

Simulação probabilística da TIR de um investimento num parque eólico

Sérgio Duarte, nº2302287

2024-02-12

Resumo

Este trabalho propõe um método probabilístico de avaliação de um investimento de um parque eólico, recorrendo a uma simulação de Monte Carlo. Para proceder a simulação foram recolhidos dados de velocidades de vento e de preços de energia, e subsequentemente modeladas as suas distribuições. Como resultado foi obtida uma distribuição da Taxa Interna de Rendibilidade (TIR) do investimento, deste modo incorporando no resultado a variabilidade inerente às variáveis do cálculo.

Enquadramento

Uma correcta avaliação da viabilidade económica de um projecto de energia eólica é seguramente um dos pontos mais importantes no desenvolvimento do mesmo [1]. Esta avaliação representa um desafio uma vez que o cálculo da mesma está necessariamente assente em processos estocásticos: a velocidade do vento e o preço da energia. A potência eólica disponível para extração varia com o cubo da velocidade do vento, pelo que aproximar o cálculo energético através de valores médios pode levar erros grosseiros que mascaram a incerteza associada ao projecto [2].

Modelar a incerteza deste processo pode então revelar-se crucial para uma melhor avaliação do risco associado ao projecto.

Contexto económico

Um projecto de produção de energia deverá ser avaliado financeiramente como qualquer investimento. Desta forma, torna-se importante contabilizar todos os encargos e recebimentos associados ao projecto, de modo a calcular o mapa de fluxo de caixa (*cashflow*).

Importa clarificar algumas definições antes de avançar para a metodologia de cálculo.

Taxa de atualização: $a = [(1 + T1)(1 + T2)(1 + T3)] - 1$,

onde:

$T1$: taxa de rendimento real

$T2$: taxa de risco

$T3$: taxa de inflação

No caso presente a taxa de inflação será assumida como nula, pois afeta recebimentos e pagamentos (chamada de avaliação a preços constantes).

Os indicadores comuns de avaliação de investimentos são:

- Valor Atual Líquido (VAL);
- Taxa Interna de Rendibilidade (TIR);

O VAL é dado por:

$$VAL = \sum_{j=i}^n \frac{R_{Lj}}{(1+a)^j} - \sum_{j=0}^{n-1} \frac{I_j}{(1+a)^j}$$

onde n é o tempo de vida útil do investimento em anos, R_{Lj} é o retorno anual líquido, dado por $R_j - \text{Operação \& Manutenção}$ e I_j representa a anuidade do investimento no ano j . Este valor representa o retorno esperado no final do tempo de vida útil do investimento. A TIR representa a taxa de atualização que anula o VAL, ou seja, a taxa de rendibilidade mínima necessária para cobrir o investimento efetuado. Este valor pode ser obtido através da optimização da seguinte expressão:

$$\sum_{j=i}^n \frac{R_{Lj}}{(1+TIR)^j} - \sum_{j=0}^{n-1} \frac{I_j}{(1+TIR)^j} = 0$$

Para calcular estes indicadores é necessário obter dados de:

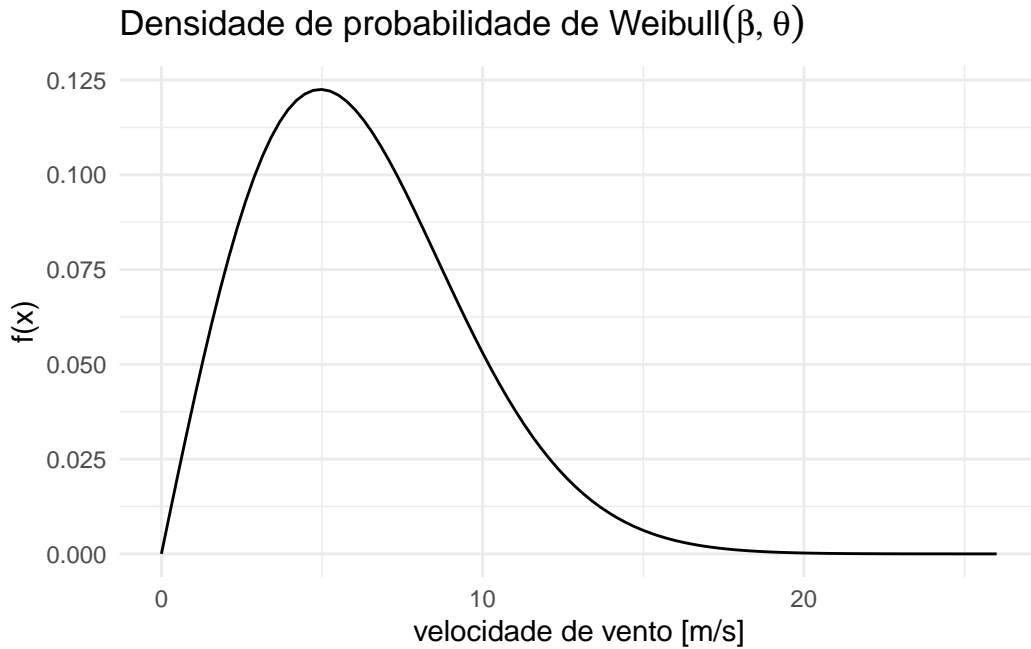
- Investimento inicial
- O&M
- Retorno

No presente estudo será assumido que não existem regimes bonificados e toda a energia é vendida a preço de mercado, pelo que este preço deverá ser obtido de uma distribuição anual de preços.

Contexto energético

O retorno de um investimento eólico está directamente relacionado com o recurso disponível na área de instalação do projeto. Tipicamente, a velocidade do vento segue uma distribuição de Weibull, tal que $X \sim Weibull(\beta, \theta)$, onde β é o factor de forma e θ o factor de escala da distribuição. Esta distribuição tem a seguinte função densidade de probabilidade:

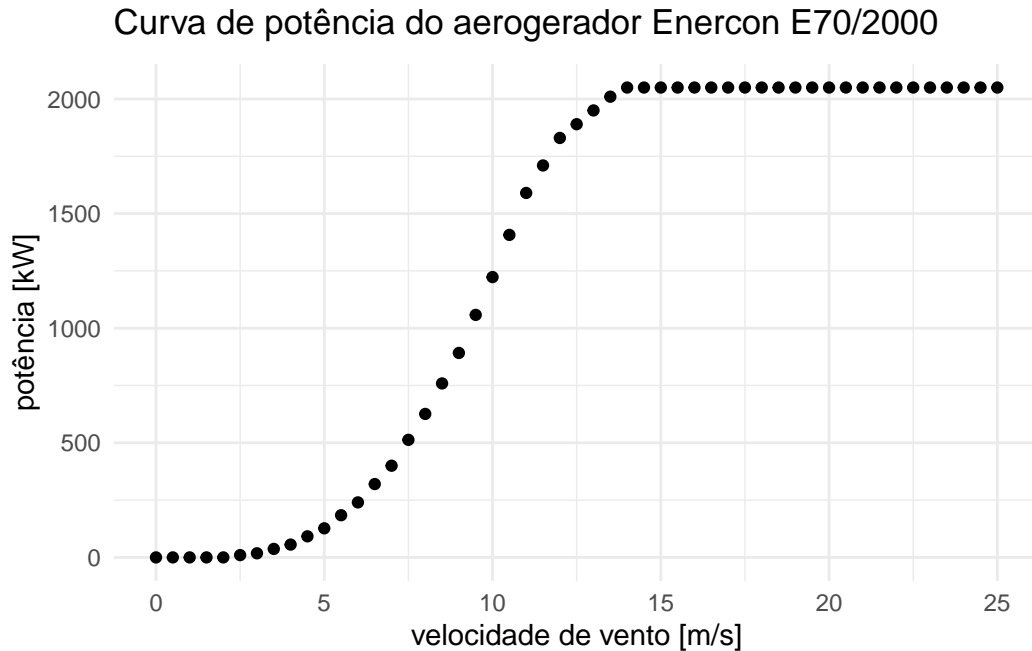
$$f(x|\beta, \theta) = \frac{\beta}{\theta^\beta} x^{\beta-1} e^{-(\frac{x}{\theta})^\beta}$$



Com base nesta distribuição podemos simular as velocidade de vento esperadas durante o tempo de vida do projecto e assim estimar a energia produzida. Através da curva de potência característica de uma turbina eólica é possível converter a velocidade de vento numa potência.

Uma vez obtidos valores para a potência elétrica produzida pela turbina, a energia anual produzida pode ser calculada por:

$$E_a = \int_{u_0}^{u_{max}} f(u)P(u)du$$



Os elementos expostos permitem então proceder a uma simulação probabilística da TIR, obtendo um intervalo de confiança para a mesma, de forma a modelar a incerteza inerente ao projecto.

Metodologia

Arquitetura da simulação

Objectivo: Obter intervalo de confiança para TIR, dados os custos iniciais e vida útil do projecto

Procedimentos preliminares:

- Obter custos iniciais
 - Custos de instalação
 - Custos dos equipamentos
 - Custos de O&M
 - Taxa de actualização -> como definir?
 - definir como vai ser pago o investimento

- Obter dados velocidade de vento
 - Ajustar distribuição de Weibull
- Obter dados de mercado
 - Ajustar distribuição de Weibull
- Obter curva de potência da turbina selecionada

Simulação de Monte Carlo (granularidade horária, N horas, i iterações):

- Correr i vezes:
 - Simular velocidades de vento
 - Aplicar curva de potência ao vector de velocidade de vento para obter a potência horária
 - * Como os segmentos são horários, a potência equivale à energia $E = P * dt$, $dt = 1$
 - Simular preço de energia
 - Multiplicação elementar dos vectores energia e vento
 - Fazer agregação anual
 - Fazer balanço
 - Calcular taxa interna de rendibilidade
 - Guardar resultado
- Obter distribuição de TIR

Recolha de Dados

Antes iniciar a recolha de dados foi escolhido um local fictício para a implantação do parque eólico a estudar, de modo a obter os dados de velocidades de vento correspondentes. O local apoximadamente a localidade de Monchique, no sul de Portugal. As coordenadas exactas poderão ser encontradas no ficheiro `etl/reanalises_download.py`.

Velocidade de vento

Os dados de velocidades de vento são provenientes do produto ERA5 referente a reanálises atmosféricas, fornecido pelo ECMWF [3]. Estes dados consistem numa série temporal das componentes Norte e Oeste das velocidades de vento, numa grelha horizontal, a uma altitude de 100m, em formato GRIB. Os dados GRIB foram processados recorrendo à linguagem de programação Python, devido à existência de uma biblioteca específica para trabalhar este formato, suportado pelo próprio ECMWF [4].

De modo a utilizar os dados, as componentes do vento foram combinadas para obter a norma da velocidade do vento:

$$\overline{V} = |U, V| = \sqrt{U^2 + V^2}$$

Foi feita a média espacial da grelha, para cada instante da série, e os dados foram convertidos para formato CSV, para facilitar a sua utilização.

Preço de energia

Os dados de preços de energia foram obtidos através do *website* da OMIE (operador do mercado Ibérico de energia), referentes ao ano de 2022 [5]. Os preços são apresentados numa série temporal, em formato CSV, em €/MWh.

Curva de potência

A curva de potência é uma característica do aerogerador escolhido. No exemplo em estudo, foi selecionado o Enercon E70/2000 [6], com uma potência nominal de 2000kW. A escolha deveu-se à existência de uma parque eólico na zona em estudo, cujos equipamentos correspondem a este modelo [7].

Custos de investimento

Os custos de instalação de podem variar de acordo com diferentes factores, como o tipo de terreno, tipos de acesso, ligação à rede, etc. Neste estudo será assumido um custo médio inicial de 1297€/kW e 2% do custo inicial para custos recorrentes anuais (O&M) [8].

Preparação dos dados para a simulação

Distribuição de vento

Os parâmetros da função densidade de probabilidade da velocidade de vento foram estimados a partir dos dados recolhidos, utilizando o estimador de máxima verosimilhança. O estimador foi minimizado numericamente recorrendo à função **optim** do R [9].

Estimador de máxima verosimilhança

O estimador é dado por:

$$\begin{aligned} f(x|\beta, \theta) &= \frac{\beta}{\theta^\beta} x^{\beta-1} e^{-(\frac{x}{\theta})^\beta} \Rightarrow \\ L(\beta, \theta|X) &= f(x_1|\beta, \theta) f(x_2|\beta, \theta) \dots f(x_n|\beta, \theta) \\ &= \prod_{i=1}^n \frac{\beta}{\theta^\beta} \left(\frac{x_i}{\theta}\right)^{(\beta-1)} e^{-(\frac{x_i}{\theta})^\beta} \\ &= \left(\frac{\beta}{\theta}\right)^n \prod_{i=1}^n x_i^{(\beta-1)} e^{-(\frac{x_i}{\theta})^\beta} \\ M(\beta, \theta|X) &= \log(L(\beta, \theta|X)) \\ &= \log\left(\left(\frac{\beta}{\theta}\right)^n \prod_{i=1}^n x_i^{(\beta-1)} e^{-(\frac{x_i}{\theta})^\beta}\right) \\ &= n[\log \beta - \log \theta] + \sum_{i=1}^n \left((\beta-1) \log x_i - \left(\frac{x_i}{\theta}\right)^\beta\right) \end{aligned}$$

Distribuição de preços

Os dados de preços da energia eléctrica utilizados foram referentes ao ano de 2022. Estes não seguem uma distribuição comum, pelo que a mesma foi aproximada com uma mistura de 3 distribuições normais, através da biblioteca **mixtools** do R.

A escolha do número 3 para o número de distribuições na mistura deveu-se sobretudo aos resultados empíricos dos vários testes realizados. No entanto este valor não é descabido pois podemos racionalizá-lo da seguinte forma: existem períodos em que a produção de energia é elevada, o que faz baixar o preço; períodos em que é reduzida, o que faz aumentar o preço; e períodos em que tende para a principal moda da distribuição, que faz com o preço se aproxime da média, gerando assim 3 processos de geração de preços.

Cálculo da TIR

Para calcular a TIR é necessário proceder ao cálculo do *cashflow* ao longo do tempo de vida do projecto. Como foi apresentado anteriormente, a TIR pode ser encontrada optimizando a seguinte função:

$$\sum_{j=0}^n \frac{R_{Lj}}{(1 + TIR)^j} - \sum_{j=0}^{n-1} \frac{I_j}{(1 + TIR)^j} = 0$$

Como simplificação, neste cálculo será assumido que o investimento será efectuado na totalidade no 0, ou seja:

$$\sum_{j=0}^n \frac{R_{Lj}}{(1 + TIR)^j} - I_t = 0$$

Resultados e discussão

Preparação dos dados

Custos de instalação e O&M

O parque a ser estudado será composto por 5 aerogeradores Enercon E70/2000 de 2MW de potencial nominal cada, totalizando 10MW de potência instalada. Utilizando os custos unitários referidos em [8], obtemos os seguintes custos iniciais e de operação e manutenção:

$$\begin{aligned} \text{Custos iniciais : } I_t &= 1297 \left[\frac{\text{€}}{\text{kW}} \right] \times 10[\text{MW}] \times 1000 \left[\frac{\text{kW}}{\text{MW}} \right] \\ &= 12.97 \times 10^6 \text{€} \\ \text{Custos O\&M anuais : } C_{OMj} &= 2\% \times I_t = 259400 \text{€} \end{aligned}$$

Curva de Potência

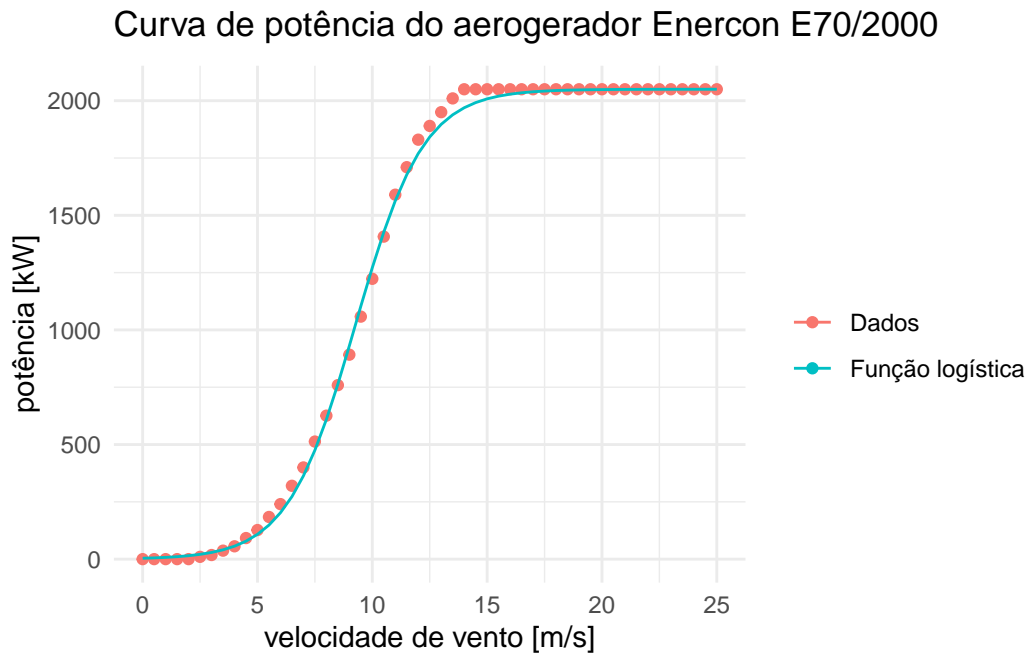
Utilizando os dados da curva de potência da turbina Enercon E70/2000, ajusta-se um modelo logístico da forma:

$$f(u) = \frac{L}{1 + e^{-k(u-u_0)}}$$

Onde: L : supremo dos dados observados k : taxa de crescimento u_0 : centro da curva

O modelo foi ajustado pela minimização numérica de uma função objectivo da forma:

$$g(L, k, u_0) = \left(y - \frac{L}{1 + e^{-k(u-u_0)}}\right)^2$$



Através do ajuste obteve-se os parâmetros:

$$L = 2066.7895249$$

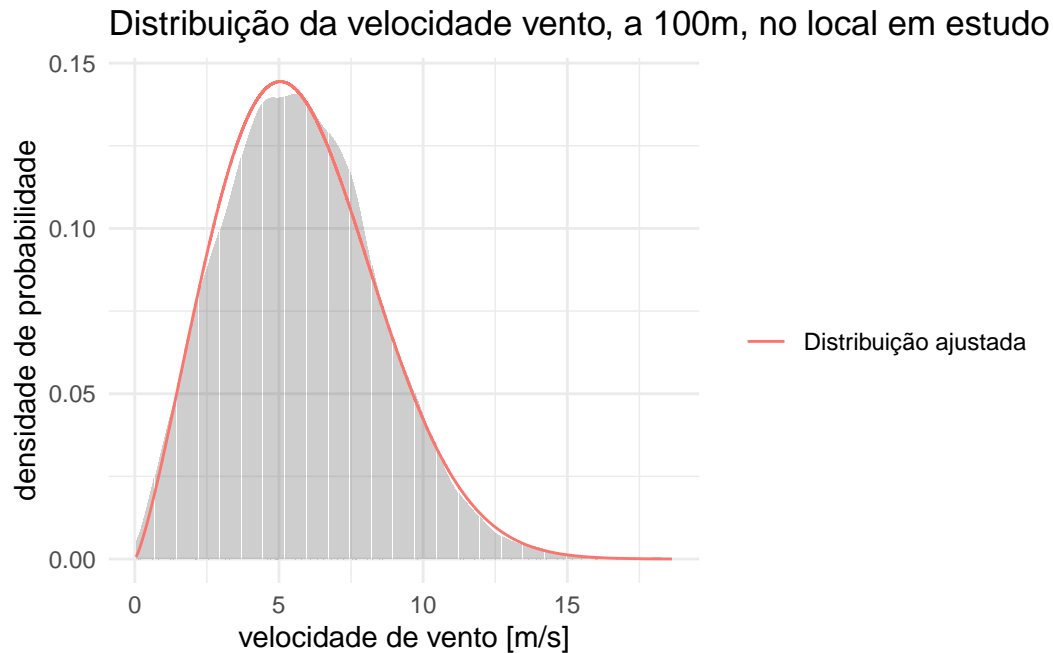
$$k = 0.6756282$$

$$u_0 = 9.272849$$

Na curva apresentada acima, o parâmetro L foi forçado a 2050, pois este é o máximo empírico da curva.

Distribuição das velocidade de vento

Através do estimador de máxima verosimilhança obteve-se a seguinte curva:



A curva apresentada é parametrizada por:

$$\beta = 2.2753044$$

$$\theta = 6.5032212$$

Visualmente verificamos um bom ajuste aos dados. O teste de *Kolmogorov-Smirnov* corrobora isto, não havendo evidência para rejeitar a hipótese nula de que as duas distribuições são diferentes.

Asymptotic two-sample Kolmogorov-Smirnov test

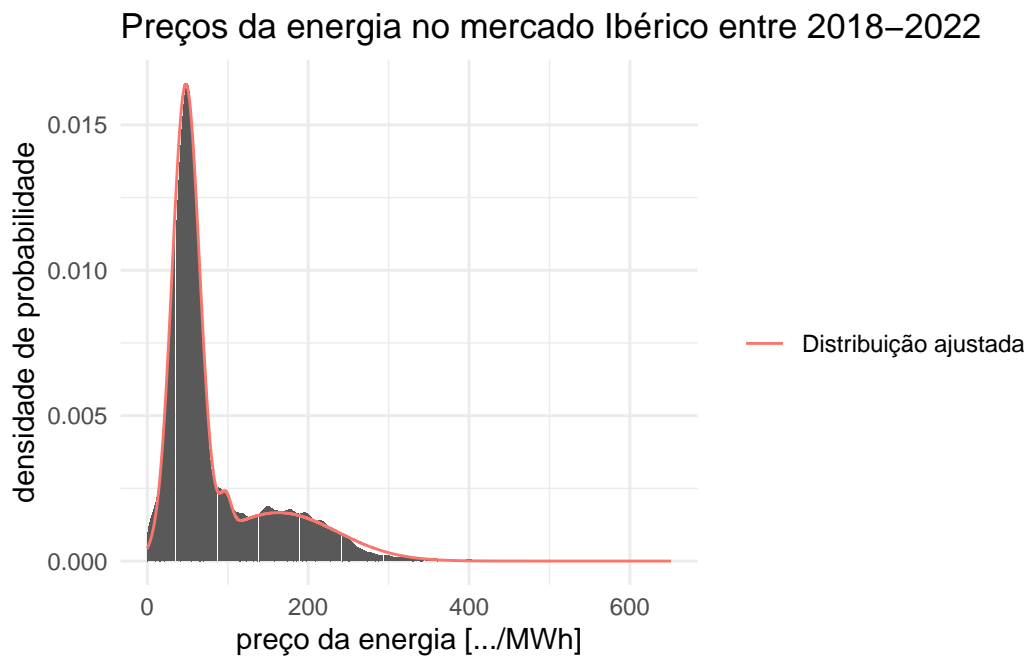
```
data: rvs.vento and velocidade.vento$velocidade_de_vento
D = 0.0097412, p-value = 0.1651
alternative hypothesis: two-sided
```

Distribuição do preço da energia

	ano	media.preco	var.preco
1	2018	57.45023	151.4779
2	2019	47.86878	116.9475
3	2020	33.98519	126.8547
4	2021	112.00969	5580.9095

Verifica-se que existe uma grande variância para anos de 2021 e 2022. A média destes anos também é bastante superior aos anos anteriores. É de notar também a média inferior do ano de 2020, provavelmente devida à pandemia. Estes dados sugerem que seria benéfico obter um maior número de dados, de modo a melhorar a representatividade dos mesmos e a evitar que fenómenos locais possam distorcer a distribuição.

A mistura gaussiana encontrada que melhor se ajusta aos dados de preço da energia resulta na seguinte curva:



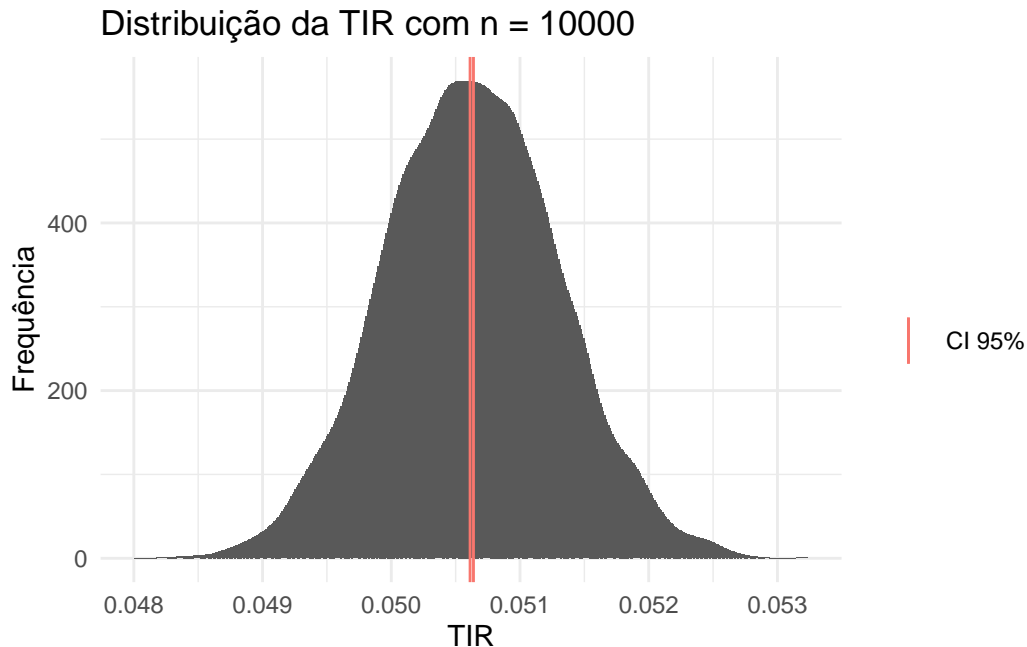
Apesar de a função de densidade de probabilidade gerada não ser perfeita, verificamos que é muito próxima. No entanto, pelo teste de *KS* verificamos que existe evidência suficiente para rejeitar a hipótese nula de igualdade de distribuições até uma significância de 0.01%. Apesar disto, será usada esta distribuição para obter valores de preços, deixando a ressalva que poderá ser benéfico obter mais dados ou mudar o modelo de distribuição utilizado.

Asymptotic two-sample Kolmogorov-Smirnov test

```
data: precos.energia$preco and rvs.preco
D = 0.014627, p-value = 0.0001695
alternative hypothesis: two-sided
```

Simulação

Utilizando os parâmetros apresentados nesta secção, procedeu-se a uma simulação de Monte Carlo, $n=10^4$. Desta simulação obteve-se a seguinte distribuição de valores para a TIR.



Esta distribuição tem um valor médio de 0.0506253. A apresentação da TIR na forma de uma distribuição permite ganhar alguma sensibilidade para valores prováveis, de forma a compará-la de forma mais informada com valores de retorno de outros investimentos. Para o projecto hipotético apresentado verifica-se uma TIR relativamente baixa para os 20 anos de investimento considerados, pelo que os potenciais investidores poderiam reconsiderar avançar com o mesmo. Os vários factores de variabilidade introduzidos na simulação dão mais confiança na interpretação dos resultados do introduzir meramente os valores médio da velocidade de vento e de preço de mercado. No entanto é preciso considerar também que as distribuições utilizadas podem ser melhoradas, principalmente no caso do preço da energia, visto que o ajuste não foi o melhor. Aumentar a escala temporal dos dados recolhidos pode ser uma forma de melhorar este cálculo.

Conclusão

Os factores que afetam o retorno de um investimento podem ser aproximados, dando aos investidores uma estimativa pontual. No entanto, para investimentos cujos factores subjacentes são dominados por processos aleatórios, estas estimativas pontuais falham em capturar a

variabilidade inerente. Neste trabalho foi proposta uma forma probabilística de avaliar um investimento num parque eólico. Este método teve por base uma simulação de Monte Carlo, que visou modelar a variabilidade introduzida pelo recurso eólico e pelo mercado de energia elétrica, resultando numa distribuição do valor da TIR esperada para um investimento hipotético. O resultado permite aos decisores terem uma visão probabilística do valor esperado, em contraponto com uma estimativa pontual, que em casos de comparação de investimentos pode gerar conclusões diferentes. No trabalho apresentado recorreu-se a algumas simplificações, como a metodologia de financiamento do projecto, a obtenção dos dados e o horizontes temporais dos dados utilizados. Este último foi bastante evidente nos dados dos preços da energia, onde se verificou uma grande alteração na distribuição anual. Seria interessante utilizar um conjunto de dados que correspondesse ao tempo de vida do projecto, aqui assumido como 20 anos.

Bibliografia

- [1] R. Castro, *Uma Introdução às Energias Renováveis: Eólica, Fotovoltaica e Mini-hídrica*, 2nd ed. IST Press, 2012, p. 10.
- [2] R. Castro, *Uma Introdução às Energias Renováveis: Eólica, Fotovoltaica e Mini-hídrica*, 2nd ed. IST Press, 2012, p. 123.
- [3] Hersbach, H., et. al, «Complete ERA5 from 1940: Fifth generation of ECMWF atmospheric reanalyses of the global climate. Copernicus Climate Change Service (C3S) Data Store (CDS). DOI: 10.24381/cds.143582cf». 2017.
- [4] ECMWF, «ecmwf/cfgrib: A Python interface to map GRIB files to the NetCDF Common Data Model following the CF Convention using ecCodes». <https://github.com/ecmwf/cfgrib>, 2024.
- [5] OMI, Polo Español S.A. (OMIE), «Day-ahead market hourly price in Portugal | OMIE». <https://www.omie.es/en/file-access-list?parents%5B0%5D=/&parents%5B1%5D=Day-ahead%20Market&parents%5B2%5D=1.%20Prices&dir=%20Day-ahead%20market%20hourly%20price%20in%20Portugal&readdir=marginalpdbcpt>, 2024.
- [6] The Wind Power, «Enercon E70/2000 - Manufacturers and turbines - Online access - The Wind Power». https://www.thewindpower.net/turbine_en_174_enercon_e70-2000.php, 2024.
- [7] The Wind Power, «Madrinha (Portugal) - Wind farms - Online access - The Wind Power». https://www.thewindpower.net/windfarm_en_4063_madrinha.php, 2024.
- [8] R. Castro, *Uma Introdução às Energias Renováveis: Eólica, Fotovoltaica e Mini-hídrica*, 2nd ed. IST Press, 2012, p. 179.
- [9] R on Alejandro Morales' Blog, «Maximum likelihood estimation from scratch | R-bloggers». <https://www.r-bloggers.com/2019/08/maximum-likelihood-estimation-from-scratch/>, 2024.