
Análise de viabilidade da geração distribuída em horário de ponta: estudo de caso

Jonathan Ribeiro Martins

Aluno do Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade Federal do Espírito Santo
jonathan_riibeiro@hotmail.com

Suellen Freire Rigatto Cruz

Aluno do Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade Federal do Espírito Santo
suellenfrigatto@gmail.com

Alan Patrick da Silva Siqueira

Aluno do Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade Federal do Espírito Santo
alan.siqueira@ifes.edu.br

Wanderley Cardoso Celeste

Professor do Programa de Pós-Graduação em Energia
wanderley.celeste@ufes.br

Editor Científico: José Edson Lara
Organização Comitê Científico
Double Blind Review pelo SEER/OJS
Recebido em 20.01.2018
Aprovado em 25.08.2018



Este trabalho foi licenciado com uma Licença Creative Commons - Atribuição – Não Comercial 3.0 Brasil

Resumo

Diante do elevado preço da energia elétrica no horário de ponta, a geração distribuída se apresenta como uma alternativa viável para mitigar este problema. O presente artigo tem como objetivo investigar a viabilidade de uma medida de gerenciamento de energia elétrica durante os horários de ponta, levando em consideração a existência de tarifas horossazonais. Tal medida consiste na implementação de um sistema de geração de energia elétrica distribuído, tendo o gerador a diesel como uma opção de uso em horários de ponta. Dois estudos de caso em instituições públicas localizadas na cidade de São Mateus no Espírito Santo, são analisados. Para isso, são usados os critérios financeiros *payback*, VPL e TIR, os quais são critérios simples, porém consolidados na literatura. Os resultados mostram que o emprego de geradores a diesel é financeiramente viável, além de garantir uma maior segurança energética em situações de interrupção do fornecimento de energia elétrica.

Palavras chave: Geração distribuída, viabilidade financeira, geradores a diesel, segurança energética.

Feasibility analysis of distributed generation at peak hours: a case study

Abstract

Faced with the high price of electricity during peak hours, the distributed generation presents itself as a viable alternative to solve this problem. The objective of this article is to investigate the viability of a measure of electric energy management during peak hours, taking into account the existence of hour-seasonal tariffs. This measure consists of the implementation of a distributed electric power generation system, with the diesel generator as an option to use at peak hours. Two case studies in public institutions located in the city of São Mateus in Espírito Santo, are analyzed to reach a definition of financial viability. For this, the financial criteria *payback*, NPV and IRR are used, which are simple criteria but consolidated in the literature. The results show that the use of diesel generators is financially viable, in addition to ensuring greater energy security in situations of interruption of electricity supply.

Keywords: Distributed generation, financial viability, diesel generators, energy security.

Análisis de viabilidad de la generación distribuida en horario de punta: estudio de caso

Resumen

Ante el elevado precio de la energía eléctrica en el horario de punta, la generación distribuida se presenta como una alternativa viable para mitigar este problema. El presente artículo tiene como objetivo investigar la viabilidad de una medida de gestión de energía eléctrica durante los horarios de punta, teniendo en cuenta la existencia de tarifas horomonas. Esta medida consiste en la implementación de un sistema de generación de energía eléctrica distribuido, teniendo el generador a diesel como una opción de uso en horarios de punta. Dos estudios de caso en instituciones públicas ubicadas en la ciudad de São Mateus en Espírito Santo, son analizados. Para ello, se utilizan los criterios financieros *payback*, VPL y TIR, los cuales son criterios simples pero consolidados en la literatura. Los resultados muestran que el empleo de generadores diesel es financieramente viable, además de garantizar una mayor seguridad energética en situaciones de interrupción del suministro de energía eléctrica.

Palabras clave: Generación distribuida, viabilidad financiera, generadores diesel, seguridad energética.

1. Introdução

O alto custo e o constante aumento do preço da energia elétrica no Brasil têm incentivado a busca por alternativas energéticas capazes de aumentar a confiabilidade dos sistemas de suprimento e, além disso, reduzir o custo final da energia elétrica. De acordo com a Nota técnica DEA 01/15 da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), uma das formas de reduzir o custo de energia, principalmente em horários onde a tarifa possui valores elevados, é através do emprego de geração distribuída.

Devido à importância da geração distribuída, estudos vêm sendo desenvolvidos no intuito de encontrar uma tecnologia economicamente viável para aplicações comerciais e residenciais em diferentes regiões do Brasil. Dentre tais estudos, cita-se aqui Silva *et al.* (2016), Colmenar-Santos *et al.* (2016), Jordehi (2016), Nieto (2016), Prakash e Khatod (2016), e Manditereza e Bansal (2016), que são alguns dos mais recentes. Silva, Rodrigues e Da Silva (2016) avaliam o impacto da geração distribuída fotovoltaica (PVDG) nos índices de qualidade de energia das redes de distribuição brasileiras, tais como variações de tensão de longa duração e desequilíbrio de tensão. Os autores concluíram que a utilização da tecnologia fotovoltaica na geração distribuída pode resultar em melhorias nos índices de tensão de conformidade em torno de 31%. Além disso, foi demonstrado pelos autores que a ligação de PVDG aumenta o tempo de vida dos reguladores de tensão. Os reguladores de tensão são equipamentos que possuem a finalidade de manter a tensão de saída estabilizada (dentro dos limites exigidos pelo sistema), mesmo ocorrendo variações na tensão de entrada ou na corrente de saída.

Apesar das vantagens obtidas pela geração distribuída fotovoltaica, Holdermann *et al.* (2014) concluíram que a tecnologia fotovoltaica, nas conjunturas atuais, não é economicamente viável no Brasil, devido aos altos custos de implantação envolvidos e a falta de opções de financiamento.

Corria *et al.* (2006) avaliam o uso de motores Stirling na geração distribuída no Brasil e mostra que apesar de tais motores apresentarem eficiência global competitiva em relação a outras tecnologias de geração de pequena capacidade, baixas emissões de CO e NO_x, operação segura e de baixo nível de ruído, o custo financeiro é, ainda, proibitivo, principalmente porque eles são atualmente fabricados em pequena escala no país.

Ismail *et al.* (2013) destacaram a importância da implantação de fontes de energias não renováveis, neste caso um gerador a diesel, em um sistema híbrido. Este sistema híbrido é constituído por painéis fotovoltaicos, um sistema de bateria e um gerador a diesel como uma fonte de energia a fim de amenizar os problemas de variabilidade e intermitência da fonte de energia renovável. Demonstrando que o sistema é vantajoso, pois diminuiu o custo operacional, aumenta a eficiência, reduz as emissões dos poluentes e é capaz de manter um equilíbrio energético.

A insuficiência de estudos de viabilidade técnica e econômica da utilização de sistemas de geração distribuída no estado do Espírito Santo, sobretudo na região norte do estado, motivou o desenvolvimento deste artigo, o qual tem como objetivo analisar a viabilidade econômica em utilizar geradores de energia baseados em motor a diesel, a fim de suprir uma demanda específica de energia elétrica durante o horário de ponta e/ou em momentos de interrupção no fornecimento de energia. As análises aqui apresentadas foram feitas usando dados reais de instituições públicas situadas na cidade de São Mateus (ES), sendo que uma presta serviço na área educacional e outra na área de saneamento básico e fornecimento de água potável.

2. Metodologia

A metodologia aqui descrita tem como primeiro passo o entendimento de definições básicas sobre horário de ponta, sistema de tarifação, classificações de consumidores e as principais medidas que podem ser adotadas no gerenciamento energético. Na sequência, são levantados os dados necessários para o estudo proposto, onde são consideradas duas instituições locais, as quais são identificadas neste artigo como Autarquia A e Autarquia B. A autarquia A se insere no setor de educação federal e a autarquia B no setor de saneamento básico de responsabilidade do município de São Mateus.

Todas as informações necessárias para a análise econômica proposta são obtidas das faturas de energia elétrica e de entrevistas com gestores das autarquias A e B.

A autarquia A possui atividades que envolvem o uso de laboratórios, com máquinas que requerem considerável potência elétrica, além das salas de aula climatizadas, computadores, servidores, iluminação, entre outros equipamentos.

A autarquia B fornece água tratada para a cidade de São Mateus, de modo que sua principal demanda de energia elétrica provém dos equipamentos elétricos para bombeamento

de água. Como a autarquia B possui diversas unidades de bombeamento distribuídas pelo município, com capacidades variadas e distantes umas das outras, o estudo se limita a analisar apenas a estação sede desta autarquia, onde ocorre o maior consumo concentrado de energia e onde a mesma dispõe de um gerador a diesel já instalado.

Dentre as informações necessárias para o estudo proposto estão os custos de energia elétrica no horário de ponta para cada uma dessas autarquias, fornecidos pela fatura de energia elétrica emitida pela concessionária Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. – Escelsa, a qual distribui a energia elétrica para o município em questão via rede pública de distribuição. A fatura de energia elétrica também fornece outros dados relevantes, tais como a modalidade do contrato (horossazonal verde, neste caso), quantidade de energia consumida, valor do kWh, demanda máxima durante o horário de ponta, entre outros.

Devido à existência de variações por sazonalidades, considera-se para este estudo, e quando for o caso, os valores médios calculados na análise das faturas referentes a um período de seis meses.

As análises de viabilidade econômica são baseadas no *payback* simples, onde são considerados o valor presente líquido (VPL) e a taxa interna de retorno (TIR). O *payback* simples, também chamado de prazo de recuperação do investimento, se refere, apenas, ao período que o investidor irá precisar para recuperar o investimento feito, de modo que o projeto é considerado viável quando o prazo encontrado como resultado for menor que o prazo desejado para a recuperação do investimento (Lapponi e Lapponi, 2005). O *payback* simples é dado por

$$\text{payback simples} = \frac{\text{investimento}}{\text{receita}}. \quad (1)$$

O valor presente líquido (VPL) de um fluxo de caixa é dado por

$$VPL(i_M) = -I + \sum_{t=0}^n \frac{R_t - C_t}{(1+i_M)^t}, \quad (2)$$

onde I representa o investimento ou capital aplicado, R é a receita ou benefício financeiro ao final do período “ t ”; C é o custo ou despesa financeira ao final do período “ t ”; n representa a vida útil (vida produtiva ou horizonte de planejamento) da alternativa analisada e i_M é a taxa mínima de atratividade fornecida pelo mercado financeiro, ou também chamado de custo de oportunidade do capital a investir (Puccini, 2011).

Segundo Puccini (2011), quando o projeto em análise apresentar um VPL maior do que zero, o mesmo resultará em lucro econômico; caso o VPL seja igual a zero, o projeto terá um lucro normal; e se o VPL for negativo, o projeto resultará em prejuízo. Logo, a taxa interna de retorno (TIR) de um fluxo de caixa é aquela onde a taxa de desconto do valor presente líquido é igual a zero.

3. Fundamentação teórica

3.1. Horário de ponta e tarifas

O sistema elétrico como um todo deve ser capaz de suportar seus momentos de maior carga. Ao analisar, por exemplo, uma concessionária em sua curva típica de carga, observa-se a existência de um pico de energia no período entre o final do horário comercial e a noite, por volta das 17 às 22 horas. Este fenômeno ocorre em função de que, neste horário, diversos consumidores residenciais começam a utilizar com maior intensidade a energia elétrica e, simultaneamente, as indústrias permanecem operando em regime normal ou com uma pequena redução de carga.

Na Figura 1, é apresentada, como exemplo, a curva de carga típica de dois dias úteis, das 0h do dia 04/01 às 0h do dia 05/01 e das 0h do dia 04/07 às 0h do dia 05/07 (na Figura 1, a horário referente às 0h do dia 05/01 e 05/07 está representado como 24 horas), do ano de 2018 no subsistema Sudeste/Centro-Oeste, disponibilizada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico brasileiro (ONS), na qual o pico de consumo durante o inverno (curva referente ao mês de julho) ocorre às 18 horas, sendo este 6700 MW superior ao consumo médio do dia analisado. Já para o consumo durante o verão (curva referente ao mês de janeiro), o efeito do horário de verão é notável, como se observa no deslocamento do horário de ponta para o final do dia, em torno de 21 horas, e também na sua diminuição. De acordo com a Nota técnica DEA 01/15 da EPE, para se obter um melhor equilíbrio do sistema de geração, a energia gerada pelas usinas hidrelétricas é utilizada nos horários fora de ponta. Porém, com o aumento do consumo, a energia gerada pelas usinas termelétricas, que apresentam um maior custo, é adicionada ao sistema.

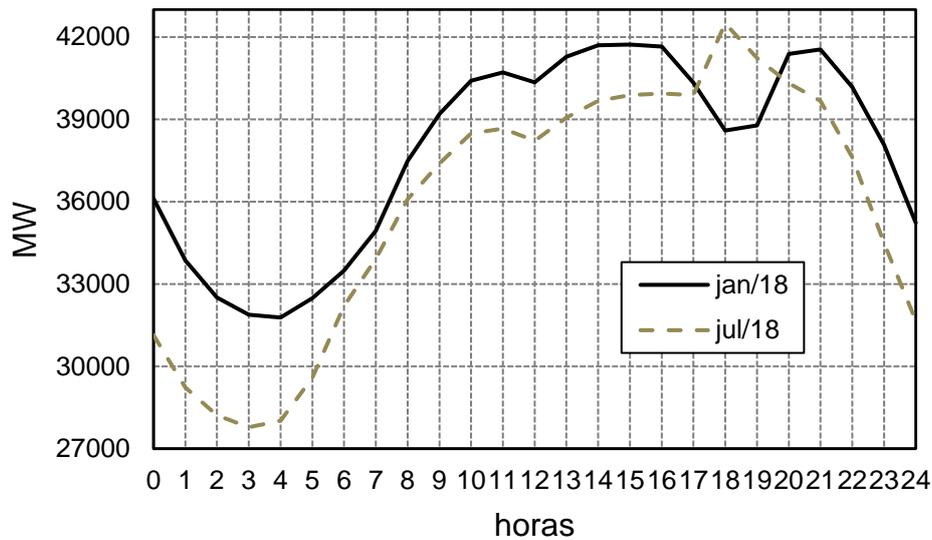


Figura 1

Curva de carga no subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte: ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico (2018), *Curva de carga horária*. Rio de Janeiro.

Segundo Masseroni e Oliveira (2012), o antigo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), com a intenção de eliminar ou minimizar este problema, criou, principalmente para o setor industrial (consumidores de energia em alta tensão), as chamadas tarifas horosazonais. Com isso, a tarifa de energia para esse setor passou a ser dividida em tarifa no horário fora de ponta, para o qual foram definidos preços bastante acessíveis, e tarifa no horário de ponta, no qual a energia passou a custar aproximadamente 3 vezes mais. Por definição do DNAEE, o horário de ponta consiste em um período de três horas consecutivas dos dias úteis, situada entre às 17 horas e às 22 horas, a escolher pela concessionária de cada região. Além da segmentação horária, as tarifas de energia também podem variar entre os períodos seco (meses com baixo índice de chuvas) e úmido (meses com alto índice de chuvas).

Segundo a Resolução Normativa nº 414/2010 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), os valores das tarifas são fixados por este órgão regulador, estabelecendo os diversos tipos de contratos, normas e instruções. As unidades consumidoras são classificadas de acordo com suas características, sendo dividido em duas modalidades tarifárias estipuladas pela ANEEL. Na primeira modalidade, estão os consumidores que possuem uma tensão secundária e com uma tarifa única aplicável ao consumo de energia, sendo esses os consumidores residenciais e as pequenas instalações industriais e comerciais. Já na segunda modalidade, enquadra-se a maioria do setor industrial, onde o suprimento de energia é feito em média ou em alta tensão, sendo que nesta modalidade a forma tarifária é binômica, ou seja, é constituída por uma tarifa para a demanda de potência e outra para o consumo de energia.

3.2. Classificação dos consumidores

Conforme a resolução n° 414/2010 da Aneel, a própria agência regulamentadora deve classificar a unidade consumidora de acordo com a atividade nela exercida e a finalidade da utilização da energia elétrica. Cabe à distribuidora de energia elétrica analisar todos os elementos de caracterização da unidade consumidora, objetivando a aplicação da tarifa a que o consumidor tiver direito. Logo, existem diversas categorias de consumidores, podendo estas serem divididas em dois grupos, A e B, e seus respectivos subgrupos, de acordo com as modalidades tarifárias, como pode ser observado na Tabela 1.

Tabela 1

Grupos e subgrupos dos consumidores de energia.

Subgrupo	Demanda (R\$/kW)
A1 (230 kV ou maior)	
A2 (88 kV a 138 kV)	
A3 (69 kV)	
A3a (30 kV a 44 kV)	
A4 (2,3 kV a 25 kV)	
AS (Subterrâneo)	
B1 – Residencial	Não
B1 – Residencial de baixa renda:	-
Consumo mensal até 30 kWh	Não
Consumo mensal de 31 a 100 kWh	Não
Consumo mensal de 101 a 140 kWh	Não
B2 – Rural	Não
B2 – Cooperativa de eletrificação rural	Não
B2 – Serviço de irrigação	Não
B3 – Demais classes	Não
B4 – Iluminação pública	-
B4a – Rede de distribuição	Não
B4b – Bulbo da Lâmpada	Não

Fonte: ANEEL, Agência nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa n° 414/2010 (2018). *Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica*. Brasília.

Na Tabela 1, os subgrupos do grupo B apresentam apenas a tarifa única aplicável ao consumo de energia. Já os subgrupos compreendidos no grupo A são compostos de unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3kV, ou atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária, caracterizado pela tarifa binômia, mesmo quando há a opção de tarifa convencional.

De acordo com a Resolução Normativa n° 414/2010 da ANEEL, a demanda contratada é a base do contrato de suprimento de energia, uma vez que tal demanda se refere à potência que a concessionária de energia irá assegurar para o uso de uma determinada unidade consumidora. Porém, a demanda contratada é totalmente independente do consumo. Logo, se a demanda contratada por uma unidade de consumo for superior a 10% do limite contratado,

então ela deverá pagar o excesso estipulado pela tarifa de ultrapassagem. O problema é que o valor da tarifa de ultrapassagem é, normalmente, três vezes superior ao valor da tarifa normal, tanto para o horário fora de ponta quanto para o horário de ponta.

3.3. Classificação da tarifa horossazonal

Conforme estabelece a Resolução Normativa nº 414/2010 da ANEEL, faz-se necessário um consumo de energia mais racional, especialmente durante os horários mais críticos (horários de ponta) e em períodos do ano onde os reservatórios hidroelétricos se encontram em níveis muito baixos. Para amenizar o consumo de energia, foi criada a tarifa horossazonal, onde a mesma é um mecanismo de cobrança que considera a avaliação dos períodos do ano seco e úmido, e os horários do dia, os quais são classificados como horário de ponta ou fora de ponta.

De acordo com a Resolução Normativa nº 456/2000 da ANEEL, existem duas as divisões em relação aos períodos diários, chamados de postos tarifários: horário de ponta, que engloba um período de três horas durante os dias úteis, definidas por cada concessionária; e fora de ponta, que consiste nas demais horas do dia que não correspondem ao horário de ponta e também os dias de sábados, domingos e feriados. Sendo que, as tarifas do “horário de ponta” sempre se caracterizam por serem mais caras do que no “horário fora de ponta” (aproximadamente 3 vezes mais caro). Já em relação aos períodos do ano (período sazonal), são estabelecidos o período seco, que ocorre de maio a novembro, quando a incidência de chuvas é menor, e o período úmido, quando o volume de chuvas é maior, ocorrendo nos meses de dezembro de um determinado ano até abril do ano seguinte. Como o Brasil é um país com grande parte de sua geração de energia elétrica baseada em hidroelétricas, a tarifa no período seco é mais cara do que a do período úmido em virtude dos baixos níveis de água dos reservatórios.

Além das tarifas horossazonais, existem outras duas modalidades que são enquadradas no grupo A (o que possui a tarifa binômica). Segundo a Resolução Normativa nº 414/2010 da ANEEL, essas duas modalidades tarifárias são chamadas de tarifa horossazonal azul e verde, sendo que elas se diferem principalmente pela tarifa da demanda. Na tarifa horossazonal azul são fixados dois valores de demanda contratada, um valor correspondente ao horário de ponta e outro ao horário fora de ponta, na qual a demanda contratada para o horário de ponta não poderá ser inferior a 10% da demanda contratada para o horário fora de ponta. Na tarifa horossazonal verde não existe contrato de demanda no horário de ponta, ou seja, prevê-se que a unidade estará inativa, desligada ou utilizando outras fontes de energia no horário de ponta.

Ainda de acordo com tal resolução normativa, caso seja registrado algum consumo para o horário de ponta, será cobrado uma tarifa de aproximadamente dez vezes a tarifa do horário fora de ponta. Ressalta-se, por fim, que tanto os contratos das tarifas azul quanto das tarifas verde podem ser alterados com um prazo mínimo de 90 dias.

3.4. Medidas de gerenciamento energético no horário de ponta

Uma vez que a energia em horário de ponta é mais cara do que em horários fora da ponta, faz-se necessária a utilização de métodos de gerenciamento energético durante esses períodos. Conforme a Nota técnica DEA 01/15 da EPE, as principais medidas de gerenciamento energético utilizadas por consumidores no horário de ponta são o gerenciamento de carga, a eficiência energética (que reduz a curva de carga) e a geração de energia no horário de ponta (que pode reduzir ou substituir a compra de energia da rede durante o horário de ponta).

A medida de geração distribuída é uma decisão tomada pelo próprio consumidor final, visando a redução dos custos com energia elétrica, sendo apenas motivados a aplicar tal medida aqueles nos quais se aplicam as tarifas horossazonais. Portanto, os consumidores aptos ao investimento em geração na ponta são aqueles tarifados na tarifa horossazonal “verde”, ou seja, os que não possuem contrato de demanda no horário de ponta. Entretanto, os consumidores tarifados na tarifa horossazonal azul também podem utilizar essa medida, porém é observado que, quando há opção de investimento em um sistema de geração distribuída, esses consumidores migram para a tarifação horossazonal verde, uma vez que o custo da contratação de demanda na ponta é bastante superior ao custo de contratação de demanda fora de ponta.

Atualmente o principal combustível para a geração de energia no horário de ponta é o óleo diesel (Nota técnica DEA 01/15 da EPE). A viabilidade do emprego do diesel para geração de energia elétrica em baixa potência varia de acordo com a região onde se situa o consumidor, pois tal viabilidade é função tanto da tarifa de energia elétrica quanto do próprio preço do diesel. O gás natural apresenta, em geral, um preço elevado e uma oferta restrita em várias regiões do país. Mesmo em algumas regiões que dispõem desta fonte de energia, a malha de distribuição, muitas das vezes, é restrita. Além disso, o custo de implantação da infraestrutura necessária é incorporado ao projeto de geração, o que muitas das vezes o inviabiliza. Já o uso de óleo combustível é inviável para um emprego restrito às três horas diárias, na medida em que exige caldeira, turbina a vapor e gerador elétrico. Em geral, tal solução se destina a acionamentos por longos períodos, mesmo sendo seu preço inferior ao do diesel.

A utilização de um sistema de geração distribuída se apresenta como uma alternativa provavelmente viável, uma vez que traz vantagens como: a redução da fatura de energia à medida que se aumenta sua viabilidade; controle dos fatores de custo de energia elétrica, sendo que a tarifa na ponta é três vezes mais cara do que fora de ponta e a tarifa de ultrapassagem é nove vezes mais cara do que a de fora de ponta; e proporciona segurança energética, já que este sistema é utilizado durante o período de maior carga da distribuidora.

Como a viabilização do emprego da geração distribuída a diesel varia de acordo com a região onde se situa o consumidor, uma vez que é dependente tanto da tarifa de energia elétrica quanto do preço do diesel, faz-se necessário realizar estudos de caso para analisar a rentabilidade econômica na implantação de geração distribuída a diesel em instituições situadas na região norte do Estado do Espírito Santo.

A partir da fundamentação teórica apresentada, o presente trabalho avalia a viabilidade econômica da inserção de geradores a diesel em autarquias públicas, denominadas autarquia A e autarquia B, localizadas na cidade de São Mateus (ES).

4. Resultados e discussões

4.1. Estudo de caso na autarquia A (modalidade horossazonal verde)

A partir das faturas de energia elétrica, referentes ao segundo semestre de 2017, da Autarquia A fornecidas pela concessionária de energia que opera na região onde se localiza tal autarquia, isto é, na região norte do Espírito Santo, mais especificamente no município de São Mateus - ES, foram extraídos os dados considerados pertinentes para os objetivos deste trabalho referentes ao consumo elétrico na autarquia A. Tais dados estão dispostos na Tabela 2.

Tabela 2

Dados extraídos da fatura de energia elétrica da Autarquia A

Descrição do Dado Extraído	Valor do Dado Extraído
Consumo no horário de ponta	3.956,22 kWh
Consumo no horário fora de ponta	30.166,84 kWh
Valor do kWh na ponta	R\$ 1,42647/kWh
Valor do kWh fora de ponta	R\$ 0,31785/kWh
Custo mensal no horário de ponta	R\$ 5.643,59
Custo mensal no horário fora de ponta	R\$ 9.588,53
Demanda máxima no horário de ponta	110,04 kW
Demanda máxima no horário fora de ponta	194,40 kW
Demanda contratada	150 kW

Fonte: Dados da pesquisa, 2018.

Considerando a demanda máxima da Autarquia A de aproximadamente 194 kW (vide Tabela 2), conclui-se que um gerador a diesel de 200/180 kW (isto é, potência máxima de 200kW e mínima de 180kW) é capaz de atender tal demanda. Na Tabela 3, constam os dados referentes a aquisição, instalação e manutenção de um gerador de 200/180 kW e com tensão nominal de 220 V.

Considere a equação

$$C_{diesel}^{eletrico} = C_{eletrico} * q_{diesel} * C_{diesel} \quad (3)$$

onde $C_{diesel}^{eletrico}$ é o custo médio mensal do óleo diesel necessário para atender uma demanda de consumo de energia elétrica em R\$/mês, $C_{eletrico}$ é o custo médio mensal da energia elétrica consumida pela Autarquia A no horário de ponta em kWh (Tabela 2), q_{diesel} é a taxa de diesel consumida pelo gerador a diesel considerado em litro/kWh (Tabela 3) e C_{diesel} é o custo de um litro de diesel.

Considerando a equação (3), os dados necessários extraídos das Tabelas 2 e 3, e o preço médio comercializado na região de estudo de um litro de diesel nos cinco últimos anos, isto é R\$ 2,65/litro, conclui-se que o gasto médio mensal com óleo diesel para atender o consumo elétrico médio mensal da Autarquia A no horário de ponta é de R\$ 2.096,80. Cabe ressaltar que o valor médio do custo mensal com óleo diesel em um horizonte de cinco anos foi uma decisão empírica, tomada a fim de conferir um cenário menos susceptível a variações bruscas no preço de mercado as quais o referido combustível está sujeito.

Tabela 3

Dados referentes a um gerador de 200/180 kW e tensão nominal de 220 V.

Sistema de Geração a Diesel	Valor
Gerador automático de 200/180 kW	R\$ 74.000
Kit atenuador de ruído	R\$ 8.500
Frete	R\$ 4.000
Startup (entrega técnica)	R\$ 2.000
Quadro de transmissão	R\$ 20.000
Abrigo de alvenaria	R\$ 10.000
Cabos para ligar na rede	R\$ 5.000
Manutenção preventiva	R\$ 5.000/ano
Consumo de diesel	0,2 litro/kWh
Vida útil	15 anos

Fonte: Dados da pesquisa, 2018.

Considerando, portanto, que o consumo médio mensal com diesel para atender o consumo elétrico médio mensal no horário de ponta é de R\$ 2.096,80, enquanto que o valor

médio mensal da energia elétrica para atender a mesma demanda de consumo no horário de ponta é de R\$ 5.643,59, conclui-se que a Autarquia A teria uma economia média mensal de R\$ 3.546,79 (ou R\$ 42.561,48 anuais) ao utilizar o gerador a diesel em detrimento da energia elétrica vendida pela concessionária, o que representaria uma economia em média de 63% do valor médio mensal de energia no horário de ponta.

Considerando o investimento inicial de R\$ 103.500,00 para adquirir o gerador a diesel, com uma despesa anual de manutenção preventiva de R\$ 5.000,00 (vide Tabela 3), é possível montar o fluxo de caixa do empreendimento para um horizonte de 15 anos (que é o tempo de vida útil do gerador estipulado pelo fabricante, conforme apresentado na Tabela 3), como mostrado na Figura 2.

Como o investimento inicial é de R\$ 103.500,00 e a receita anual é R\$ 37.561,48, o *payback* simples estabelece um horizonte de 2,75 anos para que o empreendimento destinado à Autarquia A se pague. No entanto, vale ressaltar que este critério não leva em consideração os juros, estando, portanto, muito distante da realidade. Logo, para uma análise mais realista, adota-se uma taxa de juros de 12% ao ano, compatível com a média anual dos últimos três anos. Tal taxa de juros é, portanto, a taxa mínima de atratividade (i_M), ou seja, é o custo de oportunidade do capital a investir no empreendimento. Com a adoção da taxa de juros, o VPL do empreendimento no horizonte de 15 anos, dado pela Equação (2), é de R\$ 152.326,15.

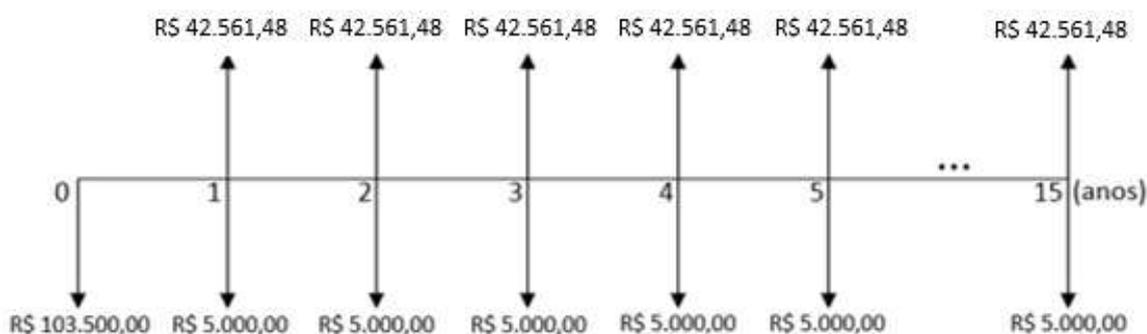


Figura 2

Fluxo de caixa da implantação de um gerador a diesel de 200/180 kW e 220V.

Fonte: Dados da pesquisa, 2018.

Sob a ótica do critério do valor presente líquido, a implantação de um gerador a diesel para suprir a demanda de consumo de energia elétrica da Autarquia A é viável, uma vez que o VPL encontrado é maior do que zero. Ainda de acordo com o critério do VPL, pode-se afirmar que a partir do quarto ano de implantação do gerador a diesel já se teria todo o retorno do investimento feito, inclusive com um lucro líquido de R\$ 10.587,34.

Logo, através do VPL é possível observar que quando é considerada a taxa de juros, o projeto se paga em torno de 4 anos e não com 2,9 anos como foi mostrado anteriormente através do *payback* simples.

Ao determinar a TIR desse projeto para o mesmo horizonte de 15 anos, encontra-se o valor de 36% (Equação (2) com VPL igual a zero). Como a TIR é superior à taxa mínima de atratividade (i_M) considerada de 12%, conclui-se por tal critério que o emprego de um gerador a diesel de 200/180 kW e 220V para fornecimento da energia elétrica demandada pela Autarquia A durante o horário de ponta é economicamente rentável, o que permite concluir mais uma vez que tal empreendimento é, do ponto de vista econômico, viável.

4.2. Estudo de caso na autarquia B (modalidade horossazonal verde)

Ao analisar as faturas de energia elétrica referentes ao segundo semestre de 2017, fornecidas pela concessionária de energia, foram obtidos os valores apresentados na Tabela 4.

Tabela 4

Dados da fatura elétrica da autarquia B.

Descrição do Dado Extraído	Valor do Dado Extraído
Consumo no horário de ponta	7251,00 kWh
Consumo no horário fora de ponta	88687,00 kWh
Valor do kWh na ponta	R\$ 1,449/kWh
Valor do kWh fora de ponta	R\$ 0,345/kWh
Custo mensal no horário de ponta	R\$ 10526,50
Custo mensal no horário fora de ponta	R\$ 30712,60
Demanda máxima no horário de ponta	181,6 kW
Demanda máxima no horário fora de ponta	209,4 kW
Demanda contratada	230 kW

Fonte: Dados da pesquisa, 2018.

Além dos dados apresentados na Tabela 4, outra característica importante desta autarquia é que, ao contrário da Autarquia A, a Autarquia B já conta com um sistema de geração distribuída instalado baseado em gerador a diesel, com capacidade de 500/456kW. Observa-se que, com uma demanda da Autarquia B de 181,6 kW no horário de ponta (Tabela 4), portanto muito inferior do que a capacidade mínima de potência do gerador a diesel instalado, conclui-se que o sistema de geração adicional está atualmente superdimensionado, o que é justificado pelos técnicos do setor competente da autarquia em questão como uma sobra intencional para atender a uma previsão de expansão de demanda de energia elétrica em horário de ponta.

Tabela 5

Custos de aquisição, instalação e manutenção do Gerador de 500/456 kW, 220/127 V, automático, trifásico, 60Hz.

Sistema de Geração a Diesel	Valor
Gerador automático de 500/456kW	R\$ 153.000
Kit atenuador de ruído	R\$ 8.500
Frete	R\$ 4.000
Startup (entrega técnica)	R\$ 2.000
Quadro de transmissão	R\$ 30.000
Abrigo de alvenaria	R\$ 10.000
Cabos para ligar na rede	R\$ 5.000
Manutenção preventiva	R\$ 5.000/ano
Consumo de diesel teórico	0,2 litro/kWh
Consumo de diesel real	0,33 litro/kWh
Vida útil	15 anos

Fonte: Dados da pesquisa, 2018.

Considerando a equação (3), os dados necessários extraídos das Tabelas 4 e 5, e o preço médio de um litro de diesel nos cinco últimos anos de R\$ 2,65/litro, conclui-se que o gasto médio mensal com óleo diesel para atender o consumo elétrico médio mensal da Autarquia B no horário de ponta é de R\$ 3.843,03. Cabe ressaltar que o valor médio do custo mensal com óleo diesel em um horizonte de cinco anos foi uma decisão empírica, tomada a fim de conferir um cenário menos susceptível a variações bruscas no preço de mercado as quais o referido combustível está sujeito. Segundo informações obtidas através de entrevistas com o setor de manutenção e operação da Autarquia B, na prática, o gerador tem consumido cerca de 40 litros por hora de operação, o que resulta em um consumo real de 0,33litro/kWh (vide Tabela 5) e um custo mensal com óleo diesel de R\$ 6.341,00. Em face da divergência de dados, considera-se o pior cenário, onde o custo com o combustível é maior.

Como o consumo médio mensal com diesel para atender o consumo médio mensal com energia elétrica no horário de ponta é de R\$ 6.341,00 e o valor médio mensal de energia no horário de ponta é de R\$ 10.526,50, a Autarquia B obteve uma economia média mensal de R\$ 4.185,50 ao utilizar o gerador a diesel na geração distribuída, o que representa uma economia em média de 40% do valor médio mensal de energia no horário de ponta.

Ao final de um ano, tal sistema tem proporcionado uma economia média de R\$ 50.226,00. Porém, o investimento inicial para adquirir e instalar o gerador foi de R\$ 217.500,00 e os custos anuais com despesa de manutenção preventiva são em torno de R\$ 5.000,00 (Tabela 5), sendo este um valor sugerido como previsão pelo fabricante do gerador. Logo, o fluxo de caixa desse sistema para 15 anos (que é a vida útil do gerador) é representado pela Figura 3.

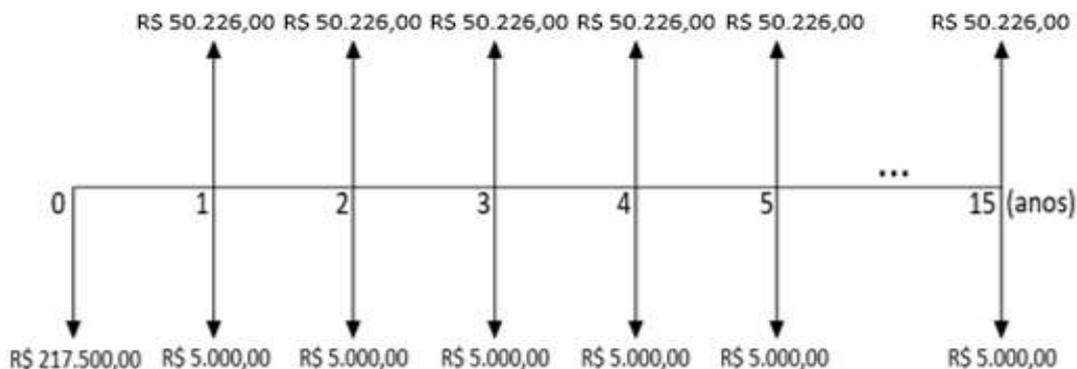


Figura 3

Fluxo de caixa do sistema de geração a diesel implementado.

Fonte: Dados da pesquisa, 2018.

Como o investimento inicial é de R\$ 217.500,00 e a receita anual é R\$ 45.226,00, o valor do *payback*, calculado a partir da Equação (1), é de 4,8 anos. Sendo este o tempo para se recuperar o capital investido no empreendimento (neste caso, já implementado), sem considerar os juros.

Para uma avaliação financeira mais realista, adota-se uma taxa de juros de 12% ao ano, compatível com a média anual dos últimos três anos. Tal taxa de juros é, portanto, a taxa mínima de atratividade (i_M), ou seja, é o custo de oportunidade do capital a investir no empreendimento. Com a adoção da taxa de juros, o VPL do empreendimento no horizonte de 15 anos, dado pela Equação (2), é de R\$ 90.528,16.

Logo, sob o ponto de vista econômico, o investimento na implantação de um gerador a diesel feito pela Autarquia B foi viável, uma vez que o VPL encontrado é maior do que zero. Ainda de acordo com o critério do VPL pode-se afirmar que, em condições normais de operação e manutenção, a partir do oitavo ano de funcionamento do gerador a diesel a Autarquia B terá o retorno total dos investimentos de instalação e manutenção feitos, inclusive com uma previsão de lucro líquido de R\$ 7.166,48. Portanto, através do critério do VPL, é possível observar que, quando são consideradas as taxas de juros, aumenta-se consideravelmente o tempo de retorno do investimento, isto é, o retorno passa a acontecer em 8 anos em vez dos 4,8 anos obtidos com a análise via *payback* simples.

A TIR desse projeto para um período de 15 anos é de 19% – aplicação da Equação (2) para um VPL nulo. Como a TIR é superior à taxa mínima de atratividade (i_M), que é de 12%, conclui-se, também por este critério, que o sistema de geração a diesel implantado pela Autarquia B é economicamente viável.

5. Considerações finais

Como foi destacado neste artigo, existe um período do dia onde o sistema público de energia elétrica fica sobrecarregado. É o chamado horário de ponta, que, normalmente, consiste em 3 horas dos dias úteis, extraídas do período das 17 horas até às 22 horas. Como forma de amenizar esse problema, as concessionárias de energia têm adotado em tais períodos um preço de energia muito superior ao preço normalmente praticado.

No intuito de dirimir a dependência da energia elétrica entregue pelas concessionárias durante o horário de ponta, mostrou-se que o emprego de um sistema de geração distribuída baseado em óleo diesel pode ser uma solução economicamente viável para empresas e corporações, quando a demanda por energia elétrica no horário de ponta está compreendida aproximadamente entre uma e duas centenas de quiloWatts. Cabe ressaltar que se faz necessário realizar mais estudos para que se verifique tal viabilidade em outras faixas de demanda elétrica em horário de ponta.

É importante comentar ainda que no Brasil os impostos incidentes sobre a energia elétrica comercializada pelas distribuidoras de energia são consideráveis, embora não tenha sido incluído nas análises aqui apresentadas, o que reforça a conclusão sobre a viabilidade econômica aqui encontrada, uma vez que a inclusão de um sistema de geração a diesel atua no sentido de diminuir a necessidade de utilização da energia elétrica comercializada.

Além do viés econômico, a utilização de um sistema de geração distribuída, principalmente durante o horário de ponta, garante a segurança energética, uma vez que o sistema público de distribuição de energia está sujeito a flutuações e interrupções (programadas e não programadas). Portanto, com o emprego de um sistema de geração distribuída, a empresa pode garantir uma segurança energética para todo o seu processo; não sendo mais necessário o gerenciamento, deslocamento ou desligamento de algumas cargas devido ao alto custo da energia durante o horário de ponta, e possibilitando que a autarquia utilize a sua potência total.

Referências

- ANEEL, Agência nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 414/2010 (2018). *Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica*. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/ren-414>>. Acesso em: 07 jul 2018.
- Colmenar-Santos, A., Reino-Rio, C., Borge-Diez, D. and Collado-Fernández, E. (2016). *Distributed generation: A review of factors that can contribute most to achieve a scenario of DG units embedded in the new distribution networks*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 59, p. 1130-1148.

- Corria, M. E., Cobas, V. M. and Lora, E. S. (2016). *Perspectives of Stirling engines use for distributed generation in Brazil*. Energy Policy, v. 34, n. 18, p. 3402-3408.
- Holdermann, C., Kissel, J. and Beigel, J. (2014). *Distributed photovoltaic generation in Brazil: An economic viability analysis of small-scale photovoltaic systems in the residential and commercial sectors*. Energy Policy, v. 67, p. 612-617.
- Ismail, M. S., Moghavvemi, M. and Mahlia, T. M. I. (2013). *Techno-economic analysis of an optimized photovoltaic and diesel generator hybrid power system for remote houses in a tropical climate*. Energy conversion and management, v. 69 pp.163 -173.
- Jordehi, A. R. (2016). *Allocation of distributed generation units in electric power systems: A review*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 56, p. 893-905.
- Lapponi, J. C. and Lapponi, A. L. G. (2005). *Matemática Financeira: redesenho organizacional para o crescimento e desempenho máximos*. Rio de Janeiro: Elsevier.
- Manditereza, P. T. and Bansal, R. (2016). *Renewable distributed generation: The hidden challenges—A review from the protection perspective*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 58, p. 1457-1465.
- Masseroni, J. e Oliveira, C. M. (2012). *Utilização de grupos geradores diesel em horário de ponta*. Revista Modelos – FACOS/CNEC, v. 2, n. 2, p. 52-56.
- Nieto, A. (2016). *Optimizing prices for small-scale distributed generation resources: A review of principles and design elements*. The Electricity Journal, v. 29, n. 3, p. 31-41.
- ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico (2018), *Curva de carga horária*. Disponível em: <http://ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/curva_carga_horaria.aspx>. Acesso em: 07 jul 2018.
- Prakash, P. and Khatod, D. K. (2016). *Optimal sizing and siting techniques for distributed generation in distribution systems: A review*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 57, p. 111-130.
- Puccini, A. L. (2011). *Matemática financeira objetiva e aplicada*. 9ª edição. Saraiva.
- Silva, E. N. M., Rodrigues, A. B. and Da Silva, M. G. (2016). *Stochastic assessment of the impact of photovoltaic distributed generation on the power quality indices of distribution networks*. Electric Power Systems Research, v. 135, p. 59-67.