possibilidade do grande deslocamento da curva de carga, o nivelamento do pico, alívio do sistema, além de assegurar a confiabilidade do sistema, melhoria da qualidade da energia fornecida e a possibilidade de integração com fontes renováveis e geração distribuída, aumentando a eficiência e contribuição destas fontes. Já na parte econômica, tem-se o fato de que o armazenamento de energia pode vir a reduzir os custos na tarifa do consumidor, e com o nivelamento do pico da demanda, alguns investimentos podem ser postergados e custos evitados.

Existem diversas tecnologias aplicadas no armazenamento de energia, como bancos de baterias, Flywheel, supercapacitores, hidrogênio, sistemas de ar comprimido, onde podem ser melhor vistos em [10]. Para o presente trabalho será apenas descrito as características da forma de armazenamento usada para as simulações apresentadas adiante, sendo esta o banco de baterias.

3.1 Banco de Baterias

O banco de baterias armazena energia em forma química e pode ser alocada em qualquer ponto de necessidade, perto da carga ou na própria rede. Do ponto de vista tecnológico, as baterias já são consagradas com centenas de fornecedores, sendo que o mercado cresce cada vez mais [9].

O aumento de investimento em energias renováveis, principalmente de origem solar e eólica, que podem causar variações bruscas de geração, acarretou no desenvolvimento de banco de baterias de grande potência, com o intuito de garantir que a demanda seja atendida em momentos de falta da fonte.

Existem diversos tipos de baterias, que diferem essencialmente nos materiais usados para a ocorrência das reações químicas. Os sistemas de baterias abrangem tanto tecnologias mais viáveis como as de chumbo-ácido, quanto as que se encontram em diferentes estados de desenvolvimento, tais como as de íons de Lítio e cloreto de níquel-sódio.

O ciclo de vida de uma bateria, corresponde ao número de cargas e descargas que a mesma pode completar. Tal característica depende especialmente da aplicação e tecnologia, sendo que [11] ressalta que, a bateria quando totalmente carregada pode entregar no máximo cerca de 60-80% da capacidade original, e se caso ultrapassada pode influenciar em sua vida útil. A quantidade de capacidade da bateria que pode ser usada, denomina-se profundidade de descarga, onde é representada em porcentagem de energia total da bateria. Quanto maior for essa porcentagem menor o ciclo de vida, pois influencia diretamente na degradação das células

químicas. Um banco de baterias depende do número de baterias que ele contém e de suas especificações, além do controle de fluxo do sistema que pode influenciar diretamente.

IV. METODOLOGIA E RESULTADOS

O sistema analisado é adaptado do modelo IEEE-34 Barras, mostrado na Figura 2. Pode-se notar a mudança em relação ao diagrama original [12], de modo que, foi inserido unidades de geração distribuída, sendo geração fotovoltaica nas barras 822 e 848, e geração eólica nas barras 840 e 890, assim como a introdução de equipamentos de armazenamento, como banco de baterias.

O sistema opera basicamente em 60 Hz, 12 MVA e 24,9 kV, contendo várias cargas concentradas e distribuídas, e diferentes modelos, tais como impedância constante, corrente constante e potência constante, com ligações monofásicas, bifásicas e trifásicas. Além disso, conta com dois reguladores de tensão para manter os níveis aceitáveis de operação exigidos, no caso do Brasil, os limites são estabelecidos pelo PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional).

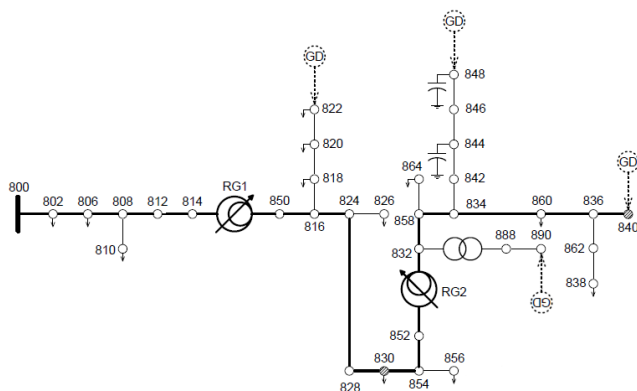


Figura 2 – Diagrama unifilar do sistema IEEE 34 Barras. Fonte: adaptado [12].

A partir do *software* HOMER (*Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources*), usado para modelagem de micro redes elétricas, foi possível construir o perfil de geração das fontes distribuídas e os perfis dos três tipos de cargas utilizadas: residencial, comercial e industrial. No sistema, a curva residencial foi inserida em cargas monofásicas, as comerciais em sua maioria foram utilizadas em cargas monofásicas mais pesadas ou bifásicas, e por último tem-se as cargas industriais, com uma demanda de maior escala inseridas no circuito trifásico.

Na Figura 3, está representado o comportamento de cada tipo de carga, sendo que, para as simulações considerou-se 8760 horas, o que corresponde a um ano. Contudo, para melhor visualização das curvas é mostrado o período de quatro dias (96 horas), quinta-feira à domingo, com o intuito de demonstrar a diferença entre dias úteis e final de semana. Tais pontos foram inseridos no *software* OpenDSS, onde representam a porcentagem da potência despachada por hora, declarada no código.

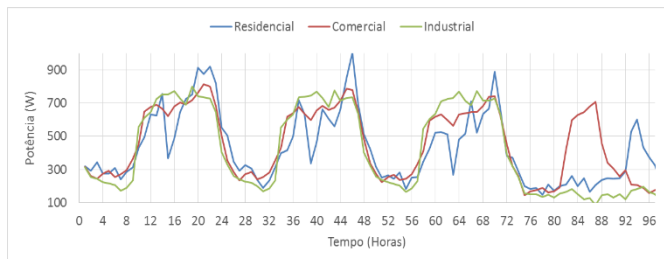


Figura 3 – Curvas de carga das primeiras 96 h simuladas.

Na Figura 4, estão representadas as curvas de geração, sendo estas de origem eólica e solar, como já mencionado anteriormente. Assim como a carga, foram utilizados 8760 pontos. Tais curvas também foram criadas a partir do *software* Homer, de modo que para cada tipo de geração existem diferentes parâmetros para sua modelagem. Para ambos são inseridos parâmetros como potência, investimento inicial, custo de troca e custo de operação e manutenção. Para geração solar. Para a geração solar existem opções mais específicas dependendo da tecnologia como o tipo de corrente elétrica, contínua ou alternada. Existe a possibilidade de escolher o número de anos de duração do painel solar, fator de redução para compensar a saída em condições reais de operação, o ângulo em que os painéis foram montados em relação a horizontal, o azimuth que os painéis se encontram e a fração da radiação solar incidente sobre o painel que é refletida. Já no *software* OpenDss, os geradores são declarados de modo a injetar potência constante no sistema.

Pode-se observar na Figura 4, as grandes variações características de tais fontes, o que torna a simulação bem próxima a realidade. Tem-se então, a variação da produção de potência em quatro dias, onde a geração eólica se mantém mais constante, devido ao vento estar quase sempre presente, enquanto a geração solar, apresenta sempre uma maior produção ao meio dia, com variações maiores devido a cobertura de nuvens, e sendo ausente a noite.

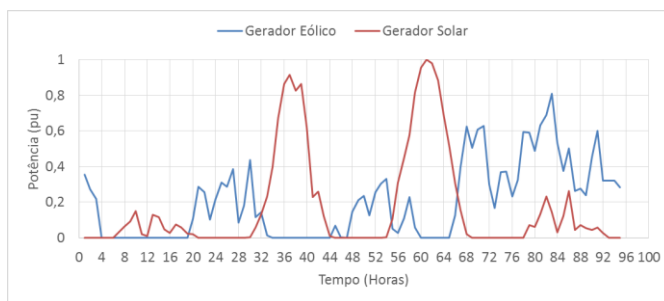


Figura 4 – Curvas de Geração.

Para a simulação do sistema foi usado o *software* Open Distribution System Simulator (OpenDSS), sendo este uma ferramenta de simulação de sistemas elétricos de potência. A ferramenta é gratuita e de código aberto (*Open Source*), fornecido pelo *Electric Power Research Institute* (EPRI) dos Estados Unidos. O programa utiliza linguagem orientada a objetos e originalmente não apresenta uma área de trabalho com interface gráfica. O OpenDSS funciona por comandos de linha em seu próprio console, e por meio de *scripts*, e foi

desenvolvido com o intuito de poder ser utilizado paralelamente com outros programas como Matlab e Excel [13].

Dadas as premissas básicas, foram analisados cinco casos, diferenciando-se pela inserção da GD no sistema e local onde considerou-se o sistema de armazenamento:

- Caso 1: Caso base sem geração distribuída nem baterias;
- Caso 2: Sistema com geração distribuída e sem baterias;
- Caso 3: Sistema com geração distribuída e banco de baterias na barra da geração;
- Caso 4: Sistema com geração distribuída e banco de baterias concentrado na barra 858;
- Caso 5: Sistema com geração distribuída e banco de baterias dispersos na rede.

O banco de bateria foi dimensionado para que fosse possível absorver grande parte da energia provida das gerações distribuídas. Foram inseridos quatro bancos de baterias, um para cada tipo de gerador, onde cada um contém 60 kW de potência. O comportamento da bateria difere dos geradores, pois sendo um acumulador de energia, este apresenta momentos de consumo de energia (carregamento da bateria) e momentos de geração; em ambos os casos o fluxo máximo de potência de entrada como o de saída é de 12 kW. Assim, necessitam de cinco horas para carregar, como para descarregar a energia acumulada. Os momentos de consumo e geração seguem o perfil de bateria inserido na modelagem, ou seja, consumo na madrugada para carregar e geração em momentos de pico do perfil de carga.

A potência total gerada pelas gerações distribuídas inseridas pode ser vista na Tabela 1. Esses valores foram calculados a partir do monitoramento da energia de entrada na subestação. Assim, visto que a potência máxima de entrada apresentava um valor de 500kVA foi utilizado 14% desta para cada gerador, ou seja, 70kVA. Essa grandeza depende do perfil, solar ou eólico, de geração inserida e por isso sua variação média apresenta um valor nominal menor, como pode ser visto na Tabela 2.

Tabela 1 - Potência das GD's.		
Potência Eólica (kW)	Potência Solar (kW)	Total (kW)
140	140	280

Tabela 2 - Valores médios de geração.			
Médias (kWh)			
Turbina 1 (Barra 840)	Turbina 2 (Barra 890)	Solar 1 (Barra 822)	Solar 2 (Barra 848)
21,66	21,66	12,99	15,58

Em um primeiro momento, pode-se observar a potência vista da subestação para os diferentes casos. Na Figura 5, observa-se a queda de potência requerida pelo barramento infinito, especialmente com a inserção de geração distribuída. Com a inserção de bancos de bateria, existe um deslocamento de potência do pico das curvas para a madrugada, desfogando ainda mais o sistema.

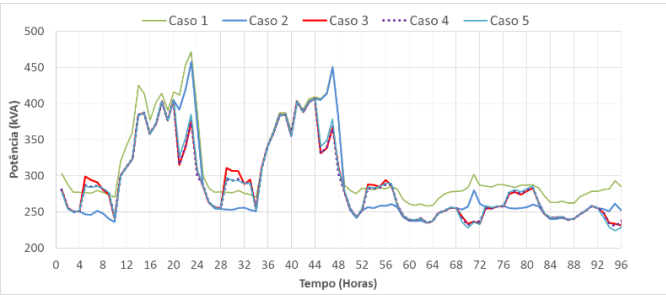


Figura 5 – Potência do sistema.

No que se refere ao estudo dos níveis de tensão, foram utilizados apenas os transformadores reguladores de tensão, RG_1 e RG_2 , de modo que observou-se a primeira fase (A) no terminal de alta tensão. Estes transformadores são na realidade dois bancos trifásicos utilizados apenas na regulação da tensão elétrica, ou seja, com a mesma relação de transformação. No caso base ambas as tensões do enrolamento primário dos transformadores são fixadas em 14,37 kV.

Dada a inserção de GD's houve um aumento relativo na tensão média e seus limites. Com a inserção de baterias, o perfil de tensão fica ainda mais elevado, contudo com menor variação. Os resultados para o RG_1 , podem ser melhor vistos nas Figuras 6 e 7; e na Tabela 3, enquanto para o RG_2 , na Figura 8 e 9; e Tabela 4.

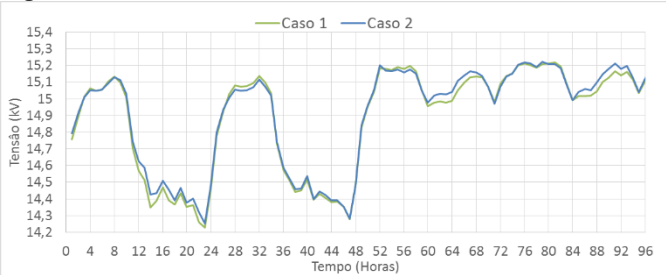


Figura 6 – Perfil de tensão RG_1 – caso 1 e 2.

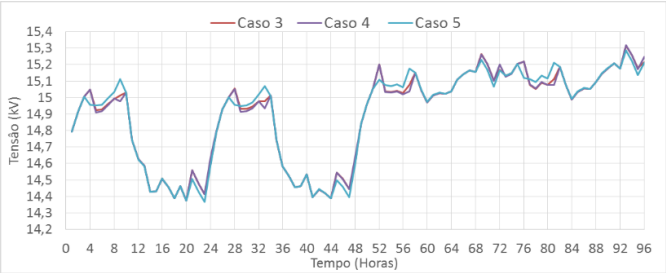


Figura 7 – Perfil de tensão RG_1 – caso 3, 4 e 5.



Figura 8 – Perfil de tensão RG_2 – caso 1 e 2.

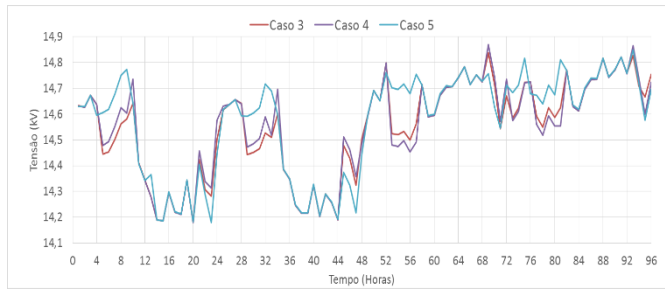


Figura 9 – Perfil de tensão RG_2 – caso 3, 4 e 5.

A constante troca de tap nos equipamentos reguladores de tensão podem acarretar no desgaste físico do comutador, de modo que quanto menor for a troca de tap menos o equipamento irá necessitar de trocas ou reparos. Com a inserção de geradores distribuídos no sistema IEEE 34 barras, pôde-se observar o aumento nas trocas de taps do regulador de tensão (RG_1) de 1,98%. Esse aumento ocorre pelo fenômeno de sobretensão, acarretando em um maior desequilíbrio do sistema. Com a inserção de baterias, o caso em que as baterias se encontram na barra das GD's as trocas de taps do RG_2 diminuíram cerca de 2,49%, auxiliando o sistema a manter melhores níveis de tensão. No gráfico da Figura 10, podemos observar as trocas realizadas pelo RG_1 para os diferentes casos estudados; e na Tabela 5 o número de trocas de tap por ano.

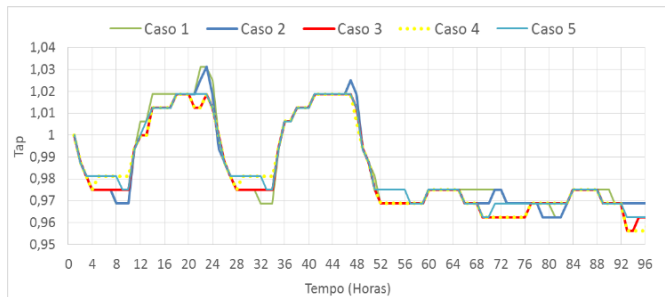


Figura 10 – Trocas de tap RG_1

As trocas de tap para o regulador RG_1 apresentam uma maior estabilidade por estar mais próximo a subestação, enquanto que o regulador RG_2 apresenta uma maior instabilidade devido a sua localização central no sistema. Com a inserção da geração distribuída houve o aumento na troca de tap do RG_2 de 2,65%, acompanhado do aumento de tensão. Diferentemente do RG_1 que diminui suas comutações dada a inserção de armazenadores de energia, o RG_2 aumentou cerca de 15,65% em relação ao caso base. . No gráfico da Figura 11, podemos observar as trocas realizadas pelo RG_2 para os diferentes casos; e na Tabela 6 o número de trocas de tap por ano.

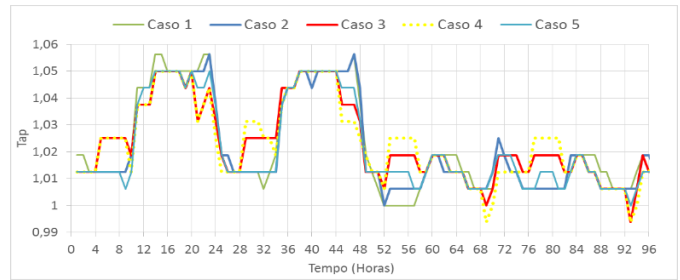


Figura 11 – Trocas de tap RG_2 .

Tabela 5 - Número de trocas de tap no ano RG_1 .

Caso	Número de trocas
Caso 1	3218
Caso 2	3282
Caso 3	3138
Caso 4	3243
Caso 5	3175

Tabela 6 – Número de trocas de tap por ano RG_2 .

Caso	Número de trocas
Caso 1	3315
Caso 2	3403
Caso 3	3834
Caso 4	4047
Caso 5	3813

Também com a inserção de GD's houve uma redução significativa nas perdas do sistema (11,1%), considerando o caso base. Com a entrada de baterias na barra da GD's as perdas no sistema sofreram uma redução ainda maior (13,49%). Com as baterias dispersas no sistema a energia gerada apresenta uma elevação de 1,41%, acarretando em uma diminuição 12,82% das perdas devido principalmente ao carregamento mais leve dos alimentadores nos períodos de maior demanda. O comportamento das perdas é mostrado na Tabela 7, onde pode-se observar para os diferentes casos estudados os valores de geração e perdas para o sistema.

V. CONCLUSÃO

Foi utilizada a ferramenta computacional OpenDSS para análise do sistema IEEE 34 barras, adaptado com inserção de geração distribuída, nas barras 822 e 848 (fotovoltaica), e nas barras 840 e 890 (eólica), além da consideração de banco de baterias na geração ou concentradas na barra 858. Para obtenção das curvas de geração e cargas inseridas na rede, utilizou-se do *software* Homer, considerando um período de um ano.

Tabela 3 - Tensões para o transformador RG_1 .

Casos	Média (V)	Máximo (V)	Mínimo (V)	Máximo (pu)	Mínimo (pu)	Desvio Padrão (V)	Desvio Padrão (%)
Caso 1	14726,99	15222,90	13924,60	1,059	0,969	378,86	2,57%
Caso 2	14745,46	15228,50	13933,00	1,059	0,969	361,57	2,45%
Caso 3	14743,19	15316,70	14007,00	1,065	0,974	323,62	2,20%
Caso 4	14741,27	15318,50	14006,90	1,066	0,974	321,24	2,18%
Caso 5	14742,67	15286,10	14007,60	1,063	0,974	332,03	2,25%

Tabela 4 - Tensões para o transformador RG_2 .

Casos	Média (V)	Máximo (V)	Mínimo (V)	Máximo (pu)	Mínimo (pu)	Desvio Padrão (V)	Desvio Padrão (%)
Caso 1	14470,55	14824,00	13989,10	1,031	0,973	247,25	1,71%
Caso 2	14477,89	14846,60	13990,00	1,033	0,973	238,72	1,65%
Caso 3	14464,89	14915,50	14006,50	1,038	0,974	203,88	1,41%
Caso 4	14462,45	14952,80	14006,00	1,040	0,974	202,45	1,40%
Caso 5	14475,35	14861,00	14007,60	1,034	0,974	218,58	1,51%

Tabela 7. Geração e Perdas de energia.

Casos	Energia Total Gerada (kW)	Energia Total Perdida (kW)	Energia Total (kW)	Perda Total (%)
Caso 1	6.898.104,16	685.265,97	6.212.838,19	9,9341%
Caso 2	6.497.771,00	609.195,56	5.888.575,43	9,3755%
Caso 3	6.501.297,73	592.804,51	5.908.493,22	9,1182%
Caso 4	6.623.993,64	593.780,50	6.030.213,14	8,9641%
Caso 5	6.898.104,16	597.361,53	6.300.742,63	8,6598%

Ao analisarmos os resultados, tem-se que com a inserção da geração distribuída, observa-se um resultado esperado no que se refere a redução das perdas do sistema. Já com os bancos de baterias a potência do sistema se torna ainda melhor utilizada, reduzindo o pico, com um deslocamento de potência para a madrugada, o que acarreta em perdas ainda menores e melhor regulação da tensão.

No que se refere aos reguladores de tensão, esses desempenharam seu papel corretamente, sendo que com a inserção da geração distribuída o número de trocas de tap aumentou. Esse fato se explica dada a inserção de GD, conduz a problemas como sobretensão. Com a inserção das baterias o número de trocas de tap diminuiu significativamente para o regulador de tensão RG_1 .

Assim, tem-se que produção de energia a partir de fontes distribuídas e banco de baterias, pode aumentar a eficiência global do sistema, diminuindo as perdas. No entanto, a GD sozinha pode estressar os reguladores de tensão. O uso do banco de baterias concentrado apresentou praticamente o mesmo desempenho das baterias distribuídas, o que demonstra a viabilidade da concessionária de distribuição adotar este recurso para diminuir o impacto da intermitência das fontes alternativas.

REFERÊNCIAS

- [1] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Nota Técnica nº0025/2011 - SRD-SRD-SRG-SCG-SEM-SRE-SPE/ANEEL**. 2011. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2011/042/documento/nota_tecnica_0025_gd.pdf>. Acesso em: 26 nov. 2015.
- [2] MELLO, G. D.; DIAS, I. C.; SCHEFFER, R. M. Estudo de Regime Permanente da Conexão de Geração Distribuída em Sistemas de Distribuição Desequilibrados. Universidade do Vale do Rio dos Sinos - Unisinos. São Leopoldo, 2014.
- [3] OWUOR, James O.; MUNDA, Josiah L.; JIMOH, Adisa A.. The IEEE 34 node radia teste feeder as a simulation testbench for distributed generation. Ieee Africon, Livingstone, set. 2011.
- [4] LIU, Xianda; FU, Yao; PENG, Juan. Research and Application on Multi-mode Energy Storage System Smart Control. 2012.
- [5] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº086/2014-SRG-SRD/ANEEL: Contribuições à Consulta Pública nº 005/2014, sobre geração distribuída acima de 1 MW. 2014. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos/NT_086_2014_SRG_SRD.pdf>. Acesso em: 27 nov. 2015.
- [6] LOPES, J. A. P. et al. Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities. Electric Power Systems Research, [s.l.], v. 77, n. 9, p.1189-1203, jul. 2007. Elsevier BV. DOI: 10.1016/j.epsr.2006.08.016. Disponível em: <<http://api.elsevier.com/content/article/PII:S0378779606001908?httpAccept=text/xml>>. Acesso em: 27 nov. 2015.
- [7] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Micro e Minigeração Distribuída: Sistema de Compensação de Energia Elétrica. 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/biblioteca/downloads/livros/cadernotematico-microeminigeracao.pdf>>. Acesso em: 26 nov. 2015.
- [8] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº687, de 24 de novembro de 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 31 fev. 2016.
- [9] MEDINA, P. et al. Electrical Energy Storage Systems: Technologies' State-of-the-Art, Techno-economic Benefits and Applications Analysis. 2014 47th Hawaii International Conference On System Sciences, [s.l.], jan. 2014. Institute of Electrical & Electronics Engineers (IEEE).
- [10] BATISTA, P. M. P. Gestão Integrada de microgeração e armazenamento distribuído em redes de distribuição BT. 2010. 65 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2010.
- [11] IRENA - International Renewable Energy Agency. Battery Storage for Renewables: Market Status and Technology Outlook. p.6, jan. 2015.
- [12] IEEE PES – Power And Energy Society. IEEE 34 Nodes Test Feeder. Distribution Test Feeders. Disponível em: <<http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/>>. Acesso em: 26 nov. 2015.