

ANÁLISE DA VIABILIDADE DE GERAÇÃO CONJUNTA EÓLICA/SOLAR EM MICROGRID CONECTADO À REDE

Luciana Sant'Ana Marques

Dep. Engenharia de Produção, Universidade Federal de Minas Gerais
Av. Antônio Carlos, 6627, Belo Horizonte, Brasil
lusantanamarques@gmail.com

Leonardo Pereira Santiago

Dep. Engenharia de Produção, Universidade Federal de Minas Gerais
Av. Antônio Carlos, 6627, Belo Horizonte, Brasil
lsantiago@ufmg.br

RESUMO

Este trabalho visa integrar os estudos de previsão do potencial de energia eólica e solar aos modelos de dimensionamento de sistemas híbridos conectados à rede. A literatura atual foca ou na previsão das variáveis que impactam o potencial eólico e solar ou no dimensionamento do sistema isolado de geração conjunta eólico-solar. Na primeira parte são ajustados modelos de regressão linear às séries de dados de velocidade do vento e de radiação solar. Os resultados são confrontados com as curvas de Weibull para série de vento e dia típico mensal para série de radiação, suposições comumente utilizadas. Com base nas curvas previstas e nos custos de geração, um modelo de otimização para design do sistema híbrido é proposto. Um estudo de caso para a cidade de Petrolina é feito a fim de analisar em quais situações é interessante usar ou somente geração eólica, ou somente geração solar, ou um mix ótimo.

PALAVRAS-CHAVE: Economia da Energia, Geração Conjunta Eólica/Solar, Microgrid.

Área principal: EN - PO na Área de Energia; MP - Modelos Probabilísticos.

ABSTRACT

In this paper we seek to integrate the analysis of wind and solar energy potential to specify hybrid microgrid systems. The current literature has either focused on predicting the variables that impact the energy generation through wind or solar systems, or focused on the economic assessment of flexible generation through wind and solar. In the first part of this paper, we use linear regression models to adjust the time series of wind and insolation. The results are confronted with the status quo assumptions: using the Weibull curves to capture the wind profile and a "typical" day for insolation. Considering the model for energy generation and the cost for generating, we developed an optimization model to design the hybrid system. We illustrate our model with a case study of the city of Petrolina so that one can assess whether it is better to use wind energy, solar energy, or an optimal mix of both.

KEYWORDS: Energy Economics, Hybrid Wind/PV Systems, Microgrid.

Main area: EN - OR in Energy; MP - Probabilistic Models.

Nomenclatura

β_i	Parâmetros do modelo de regressão	G_t	Radiação global no tempo t
ϵ_t	Erro do modelo de regressão (gaussiano)	h_{kt}	Variável explicativa, vale 1 se t pertence à hora k, 0 se não
η_s	Eficiência do painel	$LCOE$	Custo médio da energia
\hat{y}_t	Variável estimada pelo modelo de regressão	LLP	Probabilidade de perda de carga
μ	Média da variável resposta do modelo de regressão	m_{it}	Variável explicativa, vale 1 se t pertence ao mês i, 0 se não
ρ	Densidade do ar	MAE	Erro absoluto médio
A_s^{max}	Área máxima disponível para instalação dos painéis	N_e^{max}	Quantidade máxima de turbinas
A_e	Área do rotor	N_e	Quantidade de turbinas eólicas
A_s	Área do painel	N_s	Quantidade de painéis fotovoltaicos
C_e^{cpt}	Custo de compra e instalação de uma turbina	Pd_t	Carga demandada em t
C_s^{cpt}	Custo de compra e instalação de um painel	Pe_t	Potência gerada pela turbina eólica em t
C_e^{mnt}	Custo de manutenção de uma turbina por kWh	Pg_t	Carga não atendida pela geração (requisitada ao Grid)
C_s^{mnt}	Custo de manutenção de um painel por kWh	Ps_t	Potência gerada pelo painel em t
C_{cpt}	Investimento necessário	Q_t	Preço da energia por kWh no tempo t
C_{grd}	Custo de compra de eletricidade do Grid	r	Taxa de desconto anual
C_{mnt}	Custo de manutenção total	$RMSE$	Erro raiz do quadrado médio
C_{tot}	Custo total do empreendimento	T	Horizonte de análise
$Cp_t(v_t)$	Capacidade da turbina em função da velocidade do vento em t	V	Ciclo de vida do sistema
d_{jt}	Variável explicativa, vale 1 se t pertence ao dia j, 0 se não	v_t	Velocidade do vento em t
$Excesso$	Quantidade de energia gerada acima da demandada	x_{it}	i variáveis explicativas do modelo de regressão
f_D	Porcentagem da demanda a ser atendida	y_t	Variável resposta do modelo de regressão

1 Introdução

A matriz energética mundial é composta, em sua grande maioria, por combustíveis fósseis (como carvão e petróleo) e o excessivo consumo das suas reservas está as levando ao esgotamento. Este problema é amplificado pelo desenvolvimento econômico-social das nações, que aumenta o consumo de energia mundial e, conseqüentemente, acelera a extinção das reservas. Além disso, o uso constante destas fontes não-renováveis de energia aqueceu desequilibradamente a atmosfera e trouxe graves

consequências ao meio ambiente. A extinção das reservas combinada com as preocupações ambientais faz surgir a necessidade por fontes de energia renováveis e limpas, que consigam acompanhar o crescimento da demanda energética (Zhou et al., 2010).

Vento e radiação solar são fontes de energia abundantes e inesgotáveis com grande potencial de geração. Contudo, elas são regidas por fenômenos naturais, ou seja, são incontornáveis, incertas e possuem uma variabilidade inerente. Sendo assim, a energia gerada a partir delas é intermitente, pouco previsível, não despachável e, em alguns casos, os momentos de maior geração de energia não coincidem com os picos de carga (por exemplo, os picos de consumo energético são noturnos, após às 18 horas, período em que se gera pouca ou nenhuma energia solar) (Zhou et al., 2010). Além disso, as tecnologias de conversão da velocidade do vento e da radiação solar em energia elétrica são recentes, estão em fase de estabelecimento no mercado e, por isso, possuem um custo unitário de geração mais caro do que as tecnologias convencionais (Alderfer et al., 2000).

No caso eólico, a maior barreira aos investimentos está relacionada à confiabilidade da geração, impactada pela variabilidade do vento (Callaway, 2010). A fim de reduzir as incertezas relacionadas à essa fonte, modelos estatísticos são amplamente utilizados para previsão de sua velocidade e cálculo do potencial eólico. A relação entre a velocidade do vento e a potência eólica não é linear, mas é estática e definida por leis físicas conhecidas (Pinson, 2013). Sendo assim, é comumente feito na literatura modelar o primeiro, ao invés do segundo, utilizando modelos de séries temporais, ou não paramétricos ou mesmo regressões lineares, e converter a série prevista em potência elétrica a partir de curvas de capacidade típicas - ou dependentes da tecnologia de geração analisada.

Com esse intuito, Brown et al. (1984) utiliza modelos auto regressivos para modelar a velocidade do vento e prever o potencial eólico. Callaway (2010) utiliza modelos auto regressivos de médias móveis considerando temperatura como variável preditora exógena. A partir das previsões, o estudo calcula a capacidade efetiva de transporte de carga (ELCC) para analisar o impacto de um projeto eólico na operação do sistema elétrico. Gontijo (2013) prevê o potencial eólico a partir de regressões lineares das séries de velocidade de vento, e considera o impacto da densidade do ar na geração.

No caso da energia solar, os dados de entrada utilizados para avaliar o potencial energético disponível são relativos à radiação solar incidente na superfície. A modelagem desses dados é feita via modelos físicos ou estatísticos. Os primeiros utilizam os dados atmosféricos na resolução da equação de transferência radiativa. Alguns métodos para resolver a equação empregam harmônicos esféricos, ordenadas discretas, técnica de Monte Carlo e diferenças finitas (Lenoble, 1985). No geral, esses modelos são aplicáveis em qualquer localidade, mas estão condicionados à confiabilidade das informações de entrada. Além disso, eles não captam variações devido às condições locais, sendo mais generalistas (Pereira et al., 2006; Ceconi et al., 2010).

Os modelos estatísticos utilizam métodos empíricos, baseados em dados de satélite ou medições da superfície. Estes são mais precisos, mas ficam restritos à região em análise (Pereira et al., 2006; Ceconi et al., 2010). Dentre as técnicas de previsão estatísticas, Guarnieri (2006) utiliza redes neurais artificiais e regressões lineares múltiplas, e Martín et al. (2010) compara os resultados de modelos auto regressivos, redes neurais e lógica difusa, ajustados à mesma série de radiação global.

Os sistemas híbridos, formados por diferentes tecnologias de geração distribuída, são normalmente mais confiáveis (Giraud e Salameh, 2001). Além disso, incorrem menores custos do que sistemas focados em uma única tecnologia, pois sistemas baseados em uma única fonte de energia podem ser sobredimensionados a fim de reduzir o impacto da variabilidade (Zhou et al., 2010). Sendo assim, diversos estudos fazem o dimensionamento ótimo de sistemas de geração conjunta com o objetivo de minimizar o custo de instalação e manutenção sujeito ao atendimento da demanda por energia.

Com foco na eletrificação de áreas isoladas, onde o custo de levar uma linha de transmissão

pode ser bastante alto, Kellogg et al. (1998) desenvolve um modelo interativo simples de design de um sistema fotovoltaico-eólico com armazenamento de energia em baterias. Este utiliza um dia típico de potência eólica e solar, calculado a partir de dados de velocidade do vento e radiação solar (coletados *on-site*), e uma curva de demanda típica de uma residência da região. Utilizando os mesmos dados, Geem (2012) propõe um modelo de otimização linear inteira para o problema e Askarzadeh (2013) determina o número de turbinas eólicas, painéis fotovoltaicos e baterias utilizando um novo algoritmo heurístico.

Considerando a natureza estocástica das fontes eólica e solar, e da demanda por energia, Ekren e Ekren (2010) ajusta distribuições de probabilidade para esses dados de entrada do modelo de dimensionamento do sistema híbrido isolado. A performance do design resultante é analisada via probabilidade de perda de carga (LLP) e cálculo da autonomia do sistema. Giraud and Salameh (2001) dimensiona o sistema híbrido, conectado à rede, mas com baterias, ajustando as séries de dados de velocidade do vento à curva de Weibull e as séries de radiação solar às curvas Beta, Weibull e Log-normal.

Na literatura os estudos focam ou na previsão das variáveis que impactam o potencial eólico e solar ou no dimensionamento do sistema isolado de geração conjunta eólico-solar, desconsiderando a variabilidade das fontes vento e radiação solar. Sendo assim, este trabalho visa contribuir no design ótimo de sistemas de geração conjunta conectados à rede que utilizem fontes eólica e solar. O diferencial será o tratamento estatístico da velocidade de vento e da radiação solar, fato que permite desenvolver uma análise da sensibilidade dos resultados às variáveis estocásticas de entrada. Com os resultados dos modelos preditivos de potência eólica e solar - gerados a partir das séries de vento e radiação, uma otimização linear inteira será feita para cálculo de quantas turbinas eólicas e painéis fotovoltaicos podem ser instalados em uma cidade para atendimento de uma demanda mínima ao longo do horizonte de análise do empreendimento.

Com esse objetivo, o restante desse artigo é organizado da seguinte forma: a seção 2 apresenta a metodologia utilizada, a seção 3 explica o estudo de caso feito para a cidade de Petrolina e apresenta os respectivos resultados, e a seção 4 faz a discussão final e identifica os trabalhos futuros.

2 Metodologia

Para modelar um sistema híbrido conectado à rede, como o ilustrado na figura 1, este trabalho propõe uma abordagem dividida em três etapas: i) análise estatística das séries de velocidade de vento e radiação solar a fim de buscar um modelo com os menores erros preditivos; ii) conversão dos dados previstos em potência eólica e solar; e iii) análise do mix ótimo de geração eólica e solar condicionado aos custos de implantação dos sistemas e à restrição de carga mínima.

2.1 Modelos de Previsão

Como foi dito, as variáveis velocidade do vento e radiação solar impactam a geração eólica e fotovoltaica e o desconhecimento do comportamento futuro delas pode levar ao sobredimensionamento (ou subdimensionamento) do sistema. Sendo assim, é importante prevê-las de forma confiável e analisar os limites máximos e mínimos para apoio na tomada de decisão. Com esse objetivo, a análise de regressão é uma técnica estatística que investiga e modela as variáveis considerando a relação delas com outros fatores (Montgomery et al., 1992). Ela permite estabelecer a conexão entre a variável de interesse e variáveis explicativas, analisar o comportamento daquela na média e também em casos extremos, assim como determinar os erros de previsão que o modelo está sujeito. A equação do modelo de regressão linear multivariado é descrita em (1). Os erros são assumidos como gaussianos a fim de possibilitar a estimação dos parâmetros.

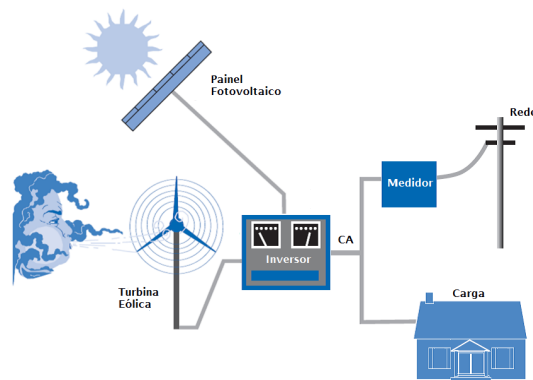


Figura 1: Sistema híbrido conectado à rede
Fonte: Adaptado de Zeng (2013)

$$y_t = \mu + \sum_{i=1}^n \beta_i x_{it} + \varepsilon_t \quad (1)$$

2.2 Conversão dos Dados em Potência

2.2.1 Velocidade do Vento

A conversão da série de velocidade do vento prevista em potência eólica depende da turbina escolhida para o projeto, pois o quanto da potência contida no vento será transformado em geração de energia elétrica depende de aspectos técnicos do equipamento. A equação (2) descreve a dinâmica de conversão.

$$P_{e_t} = \frac{1}{2} \times \rho \times A_e \times v_t^3 \times C_{p_t}(v_t) \quad (2)$$

2.2.2 Radiação Solar

A conversão da série de radiação global no plano inclinado em potência fotovoltaica depende do módulo escolhido para o projeto, pois o quanto da potência contida nos raios solares será transformado em geração de energia elétrica depende de aspectos técnicos do equipamento. A equação (3) descreve a dinâmica de conversão.

$$P_{s_t} = \eta_s \times G_t \times A_s \quad (3)$$

2.3 Dimensionamento Ótimo

O objetivo do dimensionamento ótimo do sistema híbrido proposto é minimizar o custo total anual de compra, instalação e manutenção dos painéis solares e das turbinas eólicas via equação (4).

$$\min C_{tot} = C_{cpt} + C_{mnt} + C_{grd} \quad (4)$$

O investimento necessário depende da quantidade de turbinas eólicas e painéis fotovoltaicos do sistema e do custo unitário de compra e instalação deles. Além disso, esse custo ocorre no início do ciclo de vida do sistema e é feito apenas uma vez. Para esta análise, optamos por converter esse valor em custo de capital anual. O custo de capital anual do sistema em função da quantidade de painéis e turbinas e do custo unitário é descrito pela equação (5).

$$C_{cpt} = \frac{r(1+r)^V}{(1+r)^V - 1} [N_s \times C_s^{cpt} + N_e \times C_e^{cpt}] \quad (5)$$

O custo total de manutenção do sistema é dado pela equação (6). Ele depende do custo de manutenção de cada tipo de tecnologia (que é dado por kWh) e conseqüentemente da potência gerada pelo sistema ao longo do ano, calculada pelas equações (2) e (3) vezes o número de turbinas e painéis instalados e vezes o intervalo de tempo.

$$C_{mnt} = C_s^{mnt} \times \sum_{t=1}^T (N_s \cdot P_{s_t} \cdot \Delta t) + C_e^{mnt} \times \sum_{t=1}^T (N_e \cdot P_{e_t} \cdot \Delta t) \quad (6)$$

Considera-se o custo de compra de eletricidade do Grid (C_{grd}) para os horários em que não há geração por nenhuma das fontes. Esse fator entra no modelo somente para torná-lo viável em qualquer situação. Para tal, é escolhido um valor de custo infinito, de forma que o modelo de dimensionamento só recorra ao Grid quando não for possível atender a demanda usando o sistema híbrido. A equação desse custo é descrita por (7).

$$C_{grd} = \sum_{t=1}^T P_{g_t} \cdot \Delta t \cdot Q_t \quad (7)$$

A resolução da função objetivo descrita pelas equações (4)-(7) está sujeita à restrição de demanda. O sistema dimensionado deve atender a uma carga mínima demandada ao longo do horizonte de análise do empreendimento. A equação (8) descreve essa dinâmica.

$$N_s \cdot P_{s_t} \cdot \Delta t + N_e \cdot P_{e_t} \cdot \Delta t + P_{g_t} \cdot \Delta t \geq f_D \cdot P_{d_t} \cdot \Delta t \quad \forall t = 1 \dots T \quad (8)$$

Além dessa restrição, o sistema a ser dimensionado está sujeito à limitação da quantidade máxima de painéis solares e turbinas eólicas a serem instalados. A primeira restrição, descrita pela equação (9) depende da área disponível (tetos das casas) para instalação dos painéis. A segunda, descrita pela equação (10), dos locais permitidos para colocação das turbinas na cidade. O número de painéis e turbinas deve ser positivo e inteiro.

$$N_s \in \mathbb{Z}, N_s \geq 0, N_s \leq \frac{A_s^{max}}{A_s} \quad (9)$$

$$N_e \in \mathbb{Z}, N_e \geq 0, N_e \leq N_e^{max} \quad (10)$$

Vale ressaltar que o modelo de dimensionamento proposto considera a estocasticidade das fontes eólica e solar ao usar o valor esperado, a cada instante de tempo, das regressões lineares de velocidade do vento e radiação solar propostas na seção 2.1. Este valor entra nas equações (2) e (3) para calcular a energia gerada pelas turbinas e painéis que serão usados no sistema. Isso impacta diretamente na escolha da quantidade de turbinas e painéis para atendimento da demanda de energia ao longo do horizonte de tempo - equação (8), e conseqüentemente, no custo do sistema, que varia com o número de turbinas e de painéis, e com a quantidade de energia comprada do Grid - equações (4) a (7).

A modelagem também permite fazer análises de cenários limites de geração, mais improváveis, porém mais impactantes. Ao utilizar o intervalo de confiança das regressões lineares no cálculo da potência gerada pelas tecnologias e, por meio disso, no dimensionamento do sistema híbrido, os resultados permitem avaliar como seria o sistema em situações otimistas, com muitos ventos e alta

intensidade de radiação, mais prováveis, com o valor esperado das séries, e pessimistas, com poucos ventos e radiação. Essa análise auxilia na tomada de decisão de investimento e na elaboração de planos de contingências para lidar com os riscos proporcionados pela variabilidade das fontes.

3 Estudo de Caso

3.1 Seleção das Séries de Dados

Os dados a serem utilizados nessa análise serão provenientes do Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais (SONDA), um projeto do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) que objetiva levantar e melhorar a base de dados dos recursos de energia solar e eólica no Brasil (SONDA, 2013). O projeto fornece informações sobre velocidade e direção do vento (a 25 e 50 m), radiação solar e outras componentes meteorológicas em diversas localidades no Brasil.

Além de fornecer as medições, o projeto possui um algoritmo de validação dos dados, indicando aqueles que não passaram nas etapas dos testes. Isso é importante para determinação de quais valores participarão das séries temporais. Observando-se os gráficos da validação dos dados e a quantidade de valores inexistentes/perdidos, escolheu-se a estação anemométrica/solarimétrica de Petrolina (PE). A cidade pertence à mesorregião do São Francisco, possuindo um clima semiárido favorável à geração fotovoltaica e ventos significativos ao longo do ano. As séries de radiação solar e velocidade de vento do ano de 2010 são as mais completas e foram selecionadas para análise. A eólica possui 52.560 valores e a solar 525.600, que foram agregados em médias horárias, resultando em séries de tamanho 8.760. Além disso, outros anos foram identificados para validação do modelo estatístico. O resumo das séries é apresentado na tabela 1.

Tabela 1: Resumo das séries

	ws_25 m (m/s)	glo_avg (W/m^2)
Qnt	52.560	525.600
Mínimo	0,00	-3,22
Mediana	3,60	12,08
Média	3,70	22,60
Máximo	8,55	1.043,00

3.2 Análise dos Dados Históricos

Com base em uma análise exploratória das séries de dados, modelos de regressão linear múltipla foram ajustados e seus resultados foram testados. O objetivo era buscar aquele com os menores erros preditivos.

A figura 2(a) apresenta a evolução da série de vento a 25 m ao longo do ano de 2010. Foi percebido que as variáveis que explicam o regime de ventos da cidade são: hora, mês, dia, interações mês-dia e mês-hora. As duas últimas captam o impacto do dia e da hora em meses diferentes. A equação deste modelo é apresentada em (11).

$$v_t = \mu + \sum_{i=1}^{12} \beta_i m_{it} + \sum_{j=1}^{31} \beta_j d_{jt} + \sum_{k=0}^{23} \beta_k h_{kt} + \sum_{i=1}^{12} \sum_{j=1}^{31} \beta_{ij} (m_{it} : d_{jt}) + \sum_{i=1}^{12} \sum_{k=0}^{23} \beta_{ik} (m_{it} : h_{kt}) + \varepsilon_t \quad (11)$$

A figura 2(b) apresenta o intervalo de valores da série de radiação solar ao longo do dia. Para o caso solar, a hora é a variável mais explicativa da radiação, fator de senso comum que foi comprovado pela análise exploratória. Foi identificado também que o mês é uma variável explicativa relevante, mas em menor grau. Para obter o melhor ajuste, foi utilizado um modelo generalizado aditivo para a variável hora (*spline* $s(h_{kt})$). A equação deste modelo é apresentada em (12).

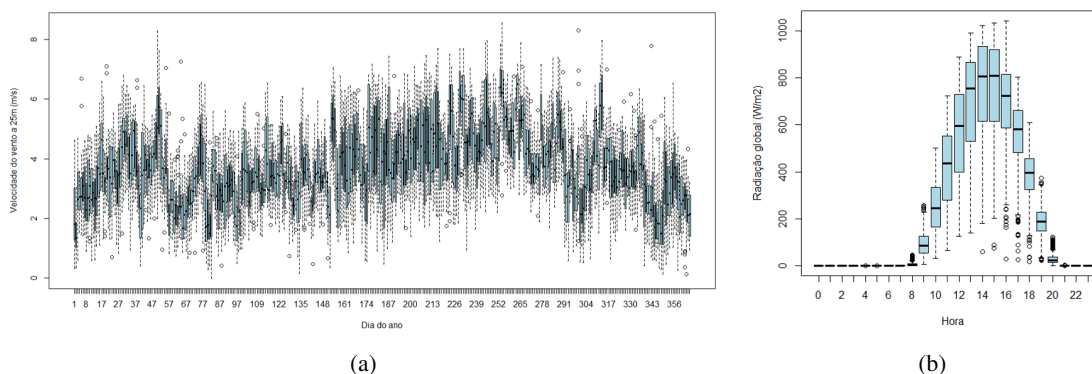


Figura 2: Evolução das séries - (a) de vento ao longo de 2010, e (b) de radiação solar ao longo dos dias de 2010

$$G_t = \mu + \sum_{k=0}^{23} \beta_k s(h_{kt}) + \sum_{i=1}^{12} \beta_i m_{it} + \varepsilon_t \quad (12)$$

Para analisar a qualidade dos modelos de previsão e validar o melhor modelo de regressão para cada variável foi usada a metodologia de erros preditivos, comparativamente aos de modelos-base. Para a velocidade do vento, a curva de Weibull com fator de forma de 2,9243 e fator de escala de 4,1458 foi o modelo-base. Para a radiação solar, o modelo-base foi o dia típico mensal.

No cálculo dos erros preditivos, dois métodos foram aplicados: erro raiz do quadrado médio (RMSE), calculado pela equação (13), e erro absoluto médio (MAE), calculado pela equação (14). O RMSE é uma medida da magnitude média dos erros do modelo, possuindo a vantagem de ser medido na mesma unidade dos dados em análise. O MAE é análogo ao RMSE em magnitude e unidade, mas apresenta valores menores de erro. Foram selecionadas as séries de vento a 25 m e de radiação global dos anos de 2007, 2008 e 2009 para validação.

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{t=1}^T (\hat{y}_t - y_t)^2}{T}} \quad (13)$$

$$MAE = \frac{\sum_{t=1}^T |\hat{y}_t - y_t|}{T} \quad (14)$$

Os resultados são mostrados na tabela 2. O modelo de regressão eólica obteve erros RMSE e MAE menores em todos os anos de validação, incluindo o ano de previsão (2010), comparativamente ao ajuste da série à curva de Weibull. Mesmo sendo comumente utilizada em projetos de dimensionamento de usinas eólicas (p. ex. Giraud e Salameh (2001)), a modelagem dos dados de velocidade de vento por meio da curva de Weibull apresentou erros de até 1 m/s a mais do que o modelo proposto neste artigo. Erros dessa grandeza podem representar uma sobrestimação (ou subestimação) de potência gerada de até 1 kW, no caso da turbina escolhida para o trabalho. É um erro significativo, pois constitui 20% da potência nominal desta turbina. Isso ocorre porque a potência é função do cubo da velocidade do vento - vide equação (2). Sendo assim, foi usado o resultado do modelo de Regressão Eólica.

No caso da previsão da radiação solar, em todos os anos de validação e no ano de previsão, os erros RMSE e MAE do modelo-base (dia típico mensal) foram menores. A ordem de grandeza desses erros foi de até 13 W/m² menor do que os erros do modelo de regressão solar proposto. Em termos de potência gerada, para o painel considerado no estudo de caso, ele representa um erro de até 3 W, ou seja, 1,2 % da potência nominal do painel. A diferença dos erros não é muito significativa, mas por

questões de acurácia, foi usado o resultado do Dia Típico de cada mês.

Tabela 2: Erros preditivos da velocidade do vento a 25 m e da radiação global

	Velocidade do Vento a 25 m (em m/s)				Radiação Solar (em W/m^2)			
	Weibull		Regressão Eólica		Dia Típico Mensal		Regressão Solar	
	RMSE	MAE	RMSE	MAE	RMSE	MAE	RMSE	MAE
2007	2,00	1,59	1,45	1,14	118,10	61,23	118,96	69,63
2008	1,99	1,60	1,34	1,05	97,34	50,81	101,90	61,98
2009	3,07	1,63	2,79	1,19	102,34	53,71	106,29	64,14
2010	1,92	1,54	0,81	0,62	92,43	47,55	101,63	60,30

3.3 Parâmetros Financeiros

Foi escolhido o bairro Loteamento Recife, em Petrolina, para ajuste do modelo de otimização. A partir de uma imagem de satélite, estimou-se que o bairro possui aproximadamente 800 casas, com um tamanho médio de telhado de $60 m^2$. Sendo assim, a área disponível para colocação de painéis solares é de $48.000 m^2$. Considerando-se a área do painel igual a $1,65 m^2$, a quantidade máxima de painéis a serem colocados é 29.172. Além disso, estimou-se que a área verde próxima ao bairro possui $400.000 m^2$. Considerando-se que uma turbina de pequeno porte precisa de um espaço de um acre, a quantidade máxima de turbinas a serem instaladas é 100.

Foi escolhida uma turbina da Bergey, de 5 kW de potência nominal. A área do rotor é de $30,2 m^2$, a velocidade de cut-in é de 2,5 m/s e a velocidade nominal, de 11 m/s. Ela não possui velocidade de cut-out. O preço da turbina é R\$ 50.000,00, com custo de instalação igual a 100% do preço e de manutenção igual a R\$ 0,05/kWh. O painel escolhido foi da Kyocera de 245 W de potência nominal. Sua eficiência é de 14,8%. O preço do painel é R\$ 1.180,00, com custo de instalação também igual a 100% do preço e de manutenção igual a R\$ 0,01/kWh.

Usando as informações da curva de capacidade fornecida pelo fornecedor da turbina, o valor esperado da regressão eólica para a velocidade do vento e a equação (2), as curvas de potência usadas no dimensionamento ótimo do sistema são apresentadas na figura 3(a). No caso dos painéis, usando a eficiência calculada pelo fornecedor, o dia típico de cada mês de radiação solar e a equação (3), as curvas de potência usadas são apresentadas na figura 3(b). Além disso, foi utilizada uma curva de carga típica de uma casa, fornecida por Geem (2012). Esta é apresentada na figura 4.

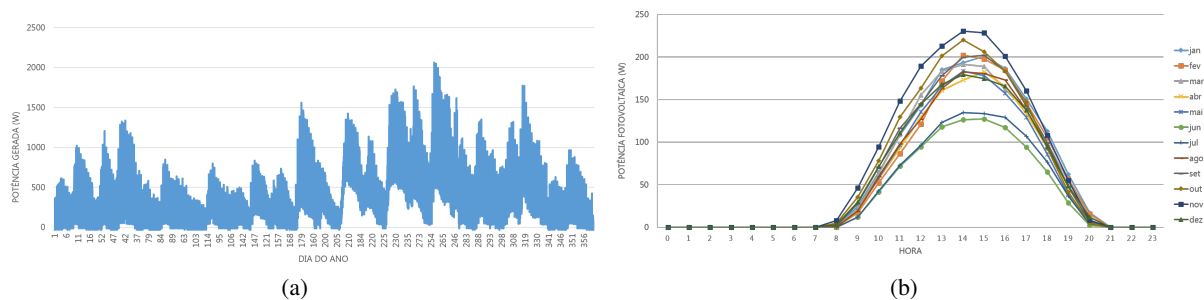


Figura 3: Potência gerada - (a) pela turbina, e (b) pelo painel solar

3.4 Resultados

Utilizando as informações apresentadas na seção anterior, o dimensionamento ótimo do sistema foi realizado para dois casos de restrições: atendimento obrigatório de 100% da carga das 800 casas analisadas em todos os tempos e atendimento de 25% da carga das casas. Os indicadores calculados para avaliar os resultados foram a probabilidade de perda de carga (loss-of-load probability -

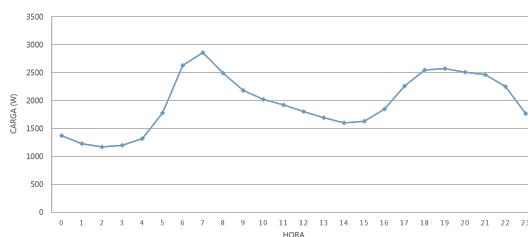


Figura 4: Curva da carga a ser atendida

LLP), via equação (15), o custo médio da energia (levelized cost of energy - LCOE), via equação (16), e o excesso de energia gerado ao longo do tempo, via equação (17). Os resultados são apresentados na tabela 3.

$$LLP = \frac{\sum_{t=1}^T P_{g_t} \cdot \Delta t}{\sum_{t=1}^T f_D \cdot P_{d_t} \cdot \Delta t} \quad (15)$$

$$LCOE = \frac{C_{cpt} + C_{mnt}}{\sum_{t=1}^T (N_s \cdot P_{s_t} \cdot \Delta t + N_e \cdot P_{e_t} \cdot \Delta t)} \quad (16)$$

$$Excesso = \sum_{t=1}^T \max(0, N_e \cdot P_{e_t} \cdot \Delta t + N_s \cdot P_{s_t} \cdot \Delta t - f_D \cdot P_{d_t}) \quad (17)$$

Tabela 3: Resultados do dimensionamento ótimo - modelo completo

	Atender 100% da demanda			Atender 25% da demanda		
	Híbrido	Fotovoltaico	Eólico	Híbrido	Fotovoltaico	Eólico
Ne	100	-	100	100	-	100
Ns	29.172	29.172	-	29.172	29.172	-
LLP (%)	55,9	57,3	97,8	45,5	50,4	91,2
LCOE (R\$/kWh)	0,62	0,55	3,67	0,62	0,55	3,67
Excesso (MWh)	8.244,6	8.135,5	0,0	12.437,2	12.299,7	0,0

Comparativamente aos sistemas isolados (utilizando somente a tecnologia fotovoltaica ou somente a tecnologia eólica), é possível perceber que o modelo híbrido aumenta a confiabilidade do sistema. Além disso, o custo do sistema dimensionado é razoável relativamente a algumas tarifas de energia de concessionárias como a CEMIG (R\$ 0,54/kWh) e um pouco maior do que o da CELPE (R\$ 0,42/kWh). Contudo esse indicador mostra que o sistema fotovoltaico sozinho é mais interessante e atinge a paridade no caso dos consumidores residenciais de Minas Gerais. Os resultados, no geral, mostraram que a premissa utilizada de atendimento da demanda em todos os momentos sobredimensiona o sistema, gerando excessos de energia da ordem de 8 a 12 mil MWh no ano. Sendo assim, adaptações seriam necessárias.

A fim de analisar somente a confiabilidade do sistema, as restrições de tamanho foram eliminadas, para o caso de atendimento de 100% da demanda. Os resultados são mostrados na tabela 4. O sistema híbrido possui LLP 86,7% menor do que o sistema fotovoltaico (que só atende a carga diurna) e 57,3% menor do que o sistema eólico. Isso significa que 94,4% da carga demandada pelo bairro é atendida pelo sistema híbrido durante o horizonte de análise, ao mesmo tempo que apenas 57,8% da carga total é atendida no caso solar e 86,9% da carga no caso eólico (com um custo 6,5 vezes maior). Sendo assim ele é mais confiável, pois o risco de não atendimento da demanda é reduzido pela "soma" das fontes de energia: enquanto uma tecnologia não gera, a outra pode compensar.

Tabela 4: Resultados do dimensionamento ótimo - sem restrição de tamanho do sistema

	Híbrido	Fotovoltaico	Eólico
Ne	42.811	-	43.947
Ns	49.848.512	291.725.923	-
LLP (%)	5,6	42,2	13,1
LCOE (R\$/kWh)	0,57	0,55	3,67

4 Discussão Final

Este trabalho analisou a viabilidade de geração híbrida eólica-fotovoltaica conectada à rede considerando a incerteza das fontes da energia: velocidade do vento e radiação solar. Para isso foram propostos modelos de regressão linear múltipla para previsão do comportamento das variáveis ao longo de um ano e o valor esperado da potência gerada a partir dessas fontes foi *input* para um modelo de dimensionamento ótimo.

O método proposto foi testado para séries de dados de Petrolina, PE. Conclui-se que a regressão gera erros preditivos pequenos no caso da velocidade de vento, melhores que a alternativa comumente utilizada de se calibrar o perfil do vento pela curva de Weibull. Contudo, para o caso da radiação solar, o dia típico mensal é melhor.

A partir dos resultados do modelo de dimensionamento ótimo, concluiu-se que a geração eólica não se mostra interessante para micro geração. A tecnologia nesse caso é muito cara, principalmente os custos de instalação, que não são compensados pelo ganho de escala, já que a geração é pequena (5 kW no máximo). Além disso, a turbina não é ideal para o sítio analisado, sendo subutilizada na maior parte do tempo, já que os ventos da região não passam os 9 m/s a 25 m, e a turbina foi projetada para atingir a potência nominal com ventos de 11 m/s. O aspecto positivo da análise é que o sistema híbrido é mais confiável, pois as fontes de incerteza são somadas: enquanto uma não gera, a outra pode compensar.

No geral, o modelo de otimização sobredimensionou o sistema, resultando em maior investimento de capital. Isso acontece devido à premissa de atendimento da demanda em todos os momentos do dia ser muito forte (p. ex. à noite não há geração fotovoltaica e é difícil compensar isso somente pela geração eólica). Sendo assim, como próximos passos da pesquisa, seria interessante acrescentar ao modelo de otimização restrições que impeçam o “excesso muito elevado” de carga gerada, permitindo que a energia produzida em um momento possa ser deslocada para atendimento da demanda em outro momento do horizonte. Uma forma seria adicionar políticas de incentivo à Geração Distribuída ao modelo, como tarifas *feed-in* ou o modelo brasileiro de compensação na conta de energia, o *net metering*. Estas políticas permitiriam relaxar a restrição de demanda. Outra forma seria mudando a ótica: definir a função objetivo relacionada ao atendimento da demanda e as restrições relacionadas ao custo máximo que se está disposto a pagar.

Para melhorar o estudo de caso seria interessante analisar o modelo para intervalos de confiança calculados com base no tratamento dos dados da seção 3.2, visando definir e estudar situações extremas e buscar informações mais reais para o caso Brasil.

Agradecimentos

Gostaríamos de agradecer o Prof. Selênio Rocha e a Prof. Wadaed Uturbey, do Dept. de Engenharia Elétrica da UFMG, pelas contribuições e discussões ao longo da elaboração deste trabalho.

Referências

Alderfer, B., Eldridge, M., e Starrs, T., Making connections: Case studies of interconnection barriers and their impact on distributed power projects, Technical report, *National Renewable Energy Lab.*,

Golden, CO (US)(US), 2000.

Askarzadeh, A. (2013), A discrete chaotic harmony search-based simulated annealing algorithm for optimum design of pv/wind hybrid system, *Solar Energy*, 97, 93-101.

Brown, B. G., Katz, R. W., e Murphy, A. H. (1984), Time series models to simulate and forecast wind speed and wind power, *Journal of climate and applied meteorology*, 23, 1184-1195.

Callaway, D. S. (2010), Sequential reliability forecasting for wind energy: Temperature dependence and probability distributions, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 25, 577-585.

Ceconi, M., Schuch, N. J., Favera, A., Luiz, W., Martins, F. e Pereira, E. (2010), Modelagem numérica da irradiação solar como método alternativo na avaliação do potencial energético disponível, *Revista Geografia Acadêmica*, 4, 41-52.

Ekren, O. e Ekren, B. Y. (2010), Size optimization of a pv/wind hybrid energy conversion system with battery storage using simulated annealing, *Applied Energy*, 87, 592-598.

Geem, Z. W. (2012), Size optimization for a hybrid photovoltaic-wind energy system, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 42, 448-451.

Giraud, F. e Salameh, Z. M. (2001), Steady-state performance of a grid-connected rooftop hybrid wind-photovoltaic power system with battery storage, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 16, 1-7.

Gontijo, T. S. (2013), *Potencial de geração de energia eólica no brasil: análise de municípios na região sul e nordeste do brasil*, Dissertação de Mestrado (Mestrado em Engenharia de Produção), Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte.

Guarnieri, R. (2006), *Emprego de redes neurais artificiais e regressão linear múltipla no refinamento das previsões de radiação solar do modelo eta*, Dissertação de Mestrado (Mestrado em Meteorologia), Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, São José dos Campos.

Kellogg, W., Nehrir, M., Venkataramanan, G., e Gerez, V. (1998), Generation unit sizing and cost analysis for stand-alone wind, photovoltaic, and hybrid wind/pv systems, *IEEE transactions on Energy conversion*, 13, 70-75.

Lenoble, J., *Radiative transfer in scattering and absorbing atmospheres: standard computational procedures*, Hampton, VA, A. Deepak Publishing, 1985, 314 p.

Martín, L., Zarzalejo, L. F., Polo, J., Navarro, A., Marchante, R., e Cony, M. (2010), Prediction of global solar irradiance based on time series analysis: Application to solar thermal power plants energy production planning, *Solar Energy*, 84, 1772-1781.

Montgomery, D. C., Peck, E. A., e Vining, G. G., *Introduction to linear regression analysis*, Wiley, 1992.

Pereira, E. B., Martins, F. R., Abreu, S. L., e Rüther, R. *Atlas brasileiro de energia solar*, INPE, 2006.

Pinson, P. (2013), Wind energy: Forecasting challenges for its operational management, *Statistical Science*, 28, 564-585.

SONDA (2013), Sistema de organização nacional de dados ambientais. Disponível em: <http://sonda.ccst.inpe.br/>, Acesso em: 10 set 2013.

Zeng, W. (2013), OpenEI, Disponível em: http://en.openei.org/wiki/Main_Page, Acesso em: 03 nov 2013.

Zhou, W., Lou, C., Li, Z., Lu, L., e Yang, H. (2010), Current status of research on optimum sizing of stand-alone hybrid solar-wind power generation systems, *Applied Energy*, 87, 380-389.