

AVALIAÇÃO DA RESERVA OPERACIONAL DE LONGO-PRAZO CONSIDERANDO A INTEGRAÇÃO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS

BEATRIZ S. BUSS, LEONARDO E. BREMERMAN

*Núcleo Tecnológico de Energia Elétrica, EES, Universidade Federal de Santa Catarina
Rua Pedro João Pereira, 150, Bairro Mato Alto, Araranguá – SC, CEP 88.905-120
E-mails: beatriz.buss@grad.ufsc.br, leonardo.bremermann@ufsc.br*

Abstract— The integration of electric vehicles (EV) as a load on the power systems offers several uncertainties that are related to technology and usage behavior. Thus, it is necessary to create future scenarios for the elaboration of strategies that minimize the interference in the regular growth of the generation, without modify the levels of the reliability indices of the network. This study deals with the evaluation of the adequacy of generation systems considering the integration of renewable sources and electric vehicles. Three types of scenarios for the inclusion of EV were simulated: the most likely, the most aggressive and the very aggressive, for the years of 2020 and 2030 through a computational tool called the RESERVE model. The reliability indices calculated for the adequacy assessment of the long-term operational reserve are: loss of load expectation, expected energy not supplied and loss of load frequency, and the analysis was performed for three strategies: direct charging, valley charging and smart charging.

Keywords— Electric vehicles, operating reserve, static reserve, reliability indices, power system.

Resumo— A integração de veículos elétricos (VE) como uma carga no sistema elétrico apresenta diversas incertezas que estão relacionadas com a tecnologia e o perfil de uso. Desta forma, é necessário realizar estudos para cenários futuros de modo a elaborar estratégias que minimizem a interferência no crescimento regular da geração, sem modificar os níveis dos índices de confiabilidade do sistema. Este artigo trata da avaliação da adequação de sistemas de geração considerando a integração de fontes renováveis e veículos elétricos. Foram simulados três tipos de cenários para a inclusão de VE: o provável, o pesado e o muito agressivo, para os anos de 2020 e 2030 através de uma ferramenta computacional denominada modelo RESERVE. Os índices de confiabilidade calculados para a avaliação de adequação da reserva operacional de longo-prazo são: expectativa da perda de carga, energia esperada não fornecida e frequência da perda de carga. A análise foi realizada para três estratégias de carregamento dos VE, quais sejam: carregamento direto, carregamento no vale e carregamento inteligente.

Palavras-chave— Veículos elétricos, reserva operacional, reserva estática, índices de confiabilidade, sistema de potência.

1 Introdução

A inclusão de Veículos Elétricos (VE) na rede elétrica impacta diretamente no processo de planejamento e operação do sistema. Sua implantação acarreta diversas incertezas devido à variabilidade inerente aos perfis de carregamento e dificuldade no modelamento matemático para a realização de estudos. Estas incertezas podem estar associadas a dificuldade de previsão do número de VE em um horizonte de longo-prazo, que está relacionada com inúmeros fatores: econômico, escassez de combustíveis fósseis, preço da eletricidade, metas estabelecidas para as emissões de CO₂, preço de compra do VE, entre outros. Outro motivo de incerteza é o constante avanço da tecnologia, como por exemplo, a otimização das baterias que visam aumentar a autonomia do VE e diminuir o tempo de carregamento. E por fim, as estratégias de controle necessárias para a gestão do carregamento do VE, necessitando de infraestruturas de comunicação avançadas e uma interface de conexão entre o VE e o sistema elétrico de forma padronizada.

Referente ao estudo da adequação do sistema elétrico de longo-prazo, realizados através do cálculo de reserva estática e reserva operacional, duas questões relacionadas às incertezas devem ser respondidas: Quanto de carga será acrescentado ao sistema? Como será o grau de gestão do VE?

Uma das alternativas para modelar as incertezas é através de cenários de penetração de VE no sistema, por meio de estimativas do número de veículos, permitindo calcular os horários de carga utilizando diferentes estratégias de carregamento (Downing; Ferdowsi, 2010).

Este estudo se dá no âmbito do projeto europeu *MERGE (Mobile Energy Resources for Grids of Electricity, 7º Programa Quadro da União Europeia)*. Neste projeto, foram realizados estudos de avaliação da adequação da reserva operacional de longo-prazo do sistema de geração realizados para as configurações dos anos 2020 e 2030 do sistema elétrico de potência de Portugal. Estes estudos foram conduzidos utilizando o modelo RESERVE (Rosa et al., 2011), que é uma plataforma de estudo de avaliação da confiabilidade de sistemas de geração baseada em metodologias probabilísticas. Estes estudos resultam em índices de confiabilidade para diferentes níveis de integração de VE, considerando a inclusão de fontes renováveis de energia e suas incertezas, para auxiliar as tomadas de decisão dos planejadores do sistema elétrico de potência.

Na seção 2 é apresentado os Modelos de Carregamento dos VE. A seção 3 apresenta a forma de integração de VE na avaliação dos índices de confiabilidade, no qual são definidos Reserva Estática e Operacional de longo-prazo, bem como os índices de confiabilidade calculados para avaliação da adequação do sistema de geração. Na seção 4, os cenários de integração de VE no sistema são apresentados. Por fim, a seção 5 apresenta os

resultados das simulações realizadas para os anos de 2020 e 2030 do sistema elétrico de Portugal.

2 Modelos de Carregamento dos Veículos Elétricos

A falta de dados referentes ao carregamento de VE, conduzem os estudos do impacto dos VE no monitoramento da segurança do abastecimento ao desenvolvimento de modelos probabilísticos que estimem o número de VE baseado na mobilidade dos cidadãos, uma vez que o uso dos VE não deverá afetar o cotidiano dos cidadãos. Este estudo apresenta uma metodologia probabilística, baseada no comportamento da mobilidade da população motorizada, para modelar perfis de carregamento dos VE.

Os dados de mobilidade de Portugal utilizados foram obtidos de estudos estatísticos do Instituto Nacional de Estatística (INE), no qual são considerados os hábitos reias da população, como horários de partida de casa, horários de chegada no trabalho/escola, horários de retorno para casa e horário de partida e chegada de diversas atividades cotidianas da população (INE, 2000).

Para o sistema elétrico, a carga do VE é vista como uma carga flexível que possui característica estocástica, ou seja, com comportamento de carregamento aleatório. Para realizar o modelo de carregamento dos VE, foi utilizada a distribuição de Poisson, sendo conhecida como propriedade PASTA (Poisson Arrivals See Time Averages) (Adan; Resing, 2015).

A partir do padrão de mobilidade, são criados dois modelos para descreverem os eventos de parada dos veículos. O primeiro modelo baseia-se no Processo de Poisson (PP), que contabiliza as ocorrências de parada a partir de uma taxa de tempo fixa, que é de uma hora (20). E o segundo modelo, baseado no NHPP (Non-Homogeneous Poisson Process), avalia a chegada de VE de forma contínua e individual, permitindo a análise de estado de carga (SOC - State Of Charge) da bateria de cada VE.

A Fig. 1 ilustra os modelos descritos, onde em (a) os eventos de chegada ocorrem a cada hora e em (b) estes eventos de chegada são contínuos e aleatórios:

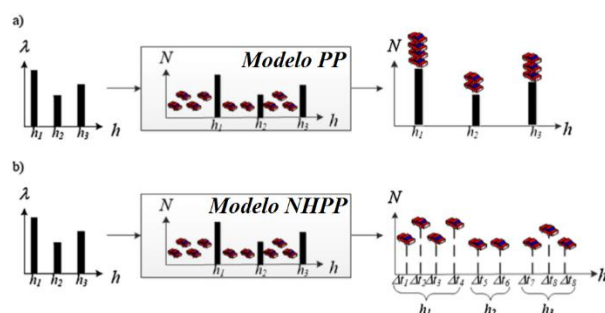


Figura 1 - Modelos de comportamento de VE

Um processo estocástico $\{N(t), t \geq 0\}$ com taxa, λ , é dito um processo de contagem se $N(t)$ representar o

número total de eventos que ocorreram até o tempo t (Rubinstein; Kroese, 2014). O princípio desta proposta está na suposição de que veículos chegam em diferentes pontos de carregamento de forma aleatória ao longo do dia e de acordo com uma distribuição de Poisson com taxa de chegada λ . Neste estudo também é suposto que a cada chegada um VE pode ou não carregar as baterias.

2.1 Modelo dos Veículos Elétricos usando Processo de Poisson

A Fig. 2 mostra o gráfico da distribuição de chegadas de carros em um determinado local (uma viagem realizada), obtido a partir dos dados do INE para um dia de semana típico:

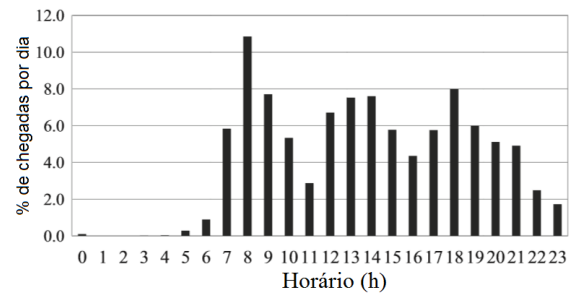


Figura 2 - Distribuição da chegada de veículos

As informações da Fig. 2 são utilizadas como dados de entrada para estimar o número de paradas de VE, que, supostamente, seguem para o carregamento, como uma variável aleatória em cada hora t do ano simulado. Para tanto, utiliza-se o método de Simulação de Monte Carlo Sequencial (SMCS). O Pseudocódigo 1 gera um número aleatório de Poisson:

```

n ← 1                                //número de experimentos
a ← 1
while a ≥ e-λ do
    Un ← U(1,0)    // n° aleatório amostrado em [0,1]
    a ← aUn
    n ← n + 1
end
return X ← n - 1

```

Onde n é o número de experimentos, U_n é uma variável aleatória uniformemente distribuída e X é uma variável aleatória de Poisson que representa o número de vezes que um veículo chega em algum lugar. Para intervalos fixos, $e^{-\lambda}(\lambda^n/n!)$ é uma função de massa de probabilidade de X e enquanto a for maior que $e^{-\lambda}$, o número de chegadas é aumentado em um. A Fig. 3 mostra os resultados obtidos pelo pseudocódigo 1 para os dados de entrada presentes na Fig. 2, que se refere ao comportamento dos VE de Portugal que é o sistema elétrico que será analisado. Na Fig. 3 o número de VE que chegam em um local, em um determinado instante são agrupados por hora:

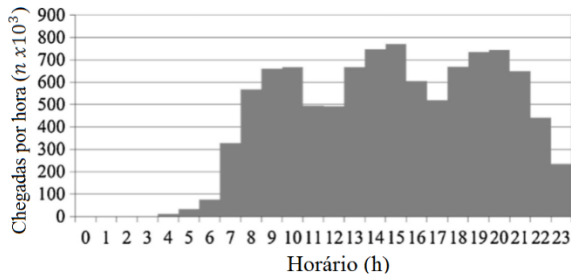


Figura 3 - Processo de contagem cronológica ao longo do dia.

Em média, duas viagens devem acontecer por dia (partida e retorno para casa) e supõe-se que o carregamento deve ocorrer um vez por dia, que seria na primeira parada do veículo. Além disso, é fundamental considerar os diferentes tipos de VE. Desta forma, todas as amostras da análise são divididas proporcionalmente entre os tipos de VE considerados neste estudo: L7e (pequeno veículo citadino), M1 (veículo leve), N1 (veículo de bens e serviços até 3.500 kg) e N2 (veículo de bens e serviços acima de 3.500 kg) e parâmetros de suas baterias. Desta forma, o perfil de carga pode ser calculado. Para as simulações do modelo de carga dos VE apresentados, são consideradas três diferentes estratégias de carregamento:

- Modo de carregamento direto: o carregamento da bateria é realizado no final da primeira viagem. Porém, esta estratégia pode não ser segura para o sistema elétrico quando o horário de carregamento coincidir com o período de ponta.
- Modo de carregamento no vale: o carregamento da bateria ocorre durante o horário do vale do sistema elétrico, que acontece durante as 23:00 e 7:00 horas e é quando a menor demanda é requisitada pelo restante do sistema.
- Modo de carregamento inteligente: nesta estratégia é possível realizar o controle do carregamento dos VE. Neste caso, o carregamento deve ocorrer primeiramente no horário do vale e, nos períodos em que a reserva operacional de longo-prazo não for suficiente para suprir a carga total do sistema, a carga de VE é reduzida sendo realocada para horários seguintes, quando existir capacidade para realizar o carregamento.

2.2 Modelo dos Veículos Elétricos usando Processo de Poisson Não-homogêneo

A principal característica do modelo NHPP comparado ao modelo PP é a possibilidade de representar a chegada de VE de forma contínua e individual, incluindo na modelagem o SOC da bateria de cada veículo. Este recurso possibilita verificar se a flexibilidade da geração é suficiente para atender os requisitos da carga de VE.

O modelo NHPP possui quatro etapas:

- A distribuição da chegada de veículos é obtida através do comportamento de mobilidade, como visto na Fig. 2.
- Uma série anual do número de chegadas de VE e os tempos de viagens são amostrados com base no NHPP. Então, um horário de partida é calculado para cada chegada.
- A carga de VE é calculada integrando a curva de carga de VE obtida a partir dos horários de chegada e partida.
- As estratégias de carregamento de VE são representadas para incluir a carga dos VE no processo de simulação.

Os quatro estágios descritos serão detalhados nas seções a seguir.

2.2.1 Distribuição de chegada da população motorizada

O valor $\lambda(t)$ é o número esperado de chegada de veículos em um local dependente do tempo ao longo do dia, de acordo com o comportamento de mobilidade de VE.

2.2.2 Método do processo de contagem - NHPP

O modelo NHPP consiste na geração de processos bidimensionais. Enquanto os dados de chegada formam um processo unidimensional com taxa λ , no qual as posições são uniformes no intervalo $[0, \lambda]$, os tempos de chegada formam o segundo processo de dimensão. Cada chegada do processo unidimensional possui $1 - \lambda(T_{an})/\lambda_{max}$ de probabilidade de rejeição. O pseudocódigo 2 é baseado no método de aceitação-rejeição, e descreve um NHPP, onde λ_{max} é o valor máximo de $\lambda(t)$ da distribuição de chegada, τ é o período observado, t é o tempo de chegada do VE, i é o contador de iteração, U_i e V_i são números aleatórios distribuídos uniformemente, n é o número de VE que chegam em algum local para efetuar um carregamento de bateria e T_{an} é a hora de chegada do VE, calculada através de uma taxa amostrada aleatoriamente, conforme o pseudocódigo 2.

O pseudocódigo 2 é executado para todos os dias, uma vez por dia, de um ano:

```

i ← 0 // contador de iteração
n ← 1 // número de experimentos
t ← 0 // tempo de chegada
λmax ← max λ(t)
while t < 24 do
    i ← i + 1
    Ui ← U(1,0) // n° aleatório amostrado em [0,1]
    t ← t -  $\frac{1}{\lambda_{max}}$  ln(Ui)
    Vi ← U(1,0) // n° aleatório amostrado em [0,1]
    if Vi <  $\frac{\lambda(t)}{\lambda_{max}}$  then
        n ← n + 1
        Tan ← t
    end
end

```

O tempo de partida T_{dn} de cada veículo é dado por:

$$T_{dn} = T_{an} + W_n + Ct_j \quad (1)$$

Onde, W_n é um número uniformemente distribuído entre $[0,1]$ e Ct_j é o tempo total de carregamento para cada tipo de bateria de VE (Hasset; Bower; Alexander, 2011). Vale ressaltar que o tempo de partida dado pela Eq. (1) não é calculado no pseudocódigo 2, sendo realizado após a contagem das chegadas de VE e calculado os tempos de chegada.

A Fig. 4 mostra o gráfico que representa o processo de contagem:

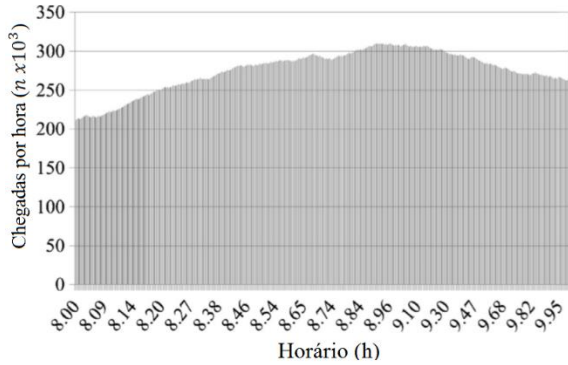


Figura 4 - Representação do processo de contagem por hora.

A partir da Fig. 4 é possível verificar o perfil de comportamento das chegadas dos VE em um determinado local. Devido ao elevado número de VE considerados, a Fig. 4 apresenta o número de chegadas para um pequeno intervalo do dia simulado.

2.2.3 Curva de Carga de VE

A curva de carga dos VE é gerada para todas as amostras analisadas, integrando a área formada pelos tempos de chegada e partida, como ilustrado na Fig. 5, e é dada pela seguinte equação:

$$L_{VEtotal}(t) = \sum_{j=1} \int_{T_{an}}^{T_{dn}} L_{VEj}(t) dt \quad (2)$$

Onde L_{VE} é a carga de VE individual, T_{an} e T_{dn} são os tempos de chegada e partida, respectivamente, e j é o tipo de bateria do VE.

A Fig. 5 ilustra a curva de carga de VE do modelo proposto considerando o tempo de início de carregamento T_{a1} e T_{a2} e final T_{d1} e T_{d2} .

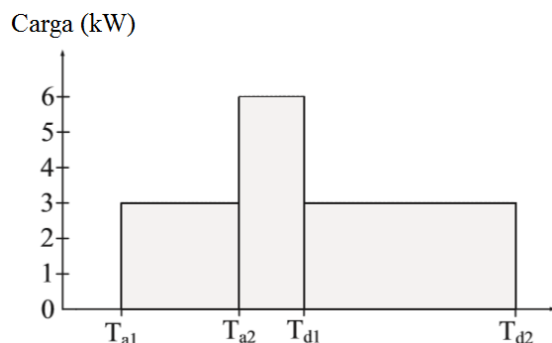


Figura 5 – Ilustração do perfil da curva de carga de VE

Verifica-se, na Fig. 5, a variação da carga em função dos tempos de carregamento.

2.2.4 Estratégias de Carregamento de Veículos Elétricos

O modelo NHPP adota as mesmas estratégias que o modelo PP, que são de carregamento direto, carregamento no vale e carregamento inteligente.

3 Integração dos Modelos VE na Avaliação de Confiabilidade do Sistemas de Geração

Tradicionalmente, em avaliações probabilísticas dos estudos de adequação do sistema de geração, o sistema elétrico é representado pelo modelo de Markov, que serve para indicar os estados de funcionamento e não funcionamento das unidades geradoras.

Nestes estudos são empregados dois tipos de modelos de acordo com a tecnologia de geração. Para grandes hidrelétricas e térmicas convencionais, que possuem continuidade após o momento em que são ligadas, a representação é realizada pelo modelo de Markov a dois estados. Para unidades de geração formadas por agrupamentos de diversas unidades de geração, que são os casos dos geradores eólicos e fotovoltaicos, o modelo de Markov adotado é o multi-estados (Matos, et al., 2009).

A SMCS pode executar o modelo de Markov e o modelo de Poisson, pelo processo NHPP, simultaneamente de forma sincronizada. A Fig. 6 apresenta o procedimento da simulação considerando a disponibilidade de geração (G), a carga do VE e o restante da carga do sistema equivalentada num modelo de barra única:

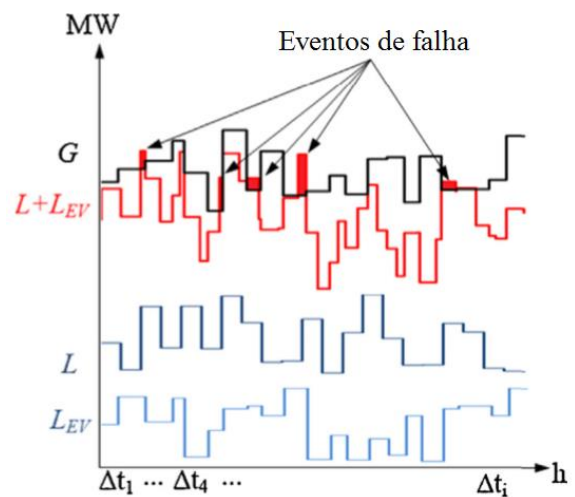


Figura 6 - Processo de simulação

A simulação calcula os índices de confiabilidade da geração baseando-se em amostras aleatórias repetidas anualmente dos estados de transição Δt_i . E esta

confiabilidade é avaliada através de índices de perda de carga (Billinton; Li, 1994), que são variáveis que fornecem informações do sistema elétrico referente à falta de capacidade e flexibilidade para suprir a carga devido às variações de geração e perfil da carga.

Usualmente, os seguintes índices são calculados:

- Probabilidade da Perda de Carga (LOLP - *Loss of Load Probability*);
- Expectativa da Perda de Carga (LOLE - *Loss of Load Expectation*);
- Potência Esperada Não Fornecida (EPNS - *Expected Power Not Supplied*);
- Energia Esperada Não Fornecida (EENS - *Expected Energy Not Supplied*);
- Frequência da Perda de Carga (LOLF - *Loss of Load Frequency*);
- Duração da Perda de Carga (LOLD - *Loss of Load Duration*).

3.1 Avaliação da Capacidade de Reserva de Estática e Operacional de longo-prazo

Esta seção apresenta a definição de reserva estática e operacional de longo-prazo que resultam da avaliação da adequação de sistemas de geração no âmbito dos estudos do planejamento de sistemas elétricos de geração.

3.1.2 Avaliação da Capacidade de Reserva Estática

A avaliação da reserva estática é responsável por verificar se a configuração do sistema de geração é capaz de atender a demanda de carga prevista. Esta verificação é realizada em cada estado de transição da SMCS e é descrita pela equação a seguir:

$$G - L \leq 0 \quad (3)$$

Onde, G é a capacidade de geração disponível do sistema e L representa a carga convencional do sistema. Tanto a geração quanto a carga estão sujeitos a variações, que podem ser ocasionadas pela disponibilidade do equipamento ou da fonte de energia, no caso das unidades geradoras, e também pelas incertezas de curto e longo-prazo da carga.

Para a avaliação do impacto do VE no sistema elétrico, a carga dos VE é adicionada à demanda convencional do sistema:

$$G - (L + L_{VEtotal}) \leq 0 \quad (4)$$

Onde, $L_{VEtotal}$ é a carga dos VE total obtida dos modelos descritos na seção 2. Assim como ocorre para a inequação sem VE, a inEq. (3), a inEq. (4) é verificada em cada estado ao longo da simulação. Em casos afirmativos (falha por falta de capacidade para atender a demanda), índices de confiabilidade devem ser contabilizados.

3.1.2 Avaliação da Capacidade da Reserva Operacional para Longo-Prazo

A avaliação da reserva operacional visa verificar se a soma das capacidades das reservas secundária (R_S) e terciária (R_T) é capaz de suprir as variações promovidas, principalmente, pelas falhas das unidades geradoras, variações das fontes primárias de recursos renováveis e variações da carga.

A Eq. (5) apresenta a relação entre a capacidade de geração sincronizada disponível, G_{sync} , e não sincronizada disponível, $G_{nonsync}$, com a carga e as incertezas do sistema.

$$(G_{sync} + G_{nonsync}) - [L + (\Delta L + \Delta P_W + \Delta G_{out})] \leq 0 \quad (5)$$

Onde G_{sync} compreende as unidades geradores responsáveis por suprir a carga e as reservas primária (R_P) e secundária e a $G_{nonsync}$ refere-se a carga terciária. Os termos ΔL , ΔP_W e ΔG_{out} são, respectivamente, a incerteza de carga, a incerteza da energia eólica em relação a previsão de curto-prazo e a perda da capacidade de geração devido às falhas nas unidades de geração. A incerteza da carga é assumida seguir uma distribuição Gaussiana com média zero e desvio padrão proporcional à carga. A incerteza da energia eólica é calculada através do método da persistência que resulta na diferença entre o valor ocorrido e o último valor conhecido de potência eólica.

Assim como na reserva estática, a carga de VE é integrada a equação da reserva operacional:

$$(G_{sync} + G_{nonsync}) - [L + L_{VEtotal} + (\Delta L + \Delta L_{VE} + \Delta P_W + \Delta G_{out})] \leq 0 \quad (6)$$

Onde ΔL_{VE} é a incerteza em relação à carga dos VE.

A Fig. 7 ilustra a relação entre essas variáveis:

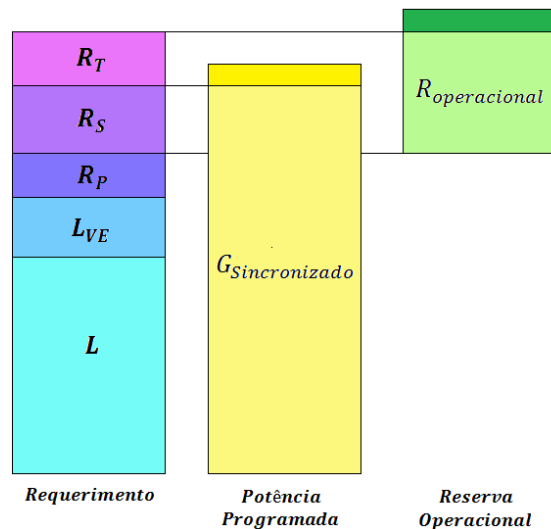


Figura 7. Reserva Operacional

A Fig. 8 mostra os eventos em que a Reserva Operacional é suficiente e insuficiente:

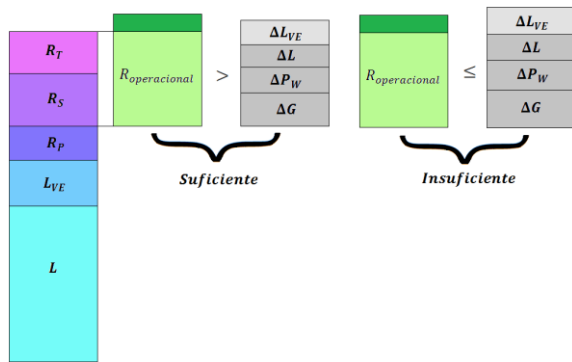


Figura 8. Reserva Operacional suficiente e insuficiente

Reserva insuficiente significa que não há capacidade suficiente para acomodar as variações (incertezas) de curto-prazo e deve-se proceder com o corte de carga. Por outro lado, reserva suficiente significa que o sistema tem capacidade adequada para cumprir com o compromisso da demanda.

4 Cenários de Integração de Veículos Elétricos

4.1 Penetração de VE em 2020 e 2030

São definidos três cenários de penetração de VE para os anos de 2020 e 2030 (Hassett; Bower; Alexander, 2011), que são classificados como provável, agressivo e muito agressivo. A tabela 1 e 2 contém o número de VE e seu percentual referente ao número total da frota de veículos para os anos de 2020 e 2030, respectivamente, nos cenários mencionados para Portugal:

Tabela 1. Cenário de penetração de VE para o ano de 2020

2020	Provável	Agressivo	Muito Agressivo
Nº de VE	24.311	49.698	101.435
Porcentagem de VE (%)	0,60	1,22	2,50

Tabela 2. Cenário de penetração de VE para o ano de 2030

2030	Provável	Agressivo	Muito Agressivo
Nº de VE	209.254	446.700	870.955
Porcentagem de VE (%)	2,64	5,64	11,00

É importante salientar que estas estimativas estão referidas no estudo realizado no âmbito do projeto MERGE.

5 Avaliação da Adequação do Sistema de Geração de Portugal

As seções seguintes descrevem a previsão da matriz energética para o sistema de geração de Portugal para os anos 2020 e 2030.

5.1 Configuração 2020

Para o ano de 2020 o pico de carga é de 12.300 MW, possuindo 4.330 unidades de geração, que variam a capacidade de 1 MW a 523 MW e juntos somam 24.975 MW de capacidade total instalada. A Fig. 9 apresenta o percentual que cada tecnologia de geração representa na matriz energética de Portugal no ano de 2020 de acordo com a operadora nacional (Redes Energéticas Nacionais - REN):

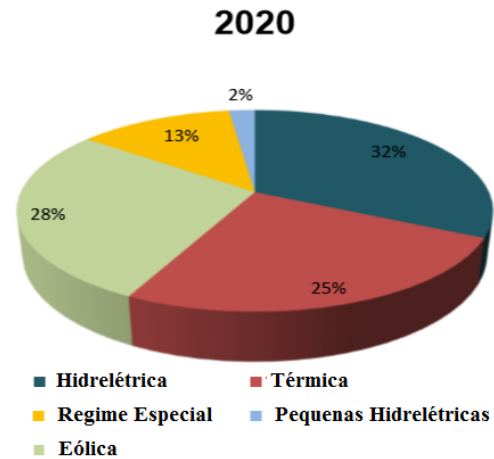


Figura 9. Sistema de Geração de Portugal em 2020

As capacidades da reserva primária e secundária utilizadas nas simulações são 53 MW e 500 MW, respectivamente. A reserva terciária é composta por 90 unidades hidrelétricas e 2 térmicas, que totalizam 8.689 MW. A incerteza de curto-prazo da carga é de 4% e a de longo-prazo é de 0%.

5.1.1 Avaliação da Reserva Operacional de longo-prazo

Devido ao pequeno impacto causado na avaliação da reserva estática, este artigo apresenta os resultados da avaliação da reserva operacional de longo-prazo. A Tabela 3, a Tabela 4 e a Tabela 5 apresentam os índices de confiabilidade considerando as estratégias descritas na seção 3, que são o carregamento direto, o carregamento no vale e o carregamento inteligente em todos os três cenários de integração de VE.

Tabela 3. Índices para Reserva Operacional utilizando a estratégia de carregamento direto – Portugal 2020

	0,0% VE	0,6% VE	1,22% VE	2,5% VE
LOLE (h/ano)	0,4059	0,4219	0,4345	0,4723
EENS (MWh/ano)	128,59	134,61	140,20	152,64
LOLF (occ/ano)	0,6587	0,6757	0,6967	0,7583

Tabela 4. Índices para Reserva Operacional utilizando a estratégia de carregamento no vale – Portugal 2020

	0,0% VE	0,6% VE	1,22% VE	2,5% VE
LOLE (h/ano)	0,4059	0,4073	0,4154	0,4227
EENS (MWh/ano)	128,59	128,94	131,29	133,57
LOLF (occ/ano)	0,6587	0,6590	0,6717	0,6850

Tabela 5. Índices para Reserva Operacional utilizando a estratégia de carregamento inteligente – Portugal 2020

	0,0% VE	0,6% VE	1,22% VE	2,5% VE
LOLE (h/ano)	0,4059	0,3883	0,3756	0,3498
EENS (MWh/ano)	128,59	121,16	116,02	106,82
LOLF (occ/ano)	0,6587	0,6257	0,6030	0,5637

Os resultados apresentados nas tabelas mostram que as estimativas dos índices de confiabilidade da reserva operacional são adequadas independente da estratégia adotada para todos os cenários de penetração. Também é possível identificar através dos resultados que a melhor estratégia é a de carregamento inteligente. Onde os resultados indicam que ao adotar esta estratégia, a capacidade escalada dos geradores é flexibilizada devido à habilidade em transferir a carga dos VE para horários seguintes, onde a reserva operacional é suficiente para atender a demanda total do sistema.

5.2 Configuração 2030

Para o ano de 2030 o pico de carga é de 14.384 MW, possuindo 4.589 unidades de geração, que variam a capacidade de 1 MW a 557 MW e juntos somam 28.339 MW de capacidade total instalada.

A Fig. 10 apresenta a porcentagem que cada tecnologia de geração representa para o sistema elétrico de Portugal no ano de 2030 de acordo com a REN:

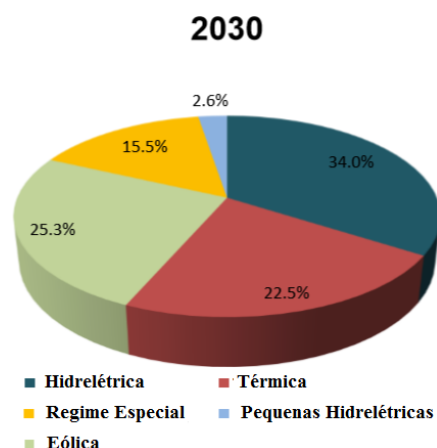


Figura 10. Sistema de Geração de Portugal em 2030

A capacidade da reserva primária utilizada é de 53 MW, enquanto a capacidade da reserva secundária é de 650 MW. A reserva terciária é composta por 100 unidades hidrelétricas e 2 unidades térmicas, que totalizam 12.423 MW. As incertezas de curto e longo prazo da carga são de 5% e 0%, respectivamente.

5.2.1 Avaliação da Reserva Operacional de longo-prazo

A Tabela 6, a Tabela 7 e a Tabela 8 apresentam os índices de confiabilidade considerando as estratégias descritas na seção 2.

Tabela 6. Índices para Reserva Operacional utilizando a estratégia de carregamento direto – Portugal 2030

	0,0% VE	2,64% % VE	5,64% % VE	11,00% VE
LOLE (h/ano)	1,057	1,802	3,262	8,849
EENS (MWh/ano)	548,31	1.040,25	2.082,05	7.027,04
LOLF (occ/ano)	1,200	2,033	3,686	9,454

Tabela 7. Índices para Reserva Operacional utilizando a estratégia de carregamento no vale – Portugal 2030

	0,0% VE	2,64% VE	5,64% VE	11,00% VE
LOLE (h/ano)	1,057	1,088	1,208	1,991
EENS (MWh/ano)	548,31	567,46	643,66	1.195,01
LOLF (occ/ano)	1,200	1,244	1,396	2,444

Tabela 8. Índices para Reserva Operacional utilizando a estratégia de carregamento inteligente – Portugal 2030

	0,0% VE	2,64% VE	5,64% VE	11,00% VE
LOLE (h/ano)	1,057	1,037	1,048	1,140
EENS (MWh/ano)	548,31	543,14	558,43	601,09
LOLF (occ/ano)	1,200	1,178	1,185	1,300

Os resultados das tabelas supracitadas nesta seção mostram que as estimativas dos índices de confiabilidade apresentaram melhores resultados para a estratégia de carregamento inteligente. O desempenho da reserva operacional para os três cenários manteve-se próxima ao cenário sem VE, o que significa que mesmo com o aumento da demanda de carga (dos VE) é possível manter os índices de confiabilidade do sistema para os cenários apresentados.

Por outro lado, verifica-se que os índices aumentaram significativamente para a estratégia de carregamento direto, resultando em um LOLE de 8,849 h/ano para o cenário muito agressivo, que é considerado alto pelas concessionárias de energia, resultando na inadequação do sistema elétrico considerando que a estratégia de carregamento direto seja adotada pelos usuários dos mesmos.

6 Conclusão

Neste estudo, foram apresentados métodos de modelamento de estratégias de carregamento dos VE para serem utilizados na avaliação da adequação de sistemas de geração. Foram utilizados os sistemas de geração de Portugal previstos para os anos de 2020 e 2030. Para realizar a avaliação destes, foram simulados três cenários de integração de VE para três estratégias de carregamento.

Os índices mostraram que no ano de 2020 as diferentes formas de carregamento, para os três cenários de integração de VE, não impactam significativamente na confiabilidade do sistema português, mantendo os valores próximos do cenário sem VE. Esta afirmação pode ser evidenciada quando os índices de confiabilidade para o pior caso são apresentados. Este evento ocorre quando o cenário de integração de VE é muito agressivo e a estratégia utilizada é de carregamento direto, no qual os resultados para LOLE e EENS foram de 0,4723 h/ano e 152,64 MWh/ano, respectivamente, enquanto para o cenário sem VE apresentou valores de 0,4059 h/ano e 128,59 MWh/ano.

Analisando o desempenho para o ano de 2030, percebe-se que os resultados para os cenários que utilizam a estratégia de carregamento direto, apresentando LOLE de 8,849 h/ano e EENS de 7.027,04 MWh/ano para o pior caso, são considerados valores elevados e de risco para o sistema elétrico.

Através dos resultados e análises apresentados é possível afirmar que é fundamental estudar o impacto dos VE na avaliação da adequação dos sistemas de geração futuros para se determinar incentivos que permitam que os usuários escolham estratégias de carregamento que possibilitem a mitigação do impacto do carregamento dos VE nos sistemas de potência, como a do carregamento inteligente.

Agradecimentos

Os autores agradecem a Universidade Federal de Santa Catarina e o apoio financeiro do INESC P&D Brasil e INESC TEC.

Referências Bibliográficas

Adan, I. and Resing, J. (2015). Queueing Theory, Department of Mathematics and Computer Science, Eindhoven University Technological,

- Eindhoven, The Netherlands. Disponível em: <<http://www.win.tue.nl/~iadan/queueing.pdf>>.
- Billinton, R. and Li, W. (1994). Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods. New York: Plenum Press.
- Downing, N. and Ferdowsi, M. "Identification of Traffic Patterns and Human Behaviours", Work Package 1, Task 1.5, Deliverable 1.1
- Hasset, B; Bower, E. and Alexander, M. Deliverable D3.2 EV Penetration Scenarios, Technical Report, 2011. Disponível em : < <http://www.ev-merge.eu>>
- Hassett, B; Bower, E. and Alexander, M.; "Evaluation of the Impact that a Progressive Deployment of EV Will Provoke on Electricity Demand, Steady State Operation, Market Issues, Generation Schedules, and on the Volume of Carbon Emissions - Electric Vehicle Penetration Scenarios in Germany, UK, Spain, Portugal and Greece", Work Package 3, Task 3.2, Deliverable 3.2.
- INE – Inquérito à Mobilidade da População Residente 2000, Portugal.
- Matos, M; Lopes, J.P; Rosa, M; Ferreira, R; Silva, A.M.L; Sales, W; Resende, L; Manso, L; Cabral, P; Ferreira, M; Martins, N; Artaiz, C; Soto, F. and Lopez, R. (2009). Probabilistic evaluation of static and operating reserve requirements of generating systems with renewable power sources: the Portuguese and Spanish cases, Int. J. Electr. Power Energy Syst. 31 (9) pp. 562–569.
- Mello, J.C.O; Pereira, M.V.F. and Silva, A.M.L. (1994). "Evaluation of reliability worth in composite systems based on pseudo-sequential MC simulation," IEEE Trans. on Power Syst., Vol. 9, No. 3, pp. 1318-1326.
- Rosa, M; Bremermann, L; Matos L.C.M. and Liquito, M. "Reserve Adequacy", Work Package 2, Task 2.5, Deliverable 2.2
- Rubinstein, R. and Kroese, D. (2014). Simulation and Monte Carlo Method, 2nd ed., Wiley.